

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Instituto de Economia

Programa de Pós Graduação em Economia

O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio
Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica no
Brasil

Francesco Tommaso Gianelloni Zubiria

Rio de Janeiro

2017

Francesco Tommaso Gianelloni Zubiria

**O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o
Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de
Energia Elétrica no Brasil**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof. José Eduardo Cassiolato

Coorientador: Prof. Nivalde José de Castro

Rio de Janeiro

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Z93 Zubiria, Francesco Tommaso Gianelloni.

O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil / Francesco Tommaso Gianelloni Zubiria. – 2017.

139 f.; 31 cm.

Orientador: José Eduardo Cassiolato.

Coorientador: Nivalde José de Castro.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2017.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Francesco Tommaso Gianelloni Zubiria

O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção de título de Mestre em Economia

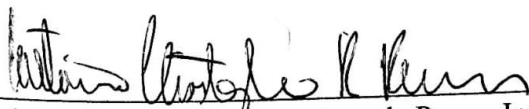
Rio de Janeiro, 31 de agosto de 2017



Prof. Dr. José Eduardo Cassiolato, Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Nivalde José de Castro, Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Caetano Christophe Rosado Penna, Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Luiz de Magalhães Ozorio, IBMEC

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva reponsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

O esforço intelectual que resultou nesta dissertação só foi possível graças ao apoio e estímulo de muitas pessoas e instituições. Gostaria de deixar aqui registrado os meus sinceros agradecimentos.

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família. Aos meus pais, Maria Teresa e Guillermo, por confiarem em mim e prestarem o seu apoio ao longo desta empreitada de dois anos e meio. O afeto, o carinho e a consideração foram essenciais para que eu pudesse seguir em frente durante momentos difíceis. Aos meus irmãos, Tazio, Gianluca e Valentina, pelas brincadeiras e troças sem fim, as quais sempre me confortaram, assim como por não me levarem muito a sério, reforçando em mim um senso de humildade.

Agradeço à minha namorada Ines, pelo carinho, companheirismo, incentivo e pela incansável paciência durante os fins de semana e horários pouco ortodoxos que tive que dedicar a este trabalho. Agradeço também pelos consistentes lembretes e perguntas: “E a dissertação?”, ou “Só escreveu três páginas hoje?”, que me colocavam de volta à ação quando eu me sentia um pouco preguiçoso. Não poderia deixar de agradecer à Patricia, ao Renato e ao Thomas, que considero como família e muito me incentivaram e apoiaram.

Aos meus prezados professores e orientadores: José Eduardo Cassiolato e Nivalde José de Castro, por toda a ajuda, suporte e orientação na condução deste trabalho. Ao Guilherme Dantas, a quem também recorri repetidamente por ajuda e com quem muito aprendi através de críticas construtivas e sugestões.

Ao GESEL como um todo, pelas inúmeras oportunidades de aprendizado e de trabalho, em especial ao Professor Nivalde e ao Guilherme Dantas, que foram e ainda são como tutores para mim.

À UFRJ, instituição pela qual tenho um profundo respeito e carinho, que com seus recursos pôde prover-me educação e capacitação por meio do seu excelente corpo docente.

À Energisa e ao programa de P&D da ANEEL, cujos recursos permitiram uma intensa dedicação a este estudo, e sem os quais este trabalho não poderia existir.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

RESUMO

ZUBIRIA, Francesco Tommaso Gianelloni. **O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2017. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017

Enquanto uma indústria de rede e um serviço público, a distribuição de energia elétrica é economicamente regulada e opera sob normas e diretrizes rigorosamente definidas, as quais sofreram modificações e aperfeiçoamentos ao longo décadas de experiência, de maneira a adequarem-se às características técnicas e econômicas envolvidas. O desenvolvimento e a manutenção de mecanismos regulatórios que permitam prover atratividade econômica à prestação do serviço, sem concomitantemente gerar ônus aos consumidores, apresenta um grande desafio. A entrada de um fenômeno como a difusão da geração distribuída, que altera significativamente a operação e as relações econômicas do setor como um todo, sobretudo do serviço de distribuição, pode resultar em desequilíbrios envolvendo muitos agentes, caso os mecanismos regulatórios não se adaptem. Este trabalho tem como objetivo analisar alguns dos potenciais impactos que a difusão da geração distribuída pode exercer sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Para tanto, são analisadas as características econômicas do serviço de distribuição elétrica e os mecanismos regulatórios que regem a regulação tarifária e as condições de oferta do serviço. Com base nessas informações, utiliza-se da teoria microeconômica para investigar os potenciais impactos sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Os resultados de tal análise apontam para a potencialidade de dois principais desequilíbrios: um de ordem financeira, sobre o fluxo de caixa das distribuidoras; e outro sobre a estabilidade de mercado, afetando a lógica econômica do serviço de distribuição.

PALAVRAS CHAVE: Geração Distribuída, Geração Fotovoltaica, Distribuidoras, Setor Elétrico, Regulação

ABSTRACT

ZUBIRIA, Francesco Tommaso Gianelloni. **O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro, 2017. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017

As both, a network industry and a public service, the electricity distribution is economically regulated and operates under rigorously defined standards and guidelines, which over several decades of experience have undergone modifications and improvements, in order to adapt to the technical and economical characteristics involved. The development and maintenance of regulatory mechanisms that allow the economic attractiveness of the service's provision, without concomitantly generating onus to the consumers presents a great challenge. The entry of a phenomenon such as the diffusion of distributed generation, which significantly alters the operational and economic relations of the sector as a whole, especially of the distribution service, can result in imbalances involving many agents, if regulatory mechanisms do not adapt. This work aims to analyze some of the potential impacts that the diffusion of the distributed generation can exert on the economic-financial balance of the electricity distribution utilities on Brazil. For that, the economic characteristics of the electric distribution service and the regulatory mechanisms governing tariff regulation and the conditions of service provision are analyzed. Based on this information, microeconomic theory is used to investigate the potential impacts on the economic-financial balance of the utilities. The results of such analysis point to the potentiality of two main imbalances: one of financial order, which acts upon the cash flow of the utilities; and another one on market stability, affecting the economic logic of the distribution service.

KEY WORDS: Distributed Generation, Photovoltaic Generation, Distribution Utilities, Electric Sector, Regulation

LISTA DE SIGLAS E/OU ABREVIACOES

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

GD – Gerao Distribuída

GWh – Gigawatt-hora

GWp – Gigawatt-pico

kV – Quilovolt

kWh – Quilowatt-hora

kWp – Quilowatt-pico

MWh – Megawatt-hora

MWp – Megawatt-pico

REN – Resoluo Normativa ANEEL

VPL – Valor Presente Líquido

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Rede em Estrela	07
FIGURA 2 – Rede Cristal	08
FIGURA 3 – Rede em Árvore	09
FIGURA 4 – Rede em Teia	10
FIGURA 5 – Segmentação do Setor Elétrico	21
FIGURA 6 – Esquema Simplificado de Dados de Entrada e Saída do Planejamento	38
FIGURA 7 – Principais Fatores Considerados nos Modelos de Projeção de Demanda.	39
FIGURA 8 – Resumo dos Custos Totais de Expansão da Rede de Distribuição	42
FIGURA 9 – Composição da TE	65
FIGURA 10 – Composição da TUSD	66
FIGURA 10 – Modelo Geral da Espiral da Morte das Empresas de Distribuição	66

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – Exemplo de Mercado com Retornos Crescentes de Escala na Função de Produção	18
GRÁFICO 2 – Tradeoff Dos Investimentos em Expansão da Rede de Distribuição	44
GRÁFICO 3 – Difusão da Geração Solar Fotovoltaica no Mundo: 2006 – 2016 (GW). 76	
GRÁFICO 4 – Redução dos Custos de Sistemas de Geração Fotovoltaica de Grande Escala: 2009-2025 (U\$/kWp de 2015)	78
GRÁFICO 5 – Evolução do Número de Instalações de Sistemas de GD: 2013-2017 (em unidades consumidoras)	87
GRÁFICO 6 – Participação na Capacidade Instalada de GD por Fonte no Brasil (2017)	88
GRÁFICO 7 – Número de Microgeradores Estimados: 2017-2024 (em número de unidades consumidoras)	89
GRÁFICO 8 – Projeção da Potência Instalada dos Microgeradores: 2017-2024	90
GRÁFICO 9 – Representação Esquemática das Dinâmicas que Afetam a Receita em Períodos Entre Reajustes Tarifários Anuais	96
GRÁFICO 10 – Representação Esquemática das Dinâmicas que Afetam a Receita em Períodos Entre Reajustes Tarifários Anuais	97
GRÁFICO 11 – Exemplo de um Mercado com Equilíbrio Estável	112
GRÁFICO 12 – Exemplo de um Mercado Instável (Condição de Henderson)	112

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO

CAPÍTULO 1 – INDÚSTRIAS DE REDE.....	5
1.1 – Topologias de Rede.....	5
1.2 – Características Econômicas das Indústrias de Rede.....	10
1.3 – Indústrias de Rede Enquanto Monopólios Naturais.....	17
1.4 - Distribuidoras de Energia Elétrica Enquanto Serviços de Rede.....	20
1.5 – Distribuidoras de Energia Elétrica Enquanto Serviços Públicos.....	27
CAPÍTULO 2 – AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL... 31	
2.1 – Condições da Oferta do Serviço de Distribuição no Brasil.....	31
2.2 – Funcionamento das Distribuidoras.....	36
2.2.1 – Planejamento das Redes de Distribuição.....	36
2.2.1.1 – Projeção da Demanda.....	37
2.2.1.2 – Desenho das Redes de Distribuição.....	40
2.2.1.3 – Realização dos Investimentos.....	41
2.2.2 – Operação e Manutenção das Redes de Distribuição.....	43
2.3 – Custos Incorridos Pelas Distribuidoras.....	45
2.3.1 – Custos Não Gerenciáveis.....	45
2.3.1.1 – Custos de Energia.....	46
2.3.1.2 – Custos de Conexão e Uso de Instalações de Transmissão e Distribuição.....	47
2.3.1.3 – Encargos Setoriais.....	47
2.3.2 – Custos Gerenciáveis.....	49
2.3.2.1 – Mão de Obra e Serviços de Terceiros.....	50

2.3.2.2 – Investimentos Físicos e Intangíveis.....	50
2.4 – Receita das Distribuidoras.....	51
2.4.1 – Remuneração dos Custos Operacionais.....	52
2.4.2 – Remuneração dos Custos de Capital e da Depreciação.....	53
2.5 – Estrutura Tarifária.....	59
2.6 – Síntese.....	63
CAPÍTULO 3 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	65
3.1 – Definição e Características Gerais.....	65
3.2 – Fatores de Difusão da Geração Distribuída.....	69
3.3 – Critério Financeiro de Decisão de Instalação da Geração Distribuída.....	74
3.3.1 – Análise de Investimento em Geração Distribuída sob Mecanismo de Net Metering.....	75
3.3.2 - Análise de Investimento em Geração Distribuída sob Mecanismo de Net Billing.....	76
3.4 – A Geração Distribuída no Brasil.....	78
CAPÍTULO 4 - IMPACTO DA DIFUSÃO DA GD SOBRE O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS NO BRASIL.....	84
4.1 – Potencial Impacto Sobre o Fluxo de Caixa das Distribuidoras.....	84
4.2 – Potencial Impacto Sobre a Lógica Econômica dos Serviços de Distribuição.....	90
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	105
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	107

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um bem essencial ao desenvolvimento econômico. Cerca de 85% da população mundial tem acesso à energia elétrica, segundo dados do Banco Mundial (WB, 2017). A contínua presença desta fonte de energia no dia-a-dia de bilhões de pessoas ao redor do mundo a torna, ao mesmo tempo, quase imperceptível, ainda que seja cada vez mais fundamental para a vida moderna. Desde a sua aplicação à iluminação, passando pelo seu uso em máquinas e eletrodomésticos, até o abastecimento energético de uma extensa malha de equipamentos de telecomunicação e computação de dados, a eletricidade apresenta-se como uma fonte energética de energia segura e de baixo custo (CLEMENTE, 2014).

A unidade produtiva que lançou as bases do primeiro setor elétrico no mundo surgiu nos EUA, em 1882, com o início da operação da central elétrica de Pearl Street, em Nova York. A partir de então muitos outros países deram início a setores elétricos que cresceram rapidamente, chegando a bilhões de consumidores (GÖNEN, 2014). Fisicamente, o conjunto de instalações que compõe um setor elétrico possui notável magnitude. A união de centenas ou milhares de usinas de geração, interligadas a uma comum que transmite volumes massivos de energia elétrica ao longo de centenas de milhares de quilômetros, somadas às inúmeras redes de distribuição que partilham a energia para os consumidores urbanos e rurais, resultam em uma das maiores obras de engenharia do ser humano.

Em virtude do elevado grau de interdependência técnica de todos os segmentos de um setor elétrico, no Brasil e no mundo as primeiras firmas de energia elétrica se estruturavam verticalmente e cada vez mais integradas, realizando a geração, a transmissão e a distribuição elétrica. De um ponto de vista econômico, esta tendência resulta em poder de monopólio para as firmas verticalizadas. Considerando a

essencialidade da energia elétrica e o seu papel enquanto um bem público, a prestação dos serviços ofertados por essas firmas tem que ser submetida à regulação econômica (CARVALHO FILHO, 2009).

No contexto brasileiro, a partir da década de 1990, iniciou-se um movimento de desverticalização dessas empresas, seguindo a tendência mundial, com o objetivo de permitir a competição em setores com características estruturais de mercados competitivos, como os de geração e comercialização. Manteve-se porém a regulação em segmentos com características de monopólio natural, como os setores de transmissão e distribuição. Essa configuração econômica é que prevalece no Brasil (COÊLHO, 2004; QUEIROZ, 2012).

Do ponto de vista da análise econômica do setor elétrico, mudanças estruturais ocorreram com a introdução da competição em alguns segmentos e com alterações substanciais nos marcos regulatórios. No entanto, pelo lado tecnológico, pouco havia se alterado até recentemente. A configuração e a operação técnica dos setores elétricos, no Brasil e no resto do mundo, permaneceram muito semelhantes àquelas utilizadas nos primórdios do desenvolvimento de sistema elétricos. A geração centralizada é transportada até as redes de distribuição, que são responsáveis pela capilarização da energia elétrica para fornecimento aos múltiplos consumidores (DAS, 2007; HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011).

O paradigma de geração centralizada, que por mais de um século foi a característica basilar da operação de sistemas elétricos, passa a apresentar sinais de transformação em função de desenvolvimentos tecnológicos que permitem, entre outros, a geração elétrica sob condições diferentes das tradicionais, operando em escalas menores e de forma mais dispersa – com destaque para a geração distribuída (GD), foco analítico central da presente dissertação. Esta tendência rompe com padrões e estrutura vigentes, afetando o

setor elétrico de múltiplas maneiras. Um dos segmentos mais afetados é o de distribuição (SIOSHANSI, 2014).

Enquanto indústria de rede e serviço público, a distribuição de energia elétrica é economicamente regulada e opera sob normas e diretrizes rigorosamente definidas, que vem passando por modificações, e em grande medida se adequando à dinâmica tecnológica. Por ser uma atividade econômica capital-intensiva e com longo prazo de maturação, a atratividade financeira do serviço deve ser respeitada, sem no entanto onerar aos consumidores. Atingir e manter este equilíbrio apresenta um grande desafio. A difusão de um fenômeno como a GD, que altera significativamente a operação e as relações econômicas do setor como um todo, e sobretudo o serviço de distribuição, pode resultar em desequilíbrios envolvendo muitos agentes, caso continue a ser tratada dentro dos parâmetros regulatórios tradicionais (THINK, 2013).

A presente pesquisa tem como objetivo analisar alguns dos potenciais impactos que a difusão da GD pode exercer sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, a partir de uma análise microeconômica teórica. O trabalho está dividido, além da introdução, em 4 capítulos e uma seção adicional para as considerações finais.

O primeiro capítulo sistematiza uma breve revisão da literatura teórica sobre indústrias de redes, com ênfase às redes físicas, como as presentes no segmento de distribuição. Analisa-se também a topologia das redes de distribuição, o que permite abordar posteriormente as características econômicas destas indústrias. A finalidade central deste capítulo é apontar as justificativas e fundamentos da regulação econômica dos serviços de distribuição.

O segundo capítulo é dedicado à análise dos serviços de distribuição. Considera-se ainda sob quais condições regulatórias operam as concessionárias, quais são as suas obrigações e quais são os procedimentos operacionais envolvendo a oferta do serviço. Analisa-se a regulação destes serviços, com destaque para a estrutura tarifária, que será utilizada na análise microeconômica do quarto capítulo.

O terceiro capítulo aborda a o fenômeno da difusão da GD, considerando os seus aspectos e impactos técnicos e econômicos. De um ponto de vista técnico, investiga-se as tecnologias existentes e a eficiência destes sistemas. Do ponto de vista econômico, averiguam-se os incentivos presentes, a atratividade econômica a nível teórico, que será utilizada no quarto capítulo, e as perspectivas de difusão.

O quarto capítulo realiza uma análise microeconômica dos potenciais impactos sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras utilizando os dados de regulação, principalmente da estrutura tarifária, abordados no segundo capítulo, e dados de consumo e de atratividade econômica para a instalação da GD do terceiro capítulo.

Por fim, as considerações finais buscam traçar um caminho ao longo dos principais pontos e sintetizar as principais conclusões. As análises, preliminarmente e a nível geral, indicam e convergem para a necessidade de implementação de inovações regulatórias, com a finalidade de manutenção do equilíbrio econômico e financeiro dos investimentos no segmento de distribuição. Há risco de desestímulo aos investimentos e de comprometimento da isonomia tarifária com a persistência da atual regulação econômica.

Este trabalho está inserido no P&D da ANEEL, financiado pela Energisa: "Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição".

CAPITULO 1 - INDÚSTRIAS DE REDE

Neste capítulo será realizada uma análise com o objetivo de sistematizar o arcabouço teórico sobre indústrias de rede, com ênfase nas indústrias de redes físicas¹, relacionando-as aos serviços de transmissão e distribuição elétrica, dois dos três macro segmentos do setor elétrico².

As indústrias de redes possuem um conjunto de características econômicas próprias, com atributos inerentes aos serviços de distribuição elétrica, sendo necessário examinar as consequências econômicas dessas características em um contexto de bens públicos.

Indústria de rede é um termo técnico empregado para analisar indústrias ou mercados em que as firmas, ou o produto ofertado por estas, consistem em múltiplos nós³ e ligações, com o padrão das conexões determinando o tipo de comércio existente (GOTTINGER, 2003; SHY, 2001). As conexões entre os nós formam redes, que podem ser físicas ou abstratas⁴. Os fluxos destas redes podem ser unidirecionais, quando o fluxo segue de um nó para outro em um único sentido, não sendo possível traçar o caminho inverso, ou bidirecionais, quando pode ocorrer nos dois sentidos. A maioria das redes segue o padrão bidirecional, mas algumas redes, como tradicionalmente a distribuição de energia elétrica, possuem fluxos exclusivamente unidirecionais (GOTTINGER, 2003; ECONOMIDES, 1996).

¹ As indústrias de redes abstratas serão mencionadas e citadas conforme seja necessário ao longo do capítulo.

² A geração é o terceiro.

³ Dentro do contexto de indústrias de redes, nós são representações de pontos físicos ou abstratos que atuam enquanto um destino ou uma origem de ligações. Podem ser ainda um ponto intermediário de uma conexão entre dois outros nós (GOTTINGER, 2003).

⁴ Redes abstratas são oriundas de mercados em que as diversas firmas possuem relações de elevada interdependência com seus bens e serviços (GOTTINGER, 2003; ECONOMIDES, 1996).

1.1 Topologias de Redes

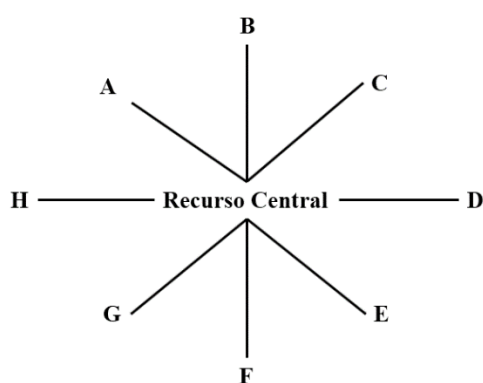
No caso das indústrias em que existem redes físicas, existe dependência de redes e malhas para o transporte e distribuição dos produtos das firmas até os consumidores (DIAS & RODRIGUES, 1997). Nestes tipos de indústrias, os nós representam origens e destinos físicos, com as ligações entre eles representando redes físicas por onde ocorre o transporte dos bens, sejam estes insumos, bens finais ou informação. Segundo GOTTINGER (2003), os nós das indústrias de redes não devem ser confundidos com consumidores. Nós sempre implicam em novos investimentos, ainda que estas sejam realizadas por consumidores. Exemplos de indústrias de redes físicas incluem a indústria de energia elétrica, telecomunicações, gás natural, ferrovias, internet e outras mais, relacionadas ao transporte de informação ou outros bens.

Indústrias de rede formadas por redes não físicas são constituídas por redes abstratas e por relações de elevada interdependência entre as firmas e bens ofertados. Estas relações são oriundas da complementariedade entre os bens produzidos. A complementariedade é resultado da compatibilidade existente entre os mesmos - é condição necessária. Geralmente essa compatibilidade é resultado do atendimento a padrões técnicos definidos pela indústria ou pelo regulador. Por vezes, em função de estratégias competitivas, algumas firmas podem optar por tornar seus produtos menos compatíveis com a indústria em geral (ECONOMIDES, 1996). Os bens produzidos nestas indústrias são denominados bens de rede. Alguns exemplos destas indústrias de redes abstratas incluem, dentre outros: *hardware* de computadores, produtos eletrônicos, serviços bancários e serviços aéreos. Os nós e ligações ocorrem em função da co-dependência dos produtos de diversas firmas (SHY, 2001).

Existem algumas topologias clássicas, as quais abrangem grande parte das indústrias de rede. Cinco das principais representações topológicas são:

1. *Redes em estrela*: Neste tipo de rede existe um recurso central que une todos os nós, através do qual toda a comunicação ou transporte entre os nós ocorre (GOTTINGER, 2003). Exemplo típico deste tipo de rede é a de telefonia fixa local. Toda a comunicação entre consumidores deve partir de um telefone (nó) e passar por uma central telefônica (recurso central) para chegar até o outro telefone (nó). Deve-se notar, no entanto, que nós nesta rede não representam bens e serviços substitutos, mas sim, complementares. Se o fluxo de um nó, A, para outro nó, B, representar um serviço ou um produto diferente do fluxo de B para A, então esta rede é bidirecional. Se um fluxo inverso não representar outro bem ou serviço, ou ainda, não fizer sentido ou for tecnicamente inviável, então a rede é unidirecional (ECONOMIDES, 1996). A Figura 1 apresenta a topologia em estrela.

Figura 1 – Rede em Estrela

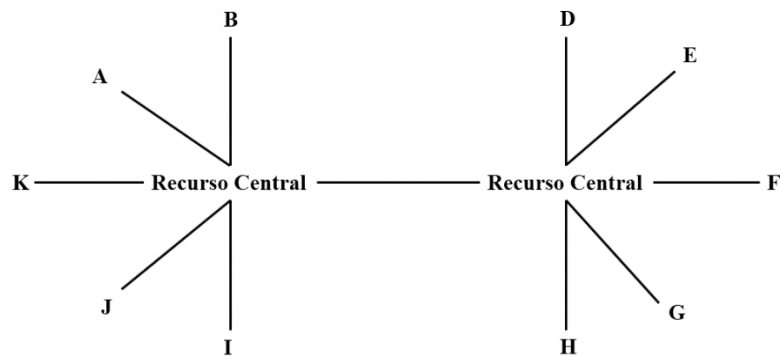


Fonte: Elaboração Própria

2. *Redes cristais*: Esta rede é formada por duas ou mais redes estrelas, com a união das mesmas por meio de conexões entre os recursos centrais. Assim como nas redes estrela, a comunicação e o transporte pode ocorrer entre quaisquer dois nós, contanto que estes passem por seus respectivos recursos centrais. No caso de comunicação entre nós de distintos recursos centrais, o fluxo de informação,

bens ou serviços deve transcorrer por meio de todos os recursos centrais envolvidos (ECONOMIDES, 1996). Um exemplo desse tipo de rede é a união de redes locais de telefonia fixa, com as centrais locais representando cada um dos recursos centrais. A Figura 2 exemplifica um caso de redes cristais.

Figura 2 – Rede Cristal

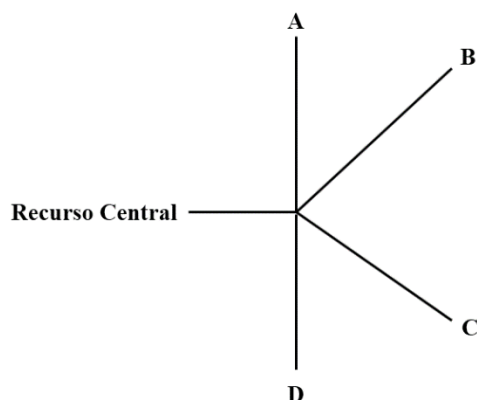


Fonte: Elaboração Própria

3. *Redes em árvore*: Esta estrutura de rede tem como objetivo principal o transporte entre o recurso central e o resto dos nós. Alguns exemplos incluem a indústria de gás e, até recentemente, a rede de distribuição de energia elétrica⁵. Geralmente, esta estrutura é unidirecional, mas em alguns casos, como por exemplo em sistemas de tratamento de água e esgoto, ela pode apresentar fluxos bidirecionais. No entanto, fluxos entre os nós não é abrangido neste tipo de estrutura (GOTTINGER, 2003). A Figura 3 ilustra a topologia deste tipo de rede.

⁵ A difusão de recursos elétricos, tais como a geração distribuída por meio da microgeração fotovoltaica, está a mudar esse paradigma, tornando a estrutura semelhante à estrutura de teia (DAS, 2007).

Figura 3 – Rede em Árvore

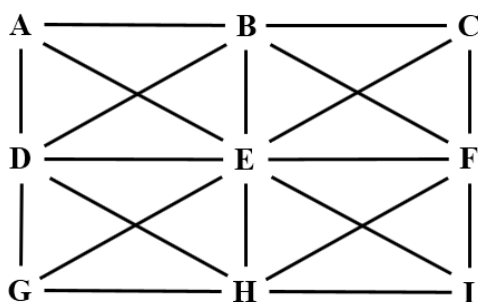


Fonte: Elaboração Própria

4. *Redes em teia*: Neste tipo de rede os nós possuem múltiplas conexões entre si e não existe um recurso central. Nestas redes, há a presença de múltiplos fluxos bidirecionais. O número de conexões se multiplica à medida que entram novos nós à estrutura. Uma clara vantagem deste tipo de estrutura é relacionada à capacidade de manutenção de fluxos à despeito do desaparecimento ou de danos a qualquer conexão, pois caminhos entre dois nós podem ser traçados de múltiplas formas (GOTTINGER, 2003; ECONOMIDES, 1996). Um exemplo desse tipo de rede é a internet, com suas inúmeras conexões, impossibilitando traçar um recurso central⁶. Possivelmente, com a difusão de recursos energéticos distribuídos a indústria de energia elétrica passará a possuir uma topologia de rede do tipo teia (DAS, 2007). A Figura 4 representa visualmente uma indústria de rede em teia.

