



UMA VISÃO ESTRATÉGICA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL

Adriana Ribeiro Gouvêa

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Jr

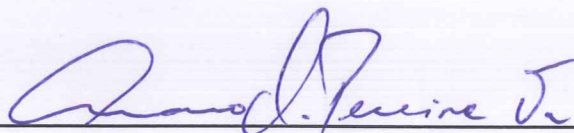
Rio de Janeiro
Março de 2019

UMA VISÃO ESTRATÉGICA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL

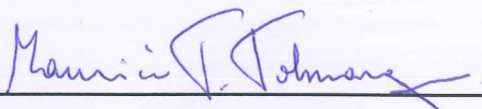
Adriana Ribeiro Gouvêa

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

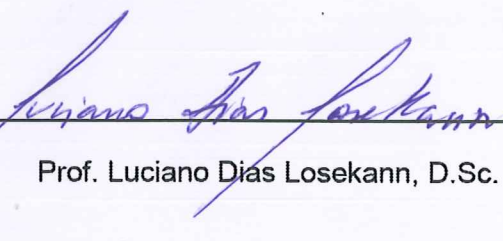
Examinada por:



Prof. Amaro Olímpio Pereira Jr, D.Sc.



Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim, D.Sc.



Prof. Luciano Dias Losekann, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2019

Gouvêa, Adriana Ribeiro

Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil/ Adriana Ribeiro Gouvêa – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XI, 97 p.: il; 29,7 cm.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Jr

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 93 - 97

1. Recursos energéticos distribuídos. 2. Distribuidoras de energia elétrica. 3. Análise SWOT. I. Pereira Jr, Amaro Olímpio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

“Remember to look up at the stars and not down at your feet”

Stephen Hawking

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida e pela minha perseverança em aprender todos os dias. Pela possibilidade de contribuir para um mundo melhor.

Aos meus pais por me ensinar o valor da educação e que estabeleceram as bases de minha formação pessoal com atitudes, incentivos e cobranças, sobretudo, com muito carinho.

Aos meus irmãos pela amizade e apoio neste importante momento da minha vida.

Aos meus sobrinhos pela alegria constante e contagiante e pelo olhar sincero, fazendo valer cada esforço.

Ao professor e orientador Amaro Pereira pela oportunidade, confiança e pelos conhecimentos compartilhados. Pela força com que me orientou e nos guiou a este resultado.

A todos os professores do Programa de Planejamento Energético da COPPE que foram sempre atenciosos, dividindo seus conhecimentos, e contribuíram muito para minha formação intelectual.

Ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL) pela oportunidade de trabalhar com especialistas renomados, que gentilmente contribuíram com o meu crescimento profissional, em especial, ao Maurício Moszkowicz pela atenção e participação em pontos chaves da dissertação.

Ao meu colega Paulo Mauricio Senra pela valiosa parceria no compartilhamento de ideias.

Aos amigos e familiares pelo sorriso afetuoso nas horas mais difíceis independente da distância e da ausência em seus eventos.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro, de vital importância para a conclusão deste trabalho.

A todos aqueles que contribuíram, direta ou indiretamente, para esta formação que se torna mais uma vitória em minha vida, os meus sinceros agradecimentos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

UMA VISÃO ESTRATÉGICA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL

Adriana Ribeiro Gouvêa

Março/2019

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Jr

Programa: Planejamento Energético

A transição energética vivenciada nos dias atuais tem impulsionado a difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED), que tem estimulado a descentralização do sistema elétrico consequentemente tem exigido de uma forma geral mudança de comportamento dos agentes envolvidos, em particular, das distribuidoras de energia elétrica para enfrentar esse novo cenário. Assim, esta dissertação tem como objetivo apresentar uma visão estratégica para as empresas do segmento de distribuição de energia atuar de forma eficiente em um ambiente de difusão de RED no Brasil. Para isso, a análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) foi aplicada as empresas tradicionais de distribuição de energia. Os insumos para a construção das matrizes SWOT foram originados de pesquisas bibliográficas e do resultado da pesquisa eletrônica com agentes do setor elétrico brasileiro. Da análise das matrizes é possível observar que essas empresas reguladas se deparam com poucas oportunidades e muitas ameaças em um cenário de difusão de RED e ainda apresentam muitas fraquezas relativas ao seu modelo de negócio diante da regulação nacional vigente. Esta constatação reforça a necessidade de uma visão estratégica das empresas reguladas, diversificando o portfólio de negócio, a fim de possibilitar maior participação no mercado aberto pelos RED. Nesse sentido é imprescindível a revisão do arcabouço regulatório para viabilizar a atuação dessas empresas de forma protagonista nesse promissor mercado e, além disso, os grupos econômicos do setor elétrico devem desenvolver um plano de ações que permitam aproveitar as oportunidades criadas pela difusão dos RED, usando seus conhecimentos e a assimetria de informação dos respectivos mercados, a fim de transformar o risco em novos negócios.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

A STRATEGIC VISION OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SECTOR TOWARDS
THE CHALLENGES OF THE ENERGY RESOURCES DISTRIBUTED DIFFUSION IN
BRAZIL

Adriana Ribeiro Gouvêa

March/2019

Advisor: Amaro Olímpio Pereira Jr

Department: Energy Planning

The energy transition experienced in recent days has driven the diffusion of distributed energy resources (DER). It has stimulated the decentralization of the electric system, consequently requiring a change in the behavior of the stakeholders, in particular of the distribution system operators, in order to face this new scenario. This dissertation aims to present a strategic vision for companies of the electricity distribution sector, so that they can act efficiently in an environment of DER diffusion in Brazil. The SWOT analysis (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) was applied to regulated companies. The inputs for the design of SWOT matrices were originated from bibliographic research and the results of the research with Brazilian electrical sector agents. From the analysis of the matrices, it is possible to observe that regulated companies have few opportunities and many threats in a scenario of DER diffusion and still present very weaknesses in relation their business model with the current national regulation. This finding reinforces the need for a strategic vision of regulated companies to diversify their business, in order to allow greater participation in the market opens by the DER. In this sense is essential to review the regulatory framework to enable these companies to take a leading role in this promising market and; in addition, the economic groups of the electricity sector must develop a plan of actions that allow them to take advantage of the opportunities created by the DER diffusion, using their knowledge and the information asymmetry of their respective markets, in order to transform risk into new business.

Sumário

1	Introdução.....	1
2	Perspectivas do setor de distribuição de energia para o futuro.....	6
2.1	Inserção em larga escala dos recursos energéticos distribuídos	10
2.1.1	Geração Distribuída (GD).....	12
2.1.2	Armazenamento de energia distribuído (AD).....	15
2.1.3	Resposta da demanda (RD)/ Eficiência energética (EE)	18
2.1.4	Mobilidade elétrica (ME).....	20
2.2	Novos arcabouços regulatórios.....	21
2.2.1	<i>Reference Network Model</i> (RNM).....	22
2.2.2	<i>Menu</i> de contratos.....	23
2.2.3	TOTEX	23
2.2.4	<i>Unbundling</i>	24
2.3	Novos modelos de negócio e arranjos comerciais.....	26
2.3.1	Distribuidoras como proprietárias dos ativos	26
2.3.2	Distribuidoras como financiadoras de ativos.....	27
2.3.3	Distribuidoras contratam energia para revender	27
2.3.4	Exemplos de arranjos comerciais	28
3	Setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.....	31
3.1	Eficiência operacional.....	33
3.2	Sustentabilidade financeira.....	37
3.3	Investimentos	40
3.4	Qualidade do serviço	44
3.5	Pesquisa eletrônica.....	47
4	Comparação internacional de modelos tarifários	53
4.1	Alemanha.....	56
4.2	Estados Unidos da América (EUA).....	57
4.3	Reino Unido.....	59
5	Visão estratégica do segmento de distribuição de energia elétrica	62
5.1	Análise SWOT.....	62
5.2	Caracterização do ambiente de negócio das empresas	63
5.2.1	Ambiente interno.....	64
5.2.2	Ambiente externo.....	65

5.3	Matriz SWOT	66
5.3.1	Ambiente de negócio interno	67
5.3.2	Ambiente de negócio externo	71
5.4	Análise dos desafios das distribuidoras de energia elétrica	77
5.4.1	Ambiente de negócio externo	78
5.4.2	Ambiente de negócio interno	82
6	Conclusão	86
	Referências bibliográficas	93

Lista de Figuras

Figura 1 – Sistema elétrico: presente e futuro	9
Figura 2 – Estado da arte das tecnologias de armazenamento de energia elétrica.....	16
Figura 3 – Eventos de comercialização de energia no ACR	35
Figura 4 – Processo tarifário de uma distribuidora com revisões (RTP) e reajustes (RTA e RTE).....	54
Figura 5 – Análise da matriz SWOT	62

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Unidades consumidoras com geração distribuída (GD)	43
--	----

Lista de Quadros

Quadro 1 – Matriz SWOT do ambiente interno das empresas reguladas no cenário de difusão de RED	71
Quadro 2 – Matriz SWOT do ambiente externo das empresas reguladas no cenário de difusão de RED	76

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Capacidade de geração do Brasil.....	7
---	---

Lista de Siglas:

- ABRADÉE: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
- ACL: Ambiente de Contratação Livre
- ACR: Ambiente de Contratação Regulado
- AD: Armazenamento de Energia Distribuído
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
- CA: Corrente Alternada
- CC: Corrente Contínua
- CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
- CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCG: Contrato de Constituição de Garantias
- COP: Conferência das Partes sobre Mudança do Clima
- EE: Eficiência Energética
- ESCO: Empresas de Serviços de Conservação de Energia
- FOFA: Forças, Oportunidades, Fraquezas e Ameaças
- GD: Geração Distribuída
- GEE: Gases de Efeito Estufa
- ME: Mobilidade Elétrica
- MWh: Megawatt-hora
- P&D: Pesquisa e Desenvolvimento
- PLD: Preço de Liquidação das Diferenças
- RED: Recursos Energéticos Distribuídos
- RTP: Revisão Tarifária Periódica
- RTA: Reajuste Tarifário Anual
- RTE: Revisão Tarifária Extraordinária
- SEB: Sistema Elétrico Brasileiro
- SIN: Sistema Integrado Nacional
- SWOT: *Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*
- TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- WACC: *Weighted Average Cost of Capital*

1 Introdução

À medida que os países em desenvolvimento se industrializam, a demanda por energia é notoriamente impulsionada. A maior parte desta energia é derivada dos combustíveis fósseis, conseqüentemente, seu maior uso intensifica as emissões de gases de efeito estufa (GEE), tendo como resultado o aumento do aquecimento global. Isto é ratificado pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2014), que salienta que a alteração do sistema climático do planeta é extremamente influenciada pelo aumento antropogênico desde meados do século XX.

Essa tendência mundial tem aprofundado a discussão sobre o *trade off* entre a preocupação com a mudança climática e a segurança energética, que busca alternativas energéticas seguras a fim de reduzir as emissões de carbono e construir um futuro energético mais sustentável. Nesta busca por soluções energéticas, diferentes órgãos e iniciativas internacionais e nacionais vêm apoiando sistematicamente uma maior inserção de fontes renováveis na matriz energética mundial, que pode ser considerada uma alternativa árdua para muitos países que ainda tem o carvão como principal fonte energética.

Em 2017, as fontes renováveis de energia se destacaram contribuindo com aproximadamente 27% da capacidade de geração de eletricidade do mundo, dessa estimativa as hidroelétricas representaram 16,4% (REN21, 2018). Nesta perspectiva, o Brasil possui 162,94 GW de capacidade instalada de geração elétrica, 72,8% provenientes de fontes renováveis sendo que a maior contribuição refere-se à fonte hidráulica com aproximadamente 64% (ANEEL, 2018a). Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2017a), o Brasil tem promovido à intensificação do uso das fontes renováveis principalmente com usinas eólicas e solares para a geração de eletricidade, que atualmente tem favorecido o abastecimento de algumas regiões do país diante da redução da capacidade de regularização do sistema causada pelo aumento da demanda de eletricidade sem estar acompanhada da construção de hidrelétricas com reservatórios na mesma proporção.

Tais iniciativas têm estimulado os consumidores a se tornarem geradores de energia elétrica, sendo assim denominados de prosumidores, na expectativa de reduzirem sua dependência das concessionárias de energia e seus gastos com a eletricidade. Este comportamento mais ativo dos consumidores é um indicativo para a

importância do planejamento e da inclusão mais efetiva de recursos energéticos distribuídos, diferentes dos disponíveis no país.

Um dos principais motivos para a difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED) é o seu potencial de oferecer e impor inovações tecnológicas, tanto no lado da demanda, quanto no lado da oferta, servindo de complemento ao sistema de geração de energia centralizada ou como substituto; entende-se que estes recursos podem reduzir a dependência do uso de combustíveis fósseis. E, ao mesmo tempo, vai contribuir de forma decisiva para a implementação de modernos serviços de distribuição de energia elétrica, tanto em áreas urbanas, como em áreas remotas e rurais. Estas possibilidades de novos serviços além de novos negócios podem ser retratadas, por exemplo, na geração distribuída, no armazenamento de energia, no gerenciamento da demanda e na mobilidade elétrica. Com a difusão destes recursos nos próximos anos, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) está convergindo para uma transformação sem precedentes com a ruptura de paradigmas.

Essa transformação energética tende a determinar uma oferta de energia descentralizada e ambientalmente sustentável além da mudança na forma como as empresas do setor elétrico se relacionam com os consumidores de energia. Nesse cenário, principalmente, as empresas de distribuição de energia elétrica precisam se preparar para grandes desafios no médio e longo prazo, já que os RED estão conectados nas redes de distribuição ou nas instalações dos consumidores.

Uma vez que a eletricidade é considerada um serviço essencial, as distribuidoras de eletricidade são obrigadas a conectar os consumidores finais (residenciais ou comerciais) da sua área de concessão à rede elétrica, configurando o atendimento universalizado deste serviço. Além disso, as distribuidoras são responsáveis pela operação do sistema de distribuição, sendo proprietárias do fio, e por manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica, que periodicamente requer investimentos na rede.

Os custos destes serviços são repassados para os consumidores nas tarifas de energia elétrica, então o retorno do investimento das distribuidoras está diretamente proporcional à quantidade de energia vendida. Assim, com o aumento da oferta da geração distribuída espera-se a redução da venda de energia pelas distribuidoras, conseqüentemente, o lucro dessas empresas diminui já que há uma interdependência entre a receita e a venda, o que gera uma pressão para revisão do modelo de receita regulado das distribuidoras.

Além disso, a inserção em larga escala de geração distribuída gerar perturbações técnicas na rede de distribuição, como a variação da tensão, por isso exigem maiores investimentos em novas tecnologias para gerenciar, monitorar e garantir a qualidade de serviços ancilares, que elevam as despesas dos agentes envolvidos nesse segmento. Com a perda de mercado (espiral da morte) e o aumento da complexidade do sistema, o negócio de distribuição de energia pode deixar de ser economicamente atraente, podendo se tornar um risco para os acionistas e investidores.

Os RED podem ter vantagens sobre os recursos centralizados, entretanto oferecem limitações e custos adicionais (ou diferentes). Portanto, há necessidade de identificar e remover quaisquer barreiras ineficientes a participação de RED no sistema de distribuição, bem como quaisquer subsídios mal concebidos ou tecnologias específicas que podem distorcer decisões de investimento. Além disso, deve ser criado um sistema abrangente de preços e encargos que transmite e monetiza o valor dos recursos energéticos centralizados e distribuídos, todos competindo sob as mesmas regras. Apenas sob estas condições, o potencial econômico e técnico de desses recursos poderão ser realizados.

Dada à importância das distribuidoras de energia elétrica, o desenvolvimento de novos arranjos comerciais, novos modelos de negócio e uma reestruturação do arcabouço regulatório são necessários para reorganizar e redistribuir os custos e os benefícios perante essa transformação energética. A partir das experiências internacionais, é possível observar que a transição para um novo modelo de negócio que incorpora os RED deve incluir uma reformulação do papel do governo, dos reguladores, dos consumidores e até mesmo das distribuidoras, conferindo assim o protagonismo a essas empresas nesse cenário.

Assim, o objetivo geral desta dissertação é apresentar uma visão estratégica para as empresas do segmento de distribuição de eletricidade atuar de forma eficiente frente aos desafios da expansão dos RED em futuro próximo no Brasil, considerando as experiências de modelos de negócio internacionais e mostrando a necessidade de uma adaptação da regulação vigente para esse cenário.

Para isso, é essencial identificar as vantagens e desvantagens da difusão dos RED para as distribuidoras de energia elétrica, considerando os aspectos econômicos, tecnológicos, regulatórios, comerciais, ambientais, culturais e outros. É importante enfatizar que outros agentes que também atuam no segmento de distribuição de energia elétrica, tais como: consumidores, reguladores, comercializadores e o

mercado de energia serão influenciados com esse cenário em crescimento, mas estes agentes não foram o foco deste trabalho.

Diante deste levantamento, uma matriz analítica de riscos e oportunidades do novo ambiente de negócios foi elaborada com base na metodologia de análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) também conhecida como matriz FOFA (Forças, Oportunidade, Fraquezas e Ameaças), que é uma ferramenta simples utilizada para identificar as influências internas e externas, sejam elas favoráveis ou desfavoráveis, em qualquer ambiente de negócio.

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma. O Capítulo 2 traz uma perspectiva das grandes alterações das atividades de planejamento e operação das distribuidoras de energia elétrica com a inserção em larga escala dos recursos energéticos distribuídos. Estas mudanças exigem novas metodologias que permitirão a identificação de oportunidades negociáveis para a adoção dessas novas tecnologias.

O Capítulo 3 apresenta o desempenho técnico, econômico e financeiro de forma geral das distribuidoras de energia elétrica nos últimos anos. Além de apresentar uma prospectiva sobre o impacto econômico da difusão dos RED para as distribuidoras, caso a regulação atual seja mantida.

Para insumos da análise SWOT, este Capítulo contempla também o resultado das entrevistas realizadas com alguns representantes envolvidos no segmento de distribuição de eletricidade brasileiro. Estas entrevistas foram realizadas via pesquisa eletrônica, utilizando o programa *SurveyMonkey*, com objetivo de incrementar elementos importantes, sendo uma abordagem para obtenção de indicadores de forma gráfica. Para a execução dessa pesquisa, um questionário foi elaborado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL), no âmbito do projeto de P&D da associação ABRADDEE¹, coordenado pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, que também quantificaram as empresas relevantes para esse projeto. Esse mecanismo foi necessário devido ao universo da discussão, pelo prazo para a realização do projeto e pela logística.

O Capítulo 4 apresenta uma breve comparação de modelos tarifários aplicados no Brasil e em outros países, onde já experimentam o cenário de difusão de recursos energéticos distribuídos.

¹ O projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) tem como objetivo a modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica diante da expansão dos recursos energéticos distribuídos no país.

O Capítulo 5 detalha a metodologia da análise SWOT e apresenta as oportunidades e ameaças para o negócio das distribuidoras de energia elétrica, que foram levantadas com base nas experiências internacional e nacional descritas nos Capítulos anteriores, frente aos impactos da expansão dos RED no país. Finalmente, este Capítulo traz análise dos desafios existentes para a atuação eficiente das empresas do segmento de distribuição de energia no cenário de difusão de RED.

Por fim, o Capítulo 6 compreende a conclusão do trabalho e as propostas para futuros trabalhos.

2 Perspectivas do setor de distribuição de energia para o futuro

A transição energética que se vivencia nos dias atuais tem estabelecido um novo panorama para todos os setores de energia, e em particular para o setor elétrico, visando mitigar os problemas do aquecimento global. Para esta discussão, a 21ª Conferência das Partes sobre Mudança do Clima (COP21) reuniu representantes de mais de 190 países comprometidos a incentivar políticas internas que se propõem a eliminar de forma progressiva o uso de combustíveis fósseis nesses setores e, dessa forma, espera-se manter o aumento médio da temperatura do planeta abaixo de 2°C até o ano de 2100, com esforços para limitar esse aumento a 1,5°C.

Além de manter leis ambientais cada vez mais restritivas, um esforço para reduzir as emissões de GEE de acordo com a COP21 é considerar maior inserção de fontes renováveis na matriz energética mundial, motivando principalmente a substituição dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade. Em 2017, as fontes renováveis de energia se destacaram contribuindo com aproximadamente 27% da capacidade de geração de eletricidade do mundo, dessa estimativa as hidroelétricas representaram 16,4% (REN21, 2018).

Em geral, o setor de energia elétrica contribui de forma significativa para essas emissões, portanto mudanças no modo de produzir e de usar a eletricidade são as principais alternativas para desenvolvimento de uma economia de baixo carbono. Nessa perspectiva, o Brasil possui amplo potencial de aproveitamento de fontes renováveis de energia e está explorando esta capacidade.

Na Tabela 1 podem ser observados os empreendimentos em geração de energia em operação que totalizam 162,94 GW de capacidade instalada, sendo aproximadamente 73% provenientes de fontes renováveis.

Tabela 1 – Capacidade de geração do Brasil

Tipo	Nº de Usinas	Potência (MW)	Participação (%)
Hidrelétrica	912	98.943,3	60,7
Eólica	589	14.516,8	8,9
PCH	428	5.160,4	3,17
Solar	2.354	1.900,7	1,17
Termelétrica	3.006	40.426,2	24,8
Termonuclear	2	1.990,0	1,2
Total	7.291	162.937,3	100

Fonte: ANEEL, 2018a (Elaboração própria).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2017b) estima-se que a capacidade instalada de geração solar alcance 13 GW em 2026, sendo 9,6 GW de geração centralizada e 3,4 GW de geração distribuída, assim a proporção da potência solar chegará a 5,7% da potência total; além disso, a capacidade instalada de geração eólica deve atingir 24 GW, com a região Nordeste responsável por 90% desta capacidade. Isso mostra que o Brasil tem grande potencial para o uso desses recursos renováveis na diversificação da matriz energética.

Ainda assim, as fontes renováveis como a solar e a eólica apresentam um grande desafio associado à sua intermitência e despachabilidade no Sistema Integrado Nacional (SIN), já que maior penetração destas fontes implica em transtornos na operação do sistema devido à dificuldade de controlar a frequência, exigindo complementariedade com reservatórios hídricos e/ou usinas térmicas flexíveis de fontes fósseis para garantir o fornecimento de energia.

Além disso, a produção de energia renovável é pouco confiável visto que sofre forte influência das condições meteorológicas. Parte dos entraves para a disseminação dessas fontes também está relacionada ao avanço dos recursos energéticos distribuídos (RED), diferentes dos disponíveis no Brasil. Em outros países, a promoção descentrada de recursos energéticos está bem fundamentada, estes permitem aproveitar os momentos de excesso de geração de energia e armazená-la, para que seja utilizada pelo consumidor de energia em momentos de escassez.

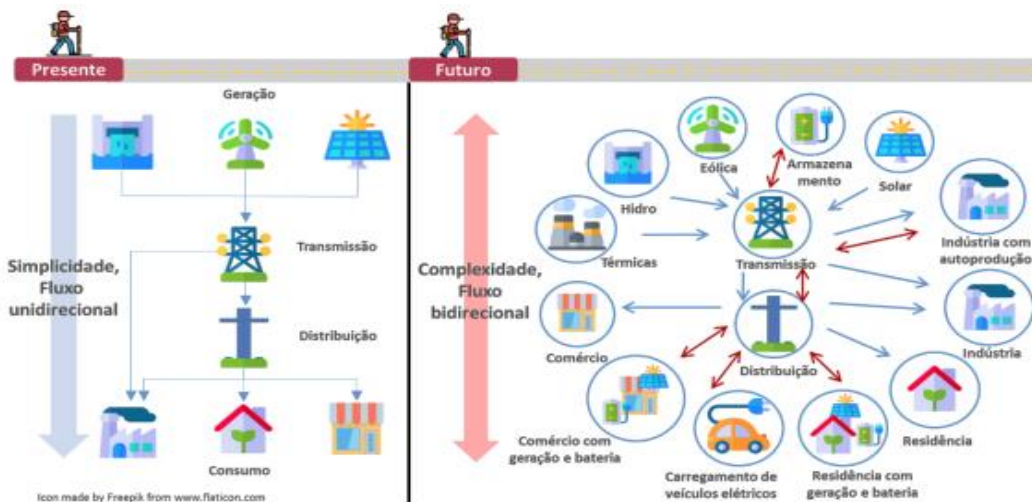
É importante mencionar que o modelo regulatório do sistema elétrico vigente implantado em 2004 foi estruturado em torno de um número previsível de recursos centralizados, dos quais a energia elétrica gerada é transportada em uma única direção pelas redes conectadas ao SIN. No entanto, o promissor cenário de expansão de RED está cada dia mais ganhando espaço no mercado nacional. Este fato se deve

principalmente pela redução do custo dos painéis fotovoltaicos e pelas políticas de incentivo as fontes de energia renovável, que têm estimulado a descentralização do sistema elétrico brasileiro demandando uma reestruturação dos seus paradigmas.

Esta reestruturação pode ser traduzida pela complementariedade e pelo deslocamento de parte da geração de energia centralizada de grande porte (hidrelétricas, termelétricas e nucleares) para geração distribuída, considerada de médio e pequeno porte, devido a grande mudança na oferta de energia elétrica, favorecida pelo aumento de fontes renováveis e de variáveis na matriz elétrica. Além de outras modificações importantes como o esforço de descarbonização da economia, a digitalização e interconexão das redes (*Smart grids, homes, cities*) e a relação de conectividade com outros segmentos de infraestrutura (comunicação, transporte, gasodutos e outros) que devem alterar a forma de operar o sistema elétrico, tanto no aspecto técnico, como no econômico, especialmente com as grandes oportunidades de novos negócios (MITei, 2016).

Conforme a Figura 1, a transição de um sistema centralizado para um sistema elétrico mais distribuído altera os fluxos de energia e aumenta significativamente a complexidade da operação desse sistema, indicando que a difusão dessas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo do setor elétrico com tendência de um futuro armazenamento de energia *off grid*, em desenvolvimento ainda que incipiente em alguns países.

Dessa forma, a descentralização do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) exige requisitos que permitam a gestão de cooperativas de energia, o controle e monitoramento do fluxo de eletricidade em ambas as direções em tempo real e a gestão da intermitência da geração distribuída, assim como novos modelos de comercialização de energia. Portanto, a dinâmica de difusão de RED está diretamente associada a questões de desenvolvimento de políticas públicas e de tecnologias com crescente nível de inovação e, conseqüentemente, sua trajetória de custos.



Fonte: EPE, 2018a *apud* NYISO, 2017.

Figura 1 – Sistema elétrico: presente e futuro

Nessa visão, as distribuidoras de energia deverão sofrer as maiores transformações estruturais com a difusão dos RED, pois esses recursos estão conectados na rede de distribuição ou nas instalações dos consumidores. Outro ponto importante a ser destacado é a crescente mudança no comportamento dos consumidores, que buscam maior confiabilidade e menor dependência dessas empresas e querem ser proativos na forma como consomem, armazenam e produzem eletricidade. Vale destacar que os impactos da atuação desses elementos no mercado dependem das condições estruturais, geográficas, socioculturais e econômicas de cada país.

Por consequência, a principal dificuldade das distribuidoras é lidar com a possibilidade crescente de perda de mercado (espiral da morte²), visto que são remuneradas pela quantidade de energia comercializada no mercado regulado, que pode ser refletida em aumentos nas tarifas daqueles que não venham a se tornar prossumidores. Ao mesmo tempo que este risco se fará cada vez mais presente, a gradativa inserção de RED exige maiores investimentos na modernização da rede para garantir a obrigatoriedade de fornecimento de energia com qualidade tanto para os consumidores como para os prossumidores o que pode deixar o negócio dessas empresas economicamente menos atraente, podendo se tornar uma ameaça para os acionistas e investidores.

²Grandes clientes residenciais ou comerciais abandonam a empresa de serviços públicos para gerar sua própria energia, a partir da instalação de painéis fotovoltaicos, ou comprar energia renovável diretamente de um fornecedor. Assim, quanto mais clientes optarem pela saída, mais as distribuidoras de energia elétricas terão de extrair receita dos clientes que lhes restam (cativos). Esse efeito prevê a extinção das distribuidoras de energia.

É importante destacar que as distribuidoras de energia elétrica atuam sob a teoria de regulação econômica de monopólio natural³, ou seja, não se reduzem os custos pela concorrência nesse segmento. Dessa forma, estas empresas apresentam economias de escala, sendo uma das principais características desse tipo de mercado, assim os custos médios de produção são menores devido aos ganhos de escala.

Com base nessa teoria, apenas uma concessionária de energia elétrica pode atender o mercado regulado local, ainda, pode expandir sua capacidade custos mais baixos do que em comparação uma nova empresa entrante, que deverá atuar no mercado livre. Mas, no caso de manter os preços abaixo do custo médio das empresas, há necessidade de subsídios ou mecanismos de compensação das perdas por meio de regulação tarifária, por exemplo.

Assim, a principal questão a ser solucionada no âmbito da distribuição de energia é evitar a perda da receita a partir de inovações regulatórias devido às novas responsabilidades e investimentos impostos pelos RED. Para entender e enfrentar estes novos desafios, o regulador brasileiro poderá se valer das experiências inovadoras que estão sendo realizadas nos modelos regulatórios adotados em outros países. Dessa forma, buscar um sistema abrangente de preços e encargos que transmita e monetize o valor dos recursos energéticos centralizados e distribuídos, todos competindo sob as mesmas regras. São, entre outros, estes condicionantes que poderão materializar de forma eficiente e consistente o potencial econômico e técnico que os RED estão impondo e disponibilizando de forma irreversível ao SEB.

2.1 Inserção em larga escala dos recursos energéticos distribuídos

Em síntese, os RED podem ser definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica. Estes recursos podem ser encontrados dentro dos limites da área de uma concessionária de distribuição e, normalmente, nas instalações dos consumidores (*behind-the-meter*), sendo parcial ou totalmente capazes de atender a demanda de eletricidade local. Neste contexto, os RED podem permitir a maior participação dos consumidores tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia. Atualmente, os RED mais usuais são:

³Apresenta algumas características comuns como, por exemplo: indústria deve ofertar um ou mais produtos ou serviços essenciais para sociedade, os produtos ofertados por esta indústria devem ser não estocáveis, fazendo com que produção seja continuamente ajustada com demanda que seja ainda suficiente para atender aos períodos de pico, e a indústria deve possuir elevadas economias de escala em relação demanda de mercado.

- Geração Distribuída;
- Armazenamento de energia distribuído;
- Resposta da demanda / Eficiência energética;
- Mobilidade elétrica.

Em paralelo, redes elétricas inteligentes (*Smart grids*) estão em intenso desenvolvimento para integração e gerenciamento desses RED. Estas redes consistem em uma tecnologia digital para monitorar e controlar ativos das redes que transportam a energia a fim de proporcionar melhor qualidade de energia, eficiência energética, redução dos custos, maior confiabilidade da rede de elétrica além de otimizar o sistema.

Este conceito de redes inteligentes utiliza elementos de medição eletrônica, comunicação, sensoriamento e computação. Pode-se dizer que a tecnologia de medição eletrônica inteligente (*Smart meter*) percorre desde a geração de energia até o consumidor final; este processo abrange o controle de perdas, planejamento e operação da rede, pois tem a capacidade de comunicação com os equipamentos da rede e com as unidades consumidoras. A tecnologia de sensoriamento é responsável pelo envio dos dados dos consumidores para os centros de controle, onde devem ser tratados num *software*, para prover informações úteis aos operadores da rede, favorecendo a tomada de decisão na operação de todo o sistema (WEF, 2017).

Assim, pode-se constatar que a integração de redes inteligentes no sistema elétrico produzirá uma convergência acentuada entre a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados, exigindo uma nova arquitetura, com redes mais descentralizadas (miniredes e maiores possibilidades de ilhamento). Entretanto, tecnicamente, para viabilizar essas redes inteligentes é preciso efetivar a comunicação do fluxo bidirecional da distribuidora para o consumidor de energia e vice-versa, que dependente essencialmente da disponibilidade de infraestrutura de telecomunicações para cada equipamento (ou *Internet of Things*⁴ – IoT) ou dispositivo conectado a rede elétrica.

Com estes desafios de coleta e processamento de um maior volume de dados (*Big data collection*) de consumo, geração, tarifas, *status* da infraestrutura de transmissão e armazenamento, entre outros, com maior resolução e com acesso

⁴A Internet das Coisas consiste em objetos físicos, veículos, prédios e outros que possuem tecnologia de sensores e conexão com a rede, sendo capazes de coletar e transmitir dados. Em síntese, é uma extensão da internet atual, que proporciona aos objetos do dia-a-dia se conectarem a internet, mas com capacidade computacional e de comunicação. Assim, a conexão com a rede de computadores viabilizará o controle remoto dos objetos permitindo que eles sejam acessados como provedores de serviços.

imediatos; há necessidade também de garantir a segurança da rede contra intrusões e privacidade da informação dos consumidores, sendo uma fronteira de ameaça para a implantação dessas redes inteligentes. Neste âmbito, as principais ameaças referem-se ao acesso direto aos sistemas de comunicação e aos dados dos usuários, a utilização indevida dos dados de perfil do consumidor, a intromissão na operação e na comercialização, a falsificação de leituras de medição e vírus cibernéticos.

Diante dessa disponibilidade interativa, pode ser constatado o empoderamento do consumidor que pode ter a possibilidade de acompanhar os dados de consumo em tempo real, os equipamentos que consomem mais energia, o valor parcial da conta ou a sua projeção no final do período acessando um dispositivo móvel, permitindo assim a transparência do funcionamento das redes e um melhor gerenciamento da energia utilizada.

Em suma, pode-se dizer que a introdução de RED nos sistemas de distribuição de energia produzem impactos técnicos e econômicos, que precisam ser considerados nos processos de operação e planejamento desses sistemas. A inserção desses recursos na rede elétrica exige tecnologias sofisticadas diferentes das disponíveis atualmente no sistema. Para níveis moderados de RED, como o existente no Brasil, o gerenciamento da rede ainda pode ser realizado pela combinação de ações manuais e semiautomáticas; mas quando os níveis de penetração ultrapassam 20% ou 30% da demanda prevista torna-se impossível o monitoramento e controle sem as tecnologias digitais, já que essas são complementares e sinérgicas aos RED (IEA, 2014).

2.1.1 Geração Distribuída (GD)

Nos últimos anos, a capacidade fotovoltaica instalada global cresceu acentuadamente devido à redução dos custos associada à geração solar, que tem sido vista como grande oportunidade de negócio em diferentes setores da economia (EIA, 2017; IRENA, 2016). Em consequência, este fato tem impulsionado o crescimento e o desenvolvimento contínuo, principalmente, da geração distribuída, que é um dos RED mais comercializados em muitos países.

No Brasil, a definição de GD é relativamente recente vide Artigo 14 do Decreto Lei nº5.163/2004 e foi abandonada com o progresso da centralização do sistema elétrico. Esta definição considera que geração distribuída é toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados no sistema de distribuição de energia, exceto aquela proveniente de hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW, e termelétrica, inclusive de cogeração, com

eficiência energética inferior a 75%. Neste caso, a comercialização dessa energia pode ocorrer em negociações diretas com a empresa de distribuição ou no ambiente regulado conforme a Resolução Normativa nº167/2005.

A fim de incentivar o desenvolvimento da GD de pequeno e médio porte no país, foi instituído ao arcabouço regulatório a Resolução Normativa nº482/2012, posteriormente, modificada pela Resolução Normativa nº687/2015 da ANEEL, que estabelece os conceitos de micro e minigeração distribuída. A microgeração distribuída é caracterizada pela central geradora com potência instalada de até 75 kW e a minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Com a introdução desta regulação, motivada principalmente pela transição energética, o perfil do consumidor tem se tornando proativo na forma de administrar sua energia. Segundo a EPE (2014), a GD consiste na geração de eletricidade próxima ao consumidor final, com objetivo de atender seu próprio consumo energético, podendo ou não comercializar seus excedentes energéticos com a distribuidora de energia local. Os prossumidores podem gerar sua eletricidade a partir de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa e hidráulica) ou cogeração qualificada e, no caso de comercialização do excedente de energia, devem cumprir as restrições de potência instalada de acordo com as regras vigentes.

No Brasil, na existência de excedentes de energia gerada em determinado mês, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes, com prazo para uso de 60 meses. Vale mencionar que atualmente ambos os tipos de GD são operados pelo sistema de compensação de energia (*Net metering*), pelo qual não existe venda da energia produzida na unidade distribuída e sim uma compensação do consumo dessa forma dispensa se a assinatura de contratos de uso e conexão de rede.

Assim, para a implantação da GD, é imprescindível que o consumidor disponha de um medidor eletrônico bidirecional que deve ser instalado pela concessionária regulada local, além de inversores de corrente contínua (CC) produzida pelos painéis fotovoltaicos deve ser convertida em corrente alternada (CA) para operação em paralelo com a rede distribuidora de energia. Desta maneira, afere-se tanto o fluxo de energia que a distribuidora fornece ao consumidor quanto o fluxo de energia que um consumidor fornece a rede elétrica, registrando assim valores de forma independente e aumentando a confiabilidade do serviço.

Nesse contexto, esses incentivos à GD podem proporcionar uma melhor interação do consumidor com a sua geração de energia, desenvolvendo inovações que podem se aliar a economia financeira, regulação, consciência socioambiental e autossustentabilidade. Pelo lado das empresas, podem adiar a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição com a expansão da demanda, mas a ampla integração desse recurso no sistema requer investimentos tecnológicos para seu controle e monitoramento além da manutenção periódica da rede.

Alguns estudos recentes como o relatório de Prospecção Tecnológica no Setor Elétrico Brasileiro (CGEE, 2017) apresentam cenários de difusão de GD no horizonte até 2050. Até 2025, os impactos técnicos serão moderados na rede de distribuição, principalmente, devido à baixa presença da GD neste horizonte. Neste período, caberão ações de monitoramento, pequenas ações corretivas na rede elétrica e estratégias de controles locais para a GD. A partir de 2030, com o incremento expressivo da GD, as ações corretivas nas redes serão mais recorrentes, sendo indispensável o uso de tecnologias digitais.

Com relação às distorções harmônicas que a GD podem inserir no sistema de distribuição, enquanto a penetração de GD for baixa, caberá apenas monitorar o impacto na rede elétrica, uma vez que os inversores possuem requisitos operativos para o reconhecimento de defeitos internos a instalação e proteções de sobretensão e sobrecorrente, adequando o comportamento dinâmico da geração em resposta a necessidades específicas da rede elétrica (EPE, 2012). No entanto, com o aumento expressivo de conversores conectados na rede torna-se necessária a definição de limites de hospedagem na rede diferentes dos vigentes.

Vale ressaltar que em função da expansão massiva de energias renováveis variáveis (VRE - *Variable Renewable Energy*), o desafio central da integração destas tecnologias em sistemas de energia é sua intermitência. Assim, variações na saída de sistemas de energia (esperadas ou inesperadas) aumentarão a necessidade de complementariedade da capacidade com geração flexível. Desse modo, mesmo que uma mudança rápida na geração de VRE possa ser prevista não elimina a necessidade de recursos de rampa rápida.

Esse fato é bem conhecido pela “curva pato”, inicialmente, exclusividade do estado da Califórnia (JEFF ST, 2016). Essa curva mostra que o aumento da GD no sistema de distribuição, nesse caso decorrente da elevada penetração de painéis fotovoltaicos instalados em estabelecimentos residências e comerciais, levou a uma curva de carga líquida que exige um aumento significativo dos geradores térmicos à

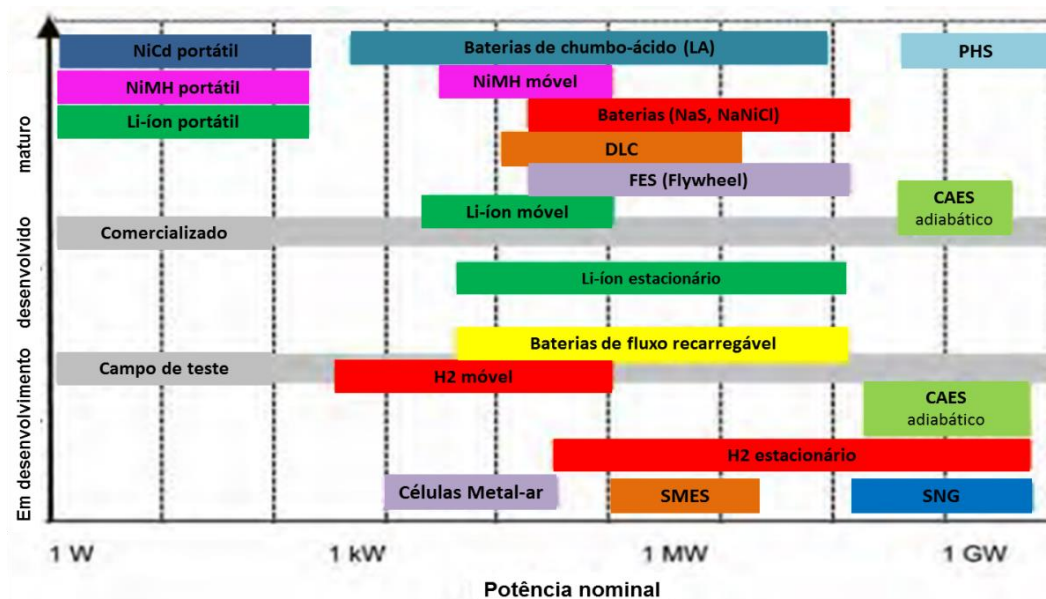
noite e drásticas reduções de produção desses mesmos geradores durante o dia. Como medida para mitigação do impacto operacional desse efeito recomenda-se o uso de sistemas de armazenamento e sinalização econômica, com mecanismos tarifários diferenciados, que intensificam as perdas comerciais para as distribuidoras de energia.

2.1.2 Armazenamento de energia distribuído (AD)

Atualmente, é possível classificar os sistemas de armazenamento de energia elétrica nas formas de armazenamento mecânico, eletroquímico, químico, elétrico e térmico, sendo uma abordagem amplamente utilizada de acordo com o modo que a energia é usada.

Assim, os sistemas mecânicos de mais utilizados são as bombas de armazenamento hidráulico (PHS), armazenamento de ar comprimido (CAES) e o armazenamento de energia em cilindro rotativo (FES – *Flywheel Energy Storage*). Os sistemas eletroquímicos podem ser descritos pelos diferentes tipos de baterias como Li-íon, NaS, NaNiCl, e outras, que na maioria são tecnologias maduras no mercado. Além das baterias secundárias convencionais de fluxo recarregável, onde a energia armazenada é dissolvida em um líquido eletrolítico. Os sistemas elétricos podem ser destacados os capacitores de dupla-camada (DLC) que estão no mercado há 60 anos e os supercondutores magnéticos (SMES), que funcionam pelo princípio eletrodinâmico. No sistema térmico, a capacidade de armazenamento de energia é definida pelo calor específico e a massa do fluxo. Por último, o sistema químico que se baseia na conversão da energia elétrica gerada a partir de uma fonte de energia renovável (por exemplo: biomassa, eólica ou solar) em gás combustível como o hidrogênio (H₂) e o gás natural sintético (SNG), sendo denominada como tecnologia P2G (IEC, 2010).

O nível de maturidade e a capacidade dessas tecnologias de armazenamento podem ser verificados na Figura 2, onde a adequação para diferentes aplicações dessas tecnologias pode ser comparada. É importante destacar que nos últimos anos, o desenvolvimento contínuo desses sistemas de armazenamento ocasionou o aumento da densidade de energia, além da redução dos custos associados a tais sistemas.



Fonte: Elaboração própria adaptada de IEC, 2010.

Figura 2 – Estado da arte das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Diante do estado da arte dessas tecnologias, os sistemas de armazenamento para tempos de descarga curtos e médios abrangem amplas capacidade de potência nominal. Esta particularidade das baterias, em especial as baterias de lítio, considera esses sistemas de armazenamento de energia distribuído os mais indicados para setor elétrico em virtude da possibilidade de serem instaladas próximas ao consumidor (*consumer-sited storage* ou *consumer-located storage*), proporcionando benefícios no curto prazo, além de prover armazenamento em áreas remotas e não atendidas pela rede elétrica.

As baterias também são interessantes para a diversificação do seu uso no armazenamento, assim podem ser empregadas em veículos elétricos ou em GD e intermitente. Neste último caso, observa-se a necessidade do armazenamento de energia excedente, oriundo da geração eólica e solar, para suprir os possíveis *déficits* de energia durante os instantes de baixa produção destas fontes renováveis. Na Austrália, uma planta de 100 MW com as maiores baterias de lítio do mundo surge como alternativa para superar esse desafio tecnológico das usinas de fontes limpas e renováveis de energia e de fornecer o serviço de maneira intermitente. Assim, as baterias arbitram no uso do tempo de geração de energia, entrando em ação em apenas 100 milissegundos, fornecendo uma resposta ultrarrápida para manter a rede elétrica estável.

Nesse sentido, as baterias podem ser utilizadas para mitigar os efeitos sistêmicos indesejados, sobretudo, no sistema de distribuição, como observados na “curva pato”,

e assim contribuir para alterar positivamente o perfil da demanda, deslocando vales e picos da curva de carga, mediante uma utilização coordenada de carga e descarga de energia.

Assim, a GD associada às baterias pode evitar seus efeitos negativos nas redes de distribuição de média e baixa tensão, reduzindo as perdas técnicas, além disso, pode oferecer maior estabilidade e flexibilidade, permitindo o auto abastecimento sem acesso a rede (*off grid*) consequentemente curva da demanda mais plana. Então, pode-se dizer que as baterias podem ser agregadas à rede de distribuição de forma concentrada ou distribuída, atendendo as subestações de energia ou menores unidades de consumo, neste caso, instaladas antes ou depois do medidor, como reservas operativas.

No caso de arbitragem de energia, dependendo da regulação, as baterias podem ser utilizadas para armazenar energia em períodos de custo baixo e fornecer energia ao sistema de distribuição em períodos de custo mais elevado, produzindo, assim, uma forma de remuneração adicional aos proprietários desse recurso.

No caso dos sistemas mecânicos, a tecnologia mais promissora é a de uso de bombas de armazenamento hidráulico (PHS), onde o acúmulo de energia pode alcançar patamares bastante elevados, conforme Figura 2, sendo capazes de suprir o déficit de eletricidade por horas, ou dias, na falta de uma grande usina hidroelétrica, por exemplo. Neste caso, não se trata de um sistema de armazenamento distribuído.

Mesmo com essas aplicabilidades, o armazenamento de energia ainda é um dos RED pouco difundido no mercado tanto nacional como internacional, sendo o elevado preço seu principal limitador. Apesar de relativamente nova, segundo IRENA (2017), esta tecnologia tem potencial de redução de custo decorrente de fatores técnicos como o aumento na escala de capacidade de produção, melhorias em materiais, cadeias de suprimentos mais competitivas, melhorias de desempenho e os benefícios de uma experiência operacional mais ampla e, segundo estudos internacionais, tem prospectiva para o horizonte de 2050 (IEA, 2014).

Nessa perspectiva, vale mencionar que em 2016, a ANEEL lançou a chamada de iniciativas de projetos de P&D Estratégico nº21, que propõe estudos de arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no SEB. Assim, com a diversificação da matriz elétrica nacional, como mencionado no início deste Capítulo, o armazenamento de energia poderá se tornar um grande aliado para mitigar os efeitos causados pela intermitência das fontes renováveis, dessa

forma, poderá assegurar a qualidade do fornecimento de eletricidade em grande escala além de contribuir com a redução do despacho de térmicas e para o uso racional da energia.

2.1.3 Resposta da demanda (RD) / Eficiência energética (EE)

Nos últimos anos, as atividades de controle da demanda têm tido um papel importante em vários mercados de energia elétrica no mundo, essas comumente referidas como Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), entre as quais se destacam os programas de Resposta da Demanda e Eficiência Energética.

A resposta da demanda tem como objetivo equilibrar a equação oferta-demanda, sendo considerada uma ferramenta, muitas vezes utilizada por empresas de energia elétrica, para estimular os consumidores a reduzirem o consumo de energia a fim de tornar o sistema elétrico mais eficiente. Assim, busca-se reduzir as variações na demanda, atuando na mudança do comportamento do consumidor que pode estar associada diretamente ao controle de energia consumida ou a mecanismos tarifários.

Dessa forma, ajuda a garantir o atendimento da demanda por eletricidade com qualidade e confiabilidade, permitindo que o consumidor se envolva mais ativamente no mercado e participe da integração de sinais de preço no atacado e no varejo. Essa ferramenta incentiva que o consumo de energia seja no horário fora de pico, onde há menor consumo agregado, deslocando de parte da demanda do pico da curva de carga.

Nesse contexto, segundo PATERAKIS *et. al.* (2017), os mecanismos de resposta da demanda (MRD) baseados em incentivos ou em preços mais conhecidos são: Controle Direto da Carga (*Direct Load Control*); Cargas Interruptivas (*Curtailable Load*); Ofertas da Demanda (*Demand Side Bidding*); Tarifa pelo Tempo de Uso (TOU - *Time-of-use Tariff*); Tarifação de Ponta Crítica (*Critical Peak Pricing*); Tarifação em Tempo-Real (*Real-Time Pricing*). No Brasil, algumas modalidades existentes são: Tarifa Horosazonal, Tarifa Branca, Bandeiras Tarifárias (ANEEL, 2018h) além do mercado atacadista de energia com preços zonais e três patamares de carga; e do Programa de Resposta da Demanda com duração prevista de 18 meses, voltado para consumidores industriais de acordo com a Resolução Normativa nº792/2017.

Apesar de ter o mesmo objetivo, usar menos energia para fornecer o mesmo serviço, a EE atua na redução estrutural da demanda como no incentivo da troca de equipamentos pouco eficientes por outros que gastam menos energia. No Brasil, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), instituído pelo MME

em 1985, é uma ferramenta simples e eficaz que adota um selo de referência, que permite aos consumidores conhecer os equipamentos e eletrodomésticos mais eficientes no mercado. A partir de sua criação, foram firmadas parcerias junto ao Inmetro, a fabricantes e fornecedores de bens e serviços, pesquisadores de universidades e laboratórios, com o objetivo de estimular a disponibilidade de equipamentos cada vez mais eficientes. Além disso, esse programa recebeu um impulso maior com a publicação da Lei de Eficiência Energética em 2001, tendo assim sua abrangência e responsabilidade ampliadas.

Diante disso, o avanço dos programas de EE visa uma economia de energia no setor elétrico, onde são considerados a maneira mais barata de garantir o atendimento da demanda energética. Nessa perspectiva, podem aumentar a segurança energética de forma a evitar construção de usinas térmicas e adiar a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição visto que, assim como a GD, podem reduzir o consumo da demanda de energia; nesse caso, a partir do uso de equipamentos eficientes pelos consumidores.

Além disso, em mercados abertos à concorrência, os investimentos em EE contribuem para o controle do preço da energia, promovendo modicidade dos custos do sistema. Desse modo, os investimentos em equipamentos eficientes e homologados costumam facilitar a inserção dos RED, já que reduzem impactos ambientais associados às emissões GEE, e ainda podem promover o aumento da competitividade industrial e da produção econômica no mercado. A ANEEL tem trabalhado nessa questão, discutindo novos mecanismos de incentivo para EE, como os leilões.

Quanto aos impactos da adoção de RD nas redes de distribuição, pode-se dizer que tem efeito equivalente ao da combinação de GD com baterias. A RD também contribui para curvas de demanda mais planas, desta forma, reduzindo ou deslocando parcialmente os picos de demanda em momentos de custo elevado ou para evitar problemas de segurança e confiabilidade. Assim, seu efeito é positivo no sentido de melhorar o desempenho dessas redes em termos do carregamento dos alimentadores, controle de tensão, perdas técnicas, etc.

Portanto, espera-se num futuro próximo, o gerenciamento da demanda ao nível do SIN ou, no máximo, subsistemas regionais além da combinação da utilização dos programas de RD com outras tecnologias de RED. Outra oportunidade ímpar para implementar esse programa é o desenvolvimento de uma nova geração de

equipamentos comerciais e domésticos inteligentes, capazes de serem comandados por aplicativos (IoT - *Internet of Things*).

2.1.4 Mobilidade elétrica (ME)

Motivados pela transição energética, muitos mercados mundiais como os dos Estados Unidos, da China e de outros países europeus têm aumentado continuamente suas frotas de veículos elétricos em substituição aos convencionais à combustão. Esta transformação do setor do transporte tem sido estimulada por políticas públicas e privadas que visam reduzir as emissões de GEE e por pressões locais para redução das emissões de poluentes em áreas metropolitanas.

Segundo a BNEF (2017), os veículos elétricos representarão a maior parte das vendas de carros novos em todo o mundo até 2040, e corresponderão 33% de todos os veículos leves nas estradas. Estima-se que até 2025, as vendas se manterão baixas, entretanto, o ponto de virada se dará provavelmente entre 2025 e 2030, quando os veículos elétricos se tornarão competitivos frente aos modelos a combustão, mesmo sem os subsídios que usufruem atualmente.

No mercado nacional, segundo o estudo de Demanda de Energia 2050 (EPE, 2016), estima-se que até 2025 a demanda de ME seja irrisória, e só a partir de então, haverá uma aceleração até 2050. A inserção dos veículos elétricos ainda é lenta devido aos elevados preços, sem subsídios. Além disso, tem uma difusão mais complexa, pois dependem da indústria automobilística e da política governamental para o setor, principalmente a interação com a questão do uso de biocombustíveis (etanol e biodiesel). Nessa perspectiva, busca-se a adoção de veículos do tipo HEV por serem híbridos, dessa forma os biocombustíveis poderão ser aproveitados, porém vai contra a direção do mercado internacional. Conforme IEA (2011), os veículos elétricos vêm sendo desenvolvidos principalmente nas versões:

- Veículo Híbrido Elétrico (HEV - *Hybrid Electric Vehicle*);
- Veículo Híbrido Elétrico Plug-in (PHEV - *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*);
- Veículo Elétrico a Bateria (BEV - *Battery Electric Vehicle*).

Embora as tecnologias empregadas nesses veículos estejam maduras, aspectos relacionados à integração destes veículos aos sistemas de distribuição ainda estão em estágios de desenvolvimento, visto que exigem uma forma segura para registrar as transações para que seu potencial possa ser plenamente realizado nos próximos anos. Neste caso, uma opção é a tecnologia de transmissão criptografada ponto-a-ponto (*peer-to-peer/blockchain*), que pode ajudar essas empresas a prevenir fraudes e

permitir formas eficientes de cobrança e controle, inclusive à distância, da recarga desses veículos.

Além disso, para a expansão desse mercado, políticas governamentais são necessárias assim como agentes interessados devem incentivar fortemente as modificações na regulação junto à agência reguladora, incluindo um programa de resposta da demanda como o *time-of-use* (TOU) e de responsabilidade pelo descarte das baterias, e disponibilizar infraestrutura adequada com eletropostos para recarga veículos de carga lenta e rápida no sistema elétrico.

Se por um lado, a inserção em larga escala de veículos elétricos é um bom negócio para as distribuidoras, ganha mercado devido a maior demanda de energia, diferente dos outros RED apresentados nesta seção; por outro pode prejudicar a qualidade no fornecimento de energia como interrupções na rede de baixa tensão, sobrecarga nos transformadores e em condutores de distribuição durante os possíveis picos de recarga rápida, dessa forma, exigindo investimentos na operação e manutenção da rede, poucos quando comparado aos outros RED, além de mecanismos de resposta da demanda.