⁶ Outro exemplo é a indústria de *hardwares* de computadores, a qual é uma indústria de rede abstrata que possui plena co-dependência entre os diversos componentes que atuam entre si, de múltiplas e complexas maneiras (ECONOMIDES, 1996).

Figura 4 – Rede em Teia



Fonte: Elaboração Própria

1.2 Características Econômicas das Indústrias de Redes Físicas

As indústrias de redes físicas possuem um corpo comum de características econômicas. Embora nem todas as indústrias de rede possuam todas as características econômicas apresentadas a seguir, todas as indústrias possuem pelo menos um subconjunto dessas características. As características mais comuns às indústrias de redes físicas são (ECONOMIDES, 1996; DIAS & RODRIGUES, 1997; SHY, 2001; GOTTINGER, 2003; FARACO & COUTINHO, 2007; FLORIO, 2013).:

- (i) Investimentos elevados e custos afundados;
- (ii) Economias de escala;
- (iii) Externalidades de rede; e
- (iv) Padrões de compatibilidade

1. *Investimentos elevados e custos afundados*

Indústrias de redes físicas usualmente conectam nós que podem estar muito afastados geograficamente. Dependendo do tipo de transporte a ser realizado, estas redes podem exigir elevados investimentos físicos. Redes ferroviárias, por exemplo, são utilizadas para que trens carregados com toneladas de bens ou passageiros possam deslocar-se entre localidades distantes. Os destinos podem envolver a cadeia produtiva

ou destinos de passageiros. Estes deslocamentos podem estender-se por milhares de quilômetros. Para tanto, elevadíssimos investimentos em malhas ferroviárias devem ser realizados (GOTTINGER, 2003; COMISSÃO EUROPEIA, 2013). O setor elétrico é outro exemplo de rede física intensiva em capital e exigente de elevados investimentos nos “setores de fio”. A geração de energia elétrica pode ocorrer em locais muito distantes da demanda⁷, o que exige o transporte da eletricidade por centenas ou milhares de quilômetros, utilizando cabos de alta tensão, postes, subestações e outros componentes adicionais. Ainda no setor elétrico, o setor de distribuição é responsável pelo fornecimento da energia até os domicílios, o que requer capilaridade de cabos e equipamentos dentro das cidades (DAS, 2007).

Uma característica desses investimentos de redes físicas nessas indústrias é o elevado grau de especificidade dos ativos envolvidos. Esse grau de especificidade impõe custos afundados, ou seja, em custos de investimentos que uma vez realizados, possuem pouca ou nenhuma possibilidade de reutilização em outra atividade econômica, tornando impossível a reversão. Caso a empresa investidora deseje sair do mercado, não poderá recuperar o valor do investimento realizado⁸ (VARIAN, 1990). Neste caso, existem barreiras à saída e à mobilidade do capital. Dado que determinada firma realizou investimentos em uma indústria com elevada participação de custo afundados, a saída não é uma opção economicamente lógica, e só será contemplada em casos extremos, quando não houver mais a possibilidade de minimização de perdas. Nesse sentido, indústrias com

⁷ Isso pode ocorrer em função de características físicas intransponíveis, a exemplo da geração realizada a partir da energia cinética de recursos naturais, como a da geração hidráulica, que exige quedas de água em fluxos hídricos, ou da geração eólica, que exige intensidade de ventos, muitas vezes local-específica.

⁸ No caso de ferrovias, estas possuem especificidades geográficas que as tornam incapazes de reposicionamento em outra localidade. Adicionalmente, elas possuem valor muito baixo de reaproveitamento em outras atividades por meio do desmembramento da estrutura (madeira e aço empregado nos trilhos, por exemplo) (NASH & PRESTON, 1992).

esse perfil podem possuir riscos elevados para novos investidores e são marcadas por baixo ritmo de entradas e saídas de firmas (DIXIT, 1989).

Para o caso do o setor elétrico, por exemplo, existem especificidades locais para os equipamentos que constituem a rede elétrica e, fora do setor elétrico, estes bens de capital não apresentam utilidade. Adicionalmente, possuem baixo valor de desmembramento para retirada de partes e materiais⁹ (COMISSÃO EUROPEIA, 2013).

2. Economias de Escala

Economias de escala estão presentes em determinada indústria quando existem retornos crescentes de escala. Segundo alguns manuais e livros texto de microeconomia (VARIAN, 2014; PINDYCK & RUBINFELD, 2012; NORMANN, 1978), a existência de retornos crescentes de escala é dependente de dois fatores (VARIAN, 2014; PINDYCK & RUBINFELD, 2012; NORMANN, 1978):

- (i) Aumento da produção com o incremento ou intensificação do uso de insumos, capital e mão de obra; e
- (ii) Acréscimo da produção é proporcionalmente maior do que acréscimo de insumos, capital e mão de obra¹⁰.

Embora estes retornos de escala não necessariamente sejam constantes ao longo de toda a curva de produção, eles necessitam sê-lo em torno do volume de produção

⁹ As indústrias de redes abstratas também apresentam necessidades de investimentos elevados com custos afundados. Muitas das firmas nestas indústrias de redes não físicas necessitam de constantes e elevados investimentos em inovação, conduzidos por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento de larga escala (GOTTINGER, 2003). Dois típicos exemplos são as indústrias de hardware e de software para computadores. Em ambas as indústrias os investimentos iniciais são muito elevados. Construções de fábricas e plantas para a produção de hardware demandam quantidades massivas de capital e investimentos em planejamento e desenvolvimento de produtos. O nível de especificidade destes torna impossível qualquer tentativa de reaproveitamento. A indústria de software exige a contratação de um elevado número de programadores por um longo período de tempo, tornando o investimento elevado e irreversível (SHY, 2001).

¹⁰ Matematicamente formalizado: Seja $f(w, k, z)$ uma função de produção, com w , k e z representando quantidades de trabalho, capital e insumos, existe retorno crescente de escala se: $f(\lambda w, \lambda k, \lambda z) > \lambda \cdot f(w, k, z)$, com λ representando um escalar positivo.

relevante. A maioria das indústrias possuem funções de produção que apresentam retornos crescentes de escala durante a produção das primeiras unidades, até atingirem a escala ótima de produção. No entanto, após a atingirem, estes retornos crescentes de escala são exauridos, podendo dar espaço a retornos constantes de escala ou mesmo a deseconomias de escala (KOUTSOYIANNIS, 1975). Logo, a discussão de economias de escala é mais relevante para o caso em que a escala mínima de produção é elevada o suficiente para não ser atingida mesmo com o atendimento do mercado inteiro. Nesses casos, existe *subaditividade de custos*, e o custo de oferta de determinado bem ou serviço é minimizado com a produção ou oferta sendo realizadas por uma única firma (BAUMOL, 1986).

A existência de economias de escala é fortemente relacionada à elevada participação de custos fixos nos custos totais. Quase todas as indústrias de redes físicas apresentam essa característica¹¹. Tomando como exemplo o caso dos serviços ferroviários, o atendimento a novas demandas restritas à espaços onde a rede já opera implicam em custos marginais, como por exemplo consumo adicional de combustível, que são significativamente inferiores aos custos médios. O custo médio considera muitos outros fatores, como o número total de trens, de terminais de sinalização, os custos de empregados administrativos, dos sistemas e dos contratos de vendas, assim como muitos outros custos fixos, cuja participação é elevada nos custos total e médio. Alguns estudos

¹¹ SHY (2001) utiliza como exemplo a indústria de software de computadores, na qual para o desenvolvimento do produto final um elevado número de programadores e designers é contratado por longo período de tempo. Após o desenvolvimento do software, onde foram realizados elevados investimentos com características de custos afundados, os custos marginais de distribuição e venda de cópias do mesmo são menores que o custo médio, reduzindo este último. A venda de uma cópia do software resulta em um custo médio igual ao investimento total de desenvolvimento mais o custo marginal de distribuição e venda. A venda de duas cópias reduz torna o custo médio igual à metade do custo de desenvolvimento mais o custo marginal de distribuição e venda, e assim sucessivamente.

apontam participação entre 50% e 80% dos custos fixos nos custos totais (NASH & PRESTON, 1992).

3. *Externalidades de rede*

Conforme mencionado no início da Seção 1.1, bens e serviços de rede apresentam complementariedade. Essa complementariedade conduz à formação de externalidades de produção e de consumo nas indústrias de redes. Quanto mais produtos ou serviços são ofertados nestas redes, maior é o valor dos mesmos. Do ponto de vista topológico, um maior número de nós gera externalidades que tornam o valor conjunto dos nós superior ao valor deles somados individualmente. Em grande parte, o valor dos serviços e produtos da rede é dependente das expectativas quanto à evolução do número destes na rede (ECONOMIDES, 1996). Economistas reservam pouca atenção às externalidades de consumo, dedicando-se quase exclusivamente à externalidades geradas na produção e oferta de bens e serviços. Essa tendência é justificável em função da pouca importância que as primeiras possuem em indústrias que não são de rede. No entanto, em indústrias de rede elas podem vir a ter grande relevância (GOTTINGER, 2003).

Para o caso do setor elétrico, a eletricidade possui certas propriedades físicas¹² que impossibilitam a permanência dela a um determinado caminho pré-definido, dada a existência de múltiplos nós, como é o caso das estruturas das redes de distribuição e transmissão elétrica. Não é possível, portanto, conduzir a eletricidade entre dois pontos dispersos sem afetar a capacidade de transmissão entre outros dois pontos. A única exceção a esse caso seria uma linha que unisse unicamente a dois nós, caso que possui pouca relevância prática. Logo, esse impacto que incide sobre as diversas conexões de rede a partir da injeção de energia elétrica de um ponto qualquer é uma externalidade de

¹² Lei de Oh-m e Leis de Kirchhoff (KNEIPS, 2015).

rede do setor elétrico (KNEIPS, 2015). Se, por exemplo, um gerador ligado à rede elétrica sofrer algum problema técnico e tiver que cortar a sua geração, ele afetará as condições da rede como um todo, causando instabilidade no suprimento (JOWSKOW, 1996).

Linhas ferroviárias são tão melhores quanto maior o número de possíveis itinerários que possuem, oferecendo um maior número de destinos. Quanto mais indivíduos e instituições estiverem conectados à internet, maior é a diversificação e volume de conteúdo a ser acessado. Como percebido por SHY (2001), consumidores não utilizariam telefones, aplicativos de telecomunicação, e-mail e outros bens de rede se ninguém mais os utilizasse. O que os difere de outros tipos de bens, como sal ou tomate, cuja utilidade não deriva de quantos outros indivíduos estão a consumi-los.

Na maioria dos mercados, as curvas de demanda de bens e serviços das indústrias de rede são negativamente inclinadas, representando a relação inversa entre preços ofertados e quantidades demandadas. Entretanto, a presença de externalidades positivas implica em curvas de demanda que são afetadas pela entrada de novos nós, sejam estes por parte dos consumidores ou por parte dos produtores e ofertantes. A entrada de novos nós aumenta a demanda para determinado nível de preços (ECONOMIDES, 1996; SHY, 2001).

Esta característica de externalidades positivas de bens e serviços de rede concede às firmas que atuam nestas indústrias a vantagem de primeiro movimento. Esta vantagem existe em função de uma adoção adiantada, na qual consumidores passam a consumir um tipo de bem ou serviço antes que outros bens e serviços. Neste caso, a cada nó adicional, seja este outro consumidor, bem ou serviço, a diferença de percepção e utilidade em relação a um novo bem ou serviço entrante e concorrente aumenta. Isso cria um tipo de barreira à entrada, com bens e serviços maiores tornando-se cada vez mais fortes e bens e serviços menores tornando-se cada vez mais fracos (GOTTINGER, 2003).

No entanto, nem todas as externalidades de consumo são positivas. Em alguns casos, principalmente relacionados aos de redes com topologia de árvore, como em sistemas de distribuição de água ou, até recentemente, em redes elétricas, podem existir externalidades negativas do acréscimo de nós. Isso decorre da dependência de recursos centrais, como a estação de tratamento de água ou de plantas centralizadas de geração, para as quais demandas adicionais podem implicar em queda de qualidade de serviços (GOTTINGER, 2003). No caso de sistemas elétricos, o acréscimo de nós não possui um efeito de externalidade óbvio, podendo a inclusão de novos nós de recursos centralizados, como por exemplo, a entrada de novas fontes de geração, causar externalidades positivas, ao elevar o grau de flexibilidade e segurança do sistema¹³.

4. Padrões de compatibilidade e complementariedade

Produtos e serviços em indústrias de redes costumam oferecer baixa ou nenhuma utilidade quando considerados isoladamente. Eles são melhor aproveitados quando consumidos conjuntamente, complementarmente a outros produtos, embora não tenham necessariamente que ser consumidos em proporções fixas. Como os produtos e serviços complementares em indústrias de rede são majoritariamente ofertados por outras firmas, existe a necessidade de compatibilidade¹⁴, o que possibilita a complementariedade (GOTTINGER, 2003; ECONOMIDES, 1996).

Segundo Markard & Hoffmann (2016, p. 1) “complementariedades existem se o valor da combinação de elementos ou ativos específicos é superior à soma do valor de

¹³ Esta questão torna-se ainda mais complexa com a mudança de paradigma para sistemas elétricos com recursos energéticos distribuídos (tema abordado no capítulo 3), onde a topologia da rede é alterada, dando entrada a novos fluxos bidirecionais e nós adicionais podem realizar diversas funções (DAS, 2007).

¹⁴ Por exemplo, para o caso de redes abstratas, computadores possuem componentes produzidos por diversos fabricantes. Monitores sem outros componentes ou processadores sem, por exemplo, placas mãe não oferecem nenhum tipo de utilidade. É necessário que esses diversos componentes de diferentes nós (firmas) da rede nessa indústria sejam mutuamente compatíveis. O mesmo se aplica a indústrias de redes físicas, como por exemplo as linhas ferroviárias, onde há trens e ferrovias, com os primeiros tendo que encaixar-se perfeitamente às últimas, ou sistemas elétricos onde a tensão da rede deve ser uniforme (SHY, 2001; GOTTINGER, 2003).

cada um dos elementos individualmente”. Complementariedades em sistemas podem existir a partir da interação de dois ou mais elementos ou ativos, sejam estes firmas, recursos, tecnologia ou instituições. O setor elétrico possui complementariedades tecnológicas, operacionais e de custos (JOSKOW, 1996; MARKARD & HOFFMANN 2016; MELHEM, 2013).

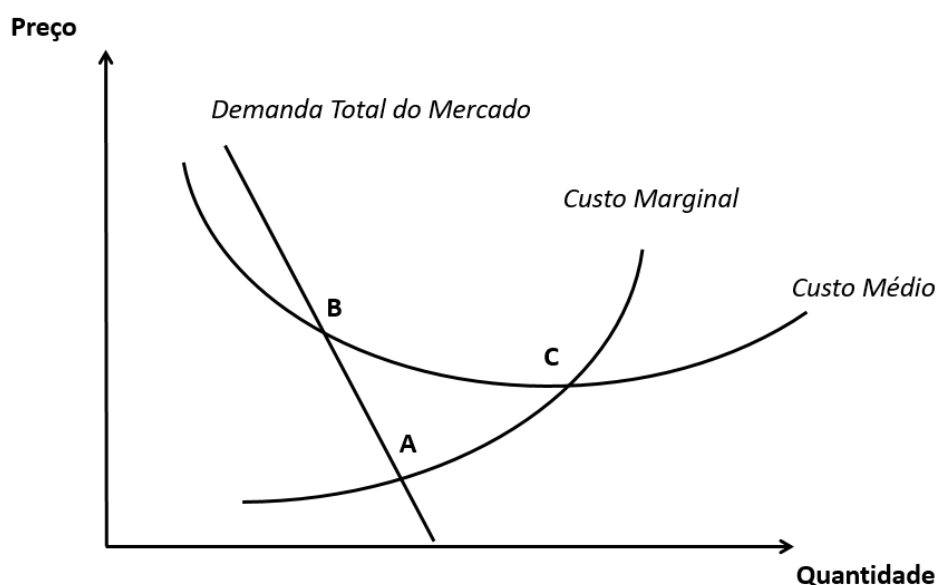
Do ponto de vista de custos, existe uma grande complementariedade entre os custos de geração e transmissão. “Investimentos em capacidade de transmissão para remover restrições de rede pode afetar os custos de geração e o valor da energia produzida em diferentes locais da rede” (JOSKOW, 1996, p. 350). Essa interação positiva é consequência natural do *tradeoff* existente entre custos de geração e transmissão. Geração mais próxima à carga implica em menores custos de transmissão, mas apresenta, de maneira geral, custos mais elevados em virtude de diversos fatores, como custos do terreno, taxas sobre poluição e outras mais. O oposto se aplica para uma geração mais afastada (JOSKOW, 1996).

Operacionalmente, diversas fontes de geração possuem complementariedades. Fontes renováveis apresentam possibilidades de geração com emissão reduzida de gases de efeito estufa e de poluição. No entanto, muitas fontes renováveis, como fotovoltaicas, eólicas e alguns tipos de usinas hidrelétricas de pequeno porte ou sem reservatórios não são controláveis, estando sujeitas a fatores de sazonalidade e intermitência. A existência dessas fontes, atualmente, exige a presença de geradores controláveis, como usinas térmicas e hidrelétricas com reservatórios. A complementariedade desses dois tipos de fontes resulta em menores níveis médios de emissão e melhor aproveitamento de recursos naturais (MARKARD & HOFFMANN 2016).

1.3 Indústrias de Rede Enquanto Monopólios Naturais

Dentre as características econômicas usualmente presentes em indústrias de rede, a economia de escala destaca-se como típica de monopólios denominados *naturais*. Quando existem economias de escala para todas as quantidades produzidas inferiores ao tamanho do mercado, existe subaditividade de custos e os custos totais de produção de determinado bem ou serviço são minimizados quando apenas uma firma o oferta. Caso outra firma adicional o oferte, as duas firmas estarão operando em escalas produtivas mais ineficientes e apresentarão custos médios consideravelmente mais elevados do que o da firma individual (PINDYCK & RUBINFELD, 2012; VARIAN, 2014; BAUMOL, 1986). O Gráfico 1 ilustra o caso de um mercado cujo bem possui características de produção que o tornam um monopólio natural.

Gráfico 1 – Exemplo de Mercado Com Retornos Crescentes de Escala na Função de Produção



Fonte: Elaboração Própria

O Gráfico 1 representa o comportamento de oferta e demanda, onde está representada a curva de demanda total do mercado, com inclinação negativa, e as curvas

de custo marginal e de custo médio. Observa-se que para a função de produção do bem em consideração os custos médios são decrescentes para todas as quantidades potencialmente demandadas pelos consumidores. O custo médio atinge o nível mínimo no ponto C, quando iguala ao custo marginal crescente. Neste ponto, a firma atinge a escala mínima eficiente. Nenhuma firma confrontada com essas condições tecnológicas de produção e tamanho de mercado poderia ofertar o bem ao custo marginal (ponto A, abaixo do custo médio), pois a escala à qual seria possível essa oferta seria tão ineficiente que geraria prejuízos. A firma sempre terá que operar sobre a curva de custo médio para que exista viabilidade econômica, visto que a escala mínima é maior que o mercado, impossibilitando a igualdade entre o custo médio e o custo marginal. Neste caso, a melhor solução é a oferta do bem ou serviço ao custo médio por apenas uma firma produtora, visto que a divisão do mercado com mais firmas deslocaria a curva de demanda das firmas para a esquerda e elevaria o custo médio das firmas (PINDYCK & RUBINFELD, 2012; VARIAN, 2014).

Uma potencial consequência de um mercado atendido por um monopolista é a utilização de poder de mercado para a maximização do lucro. Sem possibilidade de substituição, os consumidores estão restritos à aquisição de bens da firma monopolista. Então a firma possui liberdade para fixação do preço, não sofrendo o risco de perda total do mercado ao fixá-lo acima do custo marginal. O resultado imediato de preços acima do custo marginal é a perda de bem estar social, visto que consumidores serão defrontados com preços mais altos e a quantidade consumida será menor que em mercados concorrenciais (PINDYCK & RUBINFELD, 2012; VARIAN, 2014).

No entanto, a condição de monopólio natural não é suficiente para render a esta firma o poder de mercado por meio de determinação de preço. Ou seja, a existência de retornos crescentes de escala ao longo do mercado relevante e a prevalência de condições

de monopólio natural não asseguram que esta firma possa cobrar um preço acima do custo médio. Caso a natureza dos custos desse mercado seja de investimentos e custos fixos reversíveis, a firma sofrerá pressão externa para a manutenção de preços ao nível do custo médio. Se a firma cobrar um preço superior ao custo médio, poderá atrair a entrada de uma nova firma. Esta firma entrante seria capaz de entrar, cobrar um preço entre o custo médio e o preço de monopólio da firma incumbente, teoricamente atraindo o mercado como um todo, e realizar lucros positivos. Como os investimentos e os custos são reversíveis, ela seria capaz de realizar lucros e sair do mercado antes de possibilidade de retaliação pela incumbente. Este tipo de prática é denominada *hit and run*. A mera ameaça de *hit and run* seria suficiente para a manutenção de preços ao nível do custo médio pela firma incumbente (BAUMOL & WILLIG, 1981).

É nesse contexto que a característica econômica de custos afundados, tão presente nas indústrias de redes, torna-se relevante. Segundo Baumol & Willig (1981), é essa característica que gera barreiras à entrada e permite que monopolistas determinem o preço de monopólio. Custos afundados geram custos de saída do mercado, propiciando vantagens competitivas às firmas incumbentes e impossibilitando as práticas de *hit and run*. Neste caso uma firma em um mercado com características tecnológicas de produção onde estão presentes retornos crescentes de escala e custos afundados poderá exercer o poder de mercado de monopólio. É sob este contexto econômico que muitas indústrias de rede operam.

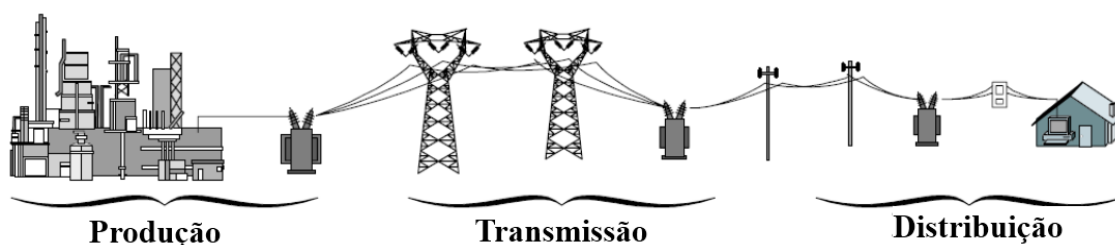
1.4 Distribuição de Energia Elétrica Enquanto um Serviço de Rede

Usualmente, a produção de eletricidade é realizada por usinas de grande porte. As usinas tradicionais e com maior participação nos sistemas elétricos ao redor do mundo são as térmicas, seja por queima de combustível fóssil ou por reação nuclear, e as hidrelétricas. A existência de economias de escala para a geração por meio destes três

tipos de tecnologia justifica a geração a partir de usinas de grande porte. Por motivos econômicos relacionados a custos locacionais, poluição do ar, níveis sonoros de operação, ou ainda por restrições geográficas, como no caso das usinas hidrelétricas, elas geralmente localizam-se distantes dos centros consumidores (MELHEM, 2013; DAS, 2007).

Entre o processo de geração de eletricidade e o fornecimento aos consumidores finais existem diversas etapas a serem executadas dentro do setor elétrico. Uma vez gerada a eletricidade, ela precisa ser transmitida até as proximidades dos centros de cargas, em função da distância existente, conforme supracitado. O transporte de grandes volumes de eletricidade por longas distâncias é realizado por linhas de transmissão em alta tensão, de maneira a reduzir as perdas elétricas inerentes a este serviço produtivo. Quando próxima aos centros de carga, existe a necessidade de capilarização da condução da eletricidade para que possa chegar a todos os consumidores. Esta etapa que une as linhas de transmissão a cada um dos consumidores é realizada pela rede de distribuição. O setor elétrico é segmentado em três grandes etapas dentro da indústria: geração, transmissão e distribuição (DAS, 2007). A Figura 5 ilustra a separação dos três segmentos:

Figura 5 – Segmentação do Setor Elétrico



Fonte: Adaptado de HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE (2011)

Segundo HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE (2011, p. 17-18), “sistemas elétricos foram tradicionalmente concebidos enquanto estruturas verticalmente organizadas, onde a energia elétrica era transferida seguindo um padrão *top-to-bottom*: geração, transmissão, distribuição, consumidor”. A geração é até os dias de hoje realizada, em sua maior parte, por grandes usinas centralizadas que utilizam as infraestrutura das redes de transmissão para chegar até a rede de distribuição, onde finalmente a energia elétrica é conduzida aos consumidores (MELHEM, 2013).

Esse tipo de estrutura física verticalmente organizada pode ser analisada enquanto uma rede do tipo árvore (conforme observado na Seção 1.1), onde o recurso centralizado emite o bem ao longo da rede em direção aos outros nós, sem fluxos em sentido oposto. As grandes usinas de geração, sejam estas usinas hidrelétricas ou grandes plantas térmicas que utilizam combustíveis fósseis ou energia nuclear para gerar energia, são os recursos centrais nas redes do sistema elétrico (GOTTINGER, 2003).

Sistemas elétricos podem assim ser classificados como indústrias de redes e a compreensão das particularidades inerentes a esses complexos sistemas torna-se possível com uma análise segmentada. Eles podem possuir dimensões continentais e cobrir áreas geograficamente extensas. Conforme MELHEM (2013, p. 35), “[um] grande sistema metropolitano de concessionárias pode ter que atender a mais de 200 mil localizações distribuídas em áreas com mais de 13 mil quilômetros quadrados”.

A análise da rede formada pelo setor elétrico conduz à classificação das usinas enquanto nós, os quais representam os recursos centrais. No entanto, todas as ligações de nós a partir do recurso central é realizada pelos serviços de transmissão e de distribuição, por meio de redes físicas. Embora redes de transmissão e de distribuição possuam algumas semelhanças físicas, seus objetivos e funções divergem, exigindo investimentos

físicos que atendam a funções e magnitudes distintas (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011).

As redes de transmissão recebem a energia elétrica diretamente das usinas geradoras. Entre uma usina e as redes de transmissão são posicionados transformadores para elevar a voltagem¹⁵, visto que a geração ocorre usualmente entre 11 kV e 25 kV, e as redes de transmissão convencionalmente funcionam entre 66 kV e 1100 kV (DAS, 2007)¹⁶. Quando o transporte é para indústrias conectadas diretamente às linha de alta tensão, as linhas de transmissão entregam a energia diretamente às mesmas. Quando a energia é destinada a cargas menores, como consumidores residenciais e comerciais, a transmissão é realizada até subestações, onde a energia é adaptada para as redes de distribuição que a conduzirão até os consumidores finais.

Dessa maneira, o segmento de transmissão é composto por: transformadores posicionados proximamente aos geradores, cabos de transmissão, postes de sustentação e por subestações que transformam a energia para que possa ser utilizada pela rede de distribuição (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011). Um grande diferencial em relação às redes de distribuição é que as redes de transmissão foram originalmente planejadas, e até hoje atuam, como fluxos bidirecionais. A importância desta bidirecionalidade é a função de balanceamento entre diferentes regiões, permitindo aproveitamento de complementariedades temporais e geográficas, aumentando a

¹⁵ O transporte de energia elétrica para longas distâncias é mais eficiente em elevada voltagem (MELHEM, 2013).