Vale mencionar que assim como a geração de energia solar impulsiona a GD em residência e estabelecimentos comerciais e, conseqüentemente, os sistemas de AD; a ME também impulsiona o mercado destes sistemas. Com isso, pode-se dizer que o aumento da frota de veículos elétricos implicará predominantemente em dois impactos no sistema elétrico: um aumento no consumo de eletricidade e um aumento no número de baterias para conexão ao sistema (V2G - *Vehicle to Grid*).

2.2 Novos arcabouços regulatórios

O regime regulatório atual das distribuidoras brasileiras tem como principal objetivo delimitar o preço máximo (*Price cap*) do fornecimento de eletricidade para os consumidores finais, que deve ser pago pelo volume (MWh) de energia comercializado; com isso, quanto menor forem seus custos de operação e manutenção, maior serão os lucros da empresa de distribuição. Assim, a remuneração dessas empresas incide sobre a base de ativos além da trajetória de custos operacionais eficientes, calculada a partir de uma abordagem baseada em competição referencial, que trata-se de um tipo de regulação de análise comparativa de desempenho das distribuidoras.

Com a ruptura do padrão de desenvolvimento do sistema elétrico decorrente da difusão dos RED no mercado, a inclusão destas tecnologias traz a necessidade de

reformular o arcabouço regulatório vigente e o papel dos agentes envolvidos. Dado que os investimentos praticados com base nesse tipo de regime são reconhecidos *ex-post*, dessa forma a problemática advém da falta de incentivos à realização de investimentos em novas tecnologias, mesmo que essas sejam mais eficientes, em função dos riscos envolvidos para as distribuidoras se não forem reconhecidos na base de ativos. Além disso, os desafios regulatórios tendem a ser significativamente acentuados em função das incertezas inerentes ao ritmo da inserção e custos dessas tecnologias na rede (JENKINS; PÉREZ-ARRIAGA, 2014).

Para lidar com esse crescente nível de incertezas, o modelo regulatório deve buscar equacionar a problemática da assimetria de informação entre o regulador e as concessionárias de energia elétrica, sem que isso comprometa a estabilidade regulatória, além de permitir acomodar os custos dessas tecnologias de capital-intensivas, sem repassá-los para os consumidores conectados apenas na rede, garantir investimentos prudentes e administrar o risco de investimentos “afundados” a serem pagos pelos contribuintes. Com isso, a modernização do arcabouço regulatório é necessária para atender a novos objetivos econômicos e políticos, incluindo o gerenciamento de um sistema de energia cada vez mais distribuído e descarbonizado. Nesta perspectiva, as principais alternativas regulatórias em uso conforme literatura e experiências internacionais, são:

2.2.1 *Reference Network Model* (RNM)

O RNM é um modelo de projeção baseado em cálculos de engenharia, utilizado no desenvolvimento de *benchmarking* de custos de rede eficientes, conseqüentemente, identifica a nova fronteira de eficiência para investimentos, operação e manutenção desta rede. Para isso, o RNM simula práticas de planejamento de uma distribuidora eficiente e fornece ao regulador um *benchmark* de custo que contempla a expectativa de evolução no uso da rede, o desempenho e os custos da tecnologia adotada, e práticas de gestão da rede (MATEO *et. al.*, 2011).

Dessa forma, este modelo considera a particularidade de cada uma das distribuidoras, na medida em que leva em conta o elevado volume de dados da rede (energia contratada, capacidade nas linhas de baixa, média e alta tensão, localização das subestações e transformadores, equipamentos, etc.) e o perfil da demanda, sendo bastante relevante no cenário de difusão dos RED, visto que a heterogeneidade entre as distribuidoras tende a aumentar. Assim, fornece elementos para que o regulador estime os custos eficientes das distribuidoras, que devem ser suficientes para remunerar seus investimentos ao longo do período regulatório.

Vale ressaltar que o RNM pode desempenhar ajustes na receita permitida das distribuidoras, visto que o mesmo pode calcular *ex-ante*⁵, fatores de ajuste automáticos a fim de corrigir possíveis desvios nas estimativas do nível eficiente de custos derivados de variações em relação às projeções de crescimento da carga e do nível de penetração dos RED. Diante disso, o regulador pode estimar os custos de rede em diversos cenários de incertezas, considerando expectativas de mudanças no uso da rede (JENKINS; PÉREZ-ARRIAGA, 2017). Este modelo vem sendo implementado em diversos países, como Espanha, Chile e Suécia.

2.2.2 *Menu* de contratos

O modelo de *menu* de contratos tem como finalidade evitar que as distribuidoras façam grandes projeções de custos, incentivando a maximização dos seus retornos quando exposto o plano de investimento, dado que seus melhores resultados em termos de retorno do investimento de capital são obtidos quando apresentam, *ex-ante*³, ao regulador a projeção mais condizente com os custos que efetivamente esperam incorrer ao longo do período regulatório (OXERA, 2015).

Assim, essas empresas passam a exercer um papel ativo na definição do fator de eficiência, que tem como objetivo compartilhar os ganhos de produtividade com os consumidores. Portanto, pode-se dizer que esse modelo atua no sentido de minimizar a assimetria de informação entre o regulador e as distribuidoras além de mitigar incentivos a comportamentos oportunistas por parte dessas empresas. Esse modelo vem sendo amplamente utilizado no Reino Unido, no âmbito da metodologia de regulação tarifária RIIO⁶.

2.2.3 TOTEX

Com o avanço da integração dos RED à operação da rede verifica-se a relevância de modelos regulatórios que permitam as distribuidoras acomodarem essas tecnologias de capital-intensivas sem a redução da sua remuneração, além de alinharem incentivos para que invistam em redes inteligentes digitais, que são imprescindíveis para monitorar e controlar essas tecnologias. Neste sentido, essas empresas podem aproveitar de forma eficiente às oportunidades de ganhos, de

⁵Esse mecanismo tem como objetivo de minimizar a assimetria de informação e de mitigar os incentivos à adoção de comportamentos oportunistas por parte das distribuidoras. Dessa forma, as distribuidoras devem apresentar ao regulador a melhor projeção possível dos seus custos para o período regulatório. Assim, inevitavelmente, é o regulador quem toma as decisões de investimento das empresas reguladas.

⁶Metodologia híbrida de custo do serviço com incentivos financeiros na forma de recompensas e penalidades em relação a metas preestabelecidas de desempenho (*output based*). Em síntese, esse modelo tem como objetivo incitar as empresas distribuidoras a fornecerem um serviço que assegure o máximo de custo-benefício-qualidade para os usuários da rede no longo prazo, de modo que os *outputs* desempenham papel central nesse modelo (OFGEM, 2017).

redução de custos e melhorias da qualidade e além de se beneficiar das novas capacidades para reduzir os custos da rede e melhorar a qualidade do serviço.

Para isso, esse modelo deve equalizar os incentivos aos ganhos produtividade realizados tanto no CAPEX como no OPEX, de modo a permitir que as distribuidoras optem pelas soluções mais eficientes, independente da proporção relativa entre os dois. Dentre os possíveis mecanismos para esta equalização, destaca-se o modelo de regulação do tipo TOTEX, que vem sendo praticado em alguns países como Reino Unido, Alemanha e Itália, com os seguintes critérios (OFGEM, 2009):

- Garantir que o *trade-off* econômico entre soluções intensivas em CAPEX e OPEX não seja distorcido pela regulação;
- Assegurar que as distribuidoras não sejam desencorajadas a aplicar soluções *non-network*, compatíveis com os objetivos de mitigar as mudanças climáticas, como a contratação de geração distribuída ou de medidas de resposta da demanda;
- Evitar incentivos à reclassificação de custos, tratar determinados custos operacionais, cuja classificação não é inequívoca, como custos de capital;
- Incentivar a eficiência das distribuidoras no que tange aos custos classificados como custos de suporte, que inclui financiamento e regulação, recursos humanos, políticas de rede, sistemas de informação, seguros, e diversos outros;
- Simplificar as regras relacionadas à determinação da base de ativos das distribuidoras.

2.2.4 *Unbundling*

Nesse caso, a separação do fio da energia (*unbundling*) trata-se de um desenho de mercado e não propriamente um modelo regulação tarifária para o sistema de distribuição de energia elétrica. O papel da distribuidora seria uma plataforma neutra para integrar e coordenar os serviços de energia. Essa é uma forma de assegurar a independência das distribuidoras, adotada na Itália e em alguns estados dos EUA.

Em 2014, o governo do estado de Nova Iorque lançou o *Reforming the Energy Vision* (REV), que consiste em um plano energético que visa melhorar a confiabilidade do sistema elétrico por meio da sua reformulação, consequentemente, permitir a maior integração de geração de energia renovável e redes inteligentes na rede elétrica. Essa reformulação implica na separação de fio e energia, nesse sentido o monopólio natural

das distribuidoras é deslocado para a gestão de um sistema complexo de transporte de energia (NYPSC, 2018b).

Assim, as concessionárias retornaram a sua conjuntura anterior de pura entrega física de eletricidade como proprietárias do fio além de assumir o papel de operadoras desse mercado, dessa forma, busca-se facilitar as transações entre os comercializadores de energia e os consumidores, que serão incentivados a integrar RED em seus esforços de planejamento de rede.

Em síntese, com a separação da energia e do fio, o consumo de energia é pago diretamente para o gerador, ou por intermédio das comercializadoras. Entretanto, pode-se dizer que nenhum consumidor se desligará da rede sem ter uma reserva de capacidade. Com isso, as distribuidoras passam a fornecer um serviço de seguro de energia, para abastecer necessidades ocasionais, como em caso de equipamentos danificados ou consumo acima do volume contratado. Nesse contexto, o consumidor paga apenas o fio, não a energia, e pode escolher contratar um seguro de fornecimento junto aos geradores.

Nessa perspectiva, as distribuidoras não podem ser proprietárias de RED, mas podem otimizar o sistema e promover mercados competitivos para essas tecnologias, sendo remuneradas pelo serviço de fio. Diante dessa nova função, essas empresas ficam isentas do risco de mercado (espiral da morte). Esta abordagem deriva do reconhecimento de que, à luz das novas capacidades de recursos distribuídos e comunicações, as condições de monopólio natural e economia de escala não existem mais para muitas áreas da cadeia de valor da eletricidade (ou podem ser eliminadas a partir de reformas apropriadas).

Segundo o estudo do MITeI (2016), a separação das atividades de fio e energia imporia uma série de dificuldades regulatórias e de assimetria de informações. Além de perda de economia de escopo entre o operador independente do sistema de distribuição de energia e a distribuidora (responsável pelo fio), acarretando em custos significativos de transação e coordenação das atividades (planejamento e a operação do sistema; construção e manutenção da rede). Ao mesmo tempo, segundo RMI (2018), limitar as distribuidoras a desempenhar apenas o papel de uma plataforma de hospedagem para serviços competitivos pode resultar em falhas bem conhecidas no mercado competitivo, incluindo desigualdades e redução na qualidade do serviço para populações vulneráveis.

2.3 Novos modelos de negócio e arranjos comerciais

O modelo de negócio das distribuidoras brasileiras vem servindo a contento ao longo dos últimos anos, mas não está configurado para lidar com os novos requisitos do consumidor do futuro. Este modelo convencional conseguiu, em grande parte, cumprir as responsabilidades históricas de acessibilidade, segurança e confiabilidade da rede de distribuição. Entretanto, atualmente o modelo de negócios das concessionárias de energia elétrica está em transformação devido a diferentes e rápidas mudanças decorrentes de demandas por melhor desempenho ambiental, da expansão de RED, uma necessidade crescente de resiliência, novas opções para melhorar o desempenho da rede elétrica, do advento de *Big Data* e novas expectativas por parte dos clientes.

Com as possibilidades de arcabouços regulatórios apresentados anteriormente, pode-se constatar que as empresas de distribuição de energia têm duas frentes de atuação no mercado diante do cenário de difusão de RED.

A primeira consiste em serviços de monopólio expandido deste modo na continuação das relações tradicionais com os clientes, que podem ser ampliadas com outras atividades, como projetos de cogeração e refrigeração além de serviços de iluminação, geração distribuída e eficiência energética. Nessa perspectiva, pode se dizer que o modelo de negócio das distribuidoras brasileiras ainda é passivo a esse cenário, se caracterizando pela oferta simplificada de conexão à rede além de serviços de compensação de energia.

A segunda baseia-se na conjuntura original dessas empresas, como proprietárias do fio, assim atuam como uma integradora neutra de ativos sendo responsáveis por operar as redes inteligentes e pela entrega da eletricidade aos consumidores. Dessa forma, podem servir vários *stakeholders*, com interesses distintos, que são livres para contratar seus fornecedores de energia.

Assim, três modelos de negócio têm sido praticados nos Estados Unidos, onde as distribuidoras podem atuar como: proprietárias dos ativos, financiadoras dos ativos ou na contratação de energia de RED para revenda (BAJAY *et. al.*, 2018 *apud* NIMMONS E TAYLOR, 2008), que são apresentados na sequência:

2.3.1 Distribuidoras como proprietárias dos ativos

Segundo BARROS (2014), as distribuidoras são proprietárias dos ativos de geração de energia e de toda energia injetada na rede. Estas empresas podem

realizar projetos de instalação, operação e manutenção de painéis fotovoltaicos em áreas inutilizadas pelos clientes, que são beneficiados com uma taxa mensal do aluguel dos telhados (*Rooftop Solar*) e continuam consumindo energia da rede. Dessa forma, as distribuidoras têm possibilidade de maior controle no planejamento e operação das unidades de GD na área de concessão devido ao uso de informações de consumo e de rede para decisões assertivas.

Além disso, nesse modelo, essas empresas reguladas são autorizadas a recuperar os custos de operação e manutenção dos sistemas solares (revisão tarifária) e a receber remuneração sobre os ativos de geração como painéis e inversores.

2.3.2 Distribuidoras como financiadoras de ativos

É um típico modelo para aquelas distribuidoras que não podem ser proprietárias de ativos de geração, devido a questões regulatórias ou econômico-financeiras, entretanto podem ser facilitadoras. Neste modelo de negócio, os consumidores adquirem os sistemas de geração a partir de empréstimos e financiamentos com as distribuidoras, não há créditos e incentivos políticos. Além disso, os consumidores são proprietários da energia gerada e podem usufruir do sistema de compensação com a energia excedente injetada na rede, conseqüentemente, promovem a redução das vendas das distribuidoras (BARROS, 2014).

As distribuidoras reguladas são responsáveis pela operação e manutenção da infraestrutura da rede, para isto adotam taxas específicas para os prosumidores e assim manter disponível determinados volumes de energia. Vale mencionar que há o reconhecimento dos empréstimos e financiamentos como investimentos na revisão tarifária.

2.3.3 Distribuidoras contratam energia para revender

Segundo BARROS (2014), neste modelo de negócio, as distribuidoras reguladas contratam de energia de RED para revenda aos consumidores a partir de contratos bilaterais (PPA - *Power Purchase Agreement*), que blinda o preço da energia a qualquer oscilação de mercado, dessa forma, não há riscos da operação e manutenção da geração para as empresas. Essa energia pode ser oriunda de usinas virtuais, por exemplo, caracterizadas por um sistema de gestão de fontes de GD e sistemas de armazenamento de energia.

Vale ressaltar que esses contratos são similares aos leilões de energia existentes no Brasil e atendem metas certificadas, que são usadas pelos geradores para comprovar a produção de um MWh de eletricidade a partir de fontes renováveis; além

disso, torna-se impossível reconhecer a contratação dessa energia como um investimento, sendo passível de remuneração, assim é tratada como custo da distribuidora.

Segundo RMI (2018), com base nestes modelos de negócio, a concessionária expande seu *status* de monopólio nas atividades de distribuição de energia elétrica. Embora a natureza dos serviços públicos esteja mudando, inclusive na diversidade de tecnologias e serviços disponíveis no lado do sistema voltado para os clientes, os proponentes dessa abordagem concluem que as economias de escala e escopo justificam que uma concessionária regulada seja a melhor opção para fornecer esses serviços e alcançar novos objetivos para o setor de energia no cenário de difusão de RED. Em seu extremo, um desses modelos de negócio sugere que a distribuidora seja proprietária e administre o sistema de distribuição, incluindo a construção e operação de ativos localizados nas instalações dos clientes, como GD, armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda. Na prática, mesmo sob uma aplicação relativamente completa dessa abordagem, ainda existe espaço para atuação de terceiros na prestação de serviços para, ou em nome da, concessionária.

Diante da abrangência destes modelos de negócio pode não ser apropriado que as concessionárias atuem nos extremos (por um lado são proprietárias e operam os ativos de RED instalados nas instalações dos clientes e pelo outro, são apenas proprietárias do fio), desse modo uma opção é adotar um modelo híbrido. Assim, para lidar com essas limitações e adaptar os modelos descritos a necessidades específicas, há várias opções intermediárias ou híbridas, incluindo:

- Distribuidora como provedora de soluções para terceiros;
- Divisão de funções por produto ou escopo de atividades;
- Distribuidora concorrendo com terceiros;
- Distribuidora operando micro plataformas.

2.3.4 Exemplos de arranjos comerciais

Os modelos de negócio descritos anteriormente podem ser aplicados tanto do lado da empresa como do lado do consumidor. Para acompanhar as mudanças no setor elétrico com a crescente integração dos RED, é necessário desenvolver modelos inovadores, consequentemente, arranjos comerciais criativos. Nesse sentido, os agentes envolvidos no segmento de distribuição de energia podem:

Atuar como Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCO): oferecer projetos e diversos serviços como comercializar energia gerada por fontes renováveis,

desenvolver projetos de cogeração, gerenciar e implantar medidas visando ganhos de eficiência energética, em geral por meio de contratos de desempenho pelo método *benchmarking*.

Atuar como agregador: agrupar de forma direta ou indiretamente os serviços dos RED a serem ofertados em diversos mercados (varejista, atacadista e/o para o operador o sistema), no sentido de ser operador de locação (*leasing*), comercializador de energia, financiador de projetos e administrador de equipamentos e sistemas, além de possuir ativos estabilizadores da rede (armazenamento).

Atuar como condomínio operado pela concessionária: comercializar cotas de capacidade instalada com os consumidores. Trata-se de um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras bastante usuais nos estados americanos, sendo uma opção regulatória.

Atuar como operador ou gestor de usinas virtuais: a empresa faz o papel de intermediário para equilibrar a oferta e demanda em sua área de concessão despachando RED, tais como geração distribuída, armazenamento, gestão de carga, etc. Assim, além de agregar a capacidade de fornecer energia, pode oferecer serviços auxiliares à rede elétrica. Essas usinas podem ser caracterizadas como um conjunto de ativos que englobam plantas de geração renovável (solar, eólica, PCH, biomassa, etc.), geração convencional, instalações de cogeração, dispositivos de armazenamento e consumos diversos, que podem incluir até mesmo plantas industriais de porte, sendo bastante interessante para o atendimento de sistemas isolados.

Atuar na geração compartilhada: reunir consumidores, dentro da mesma área de concessão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. Esse arranjo tem proporcionado importante ganho de escala.

Atuar como terceiros (*Third party*): ser proprietários e operar os sistemas de geração instalados em estabelecimentos residências ou comerciais, assim podem atuar como agregadores, na locação de equipamentos ou na venda de energia gerada para os consumidores livres, sendo um negócio bastante difundido nos Estados Unidos, a partir mudanças na legislação de vários estados.

Atuar como prossumidor: arcar ou não com custos do sistema de geração, disponibilizar cargas flexíveis para rede e avaliar modelos de contratação de energia da concessionária, nesse caso os mecanismos de resposta da demanda (MRD).

Por todos esses argumentos apresentados, além da exigência de elevados investimentos no sistema de distribuição para compor os RED, a difusão deste novo cenário impõe uma política de incentivo de médio prazo com a modificação do arcabouço regulatório atual, que permita a adoção de modelos de negócios mais flexíveis e eficientes para a atuação das distribuidoras de forma protagonista no mercado de energia. Além disso, a estrutura do setor elétrico deve ser reavaliada para evitar conflitos de interesses entre os agentes envolvidos.

Portanto, é importante a revisão da regulação das distribuidoras com vistas a fazer com que a transformação deste setor, impulsionada pelas inovações tecnológicas, possa efetivamente ocorrer e possibilitar um serviço de maior qualidade para os consumidores, mas sem que essa transformação represente riscos ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição ou cobrança de preços elevados.

Atualmente, com as políticas públicas existentes e a ausência de modelos regulatórios adequados para compor a crescente inserção de RED, principalmente, GD no mercado nacional, as empresas de distribuição de energia têm investido em programa de eficiência energética além de projetos estratégicos de P&D para analisar o desenvolvimento de redes inteligentes no Brasil e para modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica.

3 Setor de distribuição de energia elétrica no Brasil

Na busca por melhorias do sistema de energia elétrica, o governo que tomou posse em 2003 estabeleceu diretrizes para o funcionamento de um novo modelo do setor elétrico brasileiro com as Leis nº10.847 e nº10.848 aprovadas em 2004. O atual modelo proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME) tem como objetivo garantir a segurança de suprimento de energia elétrica, assegurando a eficiência e a prestação do serviço aos consumidores; a modicidade tarifária a partir de um ambiente regulatório estável para estimular novos investidores além de contribuir com a expansão do setor; e a universalização do fornecimento de eletricidade.

Nessa vertente, esse marco regulatório introduziu mudanças significativas no mercado elétrico brasileiro, pode-se dizer que é caracterizado, sobretudo, pela segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia; pela concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos; pelos leilões de contratação de energia; pela coexistência de empresas públicas e privadas; pelo preço da eletricidade separado do preço do seu transporte (uso do fio); e pelos preços distintos para cada área de concessão em substituição à equalização tarifária (ABRADEE, 2018).

Nesse mesmo período, se instituiu novas atribuições a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL⁷), ampliando suas competências, a fim de fortalecer o seu papel como agência reguladora e fiscalizadora da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Apesar de vinculada as políticas e as diretrizes do MME, a ANEEL tem autonomia decisória e financeira em relação ao poder executivo.

As negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres ocorrem livremente assim esses agentes continuam atuando de forma competitiva no mercado de energia. Os agentes de geração têm seus preços regulados, definidos nos leilões de energia, e podem vender energia no Ambiente de Contratação Regulado⁸ (ACR) assim como no Ambiente de Contratação Livre⁹ (ACL), entretanto, não podem

⁷Agência responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro. Instituída pela Lei nº9.247/1996, em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) também vinculado ao MME.

⁸Constitui em um ambiente de compra e venda de energia, regulado pela ANEEL, onde os preços de suprimento resultantes dos leilões de energia são definidos pela modalidade de menor preço. O regulador exercer maior pressão sob as condições transacionadas com objetivo de compatibilizar modicidade tarifária para os consumidores de energia e atrair novos investimentos de geração.

⁹Constitui em um ambiente de compra e venda de energia, não regulado, onde os preços de suprimento são negociados livremente. Não há intervenção do regulador, as transações são condicionadas pelas forças de mercado.

desenvolver atividades de distribuição; já os agentes de comercialização atuam nas transações de compra e venda de energia realizadas no ACL, entre os geradores e consumidores livres.

Os agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica têm como características típicas presença de custos irrecuperáveis além de serem estritamente regulados por se enquadrarem como monopólio natural, sendo assim, em teoria, caracterizados por serem bens exclusivos com pouca ou nenhuma rivalidade. Para evitar preços altos, a ANEEL determina o nível e a estrutura tarifária destes agentes favoráveis ao bem estar social e a garantia de eficiência e qualidade de serviço de energia elétrica demandado pela sociedade, além de contemplar mecanismos para compensação das perdas no sistema de distribuição e transmissão de energia. Comparado aos segmentos de geração e transmissão, o segmento de distribuição possui a maior participação de capital privado e maior nível de regulamentação, principalmente pelo fato de ser composto de empresas que atuam como monopólios regionais, geram economias de escala e de escopo.

Segundo a ANEEL (2018b), os agentes de distribuição são empresas detentoras da concessão, permissão ou autorização para distribuição de energia elétrica em determinada região de atuação, ou seja, essas empresas recebem grande quantidade de energia elétrica do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para consumidores médios e pequenos (consumidores cativos). As distribuidoras são responsáveis pela operação do sistema de distribuição e pelo planejamento da demanda de energia além das atividades de comercialização de eletricidade prioritariamente no ACR. Estas empresas não podem desenvolver, entre outras, atividades de geração e transmissão de energia, contratam energia exclusivamente por licitação pública, além disso, não podem vender energia para consumidores livres nem contratar energia livremente para atender seus consumidores.

A ANEEL está incumbida pela execução dessas licitações para contratação de energia pelos agentes de distribuição do SIN, dessa forma, busca atender às necessidades do mercado com preços justos para os consumidores finais. Além de aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica contratada de formas regulada e livre.

A contratação de energia realizada a partir dos leilões regulados tem como meta promover a concorrência entre os agentes de geração das diferentes regiões do país e assim define os melhores valores dos contratos de fornecimento para atender a demanda futura das distribuidoras de energia. A aplicação do regime de preço-teto

(*Price cap*¹⁰) para a remuneração das atividades de distribuição e receita máxima (*Revenue cap*) na remuneração das atividades de transmissão, ao invés do regime regulatório custo do serviço (*Cost plus*¹¹) adotado até o início do ano 1990, e os mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nestas atividades também contribuem para valores reduzidos das tarifas pagas pelos consumidores.

TOLMASQUIM (2011) salienta que essas mudanças adotadas no modelo do setor elétrico vigente proporcionam tarifas módicas aos consumidores cativos, fomentando também a expansão competitiva do segmento de geração, por meio de processo público, transparente e com igualdade de acesso a todos os interessados.

Dada à importância das distribuidoras de energia nas transações comerciais de energia no ambiente regulado, alguns aspectos da situação atual desse segmento foram avaliados, ressaltando pontos fortes e fracos, frente aos desafios da difusão dos RED no mercado nacional.

3.1 Eficiência operacional

Segundo a ANEEL (2018c), o sistema de distribuição é composto pela rede de distribuição elétrica e pelo conjunto de instalação e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV. Desta maneira, este sistema se caracteriza como o segmento do setor elétrico responsável pelo rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, pela conexão de centrais geradoras de energia e pelo fornecimento de eletricidade aos usuários finais. Assim, as distribuidoras funcionam como um encadeamento entre o setor elétrico e a sociedade.

No Brasil, a estrutura de mercado e o modelo regulatório são únicos e compartilhados pelas distribuidoras de energia. As distribuidoras devem firmar contratos de concessão de serviço público com o poder concedente, representado

¹⁰O regime de preço-teto (*Price cap*) ou receita máxima (*Revenue cap*) foi desenvolvido pelo economista inglês Stephen Littlechild para ser usado como ferramenta de regulação econômica nos mercados de monopólio natural, baseado no desempenho das empresas do setor elétrico. Esse método estimula a redução dos custos pela obtenção dos ganhos excedentes e, conseqüentemente, promove a eficiência do serviço de energia, favorecendo assim os lados da oferta e demanda. Para isso, há uma correção dos preços médios da empresa a partir da subtração do Índice de Preços aos Consumidores (IPC) pelo Fator X, que está relacionado aos ganhos de produtividade e incentivos à melhoria da qualidade técnica e comercial do serviço prestado; esse cálculo pode ser observado na equação de reajuste tarifário anual ($RTA = IPC - \text{Fator X}$, onde o IPC refere-se aos custos operacionais, ao custo dos ativos além das receitas irre recuperáveis) (ANEEL, 2018e).

Vale ressaltar que no regime receita máxima, o foco é a regulação da receita total da empresa, sendo usual nas empresas de transmissão de energia, onde não há preocupação com o volume de energia comercializado. Portanto, essa é a diferença entre esses dois métodos.

¹¹Esse não contempla investimentos de incentivo na busca da eficiência e produtividade, que são os principais serviços para o cálculo da tarifa, sendo uma desvantagem desse método para uma gestão suficiente.

pela ANEEL, que estabelece essencialmente regras tarifárias, regularidade, continuidade e segurança do serviço, além de atualidade e qualidade ao atendimento prestado aos consumidores assim como penalidades para o caso de descumprimento desse regime. Em geral, estes contratos garantem exclusividade sobre determinada região contemplam prazo de duração entre 30 anos, podendo ser prorrogáveis por igual período (TOLMASQUIM, 2011). Como mencionado anteriormente, essas empresas não podem exercer atividades atípicas da sua função como geração, transmissão e comercialização de energia no ACL, exceto em casos específicos aprovados pela ANEEL como, por exemplo, unidades consumidoras de geração distribuída.

Tradicionalmente, nos processos de operação e planejamento, as distribuidoras empregam a estratégia do tipo *fit-and-forget*, que consiste em uma previsão da demanda para um horizonte relativamente longo; para o sistema de distribuição também há uma estratégia previamente definida, mas com pequenas alterações causadas pelos desvios da demanda inicialmente exposta.

Assim, para a segurança do fornecimento de energia, os agentes de distribuição devem informar a previsão dos seus mercados para os próximos 5 anos até o dia 1º de agosto de cada ano, além de declarar a demanda de energia a ser contratada até 60 dias antes do evento de comercialização de energia nova conforme estabelecido no Decreto nº5.163/2004. Com base nestas informações, o MME homologa a quantidade de energia a ser contratada assim como os agentes de geração que deverão integrar esse processo.

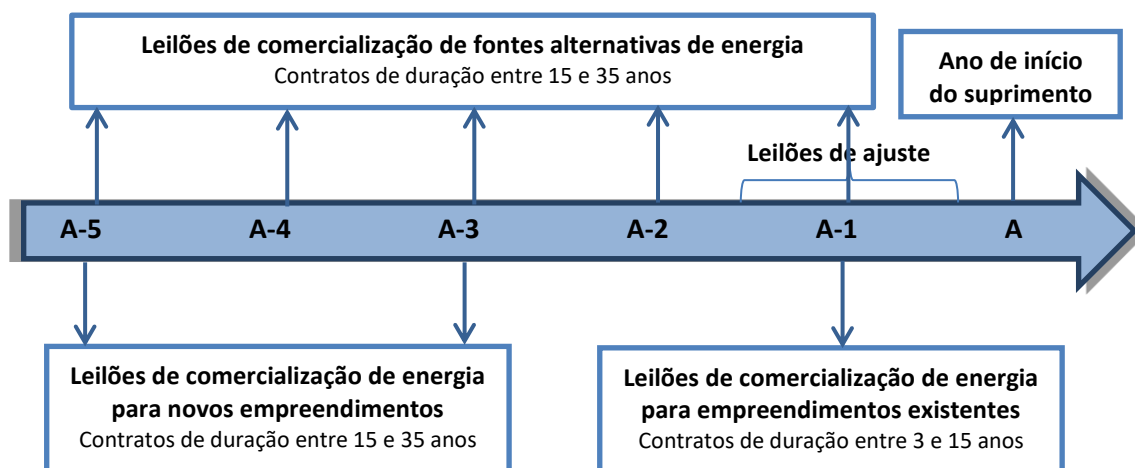
Os leilões de energia são promovidos pela ANEEL, mediante diretrizes definidas pelo MME, que determina os montantes a serem licitados para atender a totalidade de energia no mercado consumidor. Estes montantes devem estar lastreados pela garantia física¹² das usinas geradoras, que deve ser compatível com a energia assegurada do sistema, sem violar o critério de garantia de suprimento¹³. O mecanismo de leilão visa estabelecer condições equitativas para a oferta competitiva de serviços de energia por geradores e distribuidoras de energia. Os eventos de comercialização de energia ocorrem de 5 a 3 anos antes do início do suprimento de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, e com 1 ano de

¹²A garantia física corresponde ao lastro de geração da usina, definida no Decreto do MME nº5.163/2004, sendo a carga máxima de cada usina hídrica ou térmica que pode ser suprida pelo sistema para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

¹³O critério de garantia de suprimento foi estabelecido na Resolução do CNPE nº1/2004.

antecedência para os empreendimentos existentes; respectivamente, são denominados como modalidade A-5, A-3 e A-1 conforme mostra a Figura 3.

Vale destacar que a ANEEL pode ainda realizar leilões de ajuste para atender necessidades superiores aos limites declarados na aquisição nos outros dois leilões. Para os leilões de fontes alternativas não são aplicados os critérios de energia nova (sem outorga) ou existente (com outorga), desta forma qualquer empreendimento pode participar desde que produza eletricidade a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, etc.



Fonte: Adaptado de EPE, 2018b.

Figura 3 – Eventos de comercialização de energia no ACR

Neste contexto de comercialização de energia, um *pool* de distribuidoras participa desses leilões para contratar 100% da demanda de energia declarada, e assim formalizam contratos bilaterais de longo prazo com cada uma das geradoras de energia participantes, por meio de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), e vendem exclusivamente no mercado cativo. Junto com o CCEAR também estabelecem um Contrato de Constituição de Garantias (CCG), nesse as distribuidoras fornecem as garantias obrigatórias.

Nestes contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, os preços negociáveis são em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) desta forma se estabelece a quantidade de energia a ser entregue no local previamente definido. Também é comum a negociação em MW a fim de indicar uma média por período, sendo aplicado o MW médio. Outras especificidades do local também são consideradas nesses contratos como o submercado e a sazonalidade, que podem apresentar preços variados, pois estão associados à situação do armazenamento de água e da oferta e demanda da região. Os preços obtidos nos leilões são repassados para as tarifa de

energia elétrica, configurando parte da parcela A que corresponde aos custos não gerenciáveis da distribuidora.

As distribuidoras devem permitir o acesso livre a sua rede de distribuição pelos agentes que necessitarem, facilitando a interligação dos ativos de energia, porém estes agentes devem pagar um encargo para o uso desse sistema com base no cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) disposto na Resolução da ANEEL nº152/2003. Para controle e monitoramento deste sistema, no âmbito técnico e econômico, as distribuidoras investem em novas tecnologias de medição de energia elétrica, desse modo, buscam conter os furtos de energia além de manter a continuidade e qualidade do serviço. Na medida em que estes investimentos são considerados prudentes e reconhecidos na base de ativos dessas empresas, os seus custos são repassados para as tarifas.

Com a regulação vigente, atualmente as distribuidoras brasileiras atuam apenas como integradoras dos RED, instalando medidores eletrônicos conectados à rede. Entretanto, é necessário o exame minucioso dos benefícios da implementação de tais medidores antes da realização destes investimentos. Visto que os custos das distribuidoras para a operação e manutenção da rede são acentuados com a maior inserção de GD, que ocasiona impactos técnicos negativos, como o aumento da distorção harmônica, desgaste de equipamentos, perda de ativos, pela sobretensão principalmente nas redes de baixa tensão, não sendo arrecadados pelo sistema de compensação. Portanto, estes custos são repassados para os demais consumidores, elevando suas tarifas.

Com as evidências apresentadas pode-se dizer que as distribuidoras são atores importantes nas transações comerciais de energia no ACR, com posse da curva da demanda centralizada tem acesso privilegiado às informações dos seus clientes, bem como seus hábitos de consumo, sendo beneficiadas pela melhor prestação de serviço.

Assim, a operação adequada das suas atribuições é, portanto, fundamental para um setor elétrico eficiente, funcionando bem. Mas, para um planejamento adequado e o bom desempenho operacional dessas empresas, o mercado deve se manter estável ou em expansão, ou melhor, sem grandes modificações na demanda líquida e sem a necessidade de inovação no sistema para garantir as atividades de comercialização de energia, que devem ser estimuladas pela redução dos preços e encargos para esse serviço.

Diante disso, essas empresas têm dificultado o avanço das tecnologias de RED no país, sendo contrárias principalmente à difusão de GD uma vez que compromete sua sustentabilidade econômico-financeira devido à burocracia da regulação vigente.

3.2 Sustentabilidade financeira

A crise de racionamento vivenciada em 2001 expôs a necessidade de uma nova sistemática no setor elétrico brasileiro que fosse conduzida pelas forças de mercado. Assim, iniciou-se diversificação deste setor com a instalação de usinas térmicas flexíveis a fim de reduzir o risco sistêmico e, deste modo, reduzindo a manipulação e concentração do mercado pelos agentes de energia além de alocar de forma mais racional os riscos e benefícios das empresas.

Diante desta necessidade, visando repassar os ganhos dos agentes de distribuição aos consumidores, a atual sistemática busca a modicidade tarifária a fim de impedir tarifas onerosas para os consumidores finais durante o repasse dos preços livremente negociados na compra de energia pelas distribuidoras. Há, também, incentivos financeiros a melhoria do desempenho dessas empresas com o uso do regime preço-teto, em substituição ao método de determinação pela remuneração fixa sobre o custo do serviço, que estimula a produtividade na prestação do serviço e capturar os ganhos de eficiência estipulados pela agência reguladora nas tarifas dos consumidores além de evitar a assimetria de informações.

A agência reguladora estabelece como as distribuidoras devem arrecadar essa receita dos usuários da rede, estipulada pela da estrutura tarifária¹⁴ que conta com revisões e reajustes periódicos, caracterizados por dois mecanismos: a Revisão Tarifária Periódica¹⁵ (RTP) e o Reajuste Tarifário Anual¹⁶ (RTA), que têm como objetivo garantir o equilíbrio econômico-financeiro diante da necessidade de investimentos regulatórios.

¹⁴Conforme Resolução Normativa da ANEEL nº479/2012, a estrutura tarifária define um conjunto de tarifas que refletem a diferenciação relativa dos consumidores de energia. Dessa forma, os custos regulatórios são separados em subgrupos (alta, média e baixa tensão), classes e subclasses de acordo com as modalidades de uso e postos tarifários (ponta, intermediário e fora de ponta).

¹⁵A RTP ocorre em média a cada cinco anos representando o momento em que se restabelece o equilíbrio econômico do contrato de concessão. Nesse processo, é definida receita compatível com os riscos do negócio, a operação eficiente e a adequada prestação do serviço e também o Fator X, que corresponde a mecanismo de compartilhamento dos ganhos de produtividade das distribuidoras para a modicidade tarifária no período entre revisões (ANEEL, 2018e), ver Figura 2.

¹⁶Os RTAs ocorrem anualmente entre o intervalo das RTPs, visando manter o equilíbrio econômico da concessão estabelecido nos processos de revisão tarifária. Ainda pode ser considerada a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que deve ser solicitada pelas distribuídas quando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato não está sendo mantido (ANEEL, 2018e), ver Figura 2.

Assim, a regulação econômica determina o limite da receita anual que a distribuidora é autorizada a auferir ao longo do período regulatório, a fim de garantir uma remuneração compatível com os seus custos de capital, a base de ativos e a depreciação da infraestrutura da empresa. Para obtenção de lucros extraordinários, as distribuidoras precisam auferir uma receita superior a que foi estimada pelo regulador, sendo mais eficientes promovendo a redução dos custos, que devem ser reconhecidos, ou arrecadando durante um período de notório crescimento do mercado.

Pode-se dizer que os custos gerenciáveis das distribuidoras configuram a parcela B da tarifa de energia, que equivalem aos gastos de operação, manutenção e investimentos no sistema de distribuição além da sua própria remuneração. Basicamente, a remuneração das distribuidoras engloba os custos de aquisição de energia (TE), outros custos não gerenciáveis, e os custos associados ao fornecimento de energia elétrica. Quanto ao fornecimento, o repasse desses gastos ao consumidor final é determinado com base nos preços e quantidades de energia elétrica, diferenciados por posto e modalidade tarifária, acrescidos encargos setoriais e tributos.

Ao longo desta década, as distribuidoras vêm enfrentando dificuldades crescentes para alcançar custos operacionais alinhados com os parâmetros regulatórios utilizados no cálculo da tarifa de energia. Este fato está associado também à situação hidrológica desfavorável que diretamente interfere no despacho operacional de base, diminuindo a capacidade de regularização do SIN. Conseqüentemente, para atender a demanda crescente, ocorre o despacho de usinas termelétricas que possuem elevados custos operacionais. Este efeito é evidenciado em anos de seca, mas tem se intensificado devido a não construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização durante esse período. Além disso, vale destacar que a volatilidade dos custos da parcela A pode gerar problemas as distribuidoras, pois só há repasse à tarifa por ocasião do RTA.

Além deste fato, há influência de um reajuste tarifária anual cada vez mais rigorosa em relação aos anteriores, com novas regras e metas em relação aos requisitos de qualidade de serviço e reflexos da conjuntura macroeconômica, que tem ocasionando um progressivo enfraquecimento dos indicadores de rentabilidade das distribuidoras de energia. Ao mesmo tempo, desde 2012 essas empresas têm enfrentado intensiva sobrecontratação de energia pela gradativa redução do consumo de energia dos consumidores cativos, favorecidos pela expansão das fontes

renováveis principalmente pelo crescimento das vendas de painéis fotovoltaicos no mercado nacional. Segundo ANEEL (2018f), a regulação estipula que até 5% de sobrecontratação podem ser repassados para as tarifas de energia, acima disso as distribuidoras devem arcar com os custos, o que pode resultar num desequilíbrio financeiro dessas empresas.

Em virtude da retração econômica em 2015 e 2016 e dos baixos preços de energia no mercado livre, passou a sobrar bastante energia contratada pelas distribuidoras, conseqüentemente, o fluxo de caixa livre dessas empresas reduziu significativamente em relação à receita. Como esta energia é comprada nos leilões não pode ser devolvida nem comercializada livremente pelas distribuidoras para minimizar os prejuízos, estas empresas tiveram que recorrer a empréstimos intermediados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para viabilizar pagamentos de suas despesas obrigatórias, com a garantia de pagamento quando tais custos fossem repassados às tarifas.

Com isso, pode ser constatado que parte do endividamento das distribuidoras está diretamente relacionada ao aumento dos custos da parcela A não cobertos pelas tarifas, já que assumem grandes volumes de ativos relativos aos custos não gerenciáveis, impedindo maiores investimentos em melhorias na prestação do serviço. Neste caso, as empresas de capital público são as mais prejudicadas devido à dependência da política interna para compensação das perdas no sistema de distribuição, tendo dificuldades em custear os investimentos periódicos com base apenas nos recursos provenientes da operação (FGV, 2016).

Diante desse endividamento, as distribuidoras buscam seu equilíbrio financeiro reduzindo alguns custos de aspecto técnico operacional, que referem-se aos investimentos regulados para manter a qualidade requerida do serviço; aplicados em redes subterrâneas, linhas com grandes extensões rurais, perdas técnicas, perdas comerciais e grandes distâncias entre a geração e os centros de consumo. Estes investimentos compulsórios afetam os custos da parcela B e, conseqüentemente, as tarifas.

O aumento das tarifas pode onerar os consumidores e sua redução pode prejudicar a prestação do serviço, comprometendo a sustentabilidade da empresa. O governo vem adotando medidas paliativas principalmente por causa dos percalços da

crise hidrológica como a eliminação e redução de encargos¹⁷ a fim de reduzir a tarifa de energia e a criação de bandeiras tarifárias conforme Resolução Normativa ANEEL nº826/2018, que são inovações regulatórias a fim de mitigar essa disparidade entre receitas e custos não gerenciáveis das distribuidoras, na tentativa de sustentar as distribuidoras. Desta forma, permite o ajuste das tarifas em base mensal, de acordo com o nível de despacho térmico, e a redução da volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) com a redução do teto e aumento do piso. Entretanto, a deterioração da situação financeira das distribuidoras perdura até hoje.

Neste contexto percebe-se que o modelo de negócio das distribuidoras é bastante vulnerável aos fatores externos e esta condição poderá ser intensificada com a difusão dos RED no mercado nacional. Estudos revelam que há um forte indício do mau desenvolvimento desse modelo com potencial desequilíbrio, assim comprometendo ainda mais a sustentabilidade financeira dessas empresas devido ao possível crescimento da demanda de energia em paralelo com a perda de mercado cativo (CGEE, 2017).

3.3 Investimentos

Historicamente, as distribuidoras vêm investindo em novas tecnologias na busca de soluções para seus conhecidos problemas de alto índice de perdas técnicas e não técnicas além do baixo índice de qualidade do serviço prestado, que impactam significativamente na sua sustentabilidade financeira; estes investimentos são imprescindíveis sendo considerados nos últimos anos suficientes na rentabilidade da empresa prevista pelo regulador. A instabilidade econômico-financeira do segmento de distribuição de energia descrita na seção 3.2 convive atualmente com sucessivas pressões regulatórias difusas na tentativa de incentivar a modernização da sua rede.

A busca por um consumo de energia mais eficiente é crescente e exige grandes investimentos na infraestrutura da rede para ampliar o acesso a um baixo custo, tornando se um desafio para o regulador que deve se aprimorar para reduzir o risco econômico dessa atividade sem descaracterizar os princípios do método por incentivo.

Como medida mitigatória, a ANEEL desenvolveu o Programa de Eficiência Energética (PEE) a fim de promover o uso eficiente da eletricidade em todos os

¹⁷Redução em 75% do encargo conhecido como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que tem como objetivo de financiar projetos de universalização, subvenções aos consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias nos Estados. Foram eliminados dois encargos: Conta de Consumo de Combustível Fóssil (CCC) que subsidia o custo de geração em sistemas isolados e Reserva Geral de Reversão (RGR) destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim de contratos de concessão e também utilizada para financiar programas de expansão e melhoria no setor elétrico (BARROS, 2014).

setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de eletricidade e, desta forma, busca-se maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada, fomentando a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica.

Diante desta preocupação, a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo foi aprovada pela ANEEL, considerando o escopo da audiência pública nº120/2010, e começaram a ser empregadas por cada distribuidora à medida que os medidores eletrônicos foram instalados nas residências dos consumidores. Dessa forma, este mecanismo teve como objetivo a criação de modalidades tarifárias aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa com a expectativa do uso mais consciente de energia em determinados horários.

Para os consumidores de baixa tensão (grupo B), exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses de baixa renda do subgrupo B1, a tarifa branca é uma opção que informar aos consumidores a variação do valor da energia de acordo com as horas de utilização do dia, oferecendo três patamares de valor e sendo uma alternativa à tarifa convencional (tarifa monômnia¹⁸). Nos dias úteis, o valor da energia varia nos horários de ponta, intermediário e fora de ponta, nesse caso, a energia é mais cara nos horários de ponta e intermediário. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor da energia é sempre definido fora de ponta.

A preferência do consumidor por este mecanismo tarifário visa o consumo energia elétrica no patamar de valor mais barato e assim proporcioná-lo a redução dos custos de energia. Em paralelo, a adoção dessa proposta possibilita o adiamento de investimentos na expansão da rede executados pelas distribuidoras.

Nesse mesmo escopo foram criadas as bandeiras tarifárias que sinalizam aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica de forma mais transparente a fim de frear o consumo de energia nos períodos críticos (ANEEL, 2018h). Desde 2015, todos os consumidores cativos das distribuidoras são faturados nas modalidades de cores verde, amarela ou vermelha que indicam a diferença tarifária da energia em função das condições de geração de eletricidade. Assim, na

¹⁸Segundo a ANEEL, a tarifa convencional monômnia é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Vale ressaltar que essa tarifa não separa o custo da energia do uso da rede.

condição de bandeira verde a tarifa não sofre acréscimo, mas nas outras bandeiras a tarifa sofre acréscimo a cada quilowatt-hora (kWh) consumido devido às condições menos favoráveis para geração de energia, sendo a bandeira vermelha a mais custosa.

Para os consumidores de alta tensão (grupo A), as tarifas horosazonais são opções aplicadas às áreas comercial e industrial. Segundo a Resolução da ANEEL nº482/2012, a tarifa azul é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, já a tarifa verde é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência. Diferente das outras, a tarifa convencional binômica é caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia.

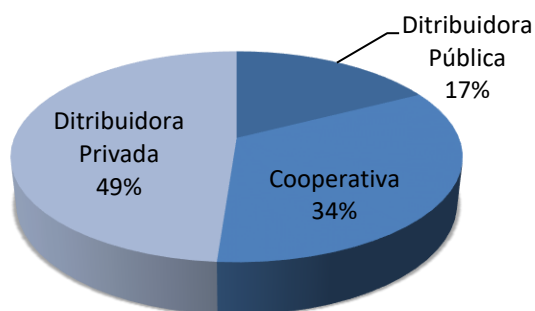
Vale evidenciar que o modelo institucional do setor elétrico permite a criação das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCO) por algumas empresas controladoras de concessionárias de energia elétrica. Assim, esta é uma alternativa de reduzir custos sem utilização de recursos próprios da empresa. Para isto, essas empresas se ramificam como *holdings*, criando um braço mais forte na busca de estabelecer parcerias consequentemente partilhando os resultados obtidos; dessa forma, podem atuar como comercializadoras de energia no ACL. As ESCO podem oferecer diversos serviços como comercializar energia gerada por fontes renováveis, desenvolver projetos de cogeração, gerenciar e implantar medidas visando ganhos de eficiência energética, em geral por meio de contratos de desempenho pelo método *benchmarking*.

Atualmente, há 114 distribuidoras de energia elétrica, sendo 63 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrização rural. Estas empresas atuam no mercado de distribuição sob governança econômica pública, privada ou mista. No presente cenário, as concessionárias privadas possuem maior número de clientes, atendendo aproximadamente 65% do mercado de energia elétrica (ANEEL, 2018c).

Desde 2004, com o Decreto Lei nº5.163, o modelo de negócio das distribuidoras permite a aquisição de energia de geração distribuída (GD) para atender consumidores de sua área de concessão, mas cada distribuidora está restrita a 10% de seu mercado. Entretanto, estas empresas não usam muito esse recurso devido às incertezas outorgadas pelos valores máximos estabelecidos nos leilões de energia que

posteriormente serão repassados para as tarifas, podendo ocasionar prejuízos financeiros (FGV, 2016). Assim esta decisão deve ser ponderada já que uma situação financeira fragilizada pode ameaçar investimentos periódicos na qualidade da prestação do serviço de dessas empresas, dificultando o fornecimento de energia.

Segundo a ANEEL, existem 86 empresas de distribuição de energia consumidoras de GD de pequeno porte, sendo divididas em distribuidoras e cooperativas com origem de capital privado e público conforme pode ser verificado no Gráfico 1.



Fonte: ANEEL, 2018d (Elaboração própria).

Gráfico 1 – Unidades consumidoras com geração distribuída (GD)

Para a adesão da micro ou minigeração distribuída, a ANEEL não estabelece aos consumidores o custo dos geradores de energia e tampouco eventuais condições de financiamento para instalação desse recurso. Usualmente, as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a eletricidade injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade, ou seja, valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de eletricidade injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.

Vale destacar que, no momento atual, essa energia excedente injetada pode ser armazenada na rede elétrica, isenta seus geradores (ou prosumidores) do pagamento de parte da TUSD, em forma de crédito, e desse modo poderá ser utilizada para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com a Resolução Normativa nº687/2015, o prazo de validade dos créditos aumentou para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para amortizar o consumo de outras propriedades do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento da mesma distribuidora.

Esse entendimento exige das distribuidoras maiores investimentos em tecnologias inovadoras e equipes capacitadas para operar a rede e garantir a qualidade de serviços ancilares, visto que o aumento significativo da quantidade de energia descentralizada implica em perturbações técnicas no sistema, como a variação da tensão, e como resultado eleva as despesas dos usuários finais envolvidos nesse segmento, que não têm geração própria. Atualmente, para minimizar essas despesas, as distribuidoras têm investido em eficiência energética. Em geral, pode-se dizer que o segmento da distribuição de energia é muito heterogêneo e apresenta um nível de risco elevado o que é desfavorável do ponto de vista de atratividade.

Como mencionado no Capítulo 2, em outros países, as redes elétricas inteligentes (*Smart grids*) estão em intenso desenvolvimento para atender a geração distribuída de maior porte além de integrar e gerenciar outros RED. A fim de acompanhar a modernização do setor elétrico mundial, as distribuidoras brasileiras devem começar a se preparar adquirindo tecnologias digitais para controlar e monitorar em tempo real os ativos integrados à rede e dessa forma evitar principalmente os efeitos técnicos negativos da GD; maior intensificação desse cenário está prevista a partir de 2030 (TARANTO *et. al.*, 2017).

Entretanto, as principais motivações para investimentos em sistemas de medição inteligente consistem na viabilização de mecanismos de resposta pelo lado da demanda, que devem ser estudados e propostos pela ANEEL. Assim, a realização destes investimentos no segmento de média e baixa tensão depende da revisão da regulação bem como a implementação desses mecanismos para os consumidores conectados nesse nível de tensão, mantendo assim a sustentabilidade econômica das distribuidoras.

3.4 Qualidade do serviço

Segundo a ANEEL, a qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de eletricidade. Para tal finalidade, destacam-se os indicadores técnicos de continuidade coletivos (DEC¹⁹ e FEC²⁰) e os indicadores de continuidade individuais (DIC²¹, FIC²², DMIC²³ e DICRI²⁴).

¹⁹ Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), segundo a ANEEL (2018g), esse indicador visa manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, dessa forma, a ANEEL exige que as distribuidoras mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade (DEC e FEC).

²⁰ Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), segundo a ANEEL (2018g).

²¹ Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) sendo expressa em horas e centésimos de hora, segundo a ANEEL (2018g), equivale ao intervalo de tempo que, no período de

Os indicadores coletivos devem ser apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para o regulador para verificação da continuidade do serviço, que representa o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora teve a prestabilidade do serviço de energia elétrica interrompida em um determinado período (mês, trimestre ou ano), deste modo permite que a ANEEL avalie a qualidade e a continuidade da energia oferecida à população.

A continuidade do fornecimento de energia elétrica é o critério mais relevante para os consumidores. A interrupção desse serviço pode impactar severamente as atividades industriais, comerciais e residenciais, prejudicando o bem-estar da sociedade e o pleno desenvolvimento socioeconômico. Entretanto, a garantia do fornecimento de energia de forma contínua retrata a qualidade da gestão do sistema elétrico além das adversidades da região onde a concessionária está localizada. Neste sentido, a agência reguladora é responsável por acompanhar a capacidade do sistema de distribuição em abastecer a demanda além de manter uma relação de equilíbrio entre a modicidade tarifária e as falhas desse sistema.

Por vias de regra, a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica prestado por uma concessionária ou permissionária deve ser avaliada em diferentes dimensões, que se referem à conformidade da tensão em regime permanente e à ausência de perturbações; a continuidade do serviço; e a relação comercial como a reclamação, satisfação e o atendimento aos consumidores. Vale mencionar que os indicadores são incorporados no cálculo de incentivo à melhoria de qualidade (representado pelo componente Q do Fator de eficiência X^{25}), que tem como objetivo compartilhar os ganhos de produtividade da distribuidora com os consumidores, assim este componente pondera os indicadores de qualidade técnica e comercial (ANEEL, 2018e).

apurção, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica; seu limite é definido em períodos mensais, trimestrais e anuais.

²² Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), segundo a ANEEL (2018g), corresponde ao número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão; seu limite é definido em períodos mensais, trimestrais e anuais.

²³ Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) sendo expressa em horas e centésimos de hora, segundo a ANEEL (2018g), equivale ao tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão; seu limite é definido em períodos mensais.

²⁴ Duração da Interrupção Individual em dia crítico por Unidade Consumidora (DICRI), expressa em horas e centésimos de hora, segundo a ANEEL (2018g), corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

²⁵ 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 e T é a trajetória de custos operacionais ao longo do período definido (ANEEL, 2018e).