¹⁶ As redes de transmissão realizam o transporte da eletricidade em voltagens muito elevadas, acima de todas aquelas encontradas no restante do setor elétrico. O motivo para isso é que a transmissão de eletricidade está sujeita a perdas, as quais são reduzidas com a transmissão sendo realizada em alta voltagem. De uma perspectiva física, as perdas escalam com o quadrado da corrente dos cabos que conduzem a eletricidade. Pela Lei de Ohm, $P = C.V$, onde P representa a potência em watts, C a corrente em ohms e V a voltagem em volts. Ou seja, a potência gerada pela usina pode ser transmitida por combinações de voltagem e corrente. Como a minimização da corrente conduz à minimização de perdas, a voltagem precisa ser elevada de modo a compensar uma corrente mais baixa. Um motivo adicional é relacionado ao peso dos cabos. Quanto maior a corrente, maior deve ser o diâmetro dos cabos, elevando o peso e a necessidade de investimento em infraestrutura (DAS, 2007).

segurança e a flexibilidade do sistema elétrico como um todo (ARRILLAGA, 2008). Para a coordenação de todos esses fluxos, as redes de transmissão são operadas ativamente por operadores do sistema elétrico (MELHEM, 2013).

Entre a rede de transmissão e a de distribuição existe uma rede denominada de subtransmissão. Esta rede começa nas subestações de transmissão, onde a energia sofre redução de voltagem e é dividida em um maior número de linhas. Cada uma dessas linhas é direcionada a uma das várias subestações da rede de distribuição, onde termina a rede de subtransmissão. Assim como no caso das subestações de transmissão, as subestações de distribuição possuem a função de redução da voltagem, que atinge por fim valores abaixo de 50 kV, embora o valor exato seja sujeito a grande variações em virtude de diversas características locais (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011). A rede de distribuição inicia-se nas subestações de distribuição. Seguindo a lógica do fluxo de energia em direção aos consumidores, após as subestações, a energia é conduzida para os alimentadores.

Os alimentadores são linhas elétricas destinadas a transportar energia elétrica em média tensão e possuem a função de “divisão da carga” que foi transmitida desde os geradores até as subestações da rede de distribuição. O número de alimentadores possíveis emanando de cada subestação pode variar desde apenas um até mais de oitenta (MELHEM, 2013). O número de cabos elétricos empregados no serviço de distribuição elétrica é muito mais elevado que no de transmissão. Na França, por exemplo, enquanto a distância total percorrida por cabos de transmissão é de aproximadamente 100 mil quilômetros, a distância total percorrida pelos cabos da rede de distribuição é superior a 1,2 milhão de quilômetros (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011).

Diferentemente das redes de transmissão, onde fluxos bidirecionais ocorrem, as redes de distribuição foram originalmente concebidas como redes unidirecionais¹⁷, onde os fluxos são ditos radiais (unidirecionais) (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011). Do ponto de vista de topológico, as redes de distribuição possuem os seguintes nós: as subestações, um elevado número de transformadores, e os relógios das residências e comércios que consomem a energia fornecida pelas firmas distribuidoras.

Do ponto de vista do setor elétrico como um todo, à medida que a rede se afasta dos recursos centrais (geradores), ela vai tornando-se cada vez mais pulverizada. Os números de nós cresce à medida que a árvore é percorrida no sentido geração-consumidor. “[Um] sistema elétrico que atenda a centenas de milhares de consumidores poderá ter 50 linhas de transmissão, 100 subestações, 600 alimentadores e 40.000 transformadores” (MELHEM, 2013, p. 42). Observa-se então que as redes de distribuição elétrica são muito mais pulverizadas do que as de transmissão, possuindo topologias com um maior número de nós (transformadores são muito mais numerosos que subestações, por exemplo).

A energia segue pelas redes de distribuição de maneira passiva e, na maioria das vezes, não há controladores de rede, diferentemente do caso das redes de transmissão. Próximo às residências e comércios, nos aglomerados urbanos ou rurais, as voltagens são reduzidas uma última vez pelos transformadores, de maneira a adequá-la aos padrões das instalações dos consumidores. Na Europa a voltagem é 220 V, nos EUA e no Brasil, 110 V (MELHEM, 2013). Toda essa capilaridade das redes de distribuição implica em um volume de ativos físicos muito elevado.

O argumento clássico para a afirmação da existência de economias de escala nos serviços de transmissão e distribuição elétrica passa pela duplicação (ou incremento

¹⁷ A geração distribuída está a mudar esse atributo.

múltiplo, a depender do número de firmas concorrentes) da rede em caso de oferta do serviço por mais de uma firma. Nesse caso, haveria um elevado número de cabos, postes, subestações, transformadores, alimentadores e outros bens físicos multiplicados pelo número de firmas, o que certamente representaria um custo médio muito mais elevado quando os consumidores fossem divididos, reduzindo a diluição dos custos fixos. O custo de oferta do serviço para cada uma das firmas seria igual ao da firma monopolista. Como resultado, o custo total agregado seria igual a um múltiplo do custo da firma monopolista (MELHEM, 2013; VARIAN, 2014; HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011).

Os ativos empregados nas redes de distribuição possuem elevado grau de especificidade. Equipamentos como alimentadores e transformadores utilizados em redes de distribuição não possuem emprego direto em outra atividade, vistas as especificidades sob as quais estes trabalham. Os postes e cabos também não possuem uso alternativo direto, visto que, por exemplo, os cabos utilizados nas redes de transmissão operam entre 50 e 2.000 MW, enquanto que os utilizados nas redes de distribuição operam entre 2 e 35 MW, não possuindo qualquer interseção operativa, conforme analisado anteriormente (MELHEM, 2013). Essas propriedades os caracterizam enquanto custos afundados.

Outras características dos serviços de distribuição elétrica são externalidades de rede e padrões tecnológicos de complementariedade e compatibilidade. As externalidades de rede são oriundas da integração do sistema elétrico, onde todos os agentes possuem elevado grau de interdependência. Adições de fontes de geração intermitentes, por exemplo, podem causar desequilíbrios elétricos ao longo dos dias e exigir respostas do lado da demanda ou geração de *backup*, que pode tornar mais cara a energia. Por sua vez, grande parte da entrada de novas fontes se deve à entrada de novos nós consumidores, elevando a demanda total (MELHEM, 2013; DAS, 2007). Em relação à adoção de padrões tecnológicos, isto é decorrência do elevado número de diferentes componentes

físicos necessários para o funcionamento do sistema elétrico. Voltagens são definidas por padrões nacionais, não apenas para o consumidor final, mas também para transmissão e distribuição a nível de alimentadores, de modo a reduzir custos e gerar um ambiente de previsibilidade (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011).

Portanto, sistemas de distribuição elétrica são redes que, tradicionalmente e ainda hoje, em sua maior parte, realizam fluxos radiais entre as subestações e os consumidores finais. Possuem funções de produção caracterizadas por retornos crescentes de escala (pelo menos até determinada escala mínima de operação, não apresentando deseconomias de escala) e os seus investimentos físicos possuem atributos de custos afundados. A presença de externalidades de rede rendem à firma incumbente a vantagem de primeiro movimento. Essas características econômicas tornam o serviço classificável enquanto monopólio natural com barreiras à entrada. Adicionalmente, é uma rede marcada por padrões tecnológicos regulamentados.

1.5 Distribuição de Energia Elétrica Enquanto um Serviço Público

É importante realizar a classificação da distribuição de energia elétrica acerca da qualidade desta enquanto um serviço público. Serviços públicos com características de monopólio devem ser tratados de maneira distinta que os demais serviços, visto que o poder de mercado das firmas monopolistas afeta as condições de oferta do serviço, causando potencialmente impactos sociais e econômicos mais significativos sobre serviços públicos.

Segundo Carvalho Filho (2009), a despeito de certa unanimidade em relação à dificuldade de definição do termo *serviço público* em um sentido objetivo¹⁸, ele é formado pela consideração conjunta dos seguintes critérios:

1. *Critério Orgânico*: seriam aqueles serviços prestados pelo Estado. Esta noção clássica está defasada em função da criação de mecanismos que permitem a concessão ou autorização de execução de serviços públicos por outros agentes que não o Estado.
2. *Critério Formal*: seriam aqueles disciplinados por regime de direito público. O critério, segundo Carvalho Filho (2009), é insuficiente, visto que quando alguns serviços públicos não são realizados pelo Estado propriamente, são regidos por regimes mistos.
3. *Critério Material*: seriam os serviços que atendem “direta e essencialmente à comunidade” (CARVALHO FILHO, 2009, p. 348). A limitação, segundo o autor, é que existem atividades que não atendem aos indivíduos diretamente, mas que atuam a favor destes, mesmo que indiretamente.

A definição utilizada por Carvalho Filho (2009, p. 350) para serviços públicos é: “[...] toda atividade prestada pelo Estado ou por seus delegados, basicamente sob regime de direito público, com vistas à satisfação de necessidades essenciais e secundárias da coletividade.” Ou seja, a não prestação direta do serviço público não o descaracteriza, pois, a nível básico, estará regulado por regime de direito público e deverá atender a alguma necessidade coletiva.

¹⁸ Existem o sentido objetivo e o sentido subjetivo dos serviços públicos. No enfoque subjetivo, os serviços públicos são aqueles performados pela máquina estatal, incluindo atividades de fiscalização e outras mais, administrativas. O enfoque objetivo possui um caráter mais amplo, abarcando também aqueles agentes que executam alguns dos ditos serviços públicos (CARVALHO FILHO, 2009).

Embora não existam critérios perfeitamente parametrizados para a definição do conceito de essencialidade de bens e serviços, há pouco espaço para dúvida quanto à classificação de serviços de energia elétrica enquanto um serviço essencial.

Inegavelmente inúmeras são as necessidades básicas que compõe a vida do homem contemporâneo. Essas necessidades vão muito além do acesso à alimentação, saúde ou educação, pois a própria manutenção da saúde, boa alimentação, ou ainda o exercício do direito à educação, que são direitos fundamentais assegurados pelo art. 5º da Constituição Federal brasileira, dependem, atualmente, do acesso a outros bens, que devem ser considerados, também, como básicos para a concretização da vida digna. Nesse ínterim, é possível incluir, dentre os bens atualmente indispensáveis ao homem contemporâneo, o acesso à energia elétrica (PES e ROSA, 2012, p. 1).

Carvalho Filho (2009) define o fornecimento de energia elétrica enquanto um serviço público delegável, ou seja, que o estado tem a capacidade de transferir a execução. Em grande parte, isso se deve à característica de serviço econômico, inerente ao fornecimento de eletricidade, em oposição a um serviço social. Trata-se de um serviço econômico por ser capaz de render lucro em uma situação de forças de mercado (ainda que possa originar um monopólio com barreira à entrada, como no caso da indústria de distribuição). Serviços sociais não possuem tal capacidade. Adicionalmente, é um serviço de utilidade pública, em oposição à noção de serviço administrativo, visto que não tem como finalidade a organização das atividades estaduais, mas sim de atender diretamente a uma utilidade pública.

Alguns princípios balizam os padrões dos serviços públicos, a despeito da diferença que pode existir em virtude das particularidades de cada um deles (CARVALHO FILHO, 2009). Alguns dos principais são:

- (i) *Generalidade*: os serviços públicos devem ser os mais abrangentes possíveis, englobando o maior número possível de indivíduos. Além disso, não deve existir discriminação entre os indivíduos atendidos. Ou seja, não podem haver preferências arbitrárias por parte do prestador do serviço, seja este o estado ou um órgão delegado.
- (ii) *Continuidade*: implica a não interrupção da prestação desses serviços. Complementarmente, deve-se buscar a adequação destes à condições tecnológicas presentes, de forma a mantê-los adaptados às novas necessidades. Consideração deve ser realizada em relação à descontinuidade do serviço sob determinadas condições, como por exemplo, por razões técnicas ou de segurança das instalações.
- (iii) *Eficiência*: segundo este princípio, a execução da atividade final deve ser realizada com o menor dispêndio possível, seja este de recursos como tempo, energia ou materiais. A Emenda Constitucional nº 19/98 incluiu no art. 37 da Constituição Federal o princípio da eficiência.
- (iv) *Modicidade*: o significado deste princípio é de que a remuneração pelos serviços prestados deve ser realizada com preço módicos, considerando ainda a restrição financeira dos indivíduos a quem o serviço é direcionado, de maneira a evitar a exclusão de parte destes. Sob este princípio, o serviço público não deve objetivar a maximização do lucro, mas apenas ser remunerado com vistas a cobrir o dispêndio necessário para a boa gestão do serviço.

Conforme analisado na Seção 1.4, o serviço de distribuição de energia elétrica possui características econômicas de monopólio natural com barreiras à entrada, implicando que em condições de livre mercado, esse serviço econômico pode conduzir a

preços muito elevados e quantidades inadequadas, causando prejuízos do ponto de vista do bem-estar social (PINDYCK & RUBINFELD, 2012; VARIAN, 2014). O serviço de distribuição de energia elétrica, enquanto um serviço público, deve ser controlado e regulamentado por uma entidade federativa competente, de maneira a honrar os princípios supracitados (CARVALHO FILHO, 2009). Para tanto, torna-se necessária a existência de uma autarquia (ou agência reguladora) para a realização da regulação (CARVALHO FILHO, 2009), de maneira a atender aos princípios essenciais dos serviços públicos. No Brasil a agência governamental que regula a atividade do setor elétrico é a ANEEL, criada em 1997. Cabe a esta agência realizar a regulação do serviço de distribuição elétrica por meio da fixação de tarifas, da determinação (e posterior avaliação) das condições de oferta do serviço, e de outras funções¹⁹.

¹⁹ Detalhes de algumas dessas funções serão expostos no segundo capítulo.

CAPÍTULO 2 - AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Neste capítulo serão examinadas, de forma sintetizada e detalhada, as condições sobre as quais o serviço regulado de distribuição elétrica deve ser fornecido pelas empresas concessionárias. Posteriormente serão analisados os procedimentos necessários para a execução dos serviços, contemplando os esforços operacionais e as necessidades de investimentos físicos e manutenção. A última parte será dedicada ao exame do mecanismo de remuneração dos serviços de distribuição, com ênfase na estrutura tarifária.

2.1 Condições de Oferta do Serviço de Distribuição no Brasil

De maneira genérica, a função a ser desempenhada pelo serviço de distribuição elétrica é a de fornecer a eletricidade proveniente das redes de transmissão a cada um dos consumidores (LAKERVI & HOLMES, 2008). No entanto, esse objetivo pode ser atingido de diversas maneiras, com diferentes níveis de eficiência, de custos, de segurança e com diversos padrões técnicos. No Brasil, a agência reguladora que determina as condições de fornecimento dos serviços de distribuição elétrica é a ANEEL. Atualmente, as condições de fornecimento são definidas pela Resolução Normativa (REN) Nº 414, firmada em 9 de setembro de 2010. A determinação dessas condições é necessária para o atendimento aos princípios que balizam os padrões dos serviços públicos (apresentados na seção 1.5).

De acordo com o Artigo 138 da REN 414, é obrigação da distribuidora o atendimento por meio do fornecimento de eletricidade a todas as unidades consumidoras que estejam na área de concessão e sejam de caráter permanente, contanto que as suas

instalações elétricas satisfaçam condições técnicas de segurança²⁰. Adicionalmente, as distribuidoras devem atender aos consumidores de maneira isonômica, prestando a estes últimos toda a informação necessária para a defesa do interesse dos mesmos (ANEEL, 2010.a).

A adequação do serviço de fornecimento de energia elétrica exige “regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidades tarifárias” (ANEEL, 2010.a, p. 95). Exceto em casos emergenciais que coloquem em risco a segurança dos consumidores ou a integridade da estrutura do setor elétrico, os serviços não devem ser descontinuados. O termo *atualidade* implica na utilização de tecnologias e equipamentos modernos, assim como na manutenção e expansão do serviço.

Eficiência exige que o serviço de distribuição seja atendido respeitando a todas as condições de fornecimento sem no entanto incorrer em desperdícios de recursos. A instalação de ativos obtidos aos menores preços possíveis, no volume necessário e exigido ao atendimento dos serviços exemplifica prática eficiente²¹. A ANEEL é responsável pela revisão e aprovação dos investimentos, apenas autorizando e validando-os em casos onde existe razoabilidade alocativa (ANEEL, 2017). Todo investimento realizado pela distribuidora é analisado e sujeito a classificação enquanto elegível ou não elegível. Caso classificado como elegível, o investimento pode incorporar a base de ativos remunerados, caso contrário, não é incorporado. A distribuidora é exclusivamente remunerada pelos ativos que estão incorporados na base de ativos remunerados (ANEEL, 2015.a)²².

²⁰ Existem algumas exceções, como no caso de alguns consumidores industriais com demanda elétrica superior a 50 kW, para os quais o atendimento não é gratuito (ver Art. 40 da REN 414).

²¹ Deve-se fazer menção à existência de *tradeoff* entre qualidade e custos. Nem sempre o equilíbrio entre os dois é bem definido.

²² Maiores detalhes serão apresentados em seção posterior deste trabalho.

Outro ponto a ser considerado dentre as condições que regulamentam a prestação do serviço é a exigência de fornecimento de medidores nas unidades consumidoras, às suas expensas (no entanto incorporado à sua base de remuneração). Ou seja, sob a ótica analítica utilizada no primeiro capítulo, os nós compostos pelos equipamentos de medição são adições de capital de responsabilidade das distribuidoras (ANEEL, 2010.a).

As distribuidoras possuem a responsabilidade de realizar, anualmente, estudos de projeção de demanda com horizonte de dez anos. Elas têm liberdade para escolha do modelo e os resultados do mesmo devem ser validados pela ANEEL. A agência reguladora exige que as distribuidoras mantenham informações do sistema de distribuição e dos seus acessantes em sistemas de informações geoprocessadas. Os dados de entrada e os resultados dos modelos devem ser arquivados pelas distribuidoras por um período mínimo de dez anos. O planejamento deve incluir ainda a participação da geração distribuída (ANEEL, 2016.a). Estas estimativas são a base para a realização dos leilões de Energia Nova A-3 e A-5.

A importância do planejamento com horizonte temporal de até dez anos é a possibilidade que este concede a uma melhor avaliação de investimentos alternativos. De maneira geral, as distribuidoras contemplam pelo menos duas alternativas técnicas distintas, nas quais são considerados “os custos de investimentos, os valores terminais, custos de juros, depreciação, impostos, e custos variáveis ou fixos relacionados aos mesmos” (CHAMBERLIN & HUMPHREY, 2003, p.6). Dado que a vida útil de grande parte desses investimentos é superior a vinte anos, os custos são considerados por pelo menos dez anos.

Adicionalmente, é responsabilidade das distribuidoras a compra de energia para repasse aos consumidores. O Artigo 2 do decreto nº 5.163/2004 regulamenta que as

distribuidoras são responsáveis por garantir o atendimento de 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (ANEEL, 2017.a)

Em suma, as distribuidoras devem realizar os investimentos físicos nas redes de distribuição, incluindo o posicionamento das subestações, configuração dos alimentadores, instalação de postes, cabos, transformadores e medidores. A elas cabe também a tarefa de manutenção e operação dos equipamentos, assim como a medição e cobrança da energia consumida pelos consumidores. É responsabilidade das distribuidoras a aquisição de energia para o atendimento a todo o seu mercado. Em algumas instâncias as atividades podem incluir ainda a oferta da iluminação pública. Todos esses serviços devem ser realizados respeitando critérios de eficiência alocativa, segurança e continuidade do fornecimento.

A ANEEL realiza contínua fiscalização com objetivo de orientação e execução dos princípios que devem reger o fornecimento do serviço de distribuição elétrica. Indicadores técnicos, de desempenho e comerciais são empregados para a avaliação. Dois tipos principais de indicadores são utilizados para a aferição da qualidade do serviço:

- (i) Indicadores de percepção dos consumidores sobre o serviço prestado; e
- (ii) Indicadores técnicos de avaliação de desempenho.

Para os indicadores de percepção dos consumidores são utilizados (ANEEL, 2017):

- (i) Dados de reclamações de consumidores realizadas nas Centrais de Atendimento da Distribuidora, Ouvidoria da Distribuidora e Ouvidoria da Aneel;
- (ii) Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC, que é o resultado da pesquisa junto ao consumidor residencial que a ANEEL realiza todo ano, desde o

ano 2000, para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica;

- (iii) Demandas de órgãos de controle como TCU, AGU, juízes e promotores representando grupo de consumidores.

Quanto aos indicadores de desempenho, existem:

- (i) Indicadores técnicos, que retratam a qualidade do fornecimento de energia, tais como os que medem o número e a duração das interrupções de fornecimento de energia²³; e
- (ii) Indicadores comerciais, que retratam a qualidade do atendimento às demandas dos consumidores da distribuidora.

2.2. Funcionamento das Distribuidoras

O serviço de distribuição pode ser decomposto em dois tipos principais de atividades:

- (i) Instalação de equipamentos físicos de rede com a função de atender a expansões da rede de distribuição; e
- (ii) Operação e manutenção da rede. A instalação de equipamentos físicos exige planejamento para que possa ser realizada de maneira eficiente.

O planejamento de curto, médio e longo prazo é uma das principais atividades das concessionárias de distribuição. A operação e a manutenção da rede envolvem a execução da manutenção das linhas, subestações e transformadores, reposição de equipamentos danificados, poda de árvores, assim como também a realização de serviços comerciais,

²³ Alguns exemplos são o FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora) e o DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora).

como corte e religação, inspeção das unidades consumidoras e faturamento (GÖNEN, 2014; LAKERVI & HOLMES, 2008; MATOS, 2014).

2.2.1 Planejamento da Rede de Distribuição

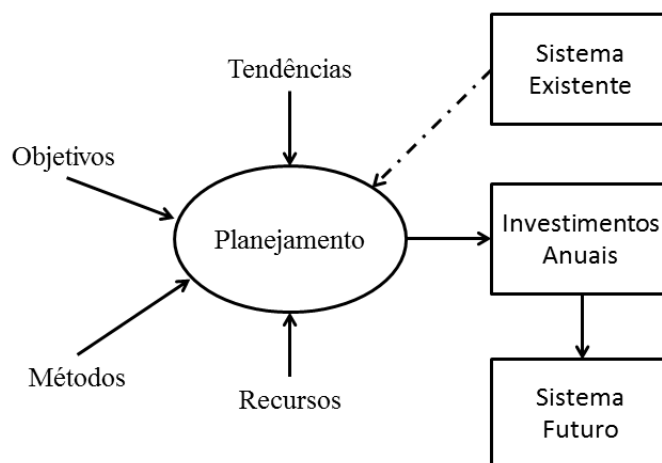
De acordo com GÖNEN (2014, p.1), o objetivo do planejamento das redes de distribuição é “garantir que o crescimento da demanda possa ser satisfeito por adições tecnicamente adequadas e economicamente razoáveis do sistema de distribuição”. Os requisitos técnicos impostos pela regulação possuem importante participação na definição da qualidade da oferta e na segurança do sistema. Tendências econômicas relacionadas ao crescimento da produção, do consumo e da população são utilizadas para projeções da demanda, componente essencial para o planejamento da rede de distribuição. Adicionalmente, restrições quanto à existência de recursos financeiros, de capital e mão de obra empregada devem ser consideradas (LAKERVI & HOLMES, 2008).

O processo de planejamento combina elementos técnicos e econômicos. Soluções técnicas para o atendimento do crescimento da demanda devem ser desenhadas considerando os requisitos regulatórios, tais como quedas máximas permitidas de voltagem e outros mais, e as condições atuais da rede, principalmente quanto à capacidade de atender aos picos de demanda. Custos de equipamento e instalação precisam ser computados para cada uma das possibilidades de expansão. Por fim, deve-se garantir que as soluções possam ser economicamente comparadas, o que geralmente requer a transformação das mesmas em anuidades e valores presentes para os custos²⁴ (LAKERVI & HOLMES, 2008). A Figura 6 abaixo apresenta um esquema simplificado dos dados

²⁴ Diversos procedimentos financeiros de fluxo de caixa e comuto de custos de oportunidade são empregados para essa fase (LAKERVI & HOLMES, 2008).

utilizados como variáveis de entrada no planejamento de investimentos anuais, com vistas ao sistema futuro.

Figura 6 – Esquema Simplificado de Dados de Entrada e Saída do Planejamento



Fonte: Adaptado de LAKERVI & HOLMES (2008)

2.2.1.1 Projeção de Demanda

De acordo com GÖNEN (2014), a projeção de carga é o aspecto mais importante do planejamento da expansão do sistema elétrico. Na Figura 6 este aspecto está sob a nomenclatura “tendências”.

Diversos fatores são considerados nos modelos de projeção de demanda. Projeções de crescimento demográfico, características geográficas, intensidade do uso do terreno (se há muitas construções urbanas ou se são regiões menos densas em edifícios), planejamento das cidades e municípios, planejamentos industriais, densidade da carga e diversos fatores históricos. A Figura 7 abaixo ilustra alguns dos dados mais importantes a serem considerados nas projeções de demanda.

Figura 7 – Principais Fatores Considerados nos Modelos de Projeção de Demanda



Fonte: Adaptado de GÖNEN (2014)

Outro aspecto muito importante do planejamento são as informações relacionadas ao comportamento do pico de demanda anual, visto que é o motivador mais importante para reforço e substituição de equipamentos. Embora a quantidade de energia elétrica (em GWh) que é conduzida pelos equipamentos ao longo do tempo reduza a vida útil dos mesmos, se eles demonstram incapacidade de atendimento à carga de pico de determinado período (em GW), eles são insuficientes e devem ser reforçados ou substituídos. A localização da carga e as características dos equipamentos locais são fatores essenciais. A análise deve ser feita com discriminação local, de maneira a sinalizar necessidades específicas e permitir o planejamento do desenho da rede. (SALLAM & MALIK, 2011; GÖNEN, 2014).

Para a obtenção de dados relativos à demanda de pico, projeções de crescimento do consumo por meio da análise de crescimento demográfico e industrial são realizadas em conjunto com outros fatores. A natureza das cargas, que inclui o padrão temporal dentro dos dias e das semanas, as participações relativas de cada um dos setores (industrial, doméstico, rural), as previsões meteorológicas e a localidade das fontes de geração e de

demanda são alguns dos fatores a serem considerados para o desenvolvimento de projeções de demanda de pico (SALLAM & MALIK, 2011).

Embora não existam metodologias de projeção de demanda que desempenhem melhor que todas as outras em todas as situações, algumas destacam-se como amplamente utilizadas para projeções de médio e longo prazo, importantes quando se considera a expansão do sistema de distribuição. As duas mais utilizadas são regressões econométricas e modelos de uso final da energia. As duas costumam ser combinadas para oferecer melhores resultados. Modelos de uso final da energia consideram a energia como um meio para o atendimento a determinadas demandas, como a alimentação de bens eletrodomésticos e bens de produção industriais. O foco deste modelo está nos padrões de utilização dos setores residencial, industrial e comercial, examinando que tipos de bens e com que frequência são utilizados em cada um dos setores. As regressões econométricas, que geralmente envolvem séries temporais, procuram prever o comportamento do consumo de energia por meio da relação deste com fatores como renda, tamanho das moradias, mudanças tecnológicas, nível de emprego e outros dados de natureza econômica (SALLAM & MALIK, 2011).