Com isto, é evidente que esses indicadores de qualidade são diretamente impactados pela situação econômico-financeira das empresas, que deixam de apropriar ganhos produtivos num intervalo de crise. Então, quando as distribuidoras estão com problemas econômico-financeiros elas tendem a piorar gradualmente seus indicadores de qualidade ao longo dos anos; devido à escassez de recursos para investimentos adequados, sobretudo, na manutenção da rede elétrica. Por este motivo, para cada reajuste anual da tarifa, há um valor máximo tolerável para cada um desses indicadores, determinado pela agência reguladora, intitulado como meta de continuidade de serviço.

Por meio da Resolução nº24/2000, a ANEEL adotou uma abordagem baseada em competição referencial e na teoria dos contratos combinada ao procedimento de preço-teto, conhecida como *benchmarking* ou *yardstick competition*. Este método de formação de tarifa trata-se de um tipo de regulação de análise comparativa de desempenho das distribuidoras, com base em dados históricos associados a instrumentos estatísticos para estimar os custos operacionais, em prol da modicidade tarifária. Desta forma, busca-se a redução da assimetria da informação entre reguladores e regulados, assim como a adequação dos objetivos exigidos pelos agentes reguladores, a partir da introdução de incentivos à eficiência produtiva na empresa.

De modo geral, este método se fundamenta em reunir unidades consumidoras semelhantes de várias distribuidoras em grupos e, a partir disso, estabelecer uma concorrência padrão em termos de indicadores de continuidade a fim de reduzir perdas não técnicas. Esses indicadores devem ser determinados de acordo com as particularidades de cada conjunto de unidades consumidoras. Assim, as distribuidoras detêm informações privilegiadas dos seus respectivos grupos, favorecendo melhor operação da rede e serviço aos consumidores.

No entanto, com a possibilidade de descentralização do sistema elétrico, elevados investimentos deverão ser realizados pelas distribuidoras para assegurar a qualidade do serviço num sistema de distribuição composto inicialmente por GD em larga escala, dado que controlar e monitorar esses recursos é bastante complexo devido à maneira difusa do transporte de energia, exigindo o gerenciamento do consumo de energia a partir de uma rede inteligente. Além disso, a aplicação da análise comparativa de desempenho torna-se complicada, devido à dificuldade de obtenção de dados históricos associados, pela intermitência da GD das diferentes unidades consumidoras.

Diante desse cenário, é possível afirmar que o regime *Price cap* vigente combinado com a trajetória de custos operacionais eficientes é incongruente com as mudanças prospectadas para o setor de distribuição brasileiro. Dado que os investimentos são reconhecidos *ex-post*, nesse sentido a questão não é o risco do regulador ser capturado pelas distribuidoras, reconhecendo um plano de investimentos com a previsão de dispêndios desnecessários, ou que não correspondam às melhores alternativas; a problemática advém da falta de incentivos à realização de investimentos em novas tecnologias, mesmo que essas sejam mais eficientes, em função dos riscos envolvidos.

Assim, para as distribuidoras permanecerem no mercado de energia e não serem economicamente prejudicadas, mantendo a continuidade do serviço de eletricidade, há necessidade da revisão da regulação para reconhecimento dos investimentos na base de ativos e dessa forma obtenção do retorno desses investimentos periódicos na rede, repassando estes investimentos para consumidores na tarifa. Esta tarifa deve compor maior nível de granularidade que ponta e fora de ponta para atender os diferentes consumidores conectados.

Além disso, o agente regulador deve analisar a possibilidade da diversificação do negócio desse segmento para reduzir os riscos sistêmicos com a difusão de RED ou torná-lo apenas operador do sistema de distribuição, retirando as demais atribuições de planejador e fornecedor de energia, assim dividindo essa responsabilidade com os novos entrantes. Caso contrário, inviabilizará a sobrevivência dessas empresas no mercado de energia.

3.5 Pesquisa eletrônica

A fim de capturar uma amostragem das diferentes visões de agentes do setor elétrico quanto de expansão dos RED no mercado nacional, uma das atividades do projeto de P&D¹ propôs a realização de uma pesquisa eletrônica. Para a execução desta pesquisa, foi elaborado um questionário com 58 perguntas associadas às transformações decorrentes da difusão de RED no programa *SurveyMonkey*, que consiste em uma ferramenta computacional para facilitar o acompanhamento e tratamento dos resultados, originando assim indicadores de forma gráfica.

As questões foram separadas por tópicos que relacionam: aspectos políticos e regulatórios, econômicos, sociais, operacionais e ambientais, culturais, capacitação, competitividade, sustentabilidade econômica ou financeira, novos negócios, investimentos realizados e base de ativos, responsabilidade, qualidade, impactos da

introdução de novas tecnologias na expansão da rede e aspectos de segurança contra intrusão e ataques cibernéticos. Nessa perspectiva, alguns representantes das organizações envolvidas nesse cenário foram entrevistados, tais como: Empresas de energia elétrica (distribuidoras); Academias/Centros de pesquisa; Comercializadores; Entidades de financiamento; Associações; Organizações do setor elétrico; Consultorias e Consumidores. Assim, obteve-se um total de 63 respostas, número considerado significativo (79%) diante do universo proposto, que estão consolidadas no relatório desse projeto.

Na análise das respostas do questionário verificou-se que mais de 90% dos respondentes concordam quanto à difusão dos RED nos próximos 10 anos. Ao longo desse período, pode-se dizer que na percepção dos agentes, dentre os RED, a GD (micro e mini GD) é o recurso que apresentará maior impacto negativo na rede de distribuição, com 56% dos respondentes considerando alto. Por outro lado, quase 44% dos respondentes visualizam baixo impacto da mobilidade elétrica.

As distribuidoras mostram maior preocupação com GD, 80% consideram que tem alto impacto na rede de média e baixa tensão. Verificou-se também que há consenso entre os comercializadores, as associações, as empresas do marco regulatório e as consultorias que a mobilidade elétrica tem baixo impacto na rede; e entre os consumidores, o gerenciamento da demanda e a eficiência energética são os RED de maior impacto.

Vale mencionar que em outros países, a difusão dos RED já é uma realidade e tem promovido algumas modificações no setor elétrico, causando preocupação entre as *utilities*. Segundo o relatório BV (2018), para as empresas americanas, a eficiência energética é considerada o principal RED, como serviço após o medidor.

Diante desse cenário de expansão de RED, os respondentes das distribuidoras brasileiras veem impactos em todos os aspectos relacionados ao seu negócio (regulatório, mercado, relacionamento com o cliente, econômico-financeiro, operacional e técnico); com exceção de recursos humanos e qualidade do serviço, em que menos de 50% veem impactos.

Na perspectiva de cada agente, é possível afirmar que a maioria das distribuidoras, entidades de financiamento e associações consideram que a principal barreira é regulatória diferentemente da maioria dos comercializadores e das consultorias que consideram a comercial. Já para mais de 50% dos consumidores, é

empresarial; e para mais de 50% das empresas do marco institucional, é a capacitação.

Quanto aos aspectos políticos e regulatórios, quase 90% dos respondentes consideram que há necessidade de uma mudança na estrutura tarifária para lidar com a difusão dos RED no mercado nacional. Nesse sentido, os respondentes sugerem mudanças na estrutura tarifária na intenção de aumentar a granularidade ou, no caso da baixa tensão, ao menos realizar a separação entre os horários de ponta e fora da ponta, tal como previsto na tarifa branca. Ademais, sugerem tarifas decrescentes com a expansão da micro e miniGD.

Quanto aos critérios de qualidade e continuidade dos serviços de energia elétrica, 86% dos respondentes consideram que haverá de médio e alto impacto com difusão de RED. De acordo com visão dos respondentes, 80% acreditam que as tecnologias de medição atuais são insuficientes, com grau de médio para baixo, para fazer frente a uma nova estrutura tarifária que ajude a lidar com um cenário de difusão de RED.

Nesse sentido, comparando com a realidade dos Estados Unidos (BV, 2018), as empresas americanas preferem as seguintes estruturas tarifárias, por ordem de preferência: *Time of use* (TOU), *net metering*, binômica com a parcela da demanda cobrindo os custos fixos.

Quanto aos aspectos econômicos, 83% dos respondentes consideram que a difusão de RED impactará positivamente nos níveis de emprego e renda do Brasil. Há consenso entre os agentes de que as políticas de renúncias fiscais e tributárias e que os mecanismos de financiamento direto aos consumidores poderão acelerar a difusão de RED. Porém, para 83% dos respondentes os mecanismos de financiamento atuais não estão adequados.

Ao analisar o tópico de aspectos sociais, as distribuidoras, comercializadoras, consultorias, empresas do marco institucional e entidades financiadoras além dos consumidores visualizam que haverá alto impacto nas classes A e B, sendo superior a 50%. Para alguns agentes, distribuidoras, comercializadoras, associações, academias/centros de pesquisa, consultorias e consumidores, nas classes D e E haverá baixo impacto de difusão de RED.

Além disso, observa-se que os agentes estão divididos quanto à necessidade de alteração das políticas sociais de universalização e subsídios tarifários. Estes ressaltam a preocupação com relação à transparência nos custos e à necessidade de tarifas diferenciadas para consumidores de baixa renda.

Para 48% das empresas americanas, a espiral da morte é um risco real caso não implementem as suas próprias alternativas de soluções energéticas. Já para 39%, a causa seria a regulação impossibilitar a flexibilidade de atuação. Entretanto, para 29% o risco não é relevante porque para o sistema elétrico as fontes tradicionais ainda têm um peso significativo (os respondentes podiam escolher mais de uma opção). Em outra análise, para muitas empresas americanas (53,8%) é provável (inclui muito provável) o risco de terceiros entrarem em seu mercado e fornecer soluções alternativas de energia para seus clientes (BV, 2018).

Com relação ao adiamento de investimentos em construção de linhas de transmissão e distribuição com a difusão de RED, não há consenso entre os agentes e nem mesmo entre as distribuidoras. Entretanto, a maioria (53%) dos respondentes considera que será de médio impacto a suspensão desse investimento, considerando uso de baterias em subestações para maior flexibilidade e estabilidade em horários de grande demanda. Para mais de 90% dos respondentes concordam que políticas de descarte de equipamentos ao final da vida útil deverão ser incorporadas na regulação dos recursos distribuídos.

Quanto ao aspecto cultural do consumidor, a maioria dos agentes (61%) acredita que poderá ser impactado positivamente com difusão de RED. Porém, vale destacar a preocupação dos respondentes, visto que 82% consideram que os programas de informação em mídia de massa não estão conseguindo dar uma perspectiva correta ao consumidor quanto às consequências da inserção de RED na rede elétrica. Dessa forma, há consenso de que há pouca comunicação não sendo adequada para divulgação a parte do público.

Quanto ao aspecto de capacitação, mais de 80% dos respondentes consideram que suas equipes atuais estão pouco preparadas frente ao cenário de difusão de RED. Diante dessa expectativa, a maioria das organizações está investindo principalmente em formação de pessoal existente (75%) e no estabelecimento de parcerias externas e internas (60%).

No que diz respeito à difusão de RED no mercado, 62% dos respondentes consideram que a existência de novos entrantes impactará positivamente a competitividade entre as organizações. Porém, para a maioria das distribuidoras, o impacto será bastante negativo, principalmente se a regulação atual for mantida, já que proporcionará perda do seu mercado. Em adição, mais de 60% das distribuidoras consideram que a difusão de RED promoverá alto impacto na sustentabilidade

econômico-financeira da sua organização, devido à necessidade de manter as obrigações regulatórias vigentes.

Ainda nesse aspecto, para 67% dos agentes não há necessidade de alguma mudança regulatória para equilibrar a sustentabilidade da sua organização. Porém, mais de 80% das distribuidoras afirmam que há necessidade de mudança regulatória e essas mudanças seriam pela ordem de preferência: tarifa, modelo de negócio, política de incentivo, reconhecimento regulatório para CAPEX em novas tecnologias e mudança dos indicadores de qualidade exigidos.

Para 75% dos respondentes o cenário de difusão de RED poderá possibilitar a ação (ou maior ação) da organização enquanto promotora de novos negócios. Porém, as distribuidoras têm visão contrária, assim, mais de 70% consideram ameaças à sua estrutura de negócios diante da regulação vigente. Nessa perspectiva, 75% dos respondentes consideram positivo o estabelecimento de parcerias estratégicas para a atuação no segmento de distribuição de energia além de favorecer a compreensão do uso dessas tecnologias, assim, 75% dos respondentes declaram importante o conhecimento acumulado pela organização como viabilizadora de novos negócios.

Para 66% dos respondentes o cenário de difusão de RED poderá prejudicar a remuneração dos investimentos já feitos pela distribuidora. Considerando a evolução regulatória do setor visualizada pela sua organização, nesse sentido, as distribuidoras indicam um impacto significativo. Assim, as distribuidoras listaram algumas estratégias de mitigação de riscos quanto à remuneração de investimentos: mudança na estrutura tarifária, fim dos subsídios, o reconhecimento dos investimentos nas novas tecnologias e a oferta de serviços ancilares.

Para 56% dos respondentes os atuais indicadores de qualidade da distribuição de energia elétrica deverão melhorar. Além disso, 85% dos respondentes consideram que as distribuidoras têm necessidade de mudanças regulatórias para o gerenciamento da qualidade do serviço. Neste ponto, as distribuidoras concordam. Para as empresas americanas, o principal tópico de transformação com as redes inteligentes é o aumento da confiabilidade da rede elétrica (BV, 2018).

Para quase 75% dos respondentes, a implementação de novas tecnologias de rede *Smart Grid/Smart Metering* poderá melhorar a gestão da sua organização em um cenário de expansão de RED. Em adição, 86% dos respondentes acreditam que a tecnologia essencial para o gerenciamento de RED é a *smart metering*. Entretanto,

não há consenso entre os agentes quanto à melhor tecnologia para a sua organização.

Conforme já mencionado, os respondentes não consideram que as instituições estão preparadas para a difusão de RED. A título de comparação, conforme BV (2018) 38,6% das empresas americanas o seu atual nível de automação é considerado médio. Porém, 62,7% delas pretendem aumentar o nível de automação nos próximos cinco anos. Ainda segundo este mesmo relatório, mais de 30% das *utilities* americanas assumem não saber como implantar seus planos para as redes inteligentes.

Para 68% dos respondentes, a inserção de RED oferecerá alto impacto na segurança contra intrusões e a privacidade das informações. Na análise desse aspecto, não há consenso entre os agentes com relação ao preparo da sua organização para lidar com a questão de segurança e privacidade associada diante da difusão de RED. Entretanto, as distribuidoras, comercializadoras e entidades de financiamento se consideram preparadas (índice superior a 60%).

Nesse âmbito, as principais ameaças indicadas pelos agentes são: flutuações e instabilidades na rede elétrica, acesso direto aos sistemas de comunicação e aos dados dos clientes, utilização indevida dos dados de perfil do consumidor, intromissão na operação e na comercialização, falsificação de leituras de medição, vírus cibernéticos. Segundo o BV (2018), para as empresas americanas a segurança da informação (*cibersecurity*) é um dos principais pontos de atenção nos últimos cinco anos. Desde 2016, é o segundo mais importante só perdendo para a confiabilidade da rede elétrica.

4 Comparação internacional de modelos tarifários

Em virtude do que foi apresentado no Capítulo 3, pode-se dizer que a energia elétrica tem papel fundamental e estratégico para a sociedade, visto que é um elemento chave para o desenvolvimento socioeconômico, possibilitando assim melhor qualidade de vida. Este é um insumo que deve ser comercializado exclusivamente no mercado local, em uma área de concessão do sistema de distribuição, devido a não viabilidade de ser estocado. Assim, a eletricidade é gerada e transportada simultaneamente para os usuários finais em tempo real. No Brasil, com base em ferramentas de otimização, esse processo é coordenado e controlado pelo Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS²⁶) sob fiscalização e regulação da ANEEL.

Além disso, a prestação desse serviço essencial à população implica em custos associados e investimentos periódicos para assegurar o atendimento da demanda de energia. Os custos associados a cada etapa do processo de geração, transmissão e distribuição de energia são convertidos em tarifas, que devem ser pagas pelos consumidores deste insumo. Vale ressaltar que as particularidades físicas da eletricidade definem seu preço no atacado em caráter local, assim aspectos regionais e culturais afetam as tarifas. De uma forma geral, os países possuem um ou mais sistemas internos interligados e em alguns casos há interconexões que ligam alguns países, permitindo mercados de energia regionais. Entretanto, a comercialização de eletricidade não é tecnicamente possível a nível global e, por isso, não há porque os preços no atacado convergirem internacionalmente (CASTRO, 2017).

Em síntese, no Brasil, a tarifa de energia elétrica é composta pelas parcelas A e B, além da incidência de tributos federais (PIS/Confins) e estaduais (ICMS). De acordo com a ANEEL (2018e), a parcela A representa os custos de aquisição e geração própria, conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição, encargos setoriais e custos irre recuperáveis, que fogem do controle das distribuidoras, em função do mercado de referência. A parcela B engloba os custos de administração, operação e manutenção (OPEX) e de capital (CAPEX), considerados investimentos em ativos

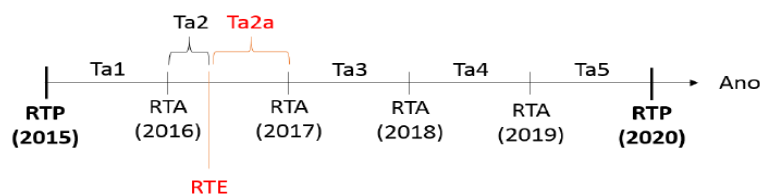
²⁶ Trata-se de uma entidade brasileira de direito privado sem fins lucrativos, constituída por membros associados e participantes. São membros associados os agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, além de agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados a Rede Elétrica Básica. Criada pela Lei nº9.648/1998, instituída na regulamentação do Decreto nº5.081/2004 e alterada pela Lei nº10.848/2004, sendo responsável pelo planejamento operacional do sistema hidrotérmico brasileiro.

como rede de distribuição, postes, subestações, e outros; além da subtração do fator de ajuste do mercado, mecanismos de incentivos à melhoria de qualidade e outras receitas permitidas devido a serviços públicos inerentes (aluguel de postes para empresas de telefonia, avaliação técnica, aferição de medidores, etc.). A dedução desses itens no cálculo da tarifa tem como objetivo compartilhar com os consumidores dos ganhos de produtividade apropriados da atividade de distribuição de energia e dessa forma reduzir o custo desse insumo.

Como mencionado anteriormente na seção 3.2, a parcela B também equivale à remuneração das distribuidoras, assim para promover o equilíbrio econômico-financeiro destas empresas, os custos operacionais eficientes e a modicidade tarifária sofrem regularmente revisões e reajustes, que podem ser observados na Figura 4.

É preciso mencionar que os custos OPEX não são reajustados entre os períodos de revisão, visto que o critério adotado por incentivo desacopla o preço dos custos, deste modo, estimula as distribuidoras a reduzirem os custos operacionais com base no limite receita conseqüentemente incentiva o aumento da eficiência da empresa, apropriando os ganhos de produtividade. Assim, em cada ano do período regulatório, os custos totais da distribuidora podem ser maiores ou menores do limite da receita anual estabelecido pela ANEEL. Se os custos forem superiores, resultará em uma perda para a empresa, caso contrário, em lucro. Além disso, todos os investimentos em ativos são realizados pela captação de recursos, via mercado ou próprios.

A remuneração deste capital é definida ou reconhecida pelo regulador no âmbito da concessão da distribuidora, que está atrelada a uma modicidade tarifária referente à condição financeira dos consumidores finais. Para efetuar este cálculo, multiplica-se a base da remuneração líquida, que corresponde aos investimentos reconhecidos pela ANEEL ainda não depreciados, pela taxa de remuneração das distribuidoras denominada como WACC²⁷ (*Weighted Average Cost of Capital*).



Fonte: BAJAY *et. al*, 2018.

Figura 4 – Processo tarifário de uma distribuidora com revisões (RTP) e reajustes (RTA e RTE)

²⁷ Metodologia de cálculo da base de remuneração regulatória, sendo um custo médio ponderado do capital. Mais detalhes podem ser obtidos na referência ANEEL, 2018e.

No momento da RTP, além do exame dos custos operacionais correntes da distribuidora em análise e de considerações referentes às características da área de concessão, considera-se o nível eficiente de custos pela comparação dos custos das diferentes distribuidoras, usando o método de *benchmarking*. Uma vez definida a RTP, anualmente, se restabelece o poder de compra da distribuidora e também corrige a inflação do período, posteriormente, repassa a variação dos custos de compra de energia elétrica para os consumidores.

Mesmo sem políticas de longo prazo para a modernização do sistema elétrico, a ANEEL tem aplicado o sistema de compensação (*net metering*) de energia para micro e minigeração distribuída além da regulamentação da medição eletrônica. Preliminarmente, estas medidas visam flexibilizar o modelo regulatório vigente perante as crescentes transformações energéticas e dessa forma prepará-lo para atuar em um novo paradigma, sendo assim um desafio para as distribuidoras que precisarão reformar seus processos internos incorporando os valores dessas mudanças.

Os estímulos à inserção da GD no mercado se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o possível adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, a menor modificação ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas além de promover a diversificação da matriz energética nacional. Entretanto, o sistema *net metering*, em conjunto com a cobrança de tarifa volumétrica, traz desequilíbrios na remuneração das distribuidoras brasileiras.

Comparar modelos de tarifa de países implica em dificuldades que se iniciam pelo fato de que há complexidade na estruturação das tarifas. Essa complexidade não está restrita aos aspectos técnicos operacionais, mas contempla também aspectos de produção, marcos regulatórios e políticas fiscais, tributárias, energéticas e ambientais, além dos aspectos sociais e culturais específicos da região. Entretanto, alguns modelos de tarifa podem servir como referência devido à inclusão de ganhos perante as circunstâncias atuais de mercado a sua estrutura.

Diante disto, a experiência de três países – Alemanha, EUA e Reino Unido – indicam possibilidade de modelos de tarifa que podem servir de inspiração a mudanças necessárias das tarifas de energia no Brasil. Nesse sentido, pretende-se favorecer o aproveitamento dos benefícios da ampliação dos RED no mercado de energia, sem causar prejuízos às distribuidoras de energia elétrica.

4.1 Alemanha

Na Alemanha, a *Bundesnetzagentur* é responsável pela regulação dos mercados de eletricidade e gás, assim tem como objetivo estabelecer uma concorrência justa e efetiva no fornecimento destes insumos. Portanto, essa entidade deve assegurar o acesso sem distinção de terceiros às redes e fiscalizar as cobranças pelo uso do sistema, que são efetivadas pelos agentes do mercado. Além disso, para transparência desses mercados, o regulador é obrigado a publicar anualmente um relatório sobre os resultados de suas atividades de monitoramento, conduzido no desempenho de suas tarefas de regulamentação destes setores energéticos.

Desde 2010, o modelo tarifário alemão tem como base a regulação por incentivos, combinando a abordagem de teto de receita (*Revenue cap*) com concorrência por comparação²⁸ (*yardstick competition*). A adoção deste modelo teve como motivação principal o esforço para aumentar a eficiência dos operadores das linhas de distribuição e transmissão na tentativa de alcançar metas ambiciosas para uma economia de baixo carbono.

Tal como ocorre no Brasil, o limite de receita anual para uma distribuidora no primeiro ano de um período regulatório é baseado nos custos reais desta empresa, além disso, as RTP são redefinidas em ciclos regulatórios de cinco anos, e nos períodos entre essas revisões, as distribuidoras têm a possibilidade de auferir benefícios econômicos resultantes dos ganhos de eficiência e esses benefícios são compartilhados com os consumidores no período tarifário seguinte. A remuneração dos ativos dessas empresas também é determinada pela WACC, fixada pelo regulador.

Durante o ajuste anual da RTA, que visa adequar a inflação e o nível de eficiência da empresa no intervalo entre os anos bases, realizam-se auditorias dos custos operacionais das distribuidoras e análises comparativas com tais custos. Para execução destas análises utilizam-se os custos totais do ano base, destacando que os custos totais compreendem os custos não gerenciáveis e gerenciáveis que compõem parte da tarifa de energia, somados definem o TOTEX. Assim, a partir do nível de eficiência dessas análises, os investimentos praticados nesse período são incorporados na receita refletida no próximo período regulatório. Diferente do Brasil, na

²⁸ As análises comparativas (*benchmarking* ou *yardstick competition*) de custos operacionais são executadas utilizando dois métodos de fronteira de eficiência: o DEA (*Data Envelopment Analysis*) e o SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) (BAJAY *et al*, 2018 *apud* CPFL; GESEL, 2015).

Alemanha os custos totais são reajustados entre os períodos de revisão tarifária (BUNDESNETZAGENTUR, 2018).

Após determinar o TOTEX do período regulatório, o regulador faz análises comparativas, utilizando variáveis diferentes das consideradas inicialmente, com as diversas distribuidoras pulverizadas pela Alemanha. Nesta etapa, essas variáveis essencialmente buscam atender os consumidores finais e a capacidade para o fornecimento do serviço. Portanto, considerando os custos e as variáveis específicas obtém-se a tarifa de distribuição, que assim como no Brasil, varia de acordo com a área de concessão.

Vale ressaltar que na Alemanha, a eletricidade oriunda de fontes renováveis pode ser comercializada no mercado de curto prazo, dessa forma, garante uma remuneração fixa aos geradores, denominada *feed-in tariff* (FIT) que varia conforme as características tecnológicas e a região onde está conectada a rede. Entretanto, um prosumidor que utiliza fontes renováveis recebe apenas pelo excedente de energia injetado na rede a tarifa FIT, o que for consumido da rede tem valor de tarifa equivalente ao valor dos demais consumidores, que não são auto-produtores (BAJAY *et. al*, 2018).

4.2 Estados Unidos da América (EUA)

Nos EUA, diferente do Brasil que possui um único regulador no setor elétrico, as atividades de distribuição e comercialização de energia no varejo são reguladas pelos Estados e Municípios de sua área de concessão, desta forma, não há competição entre as empresas nestas regiões. Consequentemente, as tarifas para os consumidores finais são estabelecidas pelas agências reguladoras com base nas condições fixadas pelo poder concedente local e estes consumidores são livres para escolher seu fornecedor de energia, nesse caso, avalia-se a qualidade do serviço da empresa (BAJAY *et. al*, 2018).

Com respeito aos requisitos técnicos, todos os estados seguem a norma de referência IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (IEEE, 2009). Vale mencionar que as atividades de transmissão também são reguladas por essas agências, quando não estão em transações interestaduais.

Atualmente, essas agências reguladoras adotam o tradicional método do serviço pelo custo como regulação tarifária ou a combinação baseada neste tipo de método com o por incentivo. Diante das possibilidades de modelos tarifários adotados pelos

diversos Estados e Municípios americanos, foram escolhidos dois deles – Califórnia e Nova Iorque.

Califórnia

O Estado da Califórnia representa a visão de uma descarbonização rápida e profunda da rede elétrica por meio da expansão massiva de fontes renováveis. Nessa perspectiva, as novas regulações continuam a encorajar a obrigatoriedade de instalar painéis fotovoltaicos nos telhados para todas as casas recém-construídas. Com isso, as preocupações com a “curva do pato” foram atendidas, em parte, com novos mandatos de armazenamento - a ideia é que o armazenamento pode ajudar a suavizar os picos das curvas de pato.

A *California Public Utilities Commission* (CPUC) é responsável pela regulação de compra e venda de energia elétrica das empresas concessionárias privadas, no curto e longo prazo, e pelo repasse das receitas correspondentes à transmissão e às compras no mercado atacadista. No entanto, as empresas concessionárias municipais são reguladas pelo governo local.

O modelo tarifário californiano consiste na regulação de receita máxima (*Revenue cap*) por área de concessão da distribuidora, aplicando recompensas e penalidades financeiras associadas à qualidade do serviço e ao compartilhamento de ganhos de produtividade com consumidores decorrentes de programas de eficiência das empresas. A regulação do setor de distribuição combina mecanismos de incentivo ao cumprimento das metas estabelecidas, em termos de ganhos de eficiência, assim como um programa de *decoupling* que assegura que a receita permitida das empresas não seja afetada por possíveis variações de mercado. Os reajustes tarifários acontecem anualmente, a receita requerida pelas empresas é ajustada de acordo com a inflação, aumentos de produtividade, e variações no número de consumidores atendidos pela empresa. Em geral, diferente do Brasil, o período regulatório entre as revisões tarifárias ocorre a cada três anos.

Assim como no Brasil, as tarifas dos consumidores cativos, que são maioria no Estado, contemplam os custos das empresas prestadoras de serviço em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, a estrutura das tarifas é definida com base em custos diferenciados para cada classe de cliente. Vale destacar que os consumidores podem gerar a sua própria energia, assim sendo isento do custo do transporte de energia nas redes, ou comprar no mercado atacadista, neste caso, há tarifas reguladas para o uso do serviço das redes conectadas. É necessário enfatizar

que o mercado varejista de acesso direto encontra-se suspenso desde 2001 (CPUC, 2018).

Nova Iorque

No Estado de Nova Iorque, a *New York Public Service Commission* (NYPSC) é responsável pela regulação e supervisão dos setores de eletricidade, gás, água e telecomunicação com objetivos gerais de políticas estatais. No caso do setor elétrico, esta comissão compra e vende energia elétrica das empresas concessionárias privadas no mercado varejista.

Além disto, a NYPSC promove políticas públicas que incentivam a eficiência energética e o uso de tecnologias renováveis e geração distribuída nas distribuidoras com a redução da tarifa elétrica, atraindo clientes para essas empresas e facilitando assim o acesso deles a tecnologias existentes e em desenvolvimento para uma produção limpa e/ou conservação de energia. A fim de eliminar potenciais desincentivos destas políticas estaduais, que diretamente proporciona a perda de mercado das distribuidoras, em 2007 essa comissão determinou o mecanismo de desacoplamento entre a receita e a venda (*Revenue decoupling*).

Dessa forma, as concessionárias de distribuição de energia passaram a desenvolver mecanismos de previsão real e receitas reais de serviços (*ex-post*), resultando na redução ou eliminação significativa dos desincentivos causados pela recuperação contínua dos custos fixos dos serviços da concessionária, via taxas volumétricas (por kWh). O reajuste da tarifa inclui, entre outras coisas, qualquer receita líquida atribuída à obtenção de um uso de energia mais eficiente, e deve ser considerado não menos frequentemente do que uma vez por ano. Além disso, as concessionárias são encorajadas a continuar investindo em melhorias de produtividade a fim de reduzir o valor da tarifa, que podem ser baseadas em custo e de preços por hora para o serviço, quando apropriado (NYPSC, 2018).

4.3 Reino Unido

No Reino Unido, o *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) é responsável por regular as empresas monopolísticas do setor de gás natural e eletricidade, assim monitora a conformidade das empresas com o controle de preços por meio das condições de licenciamento mantidas por cada operadora além de tomar medidas de imposição se esses requisitos de licença forem violados.

O segmento de distribuição britânico conta com 14 operadores da rede (DNO), sendo responsáveis pelo atendimento de áreas de concessão pré-determinadas pelo regulador. Atualmente, o controle de preço é realizado pelo modelo RIIO⁴ (*Revenue = Inventives + Innovation + Outputs*) que se baseia no sucesso do regime regulatório RPI-X anterior, mas atende melhor aos desafios de investimento e inovação, e tem como propósito fornecer às empresas fortes incentivos para intensificar a inovação e enfrentar os desafios para um setor energético sustentável com baixo teor de carbono, com boa relação custo-benefício para os consumidores atuais e futuros (OFGEM, 2017).

Assim, essa inovação conta com um pacote de produtos de incentivos, definido pelo OFGEM (2013), a saber: incentivo à inovação fornece financiamento parcial, concedido a partir de processos competitivos, a projetos de inovação associados prestação de serviços de rede que têm como propósito a entrega de um setor elétrico sustentável, a facilitação do compartilhamento da propriedade intelectual e das lições aprendidas. Nesse pacote, as concessionárias e terceiros são elegíveis ao financiamento de projetos em qualquer estágio de inovação, de P&D a projeto piloto.

O RIIO-ED1 corresponde à primeira revisão sob esse novo modelo regulatório, que reflete o período de oito anos de 1º de abril de 2015 a 31 de março de 2023, onde o regulador deve estabelecer produtos que as empresas devem fornecer e as receitas que podem auferir dos consumidores por estes produtos. Esse modelo permite que a receita das distribuidoras seja ajustada anualmente com base no desempenho e os níveis de produtos alcançados por estas empresas. Os custos permitidos como administração, operação e manutenção são remunerados pelo conceito TOTEX, pela sua parte circulante, que se recupera em um ano, de forma similar ao tratamento recebido pelo OPEX.

Assim como o Brasil, esse modelo utiliza o custo médio ponderado do capital (WACC) para garantir a viabilidade dos investimentos de capital requeridos, com seus riscos associados, além de um índice de inflação continua sendo aplicado para reajuste das tarifas. No entanto, são considerados requisitos de eficiência dos investimentos, além do sistema de benefícios/penalidades para a entrega dos produtos contidos no plano de negócios.

Vale ressaltar que entre as revisões tarifárias ocorrem avaliações intermediárias dos desempenhos pretendidos das distribuidoras de energia. Nesse caso, o OFGEM (2013) é responsável por são realizar comparações dos valores praticados referentes aos indicadores de custos e de desempenho dessas empresas com valores passados,

além dos valores observados em empresas semelhantes. Se estes indicadores resultarem em um desempenho satisfatório, essa avaliação comparativa torna-se menos detalhada.

Além disso, um dos grandes avanços promovidos pelos britânicos no sentido de viabilizar a maior inserção dos RED consiste na possibilidade de contratação de capacidade a partir de sistemas de estocagem e de resposta da demanda. A contratação de ambos os recursos se dá via leilões de capacidade, instituídos em 2014, visando à correção de falhas oriundas dos mercados de energia e a garantia da segurança do suprimento de eletricidade no longo prazo (BAJAY *et. al*, 2018).

Em adição, os consumidores britânicos que têm medidores e pagam tarifas binômias, com componentes proporcionais à máxima demanda contratada e à energia consumida, entretanto, se ocorrer, pagam pelo consumo de energia superior à contratada que assume diferentes valores de acordo com horário (*time of use tariff*). Os comercializadores que atuam no mercado varejista oferecem várias opções de tarifas para seus clientes, tais quais: tarifa padrão (*standard tariff*), tarifa fixa de energia (*fixed energy tariff*), tarifa para uso de dois energéticos (*dual fuel tariff*), tarifa on-line de energia (*online energy tariff*), tarifa pré-paga (*pre-payment tariff*), tarifa de energia verde, tarifa tipo *feed-in*, tarifa de baixa renda (*social energy tariff*) além da tarifa de acordo com o período do dia (*time of use tariff*) (BAJAY *et. al*, 2018).

5 Visão estratégica do segmento de distribuição de energia elétrica

5.1 Análise SWOT

A metodologia da análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) foi idealizada pelo norte-americano Albert Humphrey durante o desenvolvimento de um projeto de pesquisa na Universidade de Stanford entre os anos de 1960 e 1970, na tentativa de identificar as causas das falhas do planejamento das 500 maiores corporações americanas. Nesse projeto, foram utilizados os dados divulgados na revista Fortune e identificadas algumas áreas corporativas importantes a fim de diagnosticar os elementos que influenciam de modo direto ou indireto as operações das empresas (BARROS, 2014).

A partir desta visão, a metodologia de análise SWOT passou a ser adotada para evidenciar os fatores positivos e negativos em razão de influências internas e externas de um ambiente de negócio, já que permite a organização das ideias a serem trabalhadas de forma mais coerente, facilitando na tomada de decisões e nas definições da estratégia da empresa ou instituição.

Em geral, o preenchimento das características e dos elementos levantados que impactam um específico negócio de forma negativa ou positiva é realizado numa matriz, correlacionando adequadamente os ambientes interno e externo de acordo com a Figura 5. Após concepção desta matriz, a análise dos fatores referentes às forças, oportunidades, ameaças e fraquezas poderá indicar alternativas de ação para um planejamento estratégico que potencialize a permanência de um empreendimento no mercado, buscando se afastar dos riscos que prejudicam o negócio ao explorar novos mercados, lançar um novo produto ou criar novas estratégias.

	Positivo	Negativo
INTERNO	Forças S	Fraquezas W
Externo	Oportunidades O	Ameaças T

Figura 5 – Análise da matriz SWOT

Conforme apresentado na Figura 5, os fatores de forças e fraquezas caracterizam o ambiente interno da organização, onde elencam as vantagens e desvantagens do negócio em relação aos concorrentes, enquanto os fatores de oportunidades e ameaças representam o ambiente externo, que estão fora do controle da organização, sendo aspectos com potencial de beneficiar ou prejudicar o desempenho do empreendimento no mercado.

Diante da abrangência destes fatores, vale destacar que ambos os ambientes são dinâmicos, estando sujeitos a inúmeras transformações a nível local, regional e global. Dessa maneira, durante a construção da matriz SWOT, os pontos fortes da organização devem ser constantemente reforçados e os fracos, atenuados.

Na análise SWOT podem ser reveladas as relações entre os fatores definidos para um ambiente de negócio a fim de maximizar os pontos positivos e minimizar os negativos. Assim, as forças identificadas para uma organização podem favorecer o seu negócio quando as oportunidades reconhecidas são aproveitadas. Além disso, essas forças podem ajudar a minimizar os impactos das ameaças identificadas.

Nesse contexto, a análise SWOT pode oferecer maior segurança na tomada de decisão de uma empresa devido à possibilidade de conhecer detalhadamente o cenário a qual está exposta, e, dessa forma, ela pode compreender sua posição em relação aos concorrentes e antecipar-se a movimentos externos.

5.2 Caracterização do ambiente de negócio das empresas

O foco da análise SWOT são todas as empresas que atuam no segmento de distribuição de energia elétrica, sejam elas públicas ou privadas, atuando no cenário de difusão de RED. Para aplicação desta metodologia, nas seções 5.2.1 e 5.2.2 foram caracterizados os ambientes de negócio das empresas, considerando aspectos distintos como regulatório, econômico, social, operacional, ambiental, novas tecnologias, novos negócios, entre outros.

Nesse cenário, mantendo a visão de modelo de negócio, as distribuidoras deverão atuar em um regime de serviços públicos num ambiente de monopólio natural. Face à regulação vigente, essas empresas não conseguirão atuar competitivamente no mercado de novos negócios de GD e Gerenciamento de Demanda / Eficiência Energética, entretanto poderão atuar nos mercados de armazenamento de médio e grande porte e mobilidade elétrica e manter a rentabilidade resguardada, com base nos processos de revisão tarifária. Com posicionamento de neutralidade, nesse caso o regulador deve liderar o desenvolvimento de novas tarifas que poderão cobrir ou não

os custos praticados por estas empresas de forma a remunerar os serviços de fio para todos os seus usuários.

5.2.1 Ambiente interno

No ambiente interno podem ser evidenciados os fatores referentes às forças e fraquezas das empresas do segmento de distribuição de energia elétrica.

Nesse sentido, alguns elementos como a localização e a reputação da empresa, a responsabilidade e o relacionamento com os clientes e outros agentes envolvidos, a qualificação dos profissionais, os recursos físicos e financeiros, a diferenciação do produto, políticas internas para a gestão, a capacidade operacional; podem influenciar de forma positiva ou negativa no âmbito do negócio dessas empresas perante os seus concorrentes, cumprindo assim suas obrigações na qualidade e continuidade do fornecimento de energia.

Assim, foram elencados alguns fatores que caracterizam a dimensão interna do negócio de distribuição de energia:

- Operacional: requisitos necessários para manter a qualidade do fornecimento de energia com a inserção de RED no sistema de distribuição;
- Capacitação: conhecimento específico para lidar com os desafios da difusão dos RED, nesse sentido gerenciar, controlar e monitorar esses recursos integrados à rede elétrica;
- Sustentabilidade econômico-financeira: mecanismos para gestão do fluxo de caixa, do risco de contratação de energia e do valor da empresa;
- Novas tecnologias: requisitos necessários para a inserção de RED no sistema de distribuição, tecnologias inovadoras, tais como as redes elétricas inteligentes (*smart grids*), *softwares*, medidores inteligentes, internet das coisas (IoT), e outras;
- Responsabilidade/Relacionamento: estreitamento da relação das empresas do segmento de distribuição com os consumidores, as transmissoras e os novos entrantes;
- Segurança da informação: garantia da segurança da rede e da privacidade da informação contra ataques cibernéticos, facilitando a tomada de decisão em resposta aos incidentes na rede.

Vale ressaltar que nessa dimensão as empresas devem aproveitar não apenas as oportunidades para as quais dispõem de recursos, mas também as oportunidades que exigirão um maior desenvolvimento de suas forças para seu melhor desempenho no mercado.

5.2.2 Ambiente externo

O ambiente externo exerce muita influência no desempenho da empresa. Desta forma, as empresas do segmento de distribuição de energia elétrica precisam realizar uma análise dos fatores de ameaça e oportunidade, que só é possível a partir de um conhecimento prévio do ambiente em que elas atuam ou desejam atuar.

Estes fatores podem abarcar as dimensões micro e macro do ambiente de negócio. No ponto de vista de microambiente podem ser considerados alguns elementos como: novos entrantes, quantidade de empresas, demanda de produto/serviço e entidades institucionais; já no macroambiente podem ser considerados os aspectos: econômico, demográfico, ambiental, tecnológico e sociocultural do país. Assim, foram elencados alguns fatores que caracterizam a dimensão externa do negócio de distribuição de energia:

- Político/regulatório: mecanismos regulatórios que promovam um ambiente, ao mesmo tempo, favorável à difusão de RED e seguro para as empresas, que estimule os investimentos, o aprimoramento dos serviços e garanta o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Além de prever o ressarcimento de danos ocasionados pela inserção de RED a rede elétrica de distribuição;
- Econômico: condições de um ambiente competitivo para as empresas e justo para difusão de RED, com foco: obrigações da concessão x rentabilidade mínima, espiral da morte, políticas de incentivo, cadeia de fornecedores;
- Ambiental: compromisso com o desenvolvimento sustentável, fontes renováveis, redução de GEE, descarte correto de equipamentos ao final da vida útil;
- Social: apresentar ao público via mídia e rede social as vantagens e desvantagens da difusão dos RED no mercado nacional, como a possibilidade de geração de emprego e renda, consumo mais eficiente de energia, formação de recursos humanos;
- Competitividade: mercado regulado x competição com RED, barreiras de entrada a novos agentes, novos mecanismos de remuneração para as empresas reguladas;

- Investimentos/Ativos: necessidade de investimentos na modernização das redes elétricas e reconhecimento desses investimentos pelo regulador, aumento dos custos operacionais devido à complexidade da integração dos RED ao sistema de distribuição;

- Novos negócios: geração de novas oportunidades de negócio para comercialização de energia no ambiente de contratação livre além de atração de investimentos e novos fornecedores de bens e serviços.

Estes fatores podem ser favoráveis ou não ao negócio dessas empresas, assim elas devem se posicionar quanto às influências externas na tentativa de se adaptar as mudanças exigidas para se manterem no mercado de distribuição energia.

O preenchimento dos quadrantes da matriz SWOT foi realizado a partir de revisões bibliográficas nacionais e internacionais e do resultado da pesquisa eletrônica, baseada em entrevistas a *stakeholders* do setor elétrico realizadas no âmbito do projeto de P&D da associação ABRADDEE conforme mencionado na introdução deste trabalho. Assim, essas análises levantadas podem ser resgatadas no contexto dos Capítulos 2 e 3.

5.3 Matriz SWOT

O objetivo deste trabalho não é selecionar o melhor modelo de negócio entre os apresentados para as distribuidoras de energia elétrica. Apenas, pretende-se evidenciar algumas condições externas regulatórias e de políticas públicas para que as empresas distribuidoras consigam identificar as opções estratégicas disponíveis e assim potencializar internamente sua atividade, se afastando dos riscos que possam prejudicar seu negócio ao explorar novos mercados.

Para a construção da matriz SWOT foram utilizados insumos dos ambientes internos e externos, apresentados na seção 5.2, para o cenário de difusão de RED no mercado nacional. Neste cenário, foi realizada a análise SWOT para as distribuidoras, que na condição de indústria de rede apresentam características típicas de monopólio natural e presença de custos irrecuperáveis, desse modo a distribuição de energia elétrica é uma atividade sujeita à estrita regulação.

Nesta perspectiva, a análise SWOT foi aplicada para os quatro tipos de RED: geração distribuída (GD); armazenamento distribuído de energia (AD); mobilidade elétrica (ME) e; gerenciamento da resposta da demanda (RD) / eficiência energética (EE). As análises dos ambientes de negócio interno e externo das distribuidoras de

energia elétrica podem ser verificadas a seguir nos quadros com a legenda: O – Oportunidade; A - Ameaça; FO – Força; e FA – Fraqueza.

5.3.1 Ambiente de negócio interno

a) Forças (FO)

No modelo do SEB, as empresas distribuidoras são reguladas e responsáveis pelo planejamento da demanda de energia e pela operação do sistema de distribuição de energia elétrica, dessa forma, pelo fornecimento de eletricidade na região de concessão e por manter a qualidade e eficiência desse serviço, considerado essencial para a sociedade.

Diante das suas importantes atribuições nas transações comerciais no ACR, as distribuidoras têm *know-how* no segmento de distribuição de eletricidade o que garante o seu poder de atuação na operação das redes elétricas além da compra e venda de energia assegurada no mercado regulado, que permite o acesso privilegiado as informações dos seus clientes, bem como seus hábitos de consumo, sendo beneficiadas pela melhor prestação de serviço.

Com propriedade da curva de carga da demanda de energia, as distribuidoras podem realizar efetivamente o planejamento energético dos seus mercados centralizados para os próximos 5 anos, assim como prever investimentos na manutenção e expansão do sistema. No entanto, essa curva não é repassada na íntegra para o regulador, causando assimetria da informação entre esses agentes, que muitas vezes prejudica as distribuidoras que não tem alguns dos seus investimentos na base dos ativos reconhecidos, reduzindo assim sua receita regulada nos períodos de revisão tarifária.

As empresas de distribuição de energia podem ter domínio público, privado ou misto. Atualmente, segundo a ABRADÉE (2018), 60% das distribuidoras brasileiras está sob governança econômica privada e essas empresas possuem amplo mercado de energia elétrica no país, proporcionando maior recurso financeiro. Além disso, possivelmente contam com fontes de financiamento no exterior para investimentos em outras atividades da distribuição de energia, que podem patrocinar a qualificação dos profissionais e a estrutura física das empresas brasileiras.

Com a entrada de RED no mercado, os consumidores passarão a gerar, controlar e monitorar seu consumo de energia, podendo se tornar cada dia mais independente da indústria de rede. Assim, mesmo no posicionamento de neutralidade, não adianta

as empresas de distribuição ir contra a difusão desses recursos sendo a favor das barreiras regulatórias e comerciais, mas sim se adaptar a esse cenário a fim de manter e atrair os consumidores, mantendo os conectados à rede elétrica de distribuição. Dada a importâncias dessas empresas, elas devem contar com a revisão do arcabouço regulatório vigente para a remuneração adequada dos custos do uso do fio e poder investir em novos negócios para competir com seus futuros concorrentes.

b) Fraquezas (FA)

Sendo reguladas pela ANEEL, essas empresas se submetem aos modelos tradicionais de operação, limitando-se às burocracias. Diante destas barreiras regulatórias, atualmente as distribuidoras brasileiras atuam apenas com integradoras de GD, tendo como principal ameaça desse modelo não atuar de forma competitiva com empresas não reguladas nesse mercado.

Dessa forma, a crescente inserção da GD no mercado nacional tem proporcionado a perda de mercado das distribuidoras, com a redução do consumo de energia de alguns consumidores cativos, além disso, exige maiores investimentos para garantir a obrigatoriedade de fornecimento de energia com atendimento aos indicadores de qualidade tanto para os consumidores como para os prossumidores, muitos desses investimentos não são arrecadados no atual sistema de compensação. Assim, há necessidade de novos critérios e procedimentos para manutenção e recomposição da rede diante da difusão de RED.

Ao reduzir sua conta, o prossumidor deixa de contribuir com as parcelas variável (referente à aquisição de energia - TE) e fixa (referente ao uso da rede elétrica – TUSD) da tarifa, embora não reduza os dois custos, ou seja, este agente continua demandando a infraestrutura das redes de distribuição e transmissão. Entretanto, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores conectados, conseqüentemente, aumento na tarifa, configurando a existência de um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora, que corre o risco do efeito espiral da morte.

Vale ressaltar que com a ausência de investimentos em redes inteligentes para controlar e monitorar essa demanda distribuída, as distribuidoras poderão ter dificuldades para realizar o planejamento energético e, conseqüentemente, contratação de energia, que muitas vezes implica em sobre e subcontratação, ocasionando maior endividamento para essas empresas. A difusão dos RED apresenta um elevado potencial disruptivo do setor elétrico com tendência de um

futuro armazenamento de energia *off grid*, em desenvolvimento ainda que incipiente em alguns países.

Diante da diversidade das regiões do país, o local onde as distribuidoras estão instaladas pode impactar expressivamente a venda de energia devido à discrepância da classe social e pode gerar dificuldades operacionais com baixa produtividade, que podem ocasionar a elevação da tarifa de energia; já a magnitude dessas empresas pode favorecer sua permanência no mercado. Entretanto, a intensificação das perdas técnicas ocasionadas pela integração de GD somadas as não técnicas (furtos de energia) podem comprometer o seu negócio, mesmo compreendendo elevado nível de conhecimento para operar as tecnologias disponíveis nesse segmento. Além disso, com a possibilidade crescente de perda de mercado, conseqüentemente, dificuldade na gestão do fluxo de caixa e impossibilidade de auferir lucro com atividade que não esteja relacionada à distribuição de energia, o valor da empresa poderá se tornar menos atraente aos acionistas e as agências de financiamento e *rating*.

Inevitavelmente, as distribuidoras devem se preparar tecnicamente com tecnologias inovadoras e capacitar profissionalmente para operar e monitorar os RED, que aumentarão a complexidade das redes de distribuição de energia nos próximos anos. A existência de parceiros com negócios estáveis pode contribuir para alavancar o negócio das distribuidoras brasileiras, com a criação de *holdings*, favorecendo a compreensão das técnicas e arranjos comerciais associados aos RED. Nesse sentido, a troca de informações e conhecimento acumulado pode conceber um arcabouço regulatório do tipo ganha-ganha para os agentes envolvidos a fim de colaborar com o equilíbrio econômico-financeiro das empresas desse segmento.

Essas novas tecnologias inteligentes podem formalizar requisitos de qualidade e padronização de equipamentos para conexão de RED à rede podem viabilizar o sistema de distribuição, evitando a intensificação de danos operacionais, além de definir limites locais de penetração e de indicadores de atratividade para a instalação de RED. Dessa forma, também podem estabelecer critérios e procedimentos para manutenção e recomposição da rede e para o aumento do fator de capacidade dos ativos de rede (uso de baterias).

Mas, isto depende das políticas públicas e regulatórias específicas que em alguns casos impedem incentivos em inovações tecnológicas devido ao não reconhecimento dos investimentos na revisão tarifária. Com a instalação desta tecnologia no sistema, as distribuidoras poderão gerenciar os RED e operar o sistema de distribuição de

forma confiável e flexível, monitorando o fluxo de eletricidade em ambas as direções em tempo real.

Quanto ao relacionamento e as responsabilidades dos *stakeholders* entendem que há necessidade da compreensão dos novos atributos com relação aos consumidores como garantir a operação efetiva e manutenção das tecnologias de RED e se comprometer com possíveis incidentes causados a rede elétrica além de gerenciar a carga com programas de resposta da demanda e tarifas dinâmicas. Nesse sentido, espera-se o estreitamento da relação entre TSO – *Transmission System Operator* e DSO – *Distribution System Operator*. Pode-se dizer também que os agentes envolvidos reconhecem a importância de parcerias e cooperação técnica com novos entrantes e fornecedores de bens e serviços a fim de alinhar conhecimento e as necessidades de equipamentos homologados para a conexão de RED à rede, viabilizando o sistema, este último depende das políticas públicas e regulatórias internas que em alguns casos impedem investimentos em inovações tecnológicas e em novos ativos de energia.

Nesse contexto, o Quadro 1 apresenta as forças e as fraquezas ao negócio das distribuidoras de energia no cenário de difusão de RED, considerando o posicionamento estratégico de neutralidade quanto às barreiras regulatórias existentes a fim de manter seu domínio nesse segmento do setor elétrico, assim dificultando a permanência dos concorrentes no mercado.

Quadro 1 – Matriz SWOT do ambiente interno das empresas reguladas no cenário de difusão de RED

FO	FA
<ol style="list-style-type: none"> 1. Experiência operacional da rede de distribuição 2. Conhecimento detalhado dos equipamentos do sistema de distribuição 3. Acesso direto e regulado aos consumidores 4. Acesso privilegiado dos hábitos gerais dos consumidores da rede 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Planejamento da rede de distribuição e contratação de energia 2. Operação e proteção da rede de distribuição 3. Ausência de requisitos de qualidade e padronização para conexão de RED à rede 4. Capacidade de gestão de incidentes na rede (instalação de RED) 5. Estabelecimento de limites locais de penetração de RED (capacidade de Hospedagem) 6. Estabelecimento de critérios e procedimentos para manutenção e recomposição da rede 7. Estabelecimento de critérios para aumento do fator de capacidade dos ativos de rede (uso de baterias) 8. Necessidade do gerenciamento da carga na presença de programa de resposta da demanda e tarifas tipo TOU 9. Ausência de capacitação para planejamento e estudos, operação e manutenção do sistema de distribuição com a difusão de RED 10. Necessidade de arcabouço regulatório do tipo ganha-ganha para os agentes envolvidos 11. Dificuldade na gestão do fluxo de caixa com a redução do consumo de energia dos consumidores cativos 12. Necessidade de indicadores de atratividade para a instalação de RED 13. Gestão de riscos de sobre e subcontratação de energia (Formulação de processos de contratação presença de difusão de RED) 14. Gestão do valor da empresa diante seus acionista e agências de financiamento e <i>rating</i> 15. Compreensão do amadurecimento técnico e comercial das novas tecnologias de RED 16. Parcerias e cooperação técnica com novos entrantes e fornecedores de bens e serviços 17. Compreensão dos novos atributos de responsabilidade com relação aos consumidores 18. Estreitamento da relação entre TSO e DSO com a difusão de RED 19. Responsabilidade pelos processos de divulgação e ressarcimento de incidentes causados com a difusão de RED na rede 20. Capacidade de resposta aos incidentes de intrusão de hackers na rede de distribuição

A regulação deve prever também o ressarcimento de incidentes causados pela inserção de alta concentração de RED na rede, identificando com uso de sensores instalados nas unidades consumidoras o agente responsável pelos danos à empresa de distribuição e/ou aos consumidores conectados a rede elétrica para que seja penalizado. Nesta perspectiva, as empresas devem se preparar internamente adquirindo tecnologias digitais para capacidade de resposta contra intrusões de *hackers* na rede a fim de garantir a segurança de informação dos seus clientes e responder rapidamente a esses incidentes.