2.2.1.2 Desenho da Rede de Distribuição

Uma vez projetados os picos de demanda locais, é possível prosseguir com o desenvolvimento do desenho da rede de distribuição. Os consumidores são localmente agrupados, a nível de transformador, e a carga agregada destes é considerada na definição dos transformadores necessários. A carga agregada dos transformadores é então utilizada como dado para a análise da localidade e congruência das subestações da rede de distribuição, que recebem a energia elétrica da rede de subtransmissão. Ou seja, a partir da demanda projetada é possível seguir um caminho inverso ao do fluxo de energia da

rede e compreender as necessidades de expansão. A partir dos dados pode-se então observar, por exemplo, que alguns transformadores exigem substituição para atender a uma carga maior esperada. A mesma lógica se aplica às subestações, inclusive com a consideração da necessidade de novas subestações em locais distintos (GÖNEN, 2014).

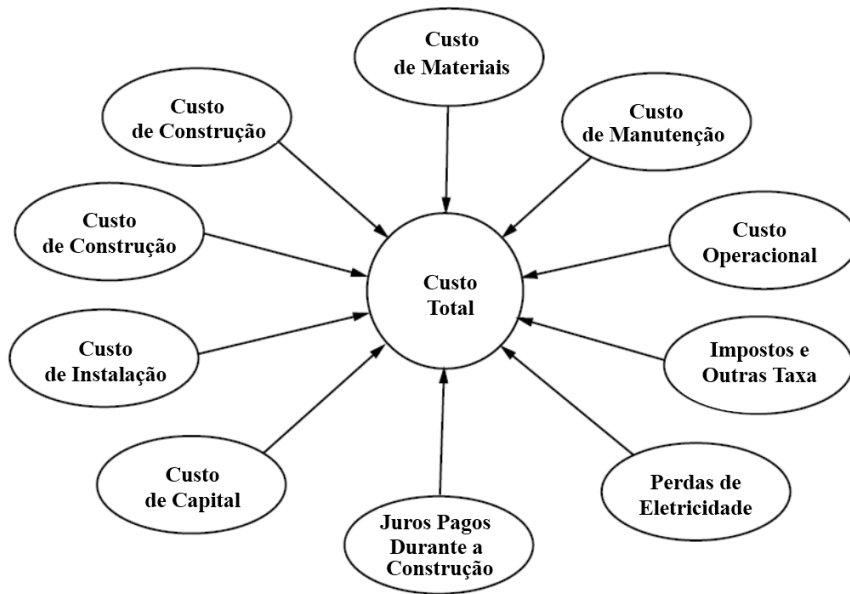
Dentro das decisões concernentes à formulação de desenhos e configurações de rede de distribuição, duas se destacam como basilares: a necessidade de reforço e aprimoramento de subestações e, quando necessário, o planejamento da localidade ideal para a instalação de uma nova subestação. A expansão técnica de uma subestação depende de diversos fatores. Primeiramente, subestações possuem um tamanho eficiente máximo, para o qual sucessivos incrementos técnicos passam a tornar-se ineficientes e dispendiosos em função de diversos fatores físicos. Ainda que uma determinada subestação não esteja no tamanho máximo eficiente, é possível que o local onde a mesma se situa possua restrições, impedindo o aumento de tamanho. Devem também ser consideradas a distância da carga que atende, assim como as limitações das linhas alimentadoras. Exames adicionais devem ser realizados para a análise da localidade mais efetiva de novas subestações. O preço do terreno e as condições de uso do mesmo, por exemplo. Para que um determinado local seja considerado potencial para a instalação de uma subestação, deve ser realizada uma análise prévia das configurações das linhas da rede de subtransmissão existentes. (GÖNEN, 2014; SALLAM & MALIK, 2011).

2.2.1.3 Realização dos Investimentos

Conforme mencionado na seção 2.2.1, o objetivo do planejamento do sistema de distribuição é a expansão eficiente da rede. Erros ou ausência de planejamento implicam em custos elevados, seja em função de subinvestimentos que causam sobreutilização dos equipamentos e maior número de falhas e acidentes, seja em função de

sobreinvestimentos que são transmitidos aos consumidores por meio de tarifas de eletricidade mais elevadas. A Figura 8 abaixo ilustra os componentes que formam o custo total de expansão do sistema de distribuição.

Figura 8 – Resumo dos Custos Totais de Expansão da Rede de Distribuição



Fonte: Adaptado de GÖNEN (2014)

SALLAM & MALIK (2011) pondera que o planejamento da rede de distribuição pode ser visto como uma função de minimização dos diversos tipos de custos, sujeita ao atendimento das restrições de qualidade e segurança impostas pela regulação vigente. Para captar a essência da restrição, o autor utiliza o conceito de custo de interrupção, que contempla os custos econômicos provenientes de falhas do serviço de fornecimento de energia. Sob essas condições, a função a ser minimizada é representada pela Equação 1 abaixo.

$$\text{Equação 1: } C. Tot = \int_0^T (C. Cap + C. Op. + C. Int.) dt$$

Onde,

T representa a vida útil média dos equipamentos a serem empregados nas possíveis soluções técnicas para a expansão da rede;

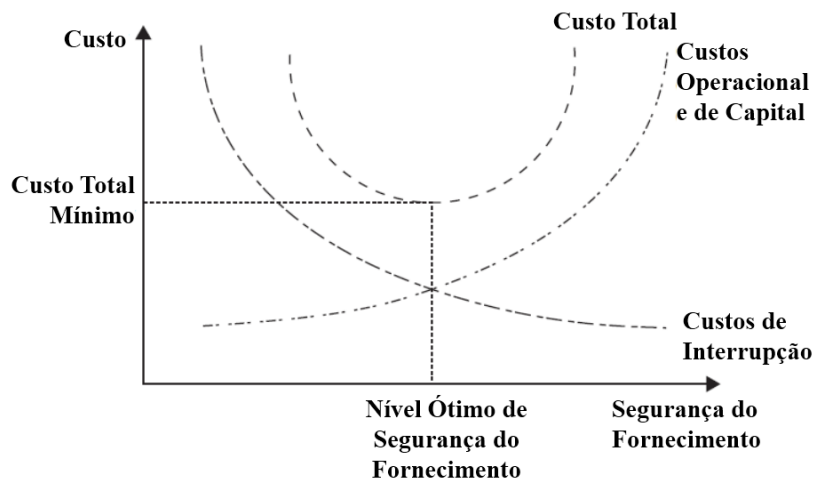
$C. Cap$ representa o custo de capital;

$C. Op.$ representa os custos operacionais; e

$C. Int.$ representa os custos de interrupção.

Ambos os custos de capital e custos operacionais aumentam com o aumento do capital físico investido em equipamentos que visam aumentar a segurança e reduzir os custos de interrupções. O oposto também é verdade. Ou seja, existe relação inversa entre os custos de capital e de operação e aqueles relacionados à interrupção do serviço de fornecimento de eletricidade. O Gráfico 2 abaixo apresenta graficamente o *tradeoff* e sugere o nível ótimo de segurança de fornecimento.

Gráfico 2 – Tradeoff dos Investimentos em Expansão da Rede de Distribuição



Fonte: Adaptado de SALLEM (2011).

No Gráfico 2 existe um ótimo teórico do nível de segurança do fornecimento, que é atingido quando acréscimos marginais de investimentos de capital e de elevação de custos operacionais geram reduções de custos de interrupção da grandeza semelhante. A partir desse ponto, acréscimos marginais possuem benefícios marginais inferiores aos custos marginais.

2.2.2 Operação e Manutenção das Redes de Distribuição

Matos (2014) realizou um estudo de caso para compreensão do direcionamento de custos em distribuidoras, a partir de dados de 2012 da CEMIG, concessionária de distribuição elétrica do estado de Minas Gerais. O autor encontrou três segmentos de operação e manutenção com maior relevância, os quais representavam 45% dos custos totais. São eles:

- (i) Execução da manutenção;
- (ii) Faturamento; e
- (iii) Execução de serviços comerciais.

A execução da manutenção foi estimada em cerca de um terço do custos totais. Esta seção utilizará esses três segmentos para ilustrar as operações das distribuidoras.

A manutenção dos equipamentos contempla cabos e redes, transformadores, e subestações. Algumas das principais atividades realizadas nas redes de baixa tensão, segundo são (MATOS, 2014):

- (i) Podas de árvores e limpeza de faixa.
- (ii) Substituição de equipamentos de proteção.
- (iii) Substituição de transformadores.
- (iv) Substituição de cabos condutores.
- (v) Manutenção preventiva das instalações físicas, como cabeamento e transformadores.
- (vi) Notificação de inadequações técnicas da rede a consumidores.
- (vii) Atendimento e inspeção a pontos de iluminação pública.
- (viii) Realização de diversos testes.

A manutenção de linhas de alta voltagem que pertencem à rede de distribuição possuem um perfil de manutenção distinto. Como essas linha operam em alturas muito elevadas, possuem riscos menores de acidentes por contato e tendem a apresentar menor incidência de falhas. Neste tipo de linhas a manutenção tem um caráter mais preventivo. A manutenção das subestações, por sua vez, exige grande qualificação técnica, em virtude da complexidade envolvida na manutenção das mesmas (MATOS, 2014).

O serviço de faturamento pode ser dividido em três atividades principais:

- (i) Leitura dos relógios das unidades consumidoras;
- (ii) Impressão das faturas; e

(iii) Entrega das faturas.

A leitura e a entrega das faturas exigem o deslocamento de funcionários para a inspeção e entrega na localidade. Este deslocamento pode ser realizado utilizando o transporte público, quando presente, ou veículos da concessionária em casos onde ele não está presente. Em alguns casos, quando se trata de consumidores de média e alta tensão, como consumidores comerciais e industriais, a leitura é realizada remotamente (MATOS, 2014). A periodicidade da leitura é mensal para consumidores urbanos e trimestral para consumidores rurais (ANEEL, 2010.a).

Quanto aos serviços comerciais, estes envolvem basicamente o corte de energia em caso de inadimplência e a religação, quando os consumidores já sanaram ou renegociaram a dívida. Adicionalmente, as concessionárias de distribuição realizam inspeções nas unidades consumidoras com o objetivo de detectar possíveis fraudes do sistema de medição de consumo elétrico. O corte de energia não é realizado de maneira automática e mecanizada, dispondo sempre de uma análise dos motivos e possíveis soluções.

Quando um consumidor está inadimplente a concessionária não necessita urgência na execução do corte. Essa atividade é feita com base em análises criteriosas da viabilidade e da eficácia da política de corte, que tem o objetivo de reduzir e desincentivar a prática da inadimplência por parte dos consumidores. Assim, a gestão da inadimplência pode decidir reduzir a quantidade de cortes em determinada região e aumentar em outra. Outro fator importante é a alocação de recursos orçamentários para o processo. Existem períodos em que os recursos estão mais escassos e priorizam-se processos urgentes, como a manutenção de redes, fazendo com que sejam reduzidos os cortes em determinado período (MATOS, 2014, p.61).

2.3 Custos Incorridos Pelas Distribuidoras

Os custos das distribuidoras de energia elétrica são classificados pela ANEEL enquanto custos gerenciáveis e não gerenciáveis. Os custos gerenciáveis são aqueles

sobre os quais as distribuidoras possuem poder discricionário. Estes custos são oriundos da operação das distribuidoras são de responsabilidade delas. Os custos não gerenciáveis são aqueles oriundos de atividades sobre as quais as distribuidoras não possuem poder discricionário e resultam do pagamento de atividade realizada por outros agentes do setor elétrico que não possuem relação direta com os serviços de distribuição (ANEEL, 2016.b).

2.3.1 Custos Não Gerenciáveis

Os custos não gerenciáveis são compostos pela compra de energia elétrica para o atendimento ao mercado cativo das distribuidoras, conforme disposto no Artigo 2 do decreto nº 5.163/2004 (mencionado na seção 2.1), conexão e uso de instalações de transmissão e de distribuição de outras concessionárias, e diversos encargos setoriais.

2.3.1.1 Custo de Energia

Toda a energia que é consumida pelos consumidores cativos das distribuidoras é adquirida pelas concessionárias de distribuição. A energia deve ser contratada no volume necessário para a satisfação do Mercado de Referência²⁵. O Mercado de Referência

[...] é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência

²⁵ É composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição. O Período de Referência definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica (ANEEL, 2017.e, p.3).

contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição
(ANEEL, 2017.e, p.3).

O Período de Referência definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica (ANEEL, 2017.e). De acordo com a ANEEL (2016.c) energia pode ser contratada a partir de:

- (i) Contratos firmados até 16 de março de 2004²⁶;
- (ii) Leilões realizados pelo estado para compra de energia de elétrica;
- (iii) Geração distribuída;
- (iv) Usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA²⁷; ou
- (v) Usina Itaipú Binacional

Os leilões constituem a principal forma de aquisição de energia das distribuidoras. O estado realiza leilões de energia em regime monopsônico, de maneira a atender todo o volume de demanda projetada pelas distribuidoras. Posteriormente, as distribuidoras firmam os contratos com as firmas vencedoras dos leilões, nas quantidades projetadas para os seus respectivos mercados (RAMOS, BRANDÃO & CASTRO, 2012).

2.3.1.2 Custo de Conexão e Uso de Instalações de Transmissão e Distribuição

No Brasil, o planejamento e a contratação dos serviços de transmissão e de conexão com os sistemas de distribuição são realizados de maneira centralizada, sendo os custos dos contratos compulsórios às concessionárias de distribuição, que os repassa aos seus

²⁶ A Lei 10.848/04, de 15 de março de 2004, alterou significativamente o marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Contratos já firmados até a referida data ainda são respeitados.

²⁷ Criado pela Lei nº 10.438/2002, o PROINFA tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (ANEEL, 2017).

consumidores. Eles são oriundos do uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica de Fronteira²⁸ ou Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado, uso e conexão de redes de distribuição e o transporte da energia proveniente da Usina Binacional Itaipú até a Rede Básica e o uso da mesma. Adicionalmente, contempla o uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

2.3.1.3 Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são custos, instituídos por lei, com a finalidade destinar recursos a determinadas atividades, ou fins, vistos como necessários pelo estado. Segundo a ANEEL (2017.c), os encargos são:

- (i) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- (ii) Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- (iii) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- (iv) Encargos de Serviços do Sistema e de Energia do Sistema – ESS e EER;
- (v) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- (vi) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE; e
- (vii) Contribuição do Operador Nacional do Sistema – ONS

A CDE possui diversos objetivos, dentre os quais:

²⁸ Conforme a REN nº 67, de 8 de julho de 2004, a Rede Básica é composta pelas instalações do Sistema Interligado Nacional (SIN) com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, enquanto a Rede Básica de Fronteira está composta pelas unidades transformadoras de potência do SIN com tensão superior igual ou maior de que 230 kV e tensão inferior menor de que 230 kV (ANEEL, 2017).

- (i) Promoção de competitividade de determinadas fontes, como eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional;
- (ii) Promoção da universalização do serviço de energia elétrica em todo o território brasileiro;
- (iii) Custeamento de subvenções econômicas, como as relacionadas à modicidade tarifária para consumidores de baixa renda;
- (iv) Promoção de recursos para a cobertura de dispêndio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC – e da Reserva Global de Reversão – RGR²⁹; e
- (v) Realização de outros serviços.

O PROINFA teve como objetivo o aumento da participação de fontes alternativas na geração do sistema elétrico brasileiro. Ela é determinada pelo Artigo 3 da Lei nº 10.438/2002³⁰ e pelo Artigo 2 da Lei nº 10.889/2004.

A CFURH é uma compensação financeira destinada aos estados, distrito federal e municípios pela utilização de recursos hídricos, exploração de petróleo ou gás natural, ou recursos minerais para a geração de energia elétrica.

Os Encargos de Serviços do Sistema e de Energia do Sistema são encargos destinados:

- (i) À compensação financeira de custos de geração por despachos fora da ordem de mérito, em função de restrições das linhas de transmissão; e

²⁹ A CCC é uma conta com a finalidade de subsidiar os custos da geração térmica (mais cara) para sistemas isolados, de maneira a respeitar o princípio da modicidade tarifária. A RGR é destinada ao financiamento de programas como o de universalização do serviço de energia elétrica, tais como “Luz Para Todos” e programas de eficiência energética (ANEEL, 2017).

³⁰ Posteriormente alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003

- (ii) Para remuneração de serviços ancilares, como reserva de potência operativa, reserva de capacidade e operação enquanto compensadores síncronos.

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica tem como objetivo destinar recursos para a remuneração das atividades de fiscalização dos serviços de energia elétrica. A taxa é de 0,4% do benefício econômico auferido pela concessionária fiscalizada.

O encargo destinado às atividades de pesquisa e desenvolvimento e de eficiência energética são oriundos da alocação de 1% da receita operacional líquida das empresas concessionárias e permissionárias de distribuição elétrica. P&D recebe 50% desses recursos, enquanto os programas de eficiência energética recebem os restantes 50%.

2.3.2 Custos Gerenciáveis

Os custos gerenciáveis são aqueles de responsabilidade direta da distribuidora. De maneira geral são os custos de mão de obra e força de trabalho, investimentos físicos em equipamentos, como aqueles destinados à composição da rede elétrica, computadores e edifícios, investimentos intangíveis em software e os relacionados à contratação de serviços de terceiros. Seus principais componentes são analisados a seguir.

2.3.2.1 Mão de Obra e Serviços de Terceiros

Os custos de mão de obra são aqueles destinados à remuneração dos profissionais empregados diretamente nos diversos serviços que constituem a operação e manutenção das redes de distribuição, assim como também àqueles que atuam em atividades de cunho administrativo. Alguns serviços, mesmo gerenciáveis podem ser realizados por terceiros.

Técnicos são empregados para realizar a manutenção das redes de distribuição e leitura dos relógios de consumo de energia elétrica. A reposição e expansão da rede

também exigem que engenheiros realizem o planejamento. Outros diversos profissionais são empregados em atividades administrativas, de faturamento, gestão de recursos e execução de atividades (MATOS, 2014).

2.3.2.2 Investimentos Físicos e Intangíveis

Os investimentos físicos compõe a maior parte dos custos de investimento das distribuidoras. Eles são realizados na rede de distribuição com a função de atender a diversas demandas técnicas. A ANEEL (2015.a) lista alguns dos principais investimentos físicos em equipamentos e máquinas:

- (i) Subestações;
- (ii) Linhas e redes de distribuição;
- (iii) Equipamentos de medição;
- (iv) Sistemas de telecomunicação;
- (v) Sistemas de despacho de carga; e
- (vi) Demais máquinas e equipamentos relacionados às oficinas de manutenção e ao almoxarifado.

Outros tipos de investimentos físicos incluem terrenos, edificações, obras civis, benfeitorias, veículos, móveis e utensílios. Os investimentos intangíveis são, de maneira geral, servidões e softwares (ANEEL, 2015.a.)

2.4 A Receita das Distribuidoras

A receita dos serviços de distribuição é adquirida por meio do pagamento de tarifas pelo consumo de eletricidade. A receita necessária para a remuneração dos serviços de distribuição é denominada de Receita Requerida pela ANEEL (ANEEL, 2017). Ela é decomposta em duas parcelas, denominadas Parcela A e Parcela B. Ambas as parcelas

são definidas pelos critérios de custos aos quais remuneram, sejam estes gerenciáveis ou não gerenciáveis.

A Parcela A inclui a remuneração de todos os custos não gerenciáveis das distribuidoras e é descrita pela Equação 2:

$$\text{Equação 2: } VPA = CE + CT + ES + RI$$

Onde:

VPA é valor da Parcela A;

CE é custo de energia;

CT é o custo dos serviços de transmissão;

ES representa os encargos sociais; e

RI representa as receitas irrecuperáveis.

O item *receitas irrecuperáveis* é composto de custos que as empresas concessionárias de distribuição não esperam que seja remunerado em função da inadimplência dos consumidores. Ele foi incluído na Parcela A após o ano de 2005 e é um item que possui relativa previsibilidade, podendo ser incluído na Parcela A de maneira a evitar perdas financeiras da distribuidora (ANEEL, 2017).

A Parcela B inclui a remuneração dos custos gerenciáveis. Os custos remunerados pela Parcela A são calculados e verificados pela ANEEL, sendo posteriormente repassados diretamente para as tarifas, independentemente da atividade das distribuidoras. Os custos remunerados pela Parcela B possuem um tratamento diferente, e o repasse dos mesmos à tarifa está sujeito à aprovação da ANEEL (ANEEL 2015.a; ANEEL, 2017.d).

Os custos gerenciáveis (Parcela B) podem ser divididos em: (i) custos operacionais; (ii) custos de capital; e (iii) custos de depreciação. Os custos operacionais incluem custos de pessoal, materiais, serviços de terceiros, tributos e seguros relacionados à atividade de distribuição, assim como outros mais. Os custos de capital são oriundos do custo de oportunidade do capital imobilizado em investimentos físicos e intangíveis, abordados na seção 2.3.2.2. A depreciação é decorrência do uso dos ativos (ANEEL 2015.a; ANEEL, 2017.d).

O cálculo da Parcela A é realizado anualmente, por meio do Reajuste Tarifário Anual, que também atualiza os custos da Parcela B por meio dos índices de inflação e aplicação do Fator X³¹. Os valores da Parcela B são recalculados apenas na Revisão Tarifária Periódica, que ocorre a cada um número de anos predefinido. A Revisão Tarifária Periódica não é única, pois ela não aborda, necessariamente, todos os itens da Parcela B simultaneamente, mas trata-os de maneira independente (ANEEL, 2017).

2.4.1 Remuneração dos Custos Operacionais

Para a remuneração dos custos operacionais a ANEEL utiliza uma abordagem que procura definir o nível eficiente de custos para a execução dos processos envolvidos na oferta do serviço de distribuição. Os custos operacionais aprovados regulatoriamente são função dos custos efetivamente praticados pelas distribuidoras, do nível eficiente de custos, estimado pela ANEEL, e das características da área de concessão. O nível eficiente de custos é determinado por técnicas de *benchmarking*³², as quais consideram os atributos específicos de cada distribuidora. A partir da definição dos custos eficientes

³¹ O Fator X é um índice com a finalidade de repasse parcial aos consumidores de ganhos de produtividade decorrentes do crescimento do mercado e do aumento de consumo dos consumidores existentes. Ele é fixado durante as revisões tarifárias e é empregado em reajustes anuais tarifários (ANEEL, 2017).

³² Geralmente através da análise de custos de várias distribuidoras com perfis semelhantes, procurando elucidar a causalidade por meio de técnicas de regressão econométrica (ANEEL, 2014.a).

as distribuidoras recebem metas de reduções de custos operacionais regulatórios a serem atingidas ao longo do ciclo tarifário. Essas metas são empregadas na geração de custos operacionais de referência a serem utilizados em cálculos posteriores da revisão tarifária. Em caso de diferença, parte desta é utilizada para alimentar trajetórias de redução de custos por meio do componente T do Fator X³³ (ANEEL, 2017.d). Portanto, as receitas direcionadas à remuneração dos custos operacionais são fiscalizadas e restritas aos volumes exigidos para a remuneração de firmas estimadas como eficientes, punindo financeiramente a firmas menos eficientes.

2.4.2 Remuneração do Custo de Capital e da Depreciação

O custo de capital e de depreciação das empresas que realizam a distribuição elétrica é dependente do volume e do custo dos investimentos. Nem todo o investimento realizado pelas firmas concessionárias é considerado eficiente e é aprovado pela ANEEL. Apenas os investimentos que integram a denominadas Base de Remuneração Regulatória (BRR) e Base de Anuidade Regulatória (BAR) são remunerados. A BRR é composta por (ANEEL, 2015.a):

- (i) Maquinas e equipamentos empregados na rede de distribuição;
- (ii) Edifícios, obras civis e benfeitorias;
- (iii) Alguns intangíveis, como servidões;
- (iv) Almoxarifado e oficina de manutenção; e
- (v) Obrigações especiais.

A BAR, por sua vez, é composta por ativo “não elétricos”, como (ANEEL, 2015.a):

- (i) Ativos intangíveis, como softwares;

³³ Um dos componentes do Fator X é o componente T, responsável por realizar o ajuste gradual dos custos das distribuidoras aos níveis de referência (ANEEL, 2017).

- (ii) Terrenos utilizados pela administração da empresa de distribuição;
- (iii) Edificações, obras civis e benfeitorias voltados para a administração da empresa;
- (iv) Máquinas e equipamentos utilizados na administração, como computadores e tais outros;
- (v) Veículos; e
- (vi) Móveis e Utensílios.

A inclusão de ativos nas BRR e BAR está sujeita ao atendimento de critérios definidos pela ANEEL. O primeiro deles é a elegibilidade. Apenas os ativos com a finalidade de atender a alguma necessidade dentro do serviço público de distribuição de energia elétrica podem ser incluídos nas bases regulatórias. Nesse caso, são denominados elegíveis. É o caso de equipamentos elétricos como transformadores. Investimentos realizados pelas empresas de distribuição em ativos com outras finalidades que não essa, como por exemplo bens cedidos a terceiros, não podem ser inclusos nas bases regulatórias e são denominados inelegíveis (ANEEL, 2015.a).

Posteriormente à classificação de ativos enquanto elegíveis, existe o procedimento de avaliação, baseado nos resultados das inspeções de campo, cuja finalidade é verificar as características e condições operacionais dos mesmos³⁴. Todos os equipamentos e máquinas inclusos na seção 2.3.2.2 são objeto de avaliação. A avaliação possui dois objetivos distintos, a depender da natureza do ativo quanto à temporalidade do investimento. Caso a avaliação ocorra sobre um ativo já existente, ele compõe a denominada Base Blindada, e a finalidade da avaliação é calcular a sua depreciação e atualizar o custo do ativo por meio de um índice de inflação. Ativos da Base Blindada

³⁴ As instruções para a realização da avaliação estão contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) e no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

não podem ser retirados ou reprovados, tendo os seus valores exclusivamente alterados por índices inflacionários e pela depreciação em revisões tarifárias periódicas³⁵. A parcela dos ativos que já está depreciada é descartada da base de remuneração regulada e compensada diretamente. (ANEEL, 2015.a).

Caso o ativo seja novo, e não tenha sido incluído nas bases regulatórias até a última revisão tarifária, a avaliação deverá julgar a eficiência do investimento, para então decidir pela inclusão ou não em uma das duas bases. Estes ativos compõem a denominada Base Incremental. O método de avaliação utilizado para determinar do valor dos ativos da Base Incremental é o Método de Valor Novo de Reposição. Por este método, um ativo é valorado levando em consideração todos os gastos necessários para a sua substituição por idêntico, similar ou equivalente. A ANEEL possui um banco de dados de equipamentos e máquinas³⁶ com o qual realiza a avaliação. Neste tipo de avaliação entra em consideração não apenas a depreciação acumulada desde a instalação e início da operação até a data da revisão tarifária, mas também a parcela aproveitada do ativo. A parcela aproveitada é um percentual indicativo da utilização de certos ativos, como subestações, edifícios e terrenos (ANEEL, 2015.a).

O custo de capital a ser aplicado sobre o valor dos ativos da Base de Remuneração Regulatória das distribuidoras de energia elétrica é calculado pela metodologia de Custo Médio de Capital Ponderado, cuja sigla pelo qual é conhecido é WACC³⁷. Segundo esta metodologia, o custo total de capital é uma média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros. O cálculo é realizado de acordo com a Equação 3, onde os custos de capital são considerados após os impostos:

³⁵ O cálculo da depreciação dos ativos é realizado de acordo com o MCPSE.

³⁶ Banco de Preços Referenciais

³⁷ Do inglês *Weighted Average Cost of Capital*

$$\text{Equação 3: } WACC = \frac{P}{V} \cdot C_p + \frac{T}{V} \cdot C_T$$

Onde:

WACC é custo médio de capital ponderado;

P é capital próprio (volume);

T é o capital de terceiros (volume);

V é o capital total (volume);

C_p é o custo de capital próprio; e

C_T é o custo de capital de terceiros.

O custo de capital próprio é calculado utilizando a Equação 4:

$$\text{Equação 4: } C_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_b$$

Onde:

C_p é custo de capital próprio;

r_f : é taxa de retorno livre de risco³⁸; β é o risco beta do setor regulado³⁹;

r_m é a taxa de retorno do mercado⁴⁰; e

r_b é o prêmio de risco do país⁴¹.

³⁸ Ele é calculado pela ANEEL como a média aritmética do rendimento anual do bônus do governo dos EUA nos últimos 30 anos.

³⁹ Para o cálculo do beta pela ANEEL são consideradas empresas norte americanas do setor de energia elétrica que atuam predominantemente no setor de distribuição. A metodologia do cálculo pode ser encontrada em DAMODARAN (1994).

⁴⁰ A taxa de retorno do mercado é calculada pela ANEEL a partir da média do rendimento anual do índice da Standard & Poors (S&P500) dos últimos 30 anos.

⁴¹ Para o cálculo do prêmio de risco do país utiliza-se a série histórica diária do índice Emerging Markets Bonds Index Plus divulgado pelo JP Morgan relativo ao Brasil (EMBI+Brazil) dos últimos 30 anos.

Por fim, o Custo de Capital de Terceiros é calculado pela Equação 5:

$$\text{Equação 5: } C_t = r_f + r_c + r_b$$

Onde:

C_t é o custo de capital de terceiros;

r_f é a taxa de retorno livre de risco;

r_c é o prêmio de risco de crédito⁴²; e

r_b é prêmio de risco do país.

A Parcela B da receita é então escrita como a Equação 6 abaixo:

$$\text{Equação 6: } VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER$$

Onde:

VPB é o valor da Parcela B;

$CAOM$ é o custo de administração, operação e manutenção;

CAA é o custo anual de ativos;

P_m é o fator de ajuste do mercado;

MIQ é o mecanismo de incentivo à melhoria de qualidade;

OR representa outras receitas;

UD é a ultrapassagem da demanda; e

⁴² O prêmio de risco de crédito é estabelecido pela média das pontuações obtidas pelas empresas de distribuição brasileiras em relação à classificação na escala de rating de crédito global em moeda local da Moody's, nos últimos 15 anos.

ER é o excedente de reativo.

O fator P_m e o MIQ são, respectivamente, os componentes Pd e Q do Fator X. O componente Pd⁴³ é responsável por representar os ganhos de produtividade da distribuição. Este componente reduz (ou aumenta) parte do reajuste da Parcela B em função de um mercado atendido maior (ou menor) que o Mercado de Referência (ensejando um receita aferida maior ou menor que a requerida). O componente Q é um mecanismo de incentivo para melhoria da qualidade dos serviços, técnicos e comerciais prestados pelas distribuidoras (ANEEL, 2017.f).

Outras Receitas são receitas obtidas por outros canais que não o pagamento das tarifas de fornecimento de energia dos consumidores. UD representa a redução da receita em função de um excesso de demanda de potência ativa. ER representa a redução de receita em função do excedente de reativo⁴⁴.

Conforme descrito na seção 2.3.2.1, os custos operacionais, representados por CAOM na Equação 6, são calculados pela ANEEL utilizando a técnica de *benchmarking*. Já os custos de capital e depreciação, representados por CAA na Equação 6, são calculados aplicando o custo de capital ao valor do capital que compõe a BRR, remunerando os custos da BAR, e remunerando a depreciação para reposição de capital. A receita que remunera o CAA é descrita pela equação 7 abaixo (ANEEL, 2017.e):

⁴³ O componente Pd é calculado por equação que agrega a mediana da produtividade do segmento de distribuição (PTF), o crescimento médio do mercado faturado e a variação do número de unidades consumidoras da concessionária (ANEEL, 2017.f.)

⁴⁴ “Energia Reativa, medida em kvarh, não é responsável direta pela realização do trabalho, mas é importante para criar o fluxo magnético nas bobinas dos equipamentos, para que os eixos dos motores possam girar. [...]apesar de necessária, a utilização de Energia Reativa deve ser a menor possível. O excesso de Energia Reativa exige condutores de maior seção e transformadores de maior capacidade, além de provocar perdas por aquecimentos e quedas de tensão. Assim sendo, a Energia Reativa contribui para a piora da qualidade do fornecimento de energia elétrica, além de ser nociva para a sustentabilidade” (LIGHT, 2017).

$$\text{Equação 7: } CAA = RC + QRR + CAIMI$$

Onde:

CAA é o custo anual de ativos;

RC é a remuneração do capital;

QRR é a quota de reintegração regulatória; e

$CAIMI$ é o custo anual das instalações móveis e imóveis (“não elétricas”).

O componente da receita $CAIMI$ possui o mesmo valor da BAR . A QRR é igual ao valor do coeficiente médio de depreciação multiplicado pelo valor bruto da BRR e pode ser escrito como:

$$\text{Equação 8: } QRR = BRR_b \cdot \delta$$

Onde:

QRR é a quota de reintegração regulatória;

BRR_b é a base de remuneração regulatória bruta; e

δ é a taxa média de depreciação do capital empregado.

A remuneração do capital (RC) da Equação 7 possui três componentes. Um deles é a remuneração do capital ao custo médio de capital ponderado ($WACC$). Outro componente remunera o capital dos programas atendidos pela Reserva Global de Reversão (RGR)⁴⁵, aplicando um custo de capital específico⁴⁶ a esse fim. O último componente é relacionado à remuneração do capital de obrigações especiais, que também

⁴⁵ Um deles é o programa “Luz Para Todos”.

⁴⁶ Os ativos empregados com essa finalidade são remunerados pelo custo dos empréstimos em termos reais (ANEEL, 2015.b).

possui custo de capital específico⁴⁷. A Equação 9 abaixo descreve a receita destinada ao pagamento do custo de capital.

$$\text{Equação 9: } RC = (BRR_l - RGR) \cdot WACC + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE}$$

Onde:

RC é a remuneração de capital;

BRR_l é a base de remuneração regulatória líquida (subtraída a depreciação);

RGR representa os ativos empregados para a finalidade de atendimento a programas da RGR;

$WACC$ é o custo médio de capital ponderado;

r_{rgr} é o custo de capital de RGR ponderado por destinação (programa Luz Para Todos ou outros); e

RC_{OE} é a remuneração dos ativos empregados em obrigações especiais.

2.5 A Estrutura Tarifária

O mecanismo pelo qual a receita é paga por cada consumidor é descrito pela estrutura tarifária. A tarifa de energia elétrica possui características específicas que permitem a flexibilização do processo de rateio dos custos, procurando respeitar os princípios de causalidade, alocando os custos proporcionalmente à participação destes por cada consumidor. Consumidores residenciais, comerciais e industriais pagam por tarifas distintas. Além disso, existem critérios específicos dentro de cada classe de

⁴⁷ Para maiores detalhes da metodologia de cálculo ver ANEEL (2017.e).

consumidores. De maneira geral, a tarifa elétrica é dependente do nível de tensão e da finalidade da unidade consumidora.

Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários (ANEEL, 2017.g, p.3).

A receita que cobre a soma de todos os custos de distribuição, e é dividida em Parcela A e Parcela B, é denominada de Receita Requerida. A tarifa média de energia elétrica, paga pelo fornecimento de energia elétrica dos consumidores, deve ser suficiente para atingir o volume da Receita Requerida, conforme a Equação 10 abaixo:

$$\text{Equação 10: } RR = t_m \cdot CE$$

Onde:

RR é a receita requerida;

t_m é a tarifa média;

CE é o consumo de energia.

A tarifa média representa as múltiplas tarifas existentes. No entanto, cada tarifa diferencia-se das outras em função da estrutura tarifária. A estrutura tarifária busca agregar as funções de custos das distribuidoras, construindo componentes e subcomponentes tarifários. As tarifas são divididas em dois componentes:

- (i) Tarifa de Energia (TE); e
- (ii) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária. A TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. (ANEEL, 2017.g).

A TE representa a parcela da tarifa que é destinada à remuneração dos custos de energia adquirida pelas distribuidoras, tal como descrito na seção 2.3.1.1, das perdas da rede básica, de parcela dos encargos do setor elétrico e do serviço de distribuição, e do transporte da usina hidrelétrica de Itaipu (aplicado exclusivamente às distribuidoras das regiões sul e sudeste. A TE utiliza o denominado “selo em energia⁴⁸” como critério de alocação de custos entre os consumidores, de modo que os custos relacionados a este componente tarifário são alocados na proporção do consumo de energia de cada consumidor (ANEEL, 2017.g).

Figura 9: Composição da TE



Fonte: ANEEL (2017.g)

A TUSD representa a parcela da tarifa destinada à remuneração:

- (i) Das perdas técnicas e não técnicas (Receitas Irrecuperáveis da Parcela A da Receita Requerida);
- (ii) Do transporte da rede básica e de outros transportes e conexões;

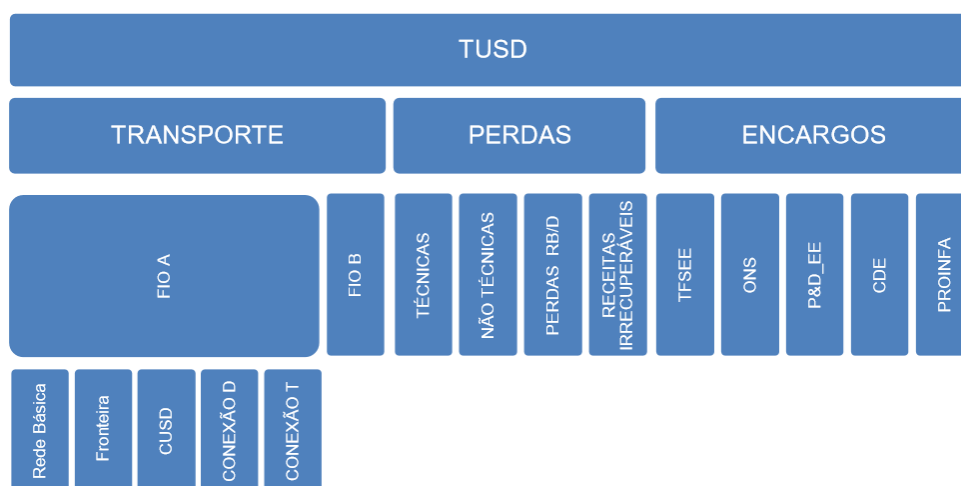
⁴⁸ O “selo” é uma alusão ao selo postal, o qual consiste em um preço único, independentemente do destino da correspondência (FUGIMOTO, 2010).

- (iii) De parcela dos encargos do sistema elétrico e do serviço de distribuição; e
- (iv) Dos serviços das distribuidoras (seus custos gerenciáveis), como operação e manutenção e os custos de capital.

Os critérios de rateio de custos a serem remunerados por cada um dos consumidores da TUSD podem ser:

- (i) Selo em energia;
- (ii) Selo em potência, cuja lógica alocativa é semelhante à do selo em energia, mas utilizando a potência como critério; ou
- (iii) Custo Marginal de Capacidade (CMC), associado a selo de potência ou a selo de energia (ANEEL, 2017.g).

Figura 10: Composição da TUSD



Fonte: ANEEL (2017.g)

O critério de CMC⁴⁹ é utilizado para o rateio dos custos entre os diversos segmentos por nível de tensão:

⁴⁹ Esse critério é realizado seguindo metodologia encontra no Submódulo 7.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL.

- (i) Do componente denominado FIO B da TUSD, contido na Parcela B da Receita Requerida;
- (ii) De parte da receita que remunera os encargos de distribuição; e
- (iii) Da receita para a remuneração das perdas técnicas.

De acordo com o CMC, os consumidores são alocados em grupos, caracterizados pelo seu nível de tensão e posto tarifário⁵⁰. Uma vez calculados os custos de cada grupo, o rateio é realizado dentro dos grupos, a nível de consumidor, seguindo critério de selo de potência ou de selo de energia (ANEEL, 2017.g).

Assim como no caso da TE, a TUSD possui componentes cujo rateio dos custos é realizado por meio de selo de energia, também denominado de critério volumétrico. A quantidade de componentes remunerados sob este critério é dependente do tipo de consumidor, mais especificamente do seu nível de tensão. Consumidores são organizados pela ANEEL a partir do nível de tensão, em dois grupos: Grupo A e Grupo B. Os consumidores do Grupo A são consumidores de alta tensão, com tensão superior a 2,3 kV. Os consumidores do Grupo B são consumidores de baixa tensão, com tensão inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2017).

Consumidores do Grupo B pagam todos os componentes da TUSD sob critério volumétrico (selo de energia). Nesse caso, diz-se que a tarifa é *monômia*. Os consumidores do Grupo A pagam por meio de selo de energia e por meio de selo de potência. A tarifa destes consumidores é denominada *binômia* (FUGIMOTO, 2010; ANEEL, 2017). Quando a tarifa é binômia o selo de energia é utilizado para o rateio dos custos da TE e dos encargos do sistema elétrico contidos na TUSD, como a CDE, a CCC

⁵⁰ Nem sempre aplicável, visto que parte dos consumidores de baixa tensão não está exposto às tarifas horárias.

e o PROINFA. Já o selo de potência é utilizado para o rateio de todos os custos da TUSD, exceto os relacionados ao pagamento de encargos do sistema elétrico supracitados (ANEEL, 2017.g).

2.6. Síntese

Em síntese os custos das empresas de distribuição de energia elétrica são oriundos de atividades gerenciáveis, onde possuem poder discricionário, e de atividades não gerenciáveis, realizadas por terceiros. Os primeiros são custos relacionados à operação e à manutenção das redes de distribuição, que incluem custos técnicos e administrativos. Existem também atividades de planejamento e de estudos de projeção da demanda, de maneira a realizar investimentos adequados e eficientes. Um dos custos gerenciáveis mais importantes é próprio custo dos investimentos físicos, para os quais considera-se o custo de oportunidade do capital.

Os custos não gerenciáveis incluem a compra de energia para atendimento ao Mercado de Referência, pagamento pelo uso da rede de terceiros, como uso da rede básica do Sistema Interligado Nacional e de outras distribuidoras, e o pagamento de encargos do setor elétrico, destinados a contas específicas relacionadas à política energética nacional.

A receita necessária para a remuneração de todos esses custos é denominada Receita Requerida e é dividida pela ANEEL em duas parcelas, Parcela A e Parcela B. A Parcela A equivale à receita necessária para a remuneração de todos os custos não gerenciáveis. A Parcela B deve ser equivalente à necessária para a remuneração dos custos gerenciáveis.

A receita obtida através do pagamento das tarifas pelos consumidores. Como existem diversos tipos de custos e diversos tipos de consumidores, de maneira a respeitar o princípio de causalidade, a tarifa deve ser ajustada a características específicas. Para o

atendimento a esse objetivo define-se uma estrutura tarifária, que procura alocar os custos para cada tipo de consumidor. As tarifas são divididas em duas componentes: TE e TUSD. A TE realiza a alocação dos custos de aquisição de energia utilizando unicamente o selo de energia, que atribui a cada consumidor uma parte dos mesmos, proporcionalmente ao volume consumido por cada um deles.

A TUSD é utilizada para a alocação dos custos físicos das redes, sejam de transmissão ou de distribuição, das perdas técnicas e não técnicas, e dos encargos do setor elétrico. Para consumidores de alta tensão a alocação de custos ocorre por meio de critérios de consumo (selo de energia) ou de potência (selo de potência), em algumas ocasiões combinando ainda o CMC. Para os consumidores de baixa tensão, a TUSD é monômnia e não utiliza o selo de potência, mas apenas o selo de energia, por vezes combinado com o CMC.

Deve-se notar que não há relação entre as Parcelas A e B da Receita Requerida e as TE e a TUSD das tarifas. Enquanto a TE engloba apenas parte da Parcela A, a TUSD atende a parte da Parcela A e integralmente à Parcela B. O uso da rede de terceiros, o pagamento de encargos do setor elétrico e as perdas técnicas e não técnicas são componentes da Parcela A, sendo custos não gerenciáveis, mas são alocados por meio da TUSD.

CAPÍTULO 3 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este capítulo tem como objetivo central apresentar a definição e as características centrais da GD. Serão abordadas as principais tecnologias empregadas, assim como também a que finalidade atendem. Haverá uma exposição de alguns dos principais motivos que levaram ao seu desenvolvimento internacional, das tecnologias de geração distribuída, a despeito das convencionais características de economias de escala da geração centralizada. Os critérios de decisão financeira para a adoção da GD por consumidores em dois tipos diferentes de mecanismos de compensação serão analisados. Por fim, haverá uma breve abordagem ao estado da GD no Brasil, apresentando os principais aspectos da atual regulação e os dados de difusão em território nacional, atuais e prospectados.

3.1 Definição e Características Gerais⁵¹

A GD é toda geração, de pequena ou média escala que ocorre nas proximidades do consumidor a quem é destinada, para o suprimento parcial ou integral da demanda. A GD é geralmente conectada à rede de baixa tensão e possui capacidade instalada que varia de um kWp até poucos MWp. Alguns consumidores a empregam como principal meio para suprimento da própria demanda de eletricidade, outros a utilizam como uma fonte de *backup*, para momentos em que a eletricidade de origem centralizada apresenta preços elevados ou sofre interrupções (SALLAM & MALIK, 2011; MITHULANATHAN, HUNG & LEE, 2017).

⁵¹ A análise da GD desenvolvida a seguir centra-se na micro e mini geração, que são geradores distribuídos de até 75 kWp e 5 MWp, respectivamente. Isso exclui outros casos, como o de usinas de grande porte de cogeração a base de biomassa.

Segundo SALLAM & MALIK (2011) e MELHEM (2013), as principais tecnologias empregadas para a GD são:

- (i) Sistemas de cogeração ou sistemas combinados de calor e energia. Estes produzem, simultaneamente, calor e eletricidade para uso em procedimentos industriais. Como fonte de energia, eles podem utilizar biomassa, combustíveis fósseis ou mesmo calor desperdiçado de outras atividades.
- (ii) Fontes renováveis de energia, como turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas. Estas fontes dispensam o uso de combustíveis, mas não são controláveis.
- (iii) Pequenas turbinas alternativas, de alta velocidade, que utilizam gás natural ou diesel.

Na seção 1.4 apontou-se que o setor elétrico foi historicamente constituído por fontes de geração de grande escala, localizadas distantemente dos centros de carga, em função de diversos fatores econômicos e geográficos. Nesse contexto de geração centralizada, a energia é conduzida até os consumidores por meio de linhas de transmissão e distribuição. A GD, ao gerar energia proximo à carga, opõe-se à lógica operativa tradicional do setor elétrico, que é de geração centralizada.

Tais sistemas elétricos distribuídos, nos quais a energia produzida está amplamente dispersa pela base de consumidores, ao invés de concentrada em algumas poucas estações de geração, como nos sistemas elétricos tradicionais, possui diferentes condições de segurança, manutenção, e características operacionais, assim como também diferentes economias de escala, etc., que moldaram o seu uso distintamente dos sistemas tradicionais. (MELHEM, 2013, p. 4).

Uma das principais características econômicas que conduziu o desenvolvimento do setor elétrico pela lógica de geração centralizada é a existência de ganhos crescentes de escala na geração realizada por meio de fontes convencionais. Estas fontes, como usinas térmicas (nucleares ou a combustíveis fósseis) e usinas hidrelétricas, apresentam ganhos crescentes de escala até níveis muito elevados. Isso é devido a determinadas leis físicas e geométricas⁵² que se aplicam sobre essas tecnologias. Os ganhos são suficientes para compensar significativamente os custos adicionais com redes de transmissão e distribuição, sendo financeiramente mais atrativa do que a geração local e rendendo a esta o papel secundário de fonte de *backup* ou para o atendimento de demandas especiais (MELHEM, 2013).

No entanto, algumas tecnologias de geração renovável estão sujeitas a economias de escala em menor intensidade do que as fontes tradicionais. É o caso da geração solar fotovoltaica e, em menor proporção, da geração realizada por plantas eólicas e por usinas térmicas a gás com o uso de biomassa. A tecnologia fotovoltaica, por exemplo, é dita modular, pois grandes plantas de geração fotovoltaica são compostas por um elevado número de painéis fotovoltaicos (módulos), os mesmos empregados em pequenos sistemas de microgeração. Os ganhos de escala nesse caso atuam exclusivamente sobre os equipamentos de balanceamento, tais como inversores e material de suporte dos painéis, transporte e instalação (IRENA, 2016).

Mesmo com economias de escala reduzidas, o custo de geração ainda pode ser significativamente mais elevado para sistemas de pequeno porte. Segundo a NREL (2016.a), o custo médio de instalação para sistemas fotovoltaicos de até 10 kWp é o dobro

⁵² Um típico exemplo são os dutos de condução das plantas térmicas, onde o volume de vazão dos mesmos cresce a uma taxa superior do que a superfície, implicando em uma taxa de crescimento da vazão superior à dos custos de material.

daquele para sistemas fotovoltaicos maiores que um 1 MWp, com custos de aproximadamente U\$ 3.900 e U\$ 2.000 por kWp, respectivamente. Para sistemas maiores, partir de 1 MWp, as economias de escala são menos acentuadas. A NREL (2016.a) considera o custo de sistemas fotovoltaicos com 10 MWp semelhante ao de sistemas fotovoltaicos de 1 MWp. É necessária a observação de que plantas de geração de 1 MWp são consideradas pequenas quando comparadas a plantas tradicionais, que apresentam no Brasil capacidades médias superiores a 10 MWp⁵³ (BIG, 2017).

Algumas características técnicas, além da menor incidência de economias de escala, atuam de modo a tornar a GD mais competitiva. Um fator decorrente da proximidade da geração à carga é a redução de perdas técnicas. Como analisado no capítulo 2, os consumidores pagam pelas perdas técnicas da energia fornecida pelas distribuidoras. A redução destas implica em redução de custos. Adicionalmente, elimina-se a necessidade de transporte de longas distâncias, reduzindo parte dos custos que existem em um contexto de geração centralizada (MELHEM, 2013).

A confluência de todos os fatores supracitados das tecnologias renováveis aplicáveis à GD, principalmente os da geração solar fotovoltaica, tem viabilizado a autogeração de energia como possível e viável fonte de suprimento eletricidade para muitos consumidores, constituído um movimento de difusão de GD em diversos países do mundo (MITHULANATHAN, HUNG & LEE, 2017).

Diversos são os motivos para a instalação de pequenos sistemas de geração elétrica pelos consumidores. SALLAM & MALIK (2011) listam alguns dos principais:

⁵³ A capacidade média de usinas termelétricas é de 14,6 MWp. Para usinas hidrelétricas é de 461,8 MWp. Quanto à geração nuclear, a média é de 995 MWp (BIG, 2017).

- (i) Aplicação ao atendimento de localidades distantes e isoladas, com baixa concentração demográfica, onde o custo de transmissão é proibitivamente alto.
- (ii) Indústrias que exigem elevada qualidade do fornecimento de eletricidade optam, em muitas ocasiões, por geração elétrica local.
- (iii) Indústrias que utilizam procedimentos com elevada temperatura, como as de tratamento de papel e celulose, podem aproveitar a economia de escopo e empregar plantas elétricas de cogeração.
- (iv) Enquanto *backup*, atendendo à demanda quando a geração centralizada sofre um corte ou atinge preços elevados.

Não obstante, um dos principais motivos que tem conduzido à adoção de pequenos sistemas de geração, principalmente fotovoltaicos, por parcela dos consumidores é a redução nos custos de consumo de energia elétrica. Em diversos países, a GD já representa uma considerável e crescente parcela da capacidade instalada e da oferta anual de energia (REN 21, 2016). A explicação para a redução dos custos da GD deve-se a um conjunto de fatores que convergiram nos últimos anos e atuam sinergicamente. Esses fatores serão apresentados na seção a seguir.

3.2. Fatores de Difusão da Geração Distribuída

A incidência de diversos fatores explica a atual atratividade financeira da instalação de sistemas de GD para consumidores. No entanto, dois fatores principais explicam a maior parte dos ganhos de atratividade:

- (i) As tecnologias renováveis estão sujeitas a economias de aprendizado e os seus custos possuem relação inversa com o volume acumulado de tecnologia produzido; e

- (ii) Um elevado número de países aplicou e ainda aplica incentivos econômicos para o desenvolvimento e instalação de tecnologias de geração elétrica renováveis, dentre os quais, sistemas de compensação de energia com condições favoráveis (IRENA, 2016.a; REN 21, 2016).

As tecnologias renováveis, assim como muitos outros tipos de tecnologia, estão sujeitas a economias de aprendizado. À medida que empresas e agentes produzem, encontram maneiras mais eficientes de executar processos, aprendem com erros e aperfeiçoam diversos aspectos de seus produtos. Uma das maneiras pelas quais é possível estudar o efeito das economias de aprendizado é por meio de *curvas de aprendizado*. Estas curvas procuram expressar as quedas de custo em função do volume produzido. IRENA (2016.a), por exemplo, estima a curva de aprendizado de sistemas fotovoltaicos de grande escala (maiores que 1 MWp) em aproximadamente 18%, entre os anos de 2014 e 2015. Isso implica em uma redução estimada de 18% dos custos a cada vez que o volume produzido a nível global dobra.

Concomitantemente à presença das características de economias de aprendizado em tecnologias de geração por fontes renováveis, muitos países criaram ambientes propícios para o investimento e difusão desta nova tecnologia, por meio da criação de incentivos econômicos. Os motivos que levaram os países a tomar essas medidas variam de país para país, mas os principais estão relacionados à necessidade de redução de dependência energética externa, redução dos níveis de poluição local, desenvolvimento tecnológico, geração de empregos e compromisso com movimentos globais de redução de emissões

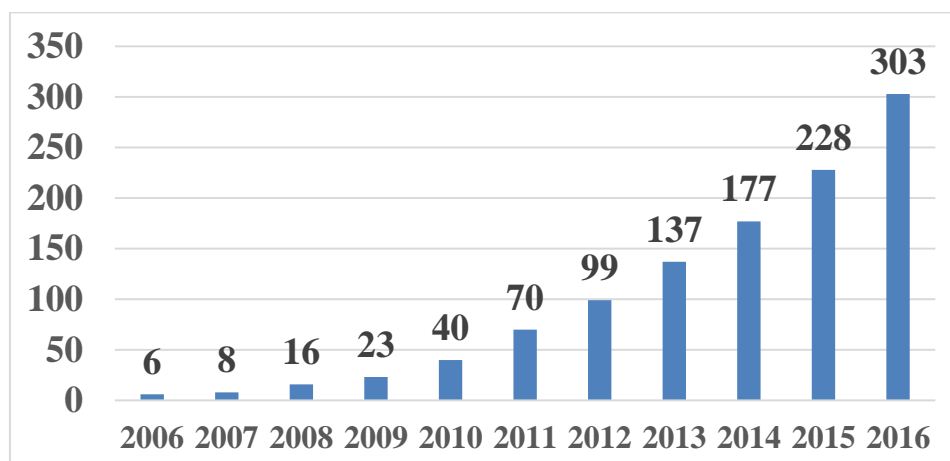
de gases de efeito estufa, tal como o Acordo de Paris⁵⁴, celebrado na COP-21 (IRENA, 2015.a; SMITH, 2010; IRENA, 2016.b; BRIDLE AND ATTWOOD, 2015).