5.3.2 Ambiente de negócio externo

a) Oportunidades (O)

É fato que o aumento centralizado ou descentralizado da demanda de energia favorecer as vendas de energia das distribuidoras no mercado regulado, entretanto, essas empresas devem investir em produtividade para aumentar sua receita e nas redes de distribuição para manter a qualidade e eficiência do serviço. Além do reforço de energia contratada para suprir eventualmente a demanda de pico. Porém, na

ocorrência de alguma distorção entre a demanda e oferta de energia essas empresas repassam o prejuízo para os consumidores a fim de manter o equilíbrio financeiro.

A ANEEL tenta incentivar a redução do consumo de energia, sinalizando os custos reais da geração com as bandeiras tarifárias, além de programas de eficiência energética. Entretanto, as distribuidoras não corroboram com medidas de conservação de energia e eficiência energética devido às perdas comerciais na rede de baixa tensão.

Com base no modelo de negócio, o único RED que pode envolver diretamente a empresa regulada tradicional, na ótica regulatória vigente, é o abastecimento público de veículos elétricos, considerando que é um mercado cativo das concessionárias, na medida em que envolve comercialização de energia em pequena escala, o que é monopólio dessas empresas. Assim, a possibilidade da eletrificação dos veículos favorece as distribuidoras com o aumento da demanda de energia, diferente dos outros RED apresentados que reduzem.

Para tanto, a difusão deste novo mercado exigirá investimentos em eletropostos e em subestações de energia para recarga de veículos de carga rápida e lenta, além de *softwares* para gerenciamento e controle integrado das informações de rede que proporcionem melhor relacionamento com os consumidores, inclusive à distância. Nessa expectativa, há necessidade de novas estruturas tarifárias que promovam o uso eficiente da rede elétrica existente, incentivando a recarga dos veículos em horários de menor uso da rede elétrica; e novos processos de recarga rápida que reduzam os tempos de parada, preservando assim a vida útil das baterias. Com isso, desenvolver indicadores específicos para recargas fora do horário de ponta, evitando assim picos na curva de carga consequentemente danos financeiros às distribuidoras.

A regulação vigente incentiva à integração de GD no sistema de distribuição de energia, que por um lado proporciona alguns benefícios como a redução de perda técnicas ao longo do transporte de energia e do uso de fontes fósseis e, por outro lado, estimula o empoderamento dos consumidores tornando os mais independentes da indústria elétrica e, desse modo, retirando mercado das distribuidoras. Além de incentivar o desenvolvimento de conhecimento em academias para formação de recursos humanos qualificados para atuar nesse mercado.

Vale evidenciar que a difusão dos RED é vista como oportunidade para as distribuidoras porque possibilita o adiamento de investimentos na expansão de transformadores e das redes de distribuição. Para adiar a expansão da rede para

atender a demanda crescente de energia e evitar possíveis perturbações técnicas oriundas da alta concentração de GD, as distribuidoras podem optar pela adoção de um sistema de baterias para armazenamento da energia excedente injetada na rede; sendo assim um investimento em armazenamento *off grid*. Este recurso também pode garantir mais flexibilidade e estabilidade às fontes renováveis, evitando assim a dependência de combustíveis fósseis para suprir a intermitência destas fontes.

Então, pode-se dizer que as baterias podem ser agregadas à rede de distribuição de forma concentrada ou distribuída, atendendo as subestações de energia ou menores unidades de consumo, neste caso, instaladas antes ou depois do medidor, como reservas operativas. Porém, a instalação desse recurso nas empresas é onerosa devido ao alto custo associado a sua produção e ainda requer ocupação de grandes áreas, além disto, essas empresas se tornam responsáveis pelo descarte das baterias após fim da vida útil que equivale a um custo extra.

Assim, novas questões, nos âmbitos técnico e econômico, surgem com a introdução dessas novas tecnologias à rede de distribuição, devido às alterações no padrão de consumo de energia e nas novas possibilidades de comercialização dos serviços e produtos fornecidos por esses recursos. Estas questões tem despertado a conscientização dos consumidores quanto às vantagens e desvantagens a inserção dos RED, atraído novos agentes para o setor e desenvolvido o interesse das academias para formação de recursos humanos. Nesse contexto, a análise da conjunção desses fatores pode indicar possíveis barreiras que devem ser superadas para inserção estratégica de novos negócios além de revisão tarifária que garanta rentabilidade mínima para as distribuidoras de energia.

b) Ameaças (A)

Diante da prospectiva de difusão de GD de pequeno porte no mercado nacional e na permanência da regulação vigente, há risco de mercado para as distribuidoras que pode ser acentuado já que esse cenário promove a perda de receita e reduz o planejamento do mercado dessas empresas distribuidoras, não fazendo mais sentido o mecanismo *fit-and-forget*. Portanto, é perceptível que a estrutura tarifária deve ser aperfeiçoada a fim de capturar os custos associados à utilização da rede em horários diferenciados e do gerenciamento desse recurso distribuído pelas distribuidoras. Caso contrário, há possibilidade de redução da remuneração das distribuidoras consequentemente o risco dessas empresas não arcarem com os custos não gerenciáveis.

Face à regulação existente, as distribuidoras não conseguem atuar competitivamente em novos negócios de GD, além disso, o sistema de compensação aplicado não indeniza os custos necessários para operação desse recurso distribuído nem os custos de serviços de armazenamento de energia na rede. No entanto, as empresas distribuidoras devem aumentar o investimento na modernização das redes devido ao crescente fluxo de energia descentralizado e armazenamento, originado do excedente de energia dos prossumidores. Assim, sem retorno adequado, a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras pode ficar comprometida.

Dado que os modelos de remuneração convencionais incidem sobre a base de ativos das distribuidoras, não existem incentivos para adotarem tecnologias e medidas menos intensivas em capital. Não havendo reconhecimento desses investimentos na sua remuneração, as distribuidoras provavelmente deixarão de investir em produtividade para obter maiores lucros. No mais, é preciso considerar novos mecanismos para viabilizar novas infraestruturas no sistema de distribuição. Assim, é perceptível a necessidade de analisar possíveis modificações nos modelos de remuneração das distribuidoras.

Pode-se dizer que o sistema de compensação é necessário para fomentar a micro e minigeração distribuída no país, enquanto a energia solar ainda não tem tamanha relevância na matriz energética. No entanto, esta medida estimula o empoderamento do consumidor, se tornando um prossumidor de energia, que utiliza o sistema *net metering*, em conjunto com a cobrança de tarifa volumétrica na rede de baixa tensão, o que acarreta em desequilíbrios na sustentabilidade financeira das distribuidoras brasileiras.

Além disso, a existência de um ambiente político com subsídios para a aquisição de equipamentos ou renúncias fiscais, incentivo ao conteúdo local de para bens e serviços e ausência de normas específicas de qualidade para instalação de equipamentos a rede torna-se favorável à difusão dos RED, estimulando o desenvolvimento desses recursos no mercado nacional consequentemente reduzindo o custo dos equipamentos dessa tecnologia. Sendo assim, prejudicial ao negócio das distribuidoras, visto que atrai novos entrantes (comercializadores, prossumidores, integradores, agregadores, e outros) que não possuem barreiras efetivas para atuarem nesse mercado. Nessa visão, a diversificação de modelos de negócios e arranjos comerciais vem prosperando nas empresas não reguladas para absorver essas tecnologias, aumentando a competitividade entre elas, dessa forma, ampliando seu

mercado com novos produtos e serviços conseqüentemente desenvolvendo a atividade econômica do país.

Vale ressaltar que as distribuidoras de energia são fundamentais para assegurar o fornecimento de energia em toda sua área de concessão, assumindo a responsabilidade de conectar qualquer tipo de consumidor final (residenciais ou comerciais) a sua rede, independente da situação do mercado de energia. Assim, a obrigatoriedade do atendimento universalizado deste serviço não deve ser interrompida com a possibilidade de redução de consumidores cativos. Uma medida usual para manter seu compromisso com a sociedade e reduzir custos sem utilização de recursos próprios da empresa é a criação de empresas não reguladas (*holdings*), pertencentes ao grupo econômico, que é uma opção bastante restrita, mas, dessa forma, também poderão atuar em novos negócios relacionados às tecnologias de RED.

A instalação de baterias em estabelecimentos residências ou em áreas comerciais ou industriais também é uma ameaça ao negócio das distribuidoras. Nesse caso, a energia excedente é armazenada em baterias com gerenciamento da demanda exclusivo no local desta forma os custos e as responsabilidades mencionadas para operação e manutenção são do proprietário, assim, as distribuidoras continuariam apenas com o fornecimento de energia da rede para atender uma demanda complementar ou emergencial, que deve ser previamente estimada pelo cliente, e reduziriam sua comercialização de energia prejudicando seu negócio.

As baterias podem ser uma boa opção para mitigar os efeitos sistêmicos indesejados, como observados na “curva pato”, e assim contribuir para alterar positivamente o perfil da demanda, deslocando vales e picos da curva de carga, mediante uma utilização coordenada de carga e descarga de energia, no entanto, esse recurso implica em perdas comerciais para as distribuidoras. Essa opção se tornará viável com o barateamento das baterias além de tarifas diferenciadas que favorecem o investimento conseqüentemente pode frear o crescimento da GD depois do medidor.

Atualmente, a inexistência de remuneração associada à utilização da rede para uso de energia em horários diferenciados também compromete as particularidades do negócio das distribuidoras, visto os agentes prosumidores armazenam seu excedente de energia na rede e podem consumi-lo em qualquer momento do dia. Se este consumo coincidir com período de crise hídrica e horário de pico, as distribuidoras

deverão garantir o fornecimento de energia, arcando com os prejuízos, e repassar os custos para seus consumidores cativos, elevando sua tarifa.

Pode-se dizer que mecanismos tarifários adequados para remunerar o gerenciamento da demanda para controle de energia consumida poderão comprometer o negócio das empresas do segmento de distribuição, visto que reduz as variações da demanda pela mudança do comportamento do consumidor que busca consumir menos em momento de custo elevado, no entanto, são necessários devido à diversificação do perfil dos consumidores. Essa mudança poderá ser intensificada com a possibilidade dos consumidores acompanharem seus dados de consumo em tempo real a partir do desenvolvimento de uma nova geração de equipamentos comerciais e domésticos inteligentes, capazes de serem comandados por aplicativos (IoT - *Internet of Things*).

O Quadro 2 apresenta as oportunidades e ameaças que influenciam o desempenho do negócio das distribuidoras de energia no cenário de difusão de RED.

Quadro 2 – Matriz SWOT do ambiente externo das empresas reguladas no cenário de difusão de RED

O	A
<ol style="list-style-type: none"> 1. Ausência de incentivos a medidas de conservação de energia e eficiência energética na baixa tensão 2. Demanda crescente de energia (Mobilidade Elétrica) 3. Possibilidade de menor investimento na expansão de transformadores e das redes de distribuição (mercado favorável aos RED) 4. Possibilidade de redução de perdas técnicas (GD de pequeno porte e não concentrada, armazenamento e gerenciamento da demanda); 5. Processo de revisão tarifária que garanta rentabilidade mínima 6. Redução GEE (Mobilidade elétrica e Resposta da demanda/Eficiência energética) 7. Conscientização dos consumidores quanto às vantagens e desvantagens dos RED 8. Desenvolvimento de conhecimento nas academias para formação de recursos humanos 9. Estabelecimento de políticas de incentivo para viabilizar os veículos elétricos 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Existência de um ambiente político favorável a difusão de RED 2. Estímulo ao empoderamento do consumidor principalmente pelos meios de comunicação 3. Políticas de conteúdo local para bens e serviços 4. Subsídios para difusão de GD (renúncias fiscais e tributárias) 5. Barreiras regulatórias do modelo vigente que privilegia estrutura unidirecional do fluxo de energia e não contempla indicadores de atratividade para instalação de GD 6. Ausência de indicadores para recarga dos veículos elétricos fora do horário de ponta 7. Ausência de normas específicas de qualidade para os equipamentos de RED 8. Tarifa volumétrica para baixa tensão 9. Ausência de remuneração dos serviços de armazenamento de energia na rede 10. Redução do controle do planejamento do mercado 11. Obrigação das distribuidoras manter o fornecimento de energia com qualidade 12. Inexistência de remuneração associada a utilização da rede para uso da energia em horários diferenciados 13. Aumento de tarifa para consumidores cativos 14. Gerenciamento do consumo de energia pelo lado da demanda 15. Competitividade da GD com as atuais tarifas de distribuição 16. Novos entrantes (prossumidores e integradores) 17. Inexistência de barreiras efetivas para atuação de novos agentes 18. Necessidade de investimentos na modernização da rede (Smart grid) 19. Dificuldade de planejamento dos investimentos na expansão da rede devido a complexidade dos RED

A existência de barreiras regulatórias que privilegia a estrutura unidirecional do fluxo de energia coíbi a propagação dos RED no mercado nacional, mantendo o domínio das distribuidoras no negócio de distribuição de energia. Com a previsão de difusão de GD entre 2020 e 2030, quando economicamente se torna atrativa para os

consumidores, estas barreiras ainda são necessárias para estabelecer o gerenciamento da demanda de energia assim como manter o equilíbrio financeiro dessas empresas.

Em contraste ao Brasil, as distribuidoras de energia em outros países já estão alicerçadas por modelos regulatórios para enfrentar possíveis barreiras externas ao ambiente de negócio e também contam com políticas públicas incisivas que promovem a expansão dos RED além das fontes renováveis de energia. Dessa forma, os modelos de negócio adotados permitem flexibilidade e estabilidade às essas empresas, como relatado no Capítulo 2, proporcionando resultados favoráveis a esse cenário.

Em suma, nos ambientes de negócio tradicionais das empresas de distribuição de energia elétrica podem ser identificados os impactos positivos e negativos quanto à expansão dos recursos energéticos distribuídos no mercado nacional, além de indicar possíveis barreiras externas ou internas, que poderão ajudar na definição da melhor estratégia de atuação para enfrentarem os desafios desse cenário.

5.4 Análise dos desafios das distribuidoras de energia elétrica

Da análise dos quadros analíticos da seção 5.3 é possível observar que as empresas que atuam em atividades reguladas se defrontam com poucas oportunidades e muitas ameaças frente ao cenário de difusão de RED, assim como, possuem muitas fraquezas relativas às limitações do modelo de negócio aplicado sob regulação vigente.

Diante dos entraves regulatórios existentes associados à concessão dos serviços públicos em um ambiente de monopólio natural, há restrições para que as concessionárias possam atuar nos novos serviços e negócios que os RED estão criando. Nesse sentido, a participação das distribuidoras brasileiras tende a ocorrer com empresas subordinadas à *holdings*, pertencentes ao mesmo grupo econômico, permitindo sua atuação de forma competitiva neste novo mercado. Entretanto, é uma opção bastante restrita, visto que se concentra na partilha dos resultados obtidos, mantendo as operações do sistema separadas.

Esta constatação reforça e incrementa ações estratégicas dos grupos empresariais com atividades no segmento de distribuição de energia, diversificando o portfólio de negócios, a fim de possibilitar maior participação no mercado de RED. Nesta perspectiva, os grupos econômicos do SEB estão desenvolvendo planos de ações que permitam aproveitar as oportunidades criadas pelo cenário de difusão de RED, usando

seus conhecimentos e a assimetria de informação dos respectivos mercados, a fim de transformar o risco em novos negócios.

5.4.1 Ambiente de negócio externo

Com relação ao aspecto político/regulatório, o cenário de difusão de RED é claramente desfavorável para as distribuidoras. Assim, estas empresas devem se preparar para atuar junto à ANEEL para modificar a regulação nas questões que poderão afetar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa. Além disso, devem estar atentas ao aumento da competição na venda e prestação de serviços de energia com a entrada de novos agentes no segmento de distribuição de energia. Dessa forma, devem compreender as mudanças no comportamento dos consumidores, que se tornarão mais exigentes e ativos no mercado, a fim de desenvolver novos atributos de responsabilidade para mantê-los conectados a rede.

Pelo lado das empresas não reguladas, o cenário de difusão de RED é mais otimista ao sinalizar vários aspectos favoráveis ao seu modelo de negócio, que são indicados como ameaças para as empresas reguladas. Assim, a liderança dessas empresas não reguladas em apresentar as vantagens e as desvantagens do uso de RED para os consumidores deve expandir as oportunidades de seu negócio e promover junto aos órgãos políticos e regulatórios, além da mídia, alterações na regulação para a difusão desses recursos. Por exemplo, o arcabouço regulatório vigente foi construído para a estrutura unidirecional do fluxo de energia e não contempla adequadamente os serviços de armazenamento de energia na rede de distribuição. Assim, a opção de atuar como grupo integrado faz todo o sentido para as empresas reguladas porque essas alterações exigem elevados investimentos aos dois tipos de empresa, ambas as empresas ganham com os benefícios.

No aspecto econômico, o atual modelo de negócio não favorece as distribuidoras frente ao cenário de difusão de RED, visto que não podem atuar em diferentes arranjos comerciais para atrair consumidores com liberdade de escolha na forma de gerar, armazenar e consumir energia. Assim, essas empresas deverão se preparar para enfrentar grandes desafios quer seja pelo lado da oferta com o risco de sub ou sobrecontratação, quer seja pelo lado da demanda com a redução de clientes com capacidade de consumo e pagamento, levando à espiral da morte, e a exigência crescente de investimentos para garantir a qualidade no fornecimento da energia.

Nesse sentido, deverão desenvolver um conjunto de ferramental analítico capaz de reproduzir diversas situações técnicas, operacionais e financeiras características

dos cenários de difusão de RED. Estas ferramentas devem ser desenvolvidas com o apoio de empresas especializadas, com a participação da academia e em cooperação com entidades internacionais (que já possuem experiência no tema). O ferramental desenvolvido servirá de base para formulação de políticas, novas estruturas tarifárias (inclusive aspectos de reconhecimento de investimentos: CAPEX, OPEX e TOTEX), regras de remuneração, procedimentos de rede de distribuição, definição de diretrizes para obtenção de permissões e autorizações, etc.

Nos aspectos ambiental e social, o cenário de difusão de RED é promissor para as empresas do segmento de sistema de distribuição quando comprometidas com a sustentabilidade e a responsabilidade social. À medida que os consumidores se empoderam de forma interativa, podendo gerar, controlar e monitorar o consumo de energia, tendem a buscar maior economia financeira e eficiência energética. Atualmente, as distribuidoras investem na mídia para notificar seus consumidores quanto aos equipamentos mais eficientes e o consumo mais barato de energia em período fora da ponta. Mas com a difusão de RED, essas empresas deverão contar com a regulação do setor para adotar mecanismos tarifários mais atraentes para gerenciamento da demanda de energia e estabelecer normas específicas para o aumento da vida útil e descarte das baterias.

Como reserva operativa, as baterias podem armazenar excedente de energia, oriundo da geração eólica e solar, para suprir os possíveis *déficits* de energia durante os instantes de baixa produção destas fontes renováveis. Nesse contexto, as baterias podem ser utilizadas para mitigar os efeitos sistêmicos indesejados, como observados na “curva pato”, e assim contribuir para alterar positivamente o perfil da demanda, deslocando vales e picos da curva de carga, mediante uma utilização coordenada de carga e descarga de energia. Além disso, quando agregadas à rede de distribuição de forma concentrada ou distribuída podem adiar a expansão das redes elétricas com a expansão da demanda de energia, atendendo as subestações de energia ou menores unidades de consumo.

Na aquisição de GD associada ao armazenamento de energia em baterias, os consumidores poderão reduzir despacho de fontes fósseis na geração além de garantir estabilidade e flexibilidade do uso da energia e evitar efeitos negativos na rede de distribuição de média e baixa tensão, reduzindo perdas técnicas. Entretanto, com pose de auto abastecimento, esses consumidores poderão abandonar a rede elétrica intensificando o risco do negócio das distribuidoras. Dependendo da regulação adotada, os consumidores poderão arbitrar o uso de energia, nesse caso as baterias

podem ser utilizadas para armazenar energia em períodos de custo baixo e fornecer energia ao sistema de distribuição em períodos de custo mais elevado, produzindo, assim, uma forma de remuneração adicional aos proprietários desse recurso além de oferecer as distribuidoras uma reserva operativa.

Na aquisição de veículos elétricos, os consumidores proporcionarão aumento da demanda de energia e economia de carbono. Entretanto, há necessidade de novas estruturas tarifárias que promovam o uso eficiente da rede elétrica existente, incentivando a recarga dos veículos em horários de menor uso da rede elétrica; e novos processos de recarga rápida que reduzam os tempos de parada, preservando assim a vida útil das baterias. Além do desenvolvimento de indicadores específicos para recargas fora do horário de ponta, evitando assim picos na curva de carga consequentemente danos financeiros às distribuidoras.

Esses mercados estão em crescimento no mundo, no Brasil ainda depende de mudanças regulatórias assim como incentivo político para sua expansão e absorção dos benefícios desses recursos em todos os setores. Assim, as distribuidoras deverão se reunir com o regulador demonstrando os benefícios técnicos e econômicos da instalação de baterias na rede em função da tendência declinante dos custos destes equipamentos e do aumento do fator de capacidade das redes instaladas.

No aspecto competitividade é necessário atenção porque enquanto não se vislumbram oportunidades para as empresas reguladas, as oportunidades superam as ameaças nas empresas não reguladas, já que muitas ameaças apresentadas para as distribuidoras tornam-se oportunidade para as empresas não reguladas. Fica evidenciada a dependência da existência de mecanismos que estão fora do controle das empresas e reforça a importância da atuação conjunta das empresas e dos grupos empresariais na defesa de seus interesses. Assim, as empresas reguladas deverão estabelecer mecanismos tarifários que permitam remunerar previamente a estrutura de custos de algumas das novas tecnologias e da possibilidade do gerenciamento da rede de forma mais ativa em tempo real, pela contratação de RED, em detrimento de soluções convencionais de reforços e expansão da rede, sendo necessária a equalização dos incentivos a investimentos em tecnologias com diferentes estruturas de capital.

Nos aspectos investimentos/ativos e novos negócios, o cenário não é favorável às distribuidoras. O grande desafio está no aspecto investimentos/ativos já que são responsáveis pela modernização da rede (essencial para a implantação dos RED) e têm e terão cada vez mais dificuldade para planejar e operar a expansão da rede em

função da dinâmica de difusão dos RED. Dessa forma, a melhor utilização dos ativos existentes e investimentos em consumo de energia mais inteligentes têm potencial para redução de custos dessas empresas, beneficiando também o consumidor, visto que as economias de escala ainda são importantes e a geração renovável e o armazenamento de energia não são econômicos.

As distribuidoras precisarão estabelecer uma nova forma de relacionamento com os consumidores a partir de mecanismos de resposta da demanda, sejam eles baseados em incentivos ou preços. Assim, providas de recursos técnicos, regulatórios e comerciais, essas empresas poderão definir o uso prioritário de determinadas cargas por meio desses mecanismos adaptados à realidade dos consumidores e possibilitando novos modelos de comercialização de energia e de eficiência energética, beneficiando tanto a empresa quanto o consumidor.

No contexto atual, o único recurso energético distribuído que pode envolver diretamente as distribuidoras com base no seu modelo de negócio é o abastecimento público de veículos elétricos por meio de eletropostos. Na expectativa de um marco regulatório com flexibilização, a possibilidade de atuar em novos serviços e negócios além de introduzir novas tecnologias contribuirão para o aprimoramento da relação concessionária-cliente para o uso sustentável dos RED, dessa forma permitir o protagonismo dessas empresas nesse novo cenário.

Assim, nesse novo contexto de regulatório, as distribuidoras poderão atuar de forma protagonista, ainda não seriam proprietárias de ativos de RED, como facilitadoras, via empréstimos e financiamentos, e na contratação de energia de RED via leilões e ainda poderão ir além do que pode ser realizado, tradicionalmente, pelo segmento (colocação de eletropostos em locais que concentram grandes frotas de veículos como garagens de shopping e prédios comerciais; postos de abastecimento de grande movimento em rodovias; e atuar como provedor de serviço de recarga elétrica). Elas poderão integrar também as baterias dos veículos elétricos à rede que seriam utilizadas tanto como cargas quanto como acumuladores móveis de energia, podendo ser carregados em um ponto e servir como gerador em outro, por exemplo. Em função da mobilidade da fonte os desafios são regulatórios (tarifação), técnicos (fluxo bidirecional) e comerciais (a energia é obtida em uma distribuidora e fornecida em outra). Os sinais de preço são elementos fundamentais para a viabilização de elaborados modelos de negócio que podem ser explorados pelas empresas distribuidoras.

Nesta expectativa, as distribuidoras protagonistas poderão ter um novo posicionamento, oferecendo uma plataforma de serviços distribuídos com novas responsabilidades, entre as quais destacam-se:

- Controle da capacidade dinâmica para amortecimento do consumo de ponta, com a agregação dos painéis fotovoltaicos, inversores inteligentes, armazenamento de energia e cargas controláveis, objetivando a redução da demanda de ponta nos sistemas de distribuição e postergação de investimentos;
- Flexibilização dinâmica da rampa de geração, com o controle dinâmico dos RED para o suporte imediato de energia em períodos de pontas locais e no sistema;
- Controle de tensão e suporte de reativos, com a utilização de inversores inteligentes, os quais podem melhorar a qualidade de energia, reduzir consumo e perdas na rede; e
- Confiabilidade e resiliência com a instalação de armazenamento de energia ao longo da rede elétrica.

No entanto, para a atuação como empresa regulada protagonista depende, como mencionado anteriormente, de mudanças na regulação vigente. Nesta condição é importante porque é esperado que a difusão de RED implique em uma redistribuição no orçamento das distribuidoras com a diminuição no CAPEX e o aumento no OPEX.

5.4.2 Ambiente de negócio interno

O principal desafio das distribuidoras com a difusão da GD é evitar a perda de mercado (espiral da morte), visto que são remuneradas pela quantidade de energia comercializada no mercado regulado. Além disso, a crescente inserção de desse recurso distribuído exige maiores investimentos na rede para garantir a obrigatoriedade do fornecimento de energia com qualidade tanto para os consumidores como para os prossumidores o que pode deixar o negócio dessas empresas economicamente menos atraente, podendo se tornar um risco para os acionistas e investidores.

Assim, quanto aos aspectos operacionais e de capacitação, as distribuidoras precisam atuar fortemente para diminuir essas fraquezas, as convertendo em forças. Estas empresas têm um papel importante que é o conhecimento adquirido e acumulado ao longo de décadas para planejar, operar e manter os sistemas de distribuição de energia. Entretanto, com o surgimento das redes inteligentes e a

prevista difusão de RED no mercado, manter este *know-how* se tornou um grande desafio, já que os novos arranjos comerciais tendem a prejudicar o desenvolvimento operacional desse sistema, aumentando o risco de mercado.

Nessa perspectiva, as distribuidoras devem se capacitar internamente para operar e monitorar os recursos distribuídos integrados as redes, que se tornarão ainda mais complexa, com tecnologias inovadoras e profissionais qualificados. Além de contar com mudanças da regulação do setor para adotar tarifas com maior nível de granularidade que ponta e fora de ponta, tornando viáveis os investimentos em sistema de medição inteligente, e atraentes para seus clientes; a partir disso poderão planejar de forma consistente com os usuários da rede. Pode-se dizer que esse desafio também se faz presente para as empresas não reguladas e, conseqüentemente, para os grupos empresariais que precisarão se adaptar para o novo ambiente de negócios no setor elétrico para integrar melhor os recursos distribuídos, recompensar maior flexibilidade e criar condições equitativas para todas as tecnologias.

No aspecto de sustentabilidade econômico-financeira, o desafio das empresas reguladas é conseguirem fazer uma boa gestão: do fluxo de caixa com a gradativa redução do consumo de energia de consumidores cativos, do risco de sub ou sobrecontratação de energia e do valor da empresa para os seus acionistas e as agências de financiamento e *rating*. Nesse sentido, deverão desenvolver um conjunto de arcabouços analítico que permitam planejar a aquisição de energia e a gestão de risco condizente com a dinâmica de difusão de RED além de estabelecer limites locais associados à capacidade de hospedagem da rede.