Os incentivos econômicos à geração elétrica por fontes renováveis podem ser aplicados a projetos de grande escala, realizados por empresas de geração com o intuito de vender energia nos mercados de energia, ou podem ser diretamente aplicados a consumidores interessados na adoção da geração distribuída para autoconsumo. O impacto dos mesmos sobre os custos da geração distribuída depende dos canais pelos quais os atingem.

Projetos de grande porte podem receber contratos de longo prazo (geralmente de 15 a 25 anos) com tarifas *feed-in*, que remuneram os serviços aos seus custos, assim como leilões e concessões exclusivos, isenções fiscais e outros incentivos mais. O resultado dessas políticas públicas energéticas é a difusão de projetos de geração renovável, que passam a atender parcelas crescentes da demanda energética de seus respectivos países. Por consequência desse fenômeno ocorre a redução de custos dessas tecnologias, em função dos efeitos das economias de aprendizado (IRENA, 2016.a; REN 21, 2016). Os Gráficos 3 e 4 abaixo ilustram os efeitos de tais políticas sobre o nível de difusão das tecnologias solar fotovoltaica e eólica, a nível global:

⁵⁴ Acordo de Paris é um tratado no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC - sigla em inglês), que rege medidas de redução de emissão dióxido de carbono a partir de 2020. O acordo foi negociado durante a COP-21, em Paris e foi aprovado em 12 de dezembro de 2015, envolvendo 195 países.

Gráfico 3: Difusão da Geração Solar Fotovoltaica no Mundo: 2006-2016 (GW)



Fonte: REN 21 (2017)

De acordo com a REN 21 (2017), dos 303 GW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada no mundo até o fim do ano de 2016, aproximadamente 30% é distribuída e 70% é de grande porte centralizada. Este percentual representa uma capacidade instalada globalmente de aproximadamente 90 GW de geração distribuída solar fotovoltaica. Apenas uma pequena parcela dessas fontes distribuídas, que varia de 1% a 3%, não está conectada à rede de distribuição. Em 2006 a capacidade instalada era de aproximadamente 6 GW, o que implica em um crescimento do volume instalado a nível global de 5,7 vezes até o ano de 2016⁵⁵.

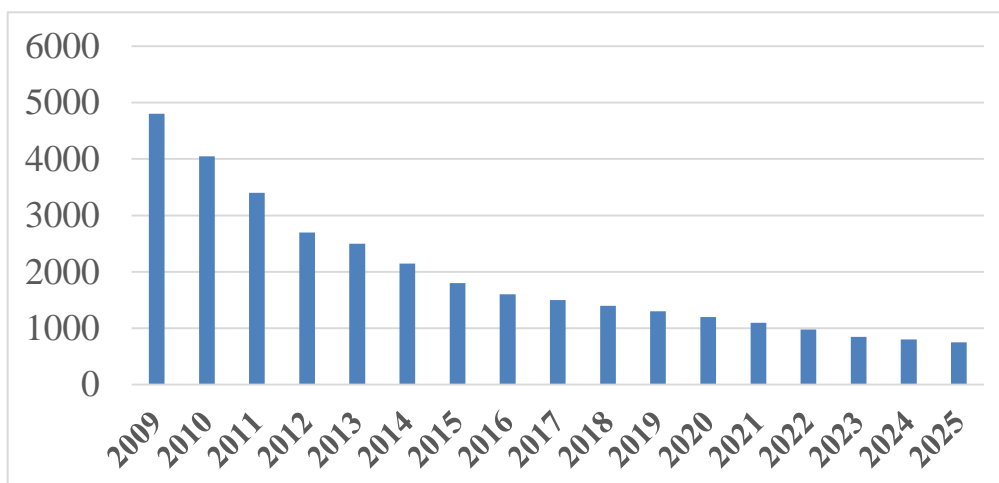
A difusão dessa tecnologia possibilitou a redução de custos de instalação consideravelmente, em função de ganhos de escala, permitindo que sistemas distribuídos apresentassem custos, que embora mais elevados que o de sistemas centralizado, quando unidos a incentivos diretos, viabilizaram a instalação por muitos consumidores. Somente na Alemanha, há mais de 23 mil turbinas eólicas e 1,5 milhão de sistemas PV instalados (FRAUNHOFER, 2017). O Gráfico 4 abaixo ilustra a queda de custos para sistemas

⁵⁵ O resultado é calculado da seguinte maneira: $6 \cdot 2^n = 303 \Rightarrow n \cdot \log(2) = \log(303) - \log(6) \cong 5,7$

fotovoltaicos de grande escala para geração centralizada, entre os anos 2009 e 2015, projetando ainda os custos até o ano de 2025.

Gráfico 4: Redução dos Custos de Sistemas de Geração Fotovoltaica de Grande Escala:

2009-2025 (U\$/kWp de 2015)



Fonte: IRENA (2016.a)

Entre 2009 e 2015 a queda de custos desses sistemas foi superior a 60%, reduzindo de U\$/kWp 4.900, em 2009, para U\$/kWp 1.800, em 2015. IRENA (2016.a) estima ainda que os custos chegarão a menos de U\$/kWp 1.000 até 2022. Esse impacto é refletido nos custos da GD, ainda que em menor escala (NREL, 2016.a).

Pode-se afirmar que o mais importante incentivo direto para a geração distribuída é a criação de mecanismos de compensação de energia. Como as principais fontes de geração de energia distribuída são renováveis e intermitentes, não há como controlar a intermitência da geração, a qual fica sujeita a condições naturais de ventos e incidência de radiação solar. Essa característica torna a coincidência da geração com a demanda do consumidor um fenômeno incerto e aleatório. No caso da demanda, em um momento qualquer, ser menor do que a geração, haverá desperdício de energia caso esta não possa ser aproveitada por outra fonte de demanda. Caso a demanda, em um momento qualquer

seja maior que a geração, o sistema não está a realizar a sua finalidade, e o consumidor vai se deparar com custos adicionais de consumo a partir da rede de distribuição. Tal característica da geração distribuída tende a desencorajar o investimento, visto que implicaria em custos incertos e mais elevados, em função de desperdícios.

Uma maneira de solucionar esse problema é o aproveitamento da geração excedente por outras fontes de demanda, utilizando a rede de distribuição para o transporte da eletricidade até algum outro ponto da rede, evitando assim o desperdício da geração realizada. Esta energia injetada na rede de distribuição pode então ser computada e utilizada como crédito para o consumo de eletricidade da rede de distribuição em um momento em que a demanda do consumidor é superior à geração do seu sistema de geração distribuída. Nesse caso, existe um mecanismo de compensação de energia. É esta possibilidade de arranjo técnico e comercial que explica em grande parte a difusão da GD.

Atualmente no mundo, existem dois principais mecanismos de compensação de energia, denominados de *net metering* e *net billing*. O *net metering* é um sistema de compensação em que a energia injetada na rede de distribuição é compensada por créditos de consumo de igual volume em outros momentos. O seu funcionamento é semelhante a um escambo de energia e o consumidor paga apenas pelo consumo excedente à energia injetada na rede. Cada vez que o consumidor injeta um kWh de energia na rede de distribuição, ele recebe crédito para o consumo de um kWh da rede de distribuição. Esse crédito não é monetizado, e em caso de um balanço de injeção superior ao consumo para um determinado período, o crédito é transferido para um período posterior. Já o *net billing* realiza a compensação financeira da injeção de energia elétrica na rede por parte dos sistemas de GD. O pagamento das faturas de energia elétrica dos consumidores é descontado do valor gerado. Nesse caso, a energia é valorada a tarifas diferentes e a

energia injetada costuma ser valorada a tarifa semelhante da energia no mercado atacado (LÓPEZ & AGUSTÍN, 2015).

Ainda que o custo das tecnologias renováveis tenha caído muito nos últimos anos, a geração distribuída em pequena escala é mais ineficiente, a despeito da menor presença de rendimentos crescentes de escala nestas fontes, e apresenta custos consideravelmente superiores ao da geração centralizada. No entanto, a presença de um mecanismo de compensação como o *net metering*, que permite que o consumidor seja compensado pela energia injetada a tarifas iguais às do fornecimento pelas distribuidoras, aumenta a atratividade da GD. O que ocorre é que o consumidor é compensado por custos de transmissão e distribuição nos quais o mesmo não incorre, nivelando então os custos da geração centralizada, que paga por ambos. É nesse contexto que grande parte da difusão de GD ocorreu ao longo da última década.

3.3. Critério Financeiro de Decisão da Instalação de Geração Distribuída

Muitos fatores exercem influência sob a decisão de um consumidor quanto a instalação de um sistema de autogeração, conforme examinada na seção 3.1. No entanto, do ponto de vista de consumidores não industriais, um dos critérios mais relevantes na decisão de investimento está relacionado à redução dos custos de consumo de energia elétrica. Nesse caso, a decisão é realizada a partir de uma análise de custos e benefícios financeiros da instalação de sistemas de GD. A maneira pela qual a análise é realizada depende do sistema de compensação com o qual o consumidor se defronta, seja o *net metering*, seja o *net billing*. Em ambos os casos, a análise pode ser realizada por meio do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), com o fluxo de entradas sendo determinado pela energia valorada ao seu preço de compensação, e as saídas determinadas pelo

pagamento do investimento inicial, pelos custos de operação e manutenção e pelos custos financeiros.

Um VPL igual a zero representa o que é conhecido na literatura como *paridade tarifária*. Nesse caso, o consumidor é, financeiramente, indiferente a instalar um sistema de GD ou não. Um VPL superior a zero indica que o consumidor terá ganhos do ponto de vista financeiro com a instalação de um sistema para autoconsumo.

Caso não existisse um sistema de compensação, como o *net metering*, neste caso apenas parcela da geração mensal poderia ser computada no VPL, reduzindo assim a atratividade do investimento. Estas possibilidades serão analisadas em seguida.

3.3.1 Análise de Investimento em GD Sob o Mecanismo de *Net Metering*

A análise pelo VPL para a instalação de um sistema de autogeração deve considerar de um lado os custos e do outro os benefícios financeiros. Os custos da instalação de um sistema de GD são os seguintes:

- (i) De instalação;
- (ii) De manutenção;
- (iii) Financeiros; e
- (iv) De depreciação.

O benefício financeiro será expresso como o valor da tarifa da distribuidora multiplicado pelo volume médio de geração elétrica do sistema de autogeração. A razão pela qual o benefício é calculado desta maneira é que de duas possibilidades, uma sempre ocorre:

- (i) A geração coincide com o consumo, e nesse caso evita-se pagar a tarifa de fornecimento da distribuidora; ou

- (ii) A geração gera um crédito para consumo em momento posterior, evitando o pagamento da tarifa da distribuidora.

A menos que o consumidor invista em um sistema que possui geração média superior ao consumo médio⁵⁶, a análise é consistente.

Uma forma de calcular o VPL de um sistema pago à vista, com vida útil de n anos, é pela Equação 11:

$$\text{Equação 11: } VPL = \sum_{j=1}^n \frac{g_j \cdot t_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{m_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{d_j}{(1+i)^j} - C$$

Onde:

g_j é o volume de geração do mês j;

t_j é a tarifa do mês j;

m_j é o custo de manutenção do mês j;

i é a taxa de desconto intertemporal;

d_j é a depreciação do mês j; e

C é o custo de investimento.

3.3.2 Análise de Investimento em GD Sob o Mecanismo de *Net Billing*

Assim como para o caso em que o sistema de compensação é o *net metering*, é possível calcular o VPL para o caso do *net billing*. No entanto, existe uma complicação adicional, pois como o a compensação da energia injetada na rede é valorada a valor tarifário de energia no atacado, e não a preço de varejo (das distribuidoras), a

⁵⁶ Esse caso não é razoável, vista a impossibilidade de monetização do crédito excedente.

compensação será parcialmente a preço de atacado, quando não coincidir com o consumo, e parcialmente a preço de varejo, quando coincidir com o consumo.

Neste sentido, seja α um coeficiente, com valor entre zero e um, que representa a parcela de energia compensada a preço de atacado dentro do total de energia gerado. Então o componente que representa as entradas no fluxo de caixa para o cálculo do VPL, quando o sistema de compensação é o *net billing*, será:

$$\sum_{j=1}^n \frac{[\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j + [(1 - \alpha) \cdot g_j] \cdot tv_j}{(1 + i)^j}$$

Na função acima ta_j é a tarifa de atacado e tv_j é a tarifa de varejo. Como a tarifa de atacado é sempre inferior à de varejo ($ta_j < tv_j$), esse componente é menor ou igual ao componente de entradas do fluxo de caixa quando o mecanismo de compensação é o *net metering*⁵⁷:

$$\sum_{j=1}^n \frac{g_j \cdot t_j}{(1 + i)^j}$$

Portanto, o mecanismo de compensação de *net metering* é mais atrativo ao consumidor que o mecanismo de *net billing*, exceto quando houver total sincronismo entre consumo e geração, quando os dois são iguais (nesse caso, $\alpha=0$).

⁵⁷ Uma maneira de notar isso é: $[\alpha \cdot g_j] \cdot tv_j > [\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j \Rightarrow$
 $[\alpha \cdot g_j] \cdot tv_j + g_j \cdot tv_j - \alpha \cdot g_j \cdot tv_j > [\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j + g_j \cdot tv_j - \alpha \cdot g_j \cdot tv_j \Rightarrow$
 $[\alpha \cdot g_j] \cdot tv_j + [(1 - \alpha) \cdot g_j] \cdot tv_j > [\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j + [(1 - \alpha) \cdot g_j] \cdot tv_j \Rightarrow$

$$[\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j + [(1 - \alpha) \cdot g_j] \cdot tv_j < g_j \cdot tv_j \Rightarrow \sum_{j=1}^n \frac{[\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j + [(1 - \alpha) \cdot g_j] \cdot tv_j}{(1 + i)^j} < \sum_{j=1}^n \frac{g_j \cdot tv_j}{(1 + i)^j}$$

Por fim, o cálculo do VPL de um sistema pago à vista, com vida útil de n anos, é dado pela Equação 12:

$$\text{Equação 12: } VPL = \sum_{j=1}^n \frac{[\alpha \cdot g_j] \cdot ta_j + [(1-\alpha) \cdot g_j] \cdot tv_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{m_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{d_j}{(1+i)^j} - C$$

Onde:

α é o coeficiente de sincronismo, com valor entre zero e um;

g_j é o volume de geração do mês j;

tv_j é a tarifa de varejo do mês j;

ta_j é a tarifa a preço de atacado do mês j;

m_j é o custo de manutenção do mês j;

i é a taxa de desconto intertemporal;

d_j é a depreciação do mês j; e

C é o custo de investimento.

3.4 A Geração Distribuída no Brasil

Até o ano de 2012 os consumidores brasileiros não podiam adotar a autogeração elétrica, visto que o marco regulatório não permitia esta possibilidade. A partir da Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL, foram estabelecidas as condições gerais para a instalação e compensação da energia de sistemas de GD. Posteriormente, a Resolução Normativa nº 687, de 2015, realizou alterações na REN 482.

Atualmente a REN 482 classifica a GD como: geração com a finalidade de atendimento à demanda do próprio consumidor, oriunda de fonte renovável ou de cogeração qualificada, que a depender da sua dimensão, pode ser classificada como microgeração ou minigeração. Se a instalação possuir potência inferior a 75 kWp, ela é classificada como microgeração. Se a potência instalada for superior a 75 kWp e inferior a 3 MWp para fontes hídricas, ou inferior a 5 MWp para cogeração qualificada ou geração renovável, então é classificada enquanto minigeração. Custos adicionais oriundos de adaptação da rede de distribuição, relacionados a reforços ou melhorias necessárias para a instalação da GD pelos consumidores deverão ser arcados pela distribuidora (ANEEL, 2012.a).

O sistema de compensação pela injeção de energia na rede é o *net metering*, que possui um prazo para utilização dos créditos de energia de até cinco anos. Segundo a REN 482:

Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (ANEEL, 2012.a, p. 5).

Existe ainda um custo fixo de disponibilidade da rede, a ser cobrado do consumidor em ocasiões em que o volume de energia demandada pelo consumidor, das redes de distribuição, for inferior a determinados volumes pré-definidos. Nesse caso, deve-se cobrar um valor em moeda corrente equivalente a:

- (i) 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

(ii) 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

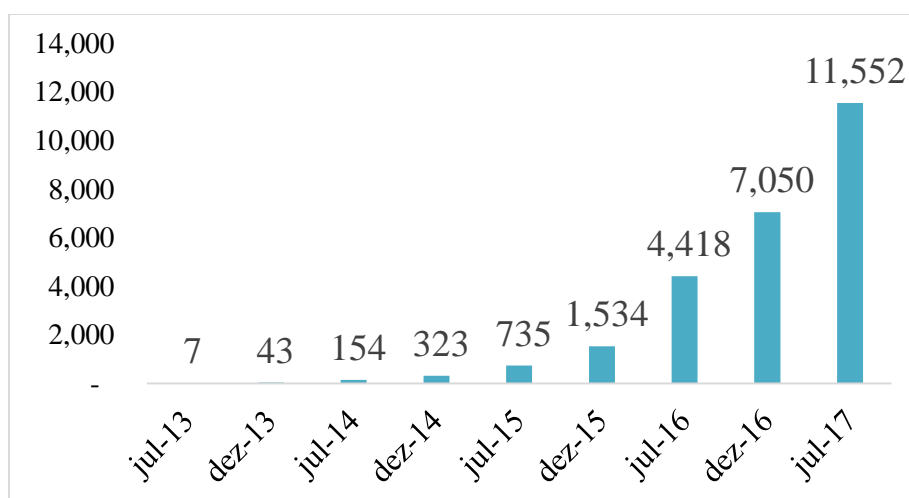
(iii) 100 kWh, se trifásico.

Ou seja, se a geração do sistema de GD dos consumidores gerar um volume de eletricidade maior que aquele consumido e se a demanda de energia for inferior às quantidades acima, o consumidor será cobrado por elas. A diferença não é compensável em período posterior (ANEEL, 2012.a; ANEEL, 2010.a).

De um ponto de vista econômico, a cobrança do custo de disponibilidade desincentiva os consumidores a adotarem sistemas de GD com capacidades de geração média igual ao consumo médio dos mesmos. Dado que nesse caso, o consumidor incorreria em dois custos: o custo da autogeração e o custo de disponibilidade, na quantidade acima relacionada. Caso um sistema de autogeração mostre-se como um investimento financeiramente adequado, apresentando um VPL positivo, o consumidor deve restringir a potência do mesmo de maneira a gerar, em média, o seu consumo total reduzido do volume de geração no qual se enquadra o seu custo de disponibilidade, visto que terá que pagar por esse volume de energia da rede de distribuição em qualquer cenário.

A difusão da GD no Brasil tem demonstrado um crescimento exponencial ao longo dos últimos anos, com um número de instalações ultrapassando 11.500 em julho de 2017. O Gráfico 5 abaixo mostra a evolução no número de instalações de GD nos últimos 5 anos, com periodicidade semestral. Atualmente, o Brasil possui um pouco mais de 130 MWp de potência instalada por meio de GD, o que confere uma potência média de instalação de aproximadamente 11,5 kWp por instalação (ANEEL, 2017.j).

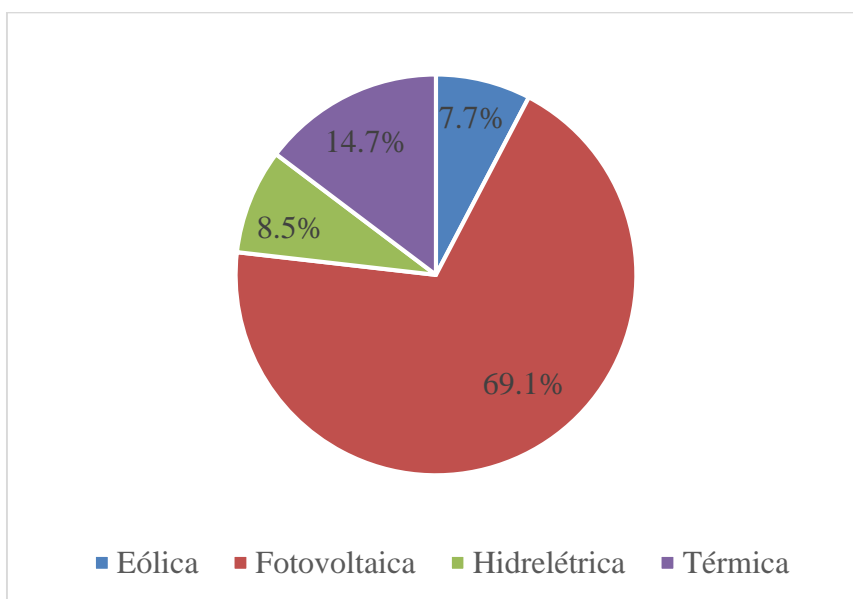
Gráfico 5 – Evolução no Número de Instalações de Sistemas de GD: 2013-2017 (em unidades consumidoras).



Fonte: ANEEL (2017.j)

Embora a GD possa ser realizada por meio de fontes eólicas, fotovoltaicas, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, a fonte que predomina enquanto número de instalações é a solar fotovoltaica, representando cerca de 99% de todas as instalações. No entanto, em função da menor potência média instalada dessa fonte, ela representa cerca de 70% (91 MWp) da capacidade instalada total da GD no Brasil. O Gráfico 6 abaixo apresenta a participação relativa de cada fonte na capacidade instalada total da GD no Brasil (ANEEL, 2017.j).

Gráfico 6 – Participação na Capacidade Instalada de GD por Fonte Brasil (2017)

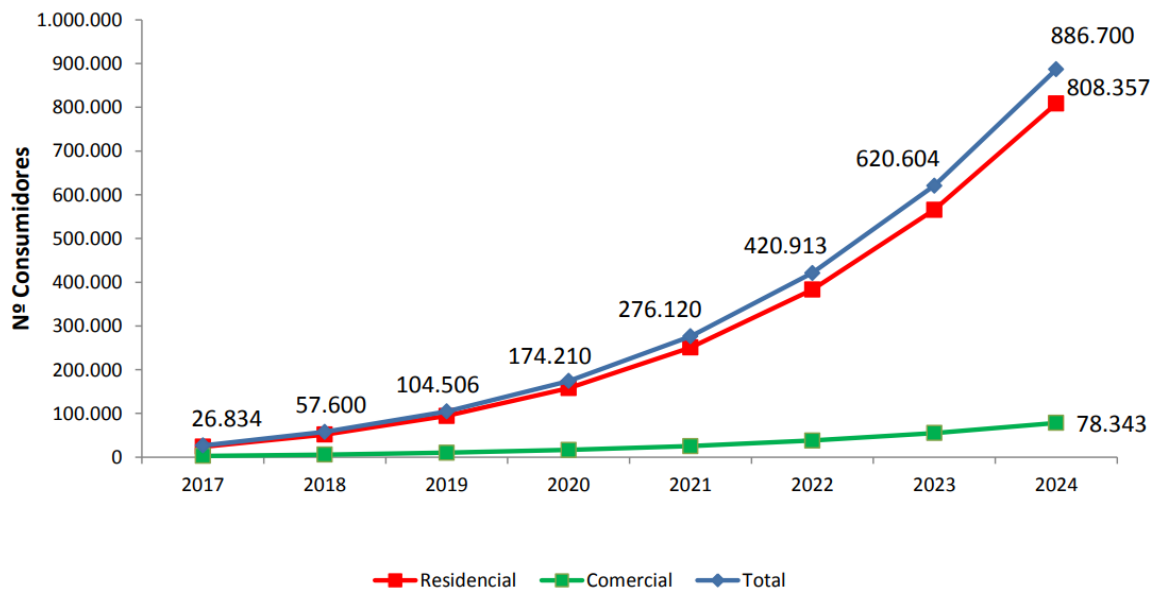


Fonte: ANEEL (2017.j)

A ANEEL (2017.k) realizou em maio de 2017 projeções⁵⁸ para os níveis de difusão da GD até o ano e 2024, considerando o número de instalações com microgeração e a potência total instalada em unidades residenciais e comerciais com microgeração. Os resultados estão apresentados nos Gráficos 7 e 8 abaixo.

⁵⁸ A metodologia pode ser encontrada no anexo da nota técnica em (ANEEL, 2017.k).

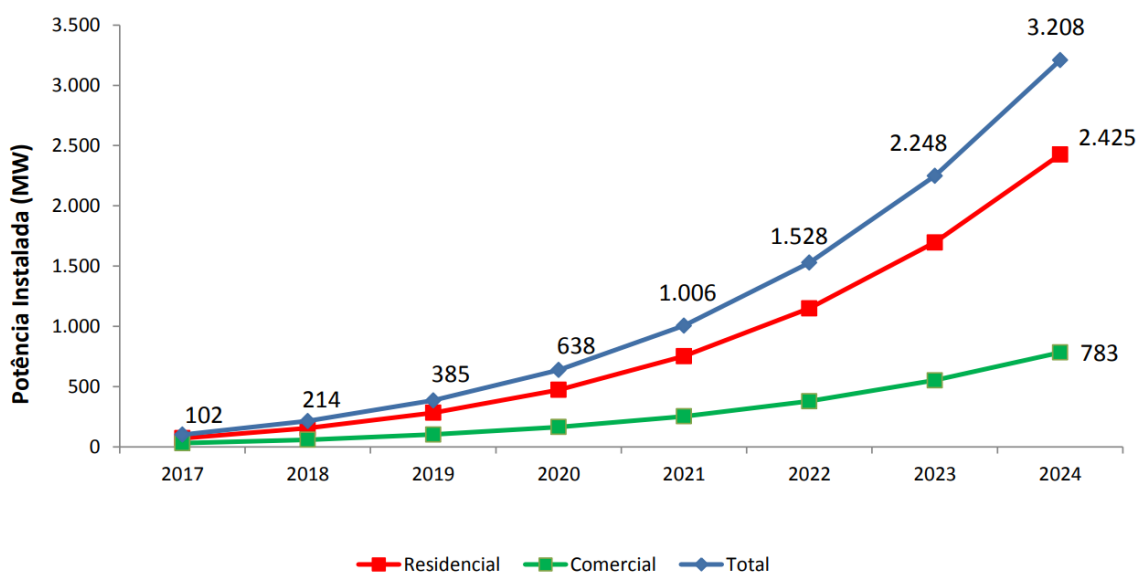
Gráfico 7 – Número de Microgeradores Estimados: 2017-2024 (em número de unidades consumidoras).



Fonte: ANEEL (2017.k)

No Gráfico 7 acima os consumidores microgeradores estão separados em residenciais e comerciais. Nota-se que a ANEEL projeta um aumento da ordem de 76 vezes do número de consumidores com microgeração fotovoltaica até o ano de 2024. Isso representa aproximadamente 0,35% do total de todas as residências e comércios.

Gráfico 8 – Projeção da Potência Instalada dos Microgeradores: 2017-2024



Fonte: ANEEL (2017.k)

Segundo a ANEEL (2017.k), a potência instalada deverá atingir em 2024 mais de 3.2 GWp, com 886.700 unidades geradoras e média de 3,6 kWp, média inferior à atual, que é de 11,5 kWp. Para 2024 a ANEEL (2017.k) espera que a proporção de instalações de sistemas de GD por consumidores comerciais seja de aproximadamente 8,8% do total da soma acima. Hoje ela representa 22,3%, o que pode explicar a queda da potência média por unidade geradora, visto que a demanda de energia é maior para consumidores comerciais.

A análise realizada neste capítulo permite concluir que, pelas condições regulatórias atuais, determinadas pela REN 482, há grande incentivo à difusão da GD. O fator principal é a existência do mecanismo compensatório de *Net Metering*, que permite aos consumidores não apenas o aproveitamento da geração local em outro momento quando há excedente de geração, permitindo o descasamento entre geração e consumo, mas permite uma compensação de valor igual à energia ofertada no varejo.

Em um cenário de aumento tarifário, como o dos últimos anos no Brasil em função de regimes hidrológicos desfavoráveis, e de redução de custos, liderada por ganhos de escala e de aprendizado, gera-se um forte incentivo à adoção sob o atual marco regulatório.

É necessário observar que um cenário de forte difusão e sob um marco regulatório de fortes incentivos podem gerar-se distorções alocativas e impactos sobre outros agentes, como os consumidores cativos não adotantes de GD e as distribuidoras de energia elétrica, tema central do próximo capítulo.

CAPÍTULO 4 - IMPACTO DA DIFUSÃO DA GD SOBRE O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS NO BRASIL

Este capítulo visa analisar alguns dos potenciais impactos que a difusão da GD pode causar sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, de acordo com a regulação econômica vigente.

4.1. Potencial Impacto Sobre o Fluxo de Caixa

Conforme analisado ao longo do segundo capítulo, as distribuidoras de energia elétrica possuem custos que são remunerados por meio do pagamento das tarifas de consumo de energia elétrica. Um ponto importante é que a receita da distribuidora é função do volume de energia consumido e da tarifa média. Embora a Receita Requerida seja a quantia de receita necessária para que os custos possam ser integralmente remunerados, o atingimento deste equilíbrio ao longo do período determinado pela Revisão Tarifária Periódica.

A ANEEL estima o volume de energia necessário para atender o mercado no ano subsequente ao Reajuste Tarifário Anual utilizando como parâmetro o Mercado de Referência. A partir dessa estimativa, a tarifa é então calculada para todas as classes de consumidores, considerando as modalidades de estrutura tarifária e os níveis de tensão (ANEEL, 2016.b). A tarifa média é então capaz de, quando multiplicada no volume do Mercado de Referência, satisfazer à Receita Requerida. A Equação 13 representa o cálculo da tarifa média enquanto função da Receita Requerida e do nível de consumo estimado.

$$\text{Equação 13: Tarifa Média} = \frac{\text{Receita Requerida}}{\text{Demanda Estimada (Mercado de Referência)}}$$

No entanto, deve-se observar que o Mercado de Referência é uma estimativa e não necessariamente coincidirá com o volume de fato consumido no ano subsequente ao cálculo tarifário. Historicamente no Brasil o consumo de eletricidade cresceu anualmente, com alguns poucos anos apresentando quedas. Segundo dados das séries histórica de consumo de eletricidade, fornecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2017), entre os anos de 1970 e 2016 a taxa média anual de crescimento do consumo de eletricidade foi de 5,75%. O crescimento médio é de 5,36%, com desvio padrão de 3,9%.

À exceção dos quatro anos, 2001, 2009, 2015 e 2016, todos os anos apresentaram crescimento. No ano de 2001, houve a necessidade de racionamento de energia, em função do risco de apagão. Em 2009, o setor elétrico apresentou sinais de consequências da crise global de 2008. Em 2015 e 2016 houve recessão econômica. Ou seja, de maneira geral, existe tendência à superação do Mercado de Referência (que representa o montante do último ano), o que implica em uma receita efetivamente auferida em um determinado ano sendo superior à Receita Requerida determinado no Reajuste Anual Tarifário.

No entanto, se por um lado a distribuidora tende a receber temporariamente receitas mais elevadas que as requeridas em função de um mercado maior do que o de referência, por outro, os seus custos elevam-se inflacionariamente, enquanto que as tarifas permanecem nominalmente iguais até o fim do período. Nesse caso, as tarifas sofrem redução real, em função dos efeitos da inflação sobre os custos das distribuidoras.

Desta forma, o resultado líquido sobre a receita auferida em relação à Receita Requerida é incerto. Em todo caso, a ANEEL prevê a necessidade de reajuste para cenários em que a receita auferida real é superior ou inferior à requerida em termos reais.

Tal ajuste ocorre por meio da Parcela B da Receita Requerida⁵⁹ e é inserido na tarifas do ano posterior. O reajuste pode ser visto pela Equação 14 abaixo (ANEEL, 2016.b):

$$\text{Equação 14: } VPB_1 = VPB_0 \cdot (IGPM - \text{Fator } X)$$

Onde, VPB_1 representa o valor da Parcela B reajustado; VPB_0 representa o valor da Parcela B antes do reajuste; IGPM é o índice de preços utilizado para correção do valor real dos custos; Fator X é o índice supracitado utilizado pela ANEEL, que será explicado a seguir, na Equação 15.

O IGPM está na Equação 14 com a finalidade de reajustar o valor da Parcela B para o seu valor real, não exercendo papel nas correções de descasamentos dos mercados de referência e o efetivamente auferido. Essa correção ocorre por meio do Fator X, mais especificamente, por meio do seu componente Pd. O Fator X é uma soma de três componentes, dentre os quais está o Pd, conforme a Equação 15 abaixo (ANEEL, 2017.f):

$$\text{Equação 15: } \text{Fator } X = P_d + Q + T$$

Onde, P_d representa os ganhos de produtividade da atividade de distribuição, atrelados também ao atendimento a um mercado maior que o de referência; Q representa o componente de qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e T representa a trajetória de custos operacionais, estimada no processo de *benchmarking*.

O componente Pd é ainda escrito pela Equação 16 (ANEEL, 2017.f):

$$\text{Eq. 16: } P_d = PTF + 0,14 \cdot (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \cdot (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC})$$

⁵⁹ Desajustes da Parcela A são corrigidos anualmente por meio do recálculo da Parcela A e do uso de componentes financeiros que integram a tarifa.

Onde, PTF representa a produtividade média do segmento de distribuição, estimada em 1,53% a.a.; $\Delta MWh(i)$ é a variação anual de mercado da concessionária i, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior; $\overline{\Delta MWh}$ é a variação anual média de mercado das distribuidoras, estimada em 4,65% a.a.; $\Delta UC(i)$ é a variação anual do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior; e $\overline{\Delta UC}$ é a variação anual média do número de unidades consumidoras, estimada em de 3,39% a.a..

Nota-se que acréscimos em $\Delta MWh(i)$ resultam em acréscimos para o Pd, que por sua vez eleva o Fator X e reduz o volume do reajuste da Parcela B da receita requerida. Pois,

$$\frac{\partial Pd}{\partial \Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}} = 0,14 \quad e \quad \frac{\partial Fator X}{\partial Pd} = 1$$

Ou seja, o componente Pd aumenta de tamanho quanto maior é a diferença entre o Mercado de Referência o e mercado efetivamente auferido, caso este último seja maior que o primeiro. Caso o oposto ocorra, mantido todo o resto constante, ele tende a apresentar valores mais baixos ou até mesmo a tornar-se negativo.

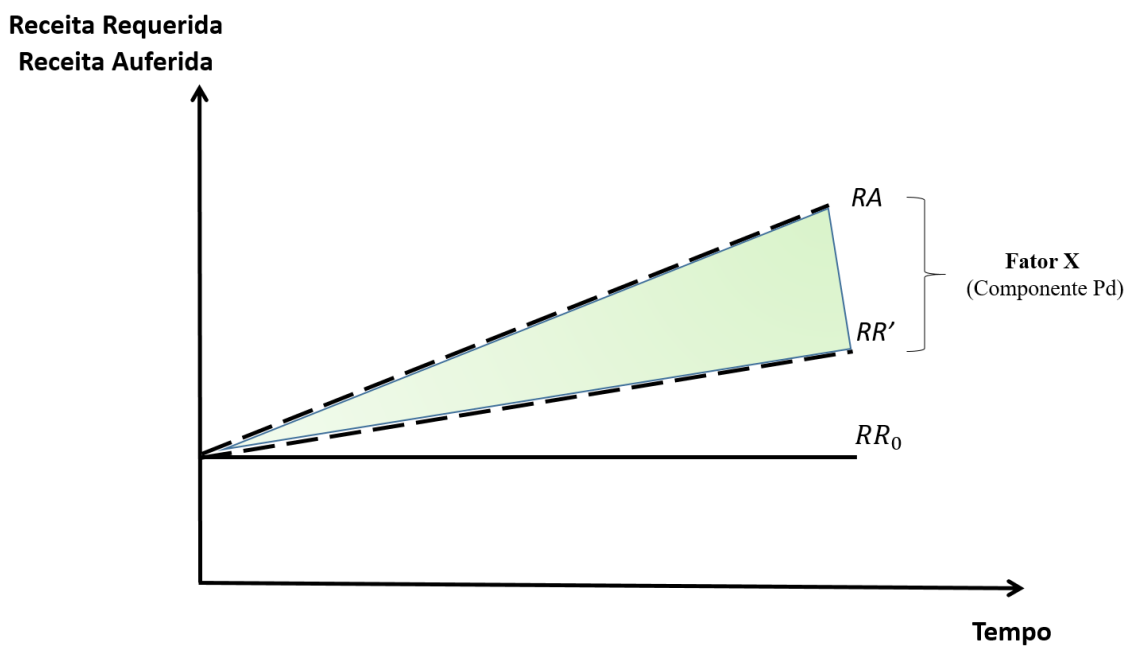
Com base nos dados apresentados, caso a variação anual seja superior a 6,27 pontos percentuais negativos e a variação no número de unidades consumidoras permaneça na média, o Pd assumirá um valor negativo. Esse é um caso em que a receita auferida foi inferior à requerida, em função do mercado, e o Fator X tenderá a compensar tal efeito ao elevar ou reduzir em menor intensidade os cortes do fator inflacionário (IGPM).

Em um caso de comportamento normal da demanda de energia elétrica, com o padrão de crescimento anual, qual é a dinâmica que atua sobre o fluxo de caixa das distribuidoras? Para responder a essa pergunta, deve-se considerar os efeitos:

- (i) De perda de valor real da receita, em função de efeitos inflacionários ao longo de um ano; e
- (ii) Dos ganhos oriundos do atendimento a um mercado superior ao estimado.

O Gráfico 9 ilustra esquematicamente a dinâmica da perda de valor real da tarifa e da obtenção de receitas acima das estimadas ao longo do ano seguinte ao Reajuste Tarifário Anual:

Gráfico 9 – Representação Esquemática das Dinâmicas que Afetam a Receita em Períodos Entre Reajustes Tarifários Anuais



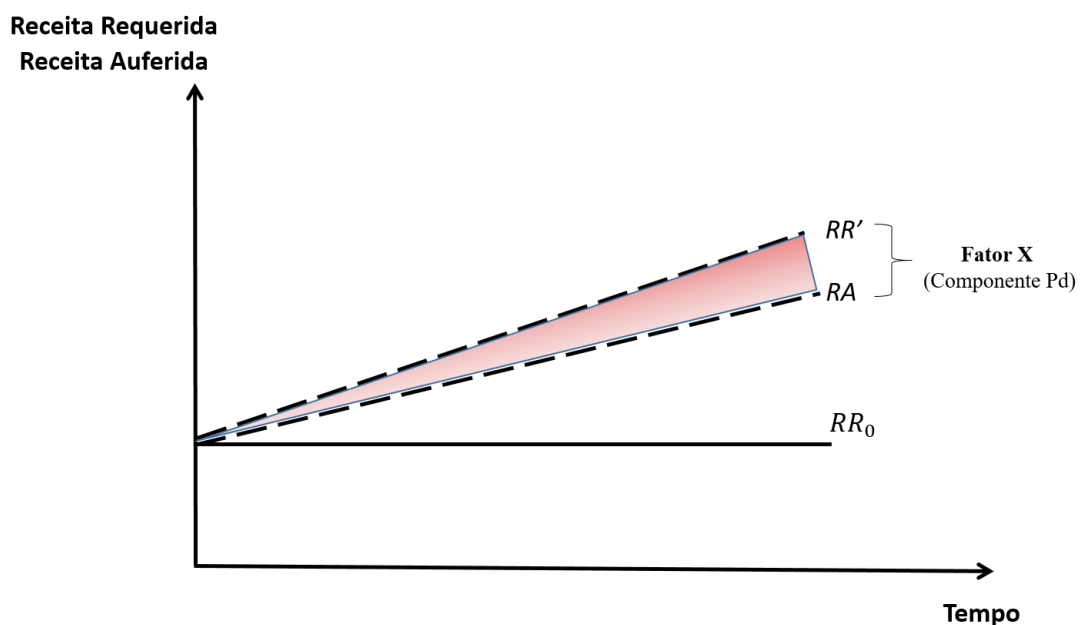
Fonte: Elaboração Própria

No Gráfico 9 acima a sigla RR_0 representa a Receita Requerida nominal (desconsiderando o valor da inflação), RA representa a receita auferida, e RR' representa a Receita Requerida nominal que equivale à RR_0 real no início do ano. Ele está em termos contínuos, mas pode ser segregado ao longo do tempo para representar subperíodos ao longo do ano entre os Reajustes Anuais Tarifários. Ou seja, de um ponto de vista nominal,

RR' é a receita que deve ser obtida para que haja manutenção do equilíbrio econômico financeiro de curto prazo para os serviços de distribuição elétrica. No entanto, no exemplo acima, a receita de fato auferida é superior, em função de um mercado expressivamente superior ao de referência, gerando uma renda superior à requerida. O Fator X, por meio do componente Pd, irá portanto reduzir o reajuste da Parcela B, de maneira a compensar pelos ganhos adicionais de receita no período anterior, representados pela região verde no gráfico.

Pode ainda ocorrer, em épocas de elevada inflação e de um crescimento de mercado menos expressivo, de o Fator X atuar de maneira a compensar as perdas temporárias, tal como ilustrado na Gráfico 10 abaixo:

Gráfico 10 – Representação Esquemática das Dinâmicas que Afetam a Receita em Períodos Entre Reajustes Tarifários Anuais



Fonte: Elaboração Própria

Embora possam haver ganhos ou perdas de curto prazo que posteriormente são compensados nos Reajustes Tarifários Anuais, o comportamento compensatório inerente

a forças opostas, como no caso dos efeitos das perdas de valor real das tarifas e do aumento do mercado consumidor de energia elétrica, evita que esses ganhos ou perdas extra regulatórios atinjam elevado volume, possuindo impacto reduzido sobre o fluxo de caixa das distribuidoras.

É neste ponto que a difusão da GD possui relevância sobre o fluxo de caixa das distribuidoras. O efeito da difusão da GD atua sobre a dinâmica acima exposta, reduzindo o mercado de energia das distribuidoras. Incrementos no volume de energia gerada pelos próprios consumidores para o auto consumo reduz a demanda de energia das distribuidoras. Nesse caso, a receita auferida não crescerá no mesmo ritmo em termos nominais, e logo não crescerá tampouco em termos reais. Isso implica em um aumento do número de casos em que a distribuidora incorre em perdas de curto prazo, afetando seu fluxo de caixa, como no caso da Figura 20.

Dada a importância desta possibilidade, apresenta-se o seguinte exemplo para o ano de 2024, utilizando os dados de difusão de GD da ANEEL apresentados no capítulo 3. Do ano de 2023 para o ano de 2024 a capacidade instalada em GD irá crescer em 960 MWp. Considerando um fator de capacidade médio para o Brasil de 20%, tal como apontado pelo Conselho Mundial de Energia (WEC, 2017), essa capacidade instalada de 960 MWp geraria, em média, 1680 GWh. Segundo os dados da série histórica do consumo residencial de energia elétrica, provida pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2017), a taxa média de crescimento anual do consumo foi de 6,19% entre 1970 e 2016. Uma projeção para o ano de 2024 utilizando a mesma taxa média de crescimento leva a concluir que os 1680 GWh estimados seriam equivalentes a uma redução de 0,7% de todo o consumo residencial para o mesmo ano. Esses 0,7% representariam uma queda de receita ao longo do ano em proporção equivalente.

4.2. Potencial Impacto Sobre a Lógica Econômica dos Serviços de Distribuição

A difusão da GD pelas atuais condições econômicas e regulatórias no Brasil poderá conduzir a um impacto permanente no longo prazo, relacionado à lógica econômica dos serviços de distribuição. Deve-se notar que esse impacto possui como objeto os consumidores de baixa tensão (Grupo B), para os quais a tarifa é denominada *monômnia*.

Estes consumidores, geralmente residenciais e comerciais, remuneram os custos do diversos agentes envolvidos no fornecimento de energia elétrica por meio de tarifas de energia que não possuem componentes de rateio por selo de potência, mas apenas por selo de energia, que às vezes é combinado com o uso do Custo Marginal de Capacidade. A TUSD da tarifa elétrica para estes consumidores tem os seus custos rateados de acordo com o volume consumido de energia elétrica e pelo CMC alocado a cada subgrupo tarifário. A TE, assim como é o caso para todos os outros tipos de consumidores, possui critério de rateio exclusivamente por selo de energia. A Equação 21 representa o custo da tarifa paga pelo consumidor i , pertencente ao Grupo B, pelo consumo de energia das distribuidoras, e está segregado em TUSD e TE (ANEEL, 2017.g).

$$\text{Eq. 17: } Tar. (i) = \left[\frac{CE}{MR_i} \cdot c(i) \right] + \left[\frac{PNT+FIOA'+PT''+FIOB''}{MR_i} \cdot c(i) \right]$$

Onde,

CE representa os custos de pagamentos relacionados à compra de energia para o atendimento ao mercado cativo de baixa tensão;

MR representa o Mercado de Referência ajustado para os consumidores da baixa tensão;

PNT representa as perdas não técnicas;

FIOA' representa os custos de uso de redes de transmissão e das outras distribuidoras, encargos do sistema elétrico como CDE, CCC e PROINFA, e encargos do serviço de distribuição, incluindo a já rateada contribuição ao ONS, que segue o critério de rateio por CMC;

c(i) representa o consumo do consumidor i;

PT'' representa as perdas técnicas já rateadas pelo critério de CMC; e

FIOB'' representa os custos gerenciáveis das distribuidoras, como custos de operação e manutenção, custo de capital e depreciação de investimentos, também já rateados pelo CMC.

Na Equação 17 acima, a primeira parcela entre colchetes representa a parcela da TE dentro da tarifa, a segunda representa a TUSD. A difusão da GD implica em um menor nível de consumo de energia a partir do fornecimento das distribuidoras. O que ocorreria com o nível tarifário do consumidor i, em caso de queda do Mercado de Referência, a despeito da manutenção do nível de consumo do consumidor i? Ou seja, em caso de expressiva difusão da GD, por meio da adoção de outros consumidores que não o consumidor i. Antes de responder a essa pergunta, é necessário analisar o impacto da redução do Mercado de Referência sobre o valor das outras variáveis.

A energia adquirida é função do tamanho do Mercado de Referência, portanto quedas deste devem conduzir a um menor volume de energia adquirida. Neste caso, pode-se utilizar como hipótese simplificadora a seguinte expressão:

$$\text{Equação 18: } \textit{Custo de Energia} = \textit{Mercado de Referência} \cdot y$$

Onde y representa o custo médio de aquisição de energia, fixo no horizonte desta análise⁶⁰. Nesse caso, a relação entre custo de energia e consumo total permanece constante, independentemente do nível de consumo. Logo,

$$\frac{\partial \text{Custo de Energia}}{\partial \text{Mercado de Referência}} = y$$

Ou seja, ambos variam no mesmo sentido. No entanto deve-se ainda entender a relação das PNT e do FIOA' em relação ao nível do Mercado de Referência. Quanto às perdas não técnicas (PNT), não há motivos para que estas sofram qualquer alteração no curto prazo⁶¹, rendendo a estas a seguinte expressão:

$$\frac{\partial PNT}{\partial \text{consumo agregado}} = - \frac{PNT}{\text{consumo agregado}^2}$$

O FIOA' decomposto em subitens que permitem uma melhor compreensão do comportamento deste componente. O FIOA' pode ser representado por uma soma, tal como: FIOA' = Encargos Setor Elétrico (ES) + Uso de Redes de Terceiros (URT). Assim como no caso das perdas não técnicas, os encargos do setor elétrico devem possuir uma relação de independência quanto Mercado de Referência das distribuidoras, ao menos no curto prazo. Portanto, existe a seguinte relação:

$$\frac{\partial \text{Encargos do Setor Elétrico}}{\partial \text{Mercado de Referência}} = - \frac{\text{Encargos do Setor Elétrico}}{\text{Mercado de Referência}^2}$$

Com relação às alterações de custo de uso da rede de terceiros decorrentes de queda do consumo, o efeito não é óbvio. Pode ser que um menor volume de aquisição de geração

⁶⁰ Embora essa hipótese não seja óbvia, existe um efeito ambíguo sobre o custo da energia com a difusão da GD. Se por um lado, um menor nível de consumo agregado reduz os picos de energia, atuando de maneira a reduzir os custos de energia, por outro, a operação do setor elétrico passa a ser mais exigente de fontes flexíveis, cujos custos são em geral maiores (IEA, 2014).

⁶¹ Esta é uma hipótese simplificadora, pois há relação das perdas não técnicas com o nível tarifário, que é o objeto da presente análise. Para evitar maiores complicações analíticas, este efeito será desconsiderado. Deve-se no entanto compreender que a inclusão do mesmo intensificaria o resultado final.

centralizada reduza essa parcela dos custos. Não obstante, a injeção de energia na rede a partir das fontes de GD pode reduzir esse efeito significativamente, principalmente quando se considera a necessidade de balanceamento de regiões, utilizando as redes de transmissão, em função da variabilidade de geração dessas fontes renováveis (IEA, 2014). A abordagem utilizada para este caso é a manutenção da relação, que pode ser escrita como:

$$\text{Equação 19: } \textit{Uso da Rede de Terceiros} = \textit{Mercado de Referência} \cdot k$$

Onde k representa um escalar qualquer que relaciona o custo por kWh do Uso da Rede de Terceiros. O que rende a seguinte expressão:

$$\frac{\partial \textit{uso da rede de terceiros}}{\partial \textit{consumo agregado}} = k$$

Assumir-se-á ainda que as perdas técnicas variam proporcionalmente ao consumo agregado, como hipótese adicional, pois ainda que estas tendam a reduzir-se com a difusão da GE, a médio e longo prazo elas podem voltar a aumentar (SHEIKHI *et al.*, 2013). A Equação 20 representa a relação entre as perdas técnicas e o consumo agregado dos consumidores não adotantes de GD do Grupo B.

$$\text{Equação 20: } \textit{Perdas Técnicas} = \textit{Mercado de Referência} \cdot z$$

Onde z representa um escalar qualquer que relaciona o volume de perdas técnicas por kWh de consumo do Mercado de Referência. O que rende a seguinte expressão:

$$\frac{\partial PT''}{\partial \textit{Mercado de Referência}} = z$$

Os custos da parcela FIOB'' são completamente inelásticos à queda de consumo oriunda de consumidores adotantes de GD. Dada a inexistência de sincronismo perfeito

entre a geração de sistemas de GD, estes consumidores adotantes seguem ligados à rede de distribuição em função da necessidade de troca de energia por meio do *net metering*.

Portanto, aplica-se a relação abaixo:

$$\frac{\partial FIOB''}{\partial \text{Mercado de Referência}} = - \frac{FIOB''}{\text{Mercado de Referência}^2}$$

Por fim, com base nas relações acima, é possível obter o resultado de uma queda do nível de consumo agregado sobre o nível da tarifa para o consumidor i , a partir da seguinte expressão:

$$\frac{\partial \text{tarifa } c(i)}{\partial MR} = -c(i) \left(\frac{PNT}{MR^3} + \frac{PNT}{MR^2} + \frac{ES}{MR^3} + \frac{ES}{MR^2} + \frac{FIOB''}{MR^3} + \frac{FIOB''}{MR^2} \right) < 0$$

Nesse caso, existe relação inversa entre nível tarifário para os consumidores cativos⁶², não adotantes de GD e do Grupo B, e o Mercado de Referência do Grupo B das distribuidoras. Ou seja, quedas no volume de energia agregada consumida das distribuidoras leva a aumentos da tarifa média.

O aumento do nível tarifário para aqueles consumidores cativos do Grupo B e não adotantes de tecnologias de autoconsumo implica em choques das relações de atratividade de sistemas de GD. A compreensão desse efeito pode ser realizada a partir do cálculo do VPL em um sistema de *net metering* (como é caso no Brasil), apresentado na Equação 11 do capítulo 3:

$$\text{Equação 11: } VPL = \sum_{j=1}^n \frac{g_j \cdot t_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{m_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{d_j}{(1+i)^j} - C$$

⁶² Embora o foco desta exposição sejam os clientes cativos, o impacto pode estender-se aos consumidores livre, visto que parte do aumento ocorre por uma base de consumo menor para custos que se mantêm. Nesse caso, critérios que não utilizam o CMC, como encargos do sistema elétrico, afetariam os consumidores livres.

Onde: g_j é o volume de geração do mês j ; t_j é a tarifa do mês j ; m_j é o custo de manutenção do mês j ; i é a taxa de desconto intertemporal; d_j é a depreciação do mês j ; C é o custo de investimento.

O efeito de um aumento das tarifas (t_j) é direto e positivo sobre o VPL, pois eleva valor financeiro dos fluxos de entrada. Tal efeito pode ainda ser visualizado por meio da expressão:

$$\frac{\partial VPL}{\partial t_j} = \sum_{j=1}^n \frac{g_j}{(1+i)^j} > 0$$

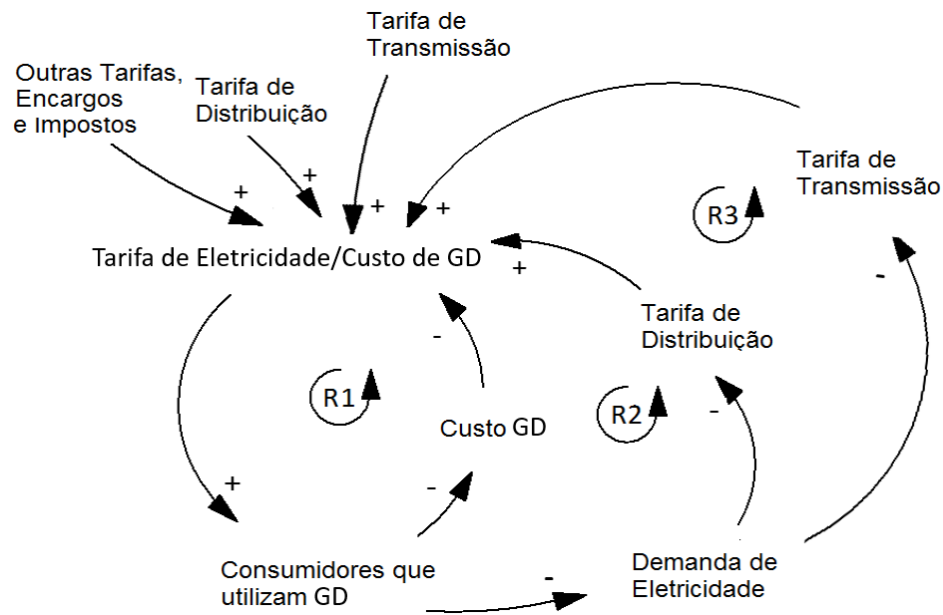
Um aumento do VPL pode levar à paridade tarifária (tornando VPL anteriormente negativos em positivos) para consumidores que ainda não a possuíam, ou pode conduzir a uma maior atratividade em relação a investimentos concorrentes. Portanto, a redução do nível de consumo agregado de energia fornecida pelas distribuidoras para os consumidores cativos do Grupo B resulta em uma maior atratividade da instalação de sistemas de autogeração e impulsiona a difusão da GD. Se a própria difusão da GD é responsável pela queda do Mercado de Referência, há portanto um efeito cíclico e auto alimentado. A difusão da GD eleva as tarifas, que por sua vez alimentam outra leva de adoções, e assim sucessivamente. Este fenômeno teórico pode resultar no que é denominado pela literatura acadêmica como a “espiral da morte” das distribuidoras (COSTELLO & HEMPHILL, 2014).