Além disso, deverão desenvolver um conjunto de arcabouço analítico que permita representar do ponto de vista técnico, regulatório e econômico do cenário de difusão de RED e situações especiais, estabelecendo suas conseqüências em termos de custos, qualidade, resposta a incidentes, vida útil dos equipamentos. Este arcabouço deverá estar acessível tanto às distribuidoras quanto à agência reguladora no sentido de analisar condições de sustentabilidade econômica

Nos aspectos novas tecnologias e responsabilidade/relacionamento, a vantagem da atuação como grupo integrado, aproveitando a complementariedade das empresas fica evidente. Enquanto, nas novas tecnologias as empresas não reguladas são mais fortes, no aspecto responsabilidade/relacionamento a força está com as empresas reguladas. Para converter essa fraqueza, as distribuidoras podem desenvolver um programa de capacitação para a força de trabalho e atuar em parceria com empresas

internacionais, que possuem experiência nas tecnologias de RED. Nesse sentido, as distribuidoras deverão contar também com mudanças na regulação para permitir o desenvolvimento de modelos de negócios mais eficientes, considerando incentivos para a inovação no longo prazo, além de aumentar investimentos em P&D e desenvolvimento de novas tecnologias e soluções inovadoras. Assim como, buscar uma melhor combinação para o CAPEX e OPEX para incentivar ganhos de produtividade em investimentos tradicionais e novas despesas operacionais, independente da proporção relativa desses custos.

Em adição, a transição para um paradigma de operação caracterizado por uma gestão mais ativa requererá uma força de trabalho qualificada em telecomunicação, além da capacitação técnico-operacional tradicional para operar e manter a rede elétrica. Sob esse ponto de vista, questões tais como a relação entre as distribuidoras e os consumidores, e os operadores de rede de transmissão deverão ser revistas e estreitadas a fim de adequar as redes para gerenciar e monitorar os novos entrantes, usuários de RED.

No aspecto segurança da informação, as diretrizes de *cybersecurity* deverão ser uma prioridade, visto que o aumento da difusão dos RED implica em desafios associados aos dispositivos conectados à internet que permitem que as empresas tenham acesso a informações cada vez mais detalhadas sobre os usuários da rede assim como o risco de intrusões de *hackers*, sendo necessários novos procedimentos, que garantam a segurança da rede e a privacidade das informações que nela circulará. Nesse sentido, as empresas do segmento de distribuição precisarão desenvolver um conjunto de arcabouço analítico comum com o regulador que permita representar, do ponto de vista técnico, a rede elétrica na presença de RED, facilitando a tomada de decisões à resposta a incidente na rede de distribuição.

Por fim, pode ser acrescentado que o SEB apresenta características peculiares, tais como: a grande base de energias renováveis na sua matriz, o alto índice de perdas técnicas e a elevada taxa de crescimento do consumo de eletricidade, com iminente manifestação de mudanças que deverão ocorrer localmente. Com a difusão de RED no mercado, haverá necessidade de uma maior flexibilidade desse setor para acomodar as novas formas de geração de energia elétrica, a materialização do potencial da GD e o aumento da complexidade das redes.

Ainda assim, as empresas de distribuição, nesse cenário, se apresentarão como elementos fundamentais na operação de um novo sistema elétrico, onde sua função principal deverá ser a de coordenar a interação entre o sistema interligado (geração

centralizada e transmissão) com os RED dos prossumidores, dos pontos de vista econômico e técnico operacional. Dessa forma, terá o papel de ajustar a geração intermitente centralizada ou distribuída à demanda, a partir dos mecanismos de resposta da demanda e de digitalização da rede.

A possibilidade de atuar em novos negócios e a introdução de novas tecnologias contribuirão para o aprimoramento da relação concessionária-cliente para o uso sustentável dos RED, além de permitir o protagonismo dessas empresas no cenário de difusão de RED. Pode-se dizer que nenhum consumidor se desligará da rede sem ter uma reserva de capacidade. Nesse contexto, as distribuidoras passariam a fornecer também um serviço de seguro de energia, para abastecer necessidades ocasionais de energia, como em caso de equipamentos danificados ou consumo acima do volume contratado.

6 Conclusão

A eletricidade é um serviço essencial para o desenvolvimento de uma sociedade. Dada a sua importância, periodicamente, as redes elétricas requerem investimentos para garantir padrões mínimos de fornecimento deste serviço para os usuários finais conectados ao sistema. Com a atual transformação energética consequentemente a descentralização do sistema elétrico, os investimentos no sistema de distribuição devem ser intensificados devido à complexidade dinâmica para o gerenciamento do uso da energia além do advento de *big data* e de novas expectativas por parte dos clientes. Pela regulação vigente, esses investimentos devem ser realizados pelas empresas de distribuição de eletricidade, sendo considerados melhorias de produtividade.

Atualmente os consumidores dotados de sistemas fotovoltaicos ainda dependem da rede elétrica, que exerce a função de bateria virtual para armazenar o excedente de energia gerado por estes sistemas; os custos de investimento e armazenamento de energia na rede de distribuição não são efetuados de forma coerente, sendo repassados nas tarifas dos demais consumidores conectados ao sistema elétrico, na tentativa de evitar maiores prejuízos para as distribuidoras. No entanto, com a redução do consumo de energia dos consumidores cativos e a sobrecontratação de energia, as distribuidoras têm se endividado cada vez mais além de ter aumentado o risco sistêmico.

Em tempos de crise econômica, política e de grande indefinição sobre como será o setor elétrico brasileiro nas próximas décadas, é preciso reduzir a demanda de energia de forma menos onerosas para o sistema. Uma alternativa estratégica é a eficiência energética, em que o consumo de energia pode ser reduzido sem que haja perda de qualidade do padrão de consumo, além disso, pode promover empregos, reduzir níveis de poluição e a dependência de importações energéticas. Dessa forma, as distribuidoras podem ganhar tempo enquanto medidas regulatórias não são definidas.

Pode-se dizer que a crescente integração da GD ao sistema elétrico impacta negativamente o planejamento da demanda de energia e a operação das redes devido à complexidade da gestão do fluxo bidirecional na rede visto que a regulação nacional vigente privilegia a estrutura unidirecional do fluxo de energia. Em contrapartida, impacta positivamente já que se trata de inovações tecnológicas que podem favorecer

uma nova capacidade de geração e deslocar a geração de custo variável das térmicas além de serem capazes de reduzir as perdas técnicas na rede, adiando investimento na sua expansão, devido à geração próxima a instalação dos consumidores, e aquecer a economia com a possibilidade de novos negócios baseados em tecnologias e serviços.

Essas inovações tecnológicas vieram para ficar e possuem potencial disruptivo, capazes de desestruturar o setor elétrico brasileiro. Neste cenário, destaca-se o surgimento dos prossumidores, que eventualmente poderão prescindir das distribuidoras e da rede; os novos sistemas de armazenamento; a digitalização da rede, que se torna inteligente, permitindo melhor gestão da demanda; o avanço acelerado das fontes intermitentes no parque gerador, entre outros. Embora a descentralização do setor elétrico seja irreversível, ela não anula a importância e necessidade das redes de distribuição visto que o conceito de mercado livre é para o fluxo de energia, o serviço do fio será sempre cativo.

O modelo de negócio das distribuidoras brasileiras vem servindo a contento ao longo dos últimos anos, cumprindo em parte as responsabilidades históricas de acessibilidade, segurança e confiabilidade da rede de distribuição, mas não está configurado para lidar com os novos requisitos do consumidor do futuro. Assim, é necessário que o país adote políticas proativas não somente para adaptar o arcabouço regulatório em vigor para este novo contexto de reestruturação, mas também para fomentar as tecnologias de RED que serão cada vez mais fundamentais para a nova realidade do setor elétrico.

Diante da difusão dos RED no mercado foi analisada as empresas no segmento de distribuição de energia a fim de apresentar uma visão estratégica nas diferentes vertentes para atuar de forma eficiente neste cenário. Da análise das matrizes SWOT é possível observar que as distribuidoras tradicionais se defrontam com poucas oportunidades e muitas ameaças frente ao cenário de difusão de RED e ainda apresentam muitas fraquezas relativas às limitações do seu modelo de negócio aplicado sob regulação vigente.

Na condição de indústria de rede, as distribuidoras possuem características típicas de monopólios naturais e presença de custos irrecuperáveis, desse modo a distribuição de energia elétrica é uma atividade sujeita à estrita regulação. Diante dos entraves regulatórios existentes para a participação dessas empresas no cenário de difusão de RED, a opção de constituição de empresas subordinadas à *holding* de grupos econômicos (não reguladas) torna-se a mais indicada permitindo sua atuação

de forma competitiva nesse novo mercado; no entanto, é uma opção bastante restrita, visto que se concentra na partilha dos resultados obtidos, mantendo as operações do sistema separadas. Esta constatação reforça e incrementa ações estratégicas dos grupos empresariais com atividades no segmento de distribuição de energia, diversificando o portfólio de negócio, a fim de possibilitar maior participação e posição nesse novo mercado aberto pelos RED. Nessa perspectiva, os grupos econômicos estão desenvolvendo um plano de ações que permitirá que essas empresas aproveitem as oportunidades, se preparem para as ameaças, usem as forças e superem as fraquezas identificadas nessa análise, dessa forma poderão atuar com protagonismo oferecendo serviços de monopólio expandido nesse promissor mercado de RED.

À medida que essas novas tecnologias continuam a se desenvolver, outros desafios potenciais para a rede e para as concessionárias de energia surgem num horizonte próximo. Diante dessas incertezas, a definição das receitas requeridas das distribuidoras poderá se tornar mais frágil, devido às dificuldades adicionais na elaboração de *benchmarking* de custos operacionais que servem de base para a trajetória de custos eficientes.

Assim, é imprescindível que as estruturas tarifárias tradicionais sejam adaptadas tornando-se compatíveis com os novos usuários, atendendo a evolução da indústria de rede, mais energias renováveis e GD incorporadas, e as exigências das autoridades públicas que se tornam cada vez mais preocupadas com os impactos ambientais da produção e uso de eletricidade (e, especialmente, com os impactos das mudanças climáticas). Desse modo, o desenvolvimento de mecanismos regulatórios para longo prazo torna-se inviável, é necessário estabelecer princípios e diretrizes para enfrentar esse novo cenário, sendo favorável a difusão desses recursos distribuídos e seguro para as empresas do segmento de distribuição de energia.

Além de lidar com essas incertezas tecnológicas, o regulador deverá retirar as barreiras de entrada e saída dos agentes envolvidos e deverá proteger os consumidores atuais e futuros, incluindo aqueles mais vulneráveis que possam ter dificuldades em se envolver com as transformações do setor elétrico, aplicando uma abordagem mais flexível para atender os diferentes usuários finais de energia. Para isso, poderá se basear em aprendizados de outros países (EUA, Reino Unido, Alemanha, Itália, etc.) para melhorar de forma incremental o arcabouço regulatório nacional, oferecendo assim um sistema de preços e encargos para os serviços de energia mais dinâmicos e permitindo o reconhecimento dos investimentos em

modernização da inteligência da rede (automação, medição, atuação, comunicação e supervisão) na base de ativos das distribuidoras.

Diante das experiências desses países, modificações na estrutura das tarifas dos consumidores que dispõem de sistemas de GD são indispensáveis, no sentido de fazer com que os mesmos paguem os custos que efetivamente o serviço de rede elétrica possui, sem repassar os custos dessas inovações aos demais consumidores conectados a rede, que acaba favorecendo ao negócio das distribuidoras. Portanto, estas modificações devem ser estudadas pela ANEEL a fim de desenvolver uma regulação adequada à realidade do Brasil.

Nesse contexto, prever a uma tarifa binômia, que separa os custos da aquisição de energia do uso do fio para seu transporte, vem sendo estudado pela ANEEL, sendo uma alternativa que reduz os riscos das distribuidoras derivados do mercado de energia. Pode-se dizer que nenhum consumidor se desligará da rede sem ter uma reserva de capacidade. Com isso, as distribuidoras passariam a fornecer um serviço de seguro de energia, para abastecer necessidades ocasionais de energia, como em caso de equipamentos danificados ou consumo acima do volume contratado.

Em paralelo, o agente regulador deve estabelecer sinergia com os governos federal, estadual e municipal, apresentando modelos financeiros que demonstrem os impactos técnicos e econômicos da difusão de RED, considerando as distribuidoras, os consumidores, o governo (impostos e tributos), principalmente nos aspectos sociais (aumento do nível de emprego e renda) e ambientais (redução de emissões de gases de efeito estufa). Além de promover inserções na mídia de grande alcance e redes sociais, esclarecendo os possíveis impactos econômicos resultantes da difusão de RED, especialmente GD, considerando a regulação existente, para os usuários finais.

O consumo de energia nos próximos anos provavelmente será muito diferente de como é atualmente, mas não se podem prever com certeza essas mudanças, devido às particularidades de cada região do país. Entretanto, espera-se que os consumidores poderão gerenciar o seu uso de energia mais ativamente, tendo liberdade de escolha do período para consumir, bem como fornecer excedente de energia distribuída para a rede e/ou armazenamento doméstico. Diante disso, a relação entre os fornecedores tradicionais de energia e consumidores também deve ser modificada tanto pela intermediação sendo realizada por terceiros como por meio de pacotes de serviços, que ofereçam produtos complementares para uso de RED. Portanto, o regulador precisa garantir que a regulação responda as novas necessidades dos consumidores, facilitando as inovações e mitigando os riscos; além

de promover ações de esclarecimento quantos aos impactos da adoção de tarifas para baixa tensão com maior granularidade e individualizadas, inclusive buscando equacionar os custos de investimento na modernização dos medidores de energia.

No nível do ambiente não regulado, a difusão de RED é bastante promissora visto que esse cenário propõe a diversificação de modelos de negócios e arranjos comerciais para absorver essas tecnologias inovadoras, aumentando a competitividade entre essas empresas, dessa forma, ampliando seu mercado com novos produtos e serviços consequentemente desenvolvendo a atividade econômica do país. Quanto à execução dos preços é tecnicamente possível devido à instalação de medidores eletrônicos inteligentes, capazes de medir não apenas a quantidade de eletricidade que os consumidores usam em um mês, mas também quando eles a usam. Dessa forma, as distribuidoras poderão operar a rede com maior confiabilidade do fluxo de energia e fornecer aos seus clientes informações muito discretas e transparentes sobre seu consumo.

As distribuidoras poderão desenvolver intercâmbios, cooperações técnicas e financeiras com institutos internacionais atuantes em RED a fim aproveitar profundo conhecimento do uso dessas tecnologias, fortalecendo o ambiente interno do negócio. Estas empresas também poderão se associar as agências normativas e certificadoras no sentido de adoção de normas e procedimentos de certificação para todos os equipamentos de RED a serem integrados à rede. Estes procedimentos deverão privilegiar a segurança, confiabilidade, intercambialidade e padronização das interfaces.

O crescimento da demanda de energia pode ser intensificado com a tendência da entrada dos veículos elétricos no mercado nacional, que poderá impactar o serviço de eletricidade. Nesse caso, as distribuidoras deverão investir em eletropostos e possivelmente na expansão da rede para garantir a recarga lenta e rápida dos veículos. As baixas concentrações de recarga não apresentam sérios desafios para a rede, entretanto uma elevada concentração de veículos elétricos em uma determinada vizinhança, todos conectados durante o horário de pico, poderá impor novos encargos significativos à infraestrutura da concessionária e exigir atualizações significativas. Por outro lado, é possível que as baterias, quando não estiverem em uso, possam se tornar um recurso de *grid*, retornando energia para a rede durante os períodos de pico de demanda.

A aplicação de mecanismos tarifários pode ser uma alternativa para evitar picos de demanda, dessa forma a recarga desses veículos poderá ocorrer em momentos variados. Mas, será necessária uma regulação adequada que garanta o equilíbrio

econômico-financeiro dos agentes envolvidos nesse mercado. Além disso, a tecnologia da internet das coisas deverá estar bem avançada para efetiva operação e gerenciamento desses recursos, inclusive à distância.

Portanto, para as distribuidoras permanecerem no mercado e não serem economicamente prejudicadas ao manter a continuidade do serviço de energia com qualidade, há necessidade da revisão do arcabouço regulatório vigente para permitir o reconhecimento dos novos investimentos relacionados às inovações tecnológicas na base de ativos das concessionárias e dessa forma obtenção do retorno desses investimentos periódicos na rede. Além disso, a ANEEL deve analisar a possibilidade da diversificação do negócio desse segmento para reduzir os riscos sistêmicos com a difusão de RED, viabilizando assim o protagonismo dessas empresas nesse cenário e os incentivos para a inovação no longo prazo.

As ações propostas são apenas uma entre outras possíveis estratégias que podem ser formuladas para as empresas enfrentarem o desafio de atuar nesse novo ambiente de negócio. Ao estudar essas implicações e ao propor ações estratégicas para as empresas desse segmento, reguladas e não, abriu uma série de perspectivas de aprimoramentos para os quais esta dissertação sugere a realização de estudos futuros. Dentre os pontos verificados destacam-se:

- Proposta de modificações na estrutura das tarifas de consumidores dotados de sistemas de geração distribuída, no sentido de fazer com que os mesmos paguem os custos que efetivamente impõem à rede;
- Proposta de implementação um programa de medidas de *demand response* na baixa tensão;
- Proposta do princípio de causalidade na atribuição de custos e tarifas, quem causou o custo deve pagar por ele;
- Desenvolver modelos de negócios para atuação das distribuidoras de forma protagonista no mercado de RED, tendo a vantagem do profundo conhecimento dos consumidores pela curva de carga;
- Análise das implicações da mudança no tratamento do reconhecimento dos investimentos das distribuidoras;
- Planejar a aquisição de energia e a gestão de risco condizente com a dinâmica de difusão de RED;

- Planejar investimentos condizentes com a dinâmica de difusão de RED, a fim de estabelecer limites locacionais associados à capacidade de hospedagem da rede;
- Desenvolver conjunto de arcabouço analítico, facilitando a tomada de decisões à resposta a incidente na rede de distribuição.

Referências bibliográficas

ABRADEE, 2018. SETOR ELÉTRICO. Acesso em 28 de abril de 2018. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/>

AGUIAR FILHO, Fernando Luiz; 2007. MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ANÁLISE DA CAPACIDADE DE ATRAÇÃO DE CAPITAL PRIVADO PARA INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

ANEEL, 2018a. BANCO DE INFORMAÇÃO DE GERAÇÃO (BIG) - Capacidade de Geração do Brasil. Acesso em 28 de janeiro de 2019. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

ANEEL, 2018b. SERVIÇOS/BIBLIOTECA/GLOSSÁRIO. Acesso em 28 de abril de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/glossario>

ANEEL, 2018c. REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO. Acesso em 28 de abril de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>

ANEEL, 2018d. REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO. Acesso em 16 de junho de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>

ANEEL, 2018e. PROCEDIMENTOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA (PRORET). Módulo 2 – RTP das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Acesso em 22 de agosto de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

ANEEL, 2018f. PROCEDIMENTOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA (PRORET). Módulo 4 – Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. Acesso em 22 de agosto de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

ANEEL, 2018g. PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL (PRODIST). Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Acesso em 10 de outubro de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>

ANEEL, 2018h. TARIFAS DOS CONSUMIDORES. Acesso em 20 de outubro de 2018. Disponível: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>

BAJAY, Sérgio; JANNUZZI, Gilberto M; HEIDEIER, Rafael B; VILELA, Izana R; *et. al.*, 2018. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – REFLEXÕES PARA O SETOR ELÉTRICO DE HOJE E DO FUTURO. IEI Brasil. 1ª Edição. Campinas, 2018.

BARROS, Luísa Valentim; 2014.AVALIAÇÃO DE MODELOS DE NEGÓCIO PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAÍCA NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO

BRASILEIRO. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

BNEF, 2017. ELECTRIC VEHICLE OUTLOOK 2017 – EXECUTIVE SUMMARY. Bloomberg New Energy Finance. Disponível também em: <https://about.bnef.com/blog/electric-vehicles-accelerate-54-new-car-sales-2040/>

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15/03/2004. Brasília: Diário Oficial da República Federativa do Brasil, seção 1, p.2, v. 1541, n. 51. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>

BUNDESNETZAGENTUR, 2018. INCENTIVE REGULATION OF GAS AND ELECTRICITY NETWORK OPERATORS. Acesso em 20 de outubro de 2018. Disponível em: https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/IncentiveRegulation/IncentiveRegulation_node.html

BV, 2018. Black & Veatch –STRATEGIC DIRECTIONS: ELECTRIC REPORT. Acesso em: 20 de setembro de 2018. Disponível em: <https://www.bv.com/insights/expert-perspectives/the-new-energy-economy>

CASTRO, Nivalde de; RAMOS, Dorel; BRANDÃO, Roberto; *et al.*, 2017. AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES: O PORQUÊ DAS DIFERENÇAS. Editora Fábrica de Livros. Rio de Janeiro.

CGEE, 2017. PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. VOLUME 5-8 - Evolução tecnológica nacional no segmento de distribuição de energia elétrica – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.

CIGRE, 2018. THE IMPACT OF BATTERY SYSTEMS ON DISTRIBUTION NETWORKS, Cigré Technical Brochure 721.

CPUC, 2018. CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. Acesso em 20 de outubro de 2018. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/energy/>

EIA, 2014. TRANSITION FROM UNI-DIRECTIONAL TO BI-DIRECTIONAL DISTRIBUTION GRID - Report IEA PVPS T14-03. U.S. Energy Information Administration.

EIA, 2017. ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2017 WITH PROJECTIONS TO 2050.U.S. Energy Information Administration.

EPE, 2012. ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA. Empresa de Pesquisa Energética.

EPE, 2014. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA OS PRÓXIMOS 10 ANOS (2014-2023). Série: Estudos de demanda - Empresa de Pesquisa Energética.

EPE, 2016. DEMANDA DE ENERGIA 2050. Série: Estudos de demanda de energia Nota técnica DEA 13/15 - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF.

EPE, 2017a. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2017: Ano base 2016. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF.

EPE, 2017b. PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2026. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF.

EPE, 2018a. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS: IMPACTOS NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. Nota de Discussão Nº EPE-DEA-NT-016/2018-r0- Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF.

EPE, 2018b. ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELÉTRICA 2017. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF.

FVG, 2016. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS. Cadernos FGV Energia Ano 3 - Nº 7 - ISSN 2358-5277.

GERARD, H.; RIVERO PUENTE, E. I.; SIX, D. 2018 - COORDINATION BETWEEN TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN THE ELECTRICITY SECTOR: A CONCEPTUAL FRAMEWORK. Utilities Policy, v. 50, p. 40–48.

IEA, 2011. TECHNOLOGY ROADMAP: ELECTRIC AND PLUG-IN HYBRID ELECTRIC VEHICLES. International Energy Agency. Disponível em: www.iea.org

IEA, 2014. ENERGY STORAGE TECHNOLOGY ROADMAP. International Energy Agency, France. Disponível em: www.iea.org

IEC, 2010. ELECTRIC ENERGY STORAGE. International Electrotechnical Commission, Geneva. Disponível em: www.iec.ch

IEEE, 2009. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - IEEE 1547.2, Nova York, Estados Unidos.

IPCC, 2014. 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 (AR5). Disponível em: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>

IRENA, 2016. THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025. ISBN 978-92-95111-97-4 (PDF). International Renewable Energy Agency, Germany.

IRENA, 2017. ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JEFF ST, John; 2016. THE CALIFORNIA DUCK CURVE IS REAL, AND BIGGER THAN EXPECTED. Acesso em: 24 de março de 2019. Disponível em: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-california-duck-curve-is-real-and-bigger-than-expected#gs.29wh4g>

JENKINS, J. D; PÉREZ-ARRIAGA, I. J; 2014. THE REMUNERATION CHALLENGE: NEW SOLUTIONS FOR THE REGULATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES UNDER HIGH PENETRATIONS OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES AND SMART GRID TECHNOLOGIES. n. 005, p. 50.

JENKINS, J. D; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. 2017. IMPROVED REGULATORY APPROACHES FOR THE REMUNERATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES WITH HIGH PENETRATIONS OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES. Energy Journal, v. 38, n. 3, p. 63–91.

MATEO, C; GÓMEZ, T; SÁNCHEZ, A; PECO, J; CANDELA, A. 2011. A REFERENCE NETWORK MODEL FOR LARGE-SCALE DISTRIBUTION PLANNING WITH AUTOMATIC STREET MAP GENERATION. IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 1, p. 190–197.

MITei, 2016. UTILITY OF THE FUTURE. An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition - MIT Energy Initiative.

MULLER, G. M; 2016. IMPACTO DE NOVAS TECNOLOGIAS E SMART GRIDS NA DEMANDA DE LONGO PRAZO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ.

NYPSC, 2018a. REVENUE DECOUPLING MECHANISM - ELECTRIC. Acesso em 20 de outubro de 2018. Disponível em: <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/A0227F4885E1769485257687006F38C2?OpenDocument>

NYPSC, 2018b. REFORMING THE ENERGY VISION (REV): ENERGY PLAN. Disponível em: <https://energyplan.ny.gov/>

OFGEM, 2009. ELECTRICITY DISTRIBUTION PRICE CONTROL REVIEW METHODOLOGY AND INITIAL RESULTS PAPER. Acesso em 30 de novembro de 2018. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/05/methodology-and-initial-results-document_0.pdf

OFGEM, 2013. STRATEGY DECISION FOR THE RIIO-ED1 ELECTRICITY DISTRIBUTION PRICE CONTROL – OVERVIEW. Acesso em 30 de novembro de 2018. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/03/riioed1decoverview.pdf>

OFGEM, 2017. NETWORK PRICE CONTROL. Acesso em 30 de novembro de 2018. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/network-price-controls>

OXERA, 2015. MENU REGULATION: IS IT HERE TO STAY? Disponível em: <https://www.oxera.com/agenda/menu-regulation-is-it-here-to-stay-revisited/>

PATERAKIS, N.G; ERDIÑÇ, O; CATALÃO, J.P.S., 2017. AN OVERVIEW OF DEMAND RESPONSE: KEY-ELEMENTS AND INTERNATIONAL EXPERIENCE. Renewable & Sustainable Energy Reviews, Vol. 69, p. 871–891.

PRACTICAL LAW, 2018. ELECTRICITY REGULATION IN GERMANY: OVERVIEW. Acesso em 20 de outubro de 2018. Disponível em: [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-524-0808?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1)

REN21, 2018. RENEWABLE 2018 - GLOBAL STATUS REPORT. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Disponível em: <http://www.ren21.net/gsr-2018/>

RMI, 2018. REIMAGINING THE UTILITY - EVOLVING THE FUNCTIONS AND BUSINESS MODEL OF UTILITIES TO ACHIEVE A LOW-CARBON GRID. Rocky Mountain Institute.

SIOHANSI, Fereidoon. 2018. THE IMPACT OF ELECTRIC VEHICLES ON ELECTRICITY DEMAND. EnergyPost.eu. Disponível em: <http://energypost.eu/the-impact-of-electric-vehicles-on-electricity-demand/>

TARANTO, G.N; FALCÃO, D.M; RÉGO, L.O; CASSERES, E.M.M.D. 2017 –THE IMPACT OF MICRO AND MINI DISTRIBUTION GENERATION IN AN ACTUAL BRAZILIAN DISTRIBUTION UTILITY, Cigrè International Seminar on Policies, Incentives, Technology and Regulation of Smart Grids - Rio de Janeiro.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. 2011. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. Editora Synergia – Rio de Janeiro. EPE – Brasília.

WEC, 2017. CHANGING DYNAMICS – USING DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES TO MEET THE TRILEMMA CHALLENGE. World Energy Council - World Energy TRILEMMA

WEF, 2017. THE FUTURE OF ELECTRICITY: NEW TECHNOLOGIES TRANSFORMING THE GRID EDGE. World Economic Forum.