Esse fenômeno teórico não é novo e já tem chamado a atenção de diversos economistas desde a década de 1970, quando por motivos de queda de consumo de energia derivados da crise do petróleo na mesma década, passou-se a considerar um perigoso desequilíbrio para as concessionárias de energia nos EUA.

O termo tornou-se bastante utilizado por economistas e analistas para descrever a possibilidade de um ciclo vicioso de aumentos de custos e queda da demanda. A queda inicial no nível de consumo de energia elétrica força as distribuidoras a repassar os seus custos a uma quantidade menor de energia consumida, tornando a tarifa mais cara. O fato dos custos absolutos terem aumentado em função da crise torna a elevação tarifária ainda mais severa. Esta elevação, por sua vez, pode induzir a uma nova redução do consumo. Não obstante, o processo não se desencadeou da maneira esperada pela teoria, e uma década depois, como apontado por FELDER E ATHAWALE (2014), a espiral da morte foi considerada como resultante de condições pouco verossímeis, relacionadas à reação dos consumidores (GESEL, 2016, p. 30).

O termo voltou a ganhar espaço nos debates econômicos envolvendo as distribuidoras de energia elétrica em função dos avanços tecnológicos das tecnologias renováveis que tem impulsionado a difusão da GD. Em 2013 um artigo do *The Wall Street Journal* (DENNING, 2013) marcou o início de um novo ciclo de debates acadêmicos e nas esferas de discussão de agentes envolvidos em setores elétricos ao redor do mundo. O fenômeno é ilustrado na Figura 11 abaixo:

Figura 11 - Modelo Geral da Espiral da Morte das Empresas de Distribuição



Fonte: Adaptado de Dyner *et al.*(2016)

O mecanismo é fundado na seguinte relação: um aumento do nível tarifário, decorrente de um aumento da adoção da GD, resulta em subseqüentes adoções de sistemas de GD, que tornam a elevar a tarifa média, e assim subseqüentemente. No entanto, esse simples tratamento teórico não é capaz de determinar se o movimento continua indefinidamente ou não.

Antes de abordar os detalhes que permitem inferir quanto às condições que levam à interrupção ou não do ciclo, cabe uma abordagem considerando a natureza dos custos envolvidos no atendimento aos consumidores cativos, adotantes ou não da GD.

Os custos do setor elétrico envolvidos no processo de fornecimento de energia para os consumidores cativos do Grupo B podem ser categorizados enquanto custos fixos ou custos variáveis, envolvendo diversos agentes dos segmentos da indústria. Quando um consumidor cativo do Grupo B adota um sistema de autogeração e reduz o seu consumo

da rede de distribuição, passando a trocar o seu excedente por créditos de energia, ele deixa de pagar por grande parcela dos serviços cujo critério é o selo de energia.

Alguns desses serviços são constituídos em grande parte por custos variáveis, como é caso dos custos de compra de energia pelas distribuidoras, e em menor parte das perdas técnicas e dos custos do uso de transmissão da rede básica (que embora não possam ser diminuídos, podem ser postergados). No entanto, alguns outros, como aqueles relacionados às perdas não técnicas, ao pagamento de encargos setoriais para o desenvolvimento de políticas dentro do setor elétrico, e à estrutura física da rede de distribuição, são fixos e não sofrem reduções com a queda de consumo elétrico proveniente das distribuidoras.

Enquanto para o caso de custos variáveis o impacto sobre as tarifas é reduzido ou nulo, para o caso dos custos fixos, o repasse dos mesmos para uma base menor de consumidores conduz à elevação da tarifa média e gera outro efeito adicional: o subsídio cruzado entre consumidores adotantes de não adotantes de GD. Enquanto os consumidores que adotam um sistema para auto consumo reduzem os seus gastos com energia da rede de distribuição, os consumidores que não adotam passam a pagar parcela dos custos antes pagos pelos primeiros. Assim sendo, os consumidores não adotantes de sistemas de GD, do Grupo B, estão subsidiando a instalação dos consumidores que possuem sistemas de GD no Grupo B.

Diversos fatores podem levar à incapacidade de adoção de um sistema de auto consumo, tal como um sistema de geração fotovoltaica. Os mais relevantes são:

- (i) A impossibilidade técnica de instalação local em função de ausência de espaço adequado;
- (ii) Condições inadequadas de fornecimento de financiamentos;

- (iii) Custos elevados; ou até mesmo
- (iv) A falta de conhecimento da possibilidade, ou ainda, a ausência de informação quanto à atratividade financeira.

As barreiras técnicas podem ser superadas a partir de instalações de condomínios solares ou de geração compartilhada, onde pode haver união de consumidores para a instalação de um sistema de GD em local diferente das unidades consumidoras, e a geração será tratada pelo *net metering*, como se a geração estivesse ocorrendo localmente (ANEEL, 2017). No entanto, mesmo sob tais condições, podem existir barreiras relacionadas à coordenação, relacionados ao volume e temporalidade do investimentos, dos agentes e entre os agentes.

Um dos mais preocupantes aspectos do subsídio cruzado é o relacionado à incapacidade financeira de adoção de um sistema de auto geração. O custos de instalação de um sistema fotovoltaico no Brasil, segundo o Portal Solar (SOLAR, 2017), para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, custam a partir de R\$ 12.700, o equivalente a mais de 13 salários mínimos⁶³. Este valor de investimento tende a determinar subsídios cruzados para consumidores de maior renda por aqueles de menor renda.

Em relação à potencial espiral da morte das distribuidoras de energia elétrica, ela possui estreita relação com a elasticidade-preço da energia elétrica proveniente das distribuidoras. HENDERSON (1986) identificou o que veio a ser denominado posteriormente como a “condição de Henderson” por COSTELLO E HEMPHIL (2014). A condição para que a espiral da morte siga indefinidamente é dada pela Inequação 1 abaixo:

⁶³ O salário mínimo decretado em janeiro de 2017 é de R\$ 937,00.

$$\text{Inequação 1: Condição de Henderson} = e_p > \frac{P}{P - cm}$$

Onde, e_p representa a elasticidade-preço da demanda de energia elétrica pelos consumidores cativos do Grupo B; P representa o a tarifa de energia elétrica; e cm representa o custo marginal, que é o custo que a concessionária de distribuição possui na margem, para atender a um consumidor cativo adicional.

Uma maneira de entender a condição é por meio do estudo de uma outra condição muito semelhante a essa: a condição de maximização de lucros de um monopolista não regulado. A função lucro de um monopolista pode ser escrita como:

$$\text{Equação 21: Função Lucro (q)} = P(q) \cdot q - F - c(q)$$

Onde, $P(q)$ representa a função demanda inversa; q representa a quantidade produzida pela firma monopolista; F representa os custos fixos; e $c(q)$ representa os custos variáveis.

A maximização da função lucro conduz à condição de maximização de lucro do monopolista, que é determinada pela igualdade entre receita marginal e custo marginal:

$$P \cdot \left(1 + \frac{1}{e_p}\right) = cm$$

Como a elasticidade-preço da demanda é um valor negativo, a condição pode ser ainda reescrita como:

$$\text{Equação 22: } e_p = \frac{P}{P - cm}$$

A expressão acima é muito semelhante à inequação de Henderson, mas trata-se de uma equação. Sob essa condição, o monopolista não regulado pode maximizar o seu lucro

ao determinar o preço que a satisfaz, visto que é a única variável de controle que ele possui.

Considerando que o custo marginal seja constante, o que ocorre se o monopolista aumenta o preço? Tomando-se a derivada do lado direito da Equação 22, e considerando o custo marginal constante, obtém-se o seguinte resultado:

$$\frac{d}{dp} \left(\frac{P}{P - cm} \right) = - \frac{cm}{(p - cm)^2} < 0$$

Ou seja, o lado direito diminui quando o preço aumenta. Já quanto à elasticidade-preço da demanda, esta possui tendência ao aumento, visto que ela pode ser escrita como:

$$\text{Equação 23: } e_p = \frac{\Delta q}{\Delta p} \cdot \frac{p}{q}$$

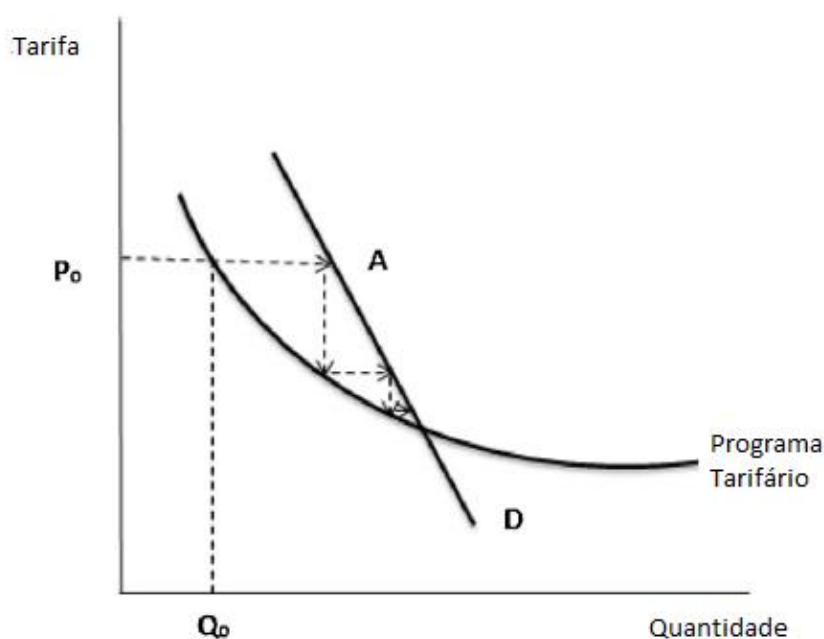
Aumentos de preços resultam em quedas de quantidades, elevando o fator $\frac{p}{q}$. Se a relação $\frac{\Delta q}{\Delta p}$ não sofrer variações extremas, então a elasticidade-preço da demanda irá aumentar. O resultado é então um aumento da e_p , que é o lado esquerdo da Equação 22.

Portanto, um aumento de preço sob a condição de maximização de lucro em monopólio diminui o lucro da empresa e a conduz à Condição de Henderson, com $e_p > \frac{P}{P - cm}$. Caso a empresa tente recuperar os lucros perdidos por meio de mais um aumento de preços, ela reduzirá ainda mais o seu lucro, afastando-a da condição de maximização de lucros. Logo, a solução do monopolista é a redução do preço até os patamares que permitam a satisfação da Equação 22.

Uma empresa regulada não possui uma função lucro a maximizar, mas enquanto monopolista está sujeita às mesmas condições de reação do mercado que a firma não regulada. A função lucro da firma é alterada pela função de determinação da tarifa que

utiliza cálculos regulatórios, como os analisados no capítulo 2. Caso ela entre na Condição de Henderson, ela não poderá fazer como a firma monopolista e reduzir a sua tarifa, já que não possui controle sobre o nível tarifário, se não pelos custos, os quais não podem ser alterados rapidamente. Ainda que a tarifa pudesse ser alterada, ela não teria como recuperar o mercado perdido, já que os consumidores que realizaram os investimentos em sistemas de geração própria não possuem total mobilidade de capital, podendo estar presos a financiamentos, custos afundados etc. (FELDER & ATHAWALE, 2014). Os Gráficos 11 e 12 abaixo ilustram ambas as situações.

Gráfico 11 – Exemplo de um Mercado Com Equilíbrio Estável



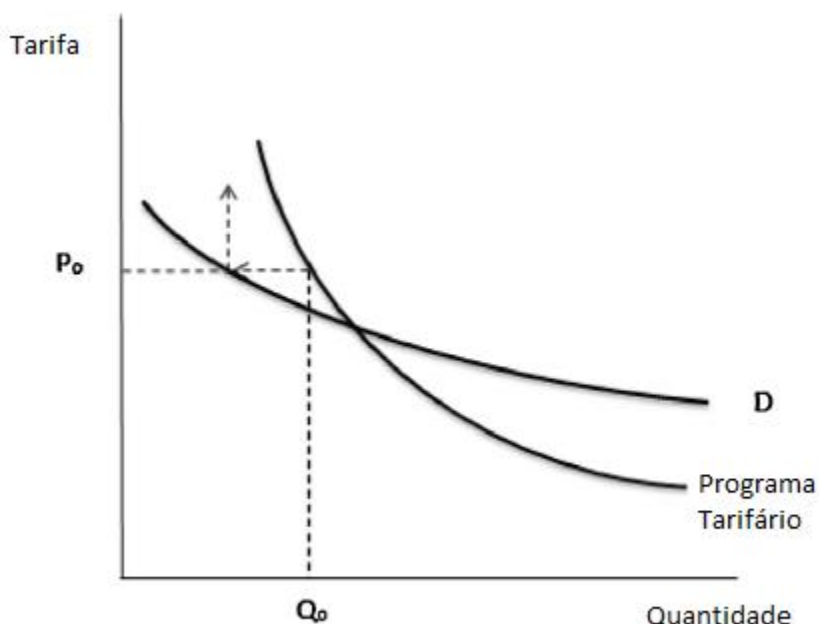
Fonte: Adaptado de COSTELLO & HEMPHIL (2014)

O Gráfico 11 ilustra um mercado em que a distribuidora não se encontra sob a condição de Henderson. O Programa Tarifário é a curva que representa todos os pontos de equilíbrio entre a quantidade a demandada de energia de uma distribuidora e o nível tarifário. O Programa Tarifário representa a trajetória de ajustes tarifários regulatórios, em função de mudanças no nível da demanda dos consumidores cativos do Grupo B. A

curva D é a curva de demanda do mercado. Nesse caso, $e_p \leq \frac{P}{P-cm}$. Tal relação pode ser identificada no gráfico pela inclinação da curva de demanda, que é superior à do Programa Tarifário, em virtude da menor elasticidade da primeira.

Sob tal cenário, se ocorre uma queda da demanda, não se inicia um ciclo indefinido que conduz à espiral da morte, mas atinge-se um novo equilíbrio, com uma tarifa mais elevada e um consumo menor (após adoção de GD por parcela adicional dos consumidores cativos do Grupo B).

Gráfico 12 – Exemplo de um Mercado Instável (Condição de Henderson)



Fonte: Adaptado de COSTELLO & HEMPHIL (2014)

O Gráfico 12 ilustra um cenário em que a Condição de Henderson está presente, ou seja, $e_p > \frac{P}{P-cm}$. Nota-se pelo gráfico que o impacto imediato é uma curva de demanda com inclinação menor que o Programa Tarifário. Uma redução do volume consumido neste cenário teria consequências bastante distintas do que no caso anterior. O deslocamento da curva de demanda para a esquerda geraria um grande aumento da tarifa,

que por sua vez geraria outra queda da demanda ainda maior, e assim sucessivamente, sem convergência e chegada a um novo equilíbrio. Essa dinâmica é a representada na espiral da morte.

Por esta dinâmica as tarifas irão aumentar ano após ano, com reduções periódicas do mercado, em função de possibilidade de migração para a auto geração. Deve-se notar que os subsídios permanecerão enquanto os consumidores adotantes de GD permanecerem conectados à rede de distribuição, mas sem contribuir proporcionalmente aos custos de uso da rede.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho tem como objetivo central analisar os potenciais impactos que podem ocorrer sobre o equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica em um contexto de difusão da GD e de manutenção da regulação atualmente vigente, estabelecida pela ANEEL através das Resoluções Normativas nº 482 e nº 687.

Pode-se destacar, com a devida ênfase, dois principais tipos de impactos:

- (i) Sobre o fluxo de caixa das distribuidoras; e
- (ii) Sobre a lógica econômica dos serviços de distribuição.

As condicionantes regulatórias que regem a difusão de GD no Brasil são muito favoráveis. Os consumidores adotantes de GD, enquanto micro ou minigeradores, são regulados pelo sistema de compensação do *net metering*, utilizando a rede de distribuição como um sistema de armazenamento, pois a energia exportada para a rede é valorada a custo de varejo. Ainda que a energia exportada para a rede não seja monetizada, isso implica em uma troca direta por créditos de volume igual de energia em momento ulterior, como o seria realizado por um sistema de armazenamento perfeito (livre de perdas).

A união desses incentivos com as quedas de custos tecnológicas, em função dos ganhos de escala das novas tecnologias produzidas a nível mundial, podem impulsionar ainda mais a adoção da tecnologia. Dados da EPE indicam que para o ano de 2024 o consumo de auto geração de consumidores residenciais e comerciais poderá atingir no Brasil 3,35% de todo o consumo dos mesmos, com a instalação de cerca de 870 mil sistemas de GD.

Um ritmo acelerado de difusão é, segundo a regulação vigente, capaz de criar desequilíbrios de curto prazo, entre os reajustes anuais tarifários, decorrentes de diferenças entre a Receita Requerida e a Receita Auferida. Visto que diferenças entre o

Mercado de Referência e o volume efetivamente consumido são apenas acertadas por meio do Fator X uma vez ao ano, o fluxo de caixa das distribuidoras pode ser comprometido. O caso seria exacerbado pela conjunção de perdas de curto prazo decorrentes das perdas de valor real das tarifas, em função da inflação.

Os custos agregados e pagos pelos consumidores do Grupo B por meio da tarifa monômnia possuem elevada participação de custos de transporte e de encargos do setor elétrico. Os custos são independentes do nível de consumo e do Mercado de Referência. Reduções destes causam diminuição da base de rateio destes custos, elevando o nível geral das tarifas de consumo para os consumidores cativos. Esse fenômeno pode conduzir a duas circunstâncias:

- (i) Geração de subsídio cruzado; e
- (ii) Realimentação do processo de difusão.

O subsídio cruzado é consequência da necessidade de remuneração de custos dos serviços ofertados e utilizados por consumidores adotantes de GD e que já não mais os pagam. A redução do consumo de energia elétrica das redes de distribuição reduz o fator de rateio destes custos na tarifa monômnia: o volume de energia consumido. Estes custos passam a ser remunerados pelos consumidores não adotantes via tarifas maiores.

A realimentação do processo de difusão pode conduzir, sob determinadas condições, mais especificamente, sob a Condição de Henderson, a um desequilíbrio do mecanismo regulatório de ajuste da tarifa, levando a um colapso do modelo de negócios das distribuidoras, que ainda cumprem papel indispensável e essencial no setor elétrico.

A concretização destes potenciais impactos capazes de conduzir a cenários indesejados, do ponto de vista da neutralidade e da estabilidade do setor elétrico, depende de diversos fatores, como a velocidade da queda de custos de sistemas de GD, a oferta de

condições favoráveis de financiamento, a viabilidade de modelos de negócios, restrições técnicas à instalação, dentre outros. No entanto, dois dos fatores mais relevantes, e que envolvem todos os outros, direta ou indiretamente, são: (i) a velocidade de difusão da adoção de sistemas de GD; e (ii) a dimensão e relevância do subsídio cruzado.

A análise destes dois fatores foge ao escopo e finalidade deste trabalho, que teve como objetivo a identificação dos potenciais impactos e desequilíbrios econômico-financeiros sobre a prestação do serviço de distribuição elétrica no Brasil. Futuros trabalhos com o intuito de quantificar esses dois fatores, a velocidade de difusão e a dimensão do subsídio cruzado, são necessários para uma melhor avaliação dos riscos sob o atual marco regulatório.

O Ministério de Minas e Energia, por meio de nota técnica⁶⁴, sinalizou a necessidade de alteração do marco regulatório até o ano de 2021, com a implementação de uma tarifa binômia (MME, 2017). O presente trabalho pretende contribuir para este importante debate que certamente irá contribuir para que a difusão da GD seja realizada de maneira neutra às distribuidoras e aos consumidores com menor poder aquisitivo ou tecnicamente impedidos de investir em GD.

⁶⁴ NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE - Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

A YATCHEW., Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis.

Journal Of Applied Econometrics. Toronto, p. 187-210. jun. 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **NOTA TÉCNICA N° 66/2015–**

SRM/SGT/ANEEL: Metodologia de Custos Operacionais. Distrito Federal: Aneel, 2015. 149 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN 414:** Resolução Normativa

n° 414. Distrito Federal: Aneel, 2010.a. 156 p.

ANEEL. **Base de Remuneração Regulatória.** Asa Norte: Aneel, 2015.a 81 p. (PRORET

2.3).

ANEEL. **BIG:** Banco de Informações de Geração. 2017. Disponível em:

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

Acesso em: 22 jun. 2017.

ANEEL. **Custo de Capital.** Asa Norte: Aneel, 2015.b 9 p. (PRORET 2.4).

ANEEL. **Custos de Aquisição de Energia.** Asa Norte: Aneel, 2016.c 17 p. (PRORET

3.2A).

ANEEL. **Custos de Aquisição de Energia.** Asa Norte: Aneel, 2017.a 17 p. (PRORET

3.2).

ANEEL. **Custos de Transmissão.** Asa Norte: Aneel, 2017.b 10 p. (PRORET 3.3A).

ANEEL. **Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis**. Asa Norte: Aneel, 2017.d 26 p. (PRORET 2.2A).

ANEEL. **Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs**. 2016.a.
Disponível em: <http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html>.
Acesso em: 22 jun. 2017.

ANEEL. **Encargos Setoriais**. Asa Norte: Aneel, 2017.c 8 p. (PRORET 3.4A).

ANEEL. **Fator X**. Asa Norte: Aneel, 2017.f 17 p. (PRORET 2.5A).

ANEEL. **Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Asa Norte: Aneel, 2016.a 28 p. (PRODIST).

ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD**. Asa Norte: Aneel, 2017. 23 p.

ANEEL. **Procedimentos Gerais**. Asa Norte: Aneel, 2016.b 15 p. (PRORET 3.1).

ANEEL. **Procedimentos Gerais**. Asa Norte: Aneel, 2017.e 9 p. (PRORET 2.1A).

ANEEL. **Procedimentos Gerais**. Asa Norte: Aneel, 2017.g 15 p. (PRORET 7.1).

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**. Asa Norte: Aneel, 2012.a. 12 p.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687**. Asa Norte: Aneel, 2015.c

ANEEL. **Tarifas de Aplicação**. Asa Norte: Aneel, 2017.i 9 p. (PRORET 7.3).

- ANEEL. **Tarifas de Referência**. Asa Norte: Aneel, 2017.h 16 p. (PRORET 7.2).
- ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2017.j. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 01 jul. 2017.
- ARRILLAGA, Jos. **High Voltage Direct Current Transmission**. 2. ed. Londres: The Institution Of Engineering And Technology, 2008. 296 p.
- BANSAL, Ramesh. **Handbook of Distributed Generation**. Pretoria: Springer, 2017.
- BAUMOL, William J.. **Microtheory: Application and Analysis**. Cambridge: The Mit Press, 1986. 330 p.
- BAUMOL, William J.; WILLIG, Robert D.. Fixed Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly. **The Quarterly Journal Of Economics**. Cambridge, p. 405-431. ago. 1981.
- BESSEN, Stanley M.; FARREL, Joseph. Choosing How to Compete: Strategies and Tactics in Standardization. **Journal Of Economic Perspectives**. Pittsburgh, p. 117-131. abr. 1994.
- BOLLEN, Math; HASSAN, Fainan. **INTEGRATION OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE POWER SYSTEM**. New Jersey: Ieee, 2011. 520 p.
- BRIDLE, Richard; ATTWOOD, Clement. **Coal and Renewables in China**. Manitoba: Iisd, 2015. 15 p.

BROWN, Richard E.. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Boca Raton: Crc Press, 2009. 370 p.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de Direito Administrativo**. 23. ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2009. 1369 p.

CHAMBERLIN, John H.; HUMPHREY, Bruce G.. **The Economic Principles Underlying Utility Service Areas**. Burlington: Kema, 2003. 21 p.

CLEMENTE, Frank. **The Rise of Electricity: Offering Longevity, Improved Living Standards, and a Healthier Planet**. 2014. Disponível em: <<http://cornerstonemag.net/the-rise-of-electricity-offering-longevity-improved-living-standards-and-a-healthier-planet/>>. Acesso em: 10 jul. 2017.

COÊLHO, Simonne Neiva. **Theory of Operation of a Modern National Economy**. 2004. 32 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, The George Washington University, Washington, 2004.

COSTELLO, Kenneth W.; HEMPHILL, Ross C.. Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality? **The Electricity Journal**. Amsterdã, p. 7-26. 10 dez. 2014.

COURSEY, Don, R. Mark ISAAC, and Vernon L. SMITH. "Natural Monopoly and the Contestable Markets Hypothesis: Some Preliminary Results from Laboratory Experiments." **Journal of Law and Economics**, 27 (1984): 91-113.

DAMODARAN, Aswath. **On Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance**. Nova York: Wiley, 1994. 852 p.

DAS, Debapriya. **Electrical Power Systems**. Kharagpur: New Age International, 2007. 483 p.

DENNING, Liam. **Lights Flicker for Utilities**. 2013. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/lights-flicker-for-utilities-1387752421>>. Acesso em: 10 jul. 2017.

DIAS, Danilo de Souza; RODRIGUES, Adriano Pires. A Regulação das Indústrias de Rede: O caso dos Setores de Infraestrutura Energética. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 17, n. 3, p.71-84, ago. 1997.

DIXIT, Avinash. Entry and Exit Decisions Under Uncertainty. **The Journal Of Political Economy**. Chicago, p. 620-638. jun. 1989.

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; BERNAL-AGUSTÍN, José L.. A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. **Energy**. Zaragoza, p. 684-694. mar. 2015.

DYNER, I; CASTAÑEDA,M; ZAPATA, S; FRANCO, C – Seminário Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição – Firjan – 20 de maio de 2016.

ECONOMIDES, Nicholas. The Economics of Networks. **International Journal Of Industrial Organization**. Nova York, p. 673-699. jun. 1996.

EL-HAWARY, Mohamed E.. **Electrical Power Systems**. Piscataway: Ieee Press, 1995. 799 p.

ENERGIAS, Ministério de Minas e. **NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE - Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.** Distrito Federal: Mme, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=687810A63FAD48A02163CBE536781334.srv155?p_auth=BmfMDIdY&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivoid=203&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo>. Acesso em: 15 jul. 2017.

EUROPEIA, Comissão. **Market Functioning in Network Industries:** Electronic Communications, Energy and Transport. Bruxelas: Comissão Europeia, 2013. 124 p.

FARACO, Alexandre Ditzel; COUTINHO, Diogo R.. Regulação de Indústrias de Rede: Entre Flexibilidade e Estabilidade. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 27, n. 2, p.261-280, abr. 2007.

FELDER, Frank A.; ATHAWALE, Rasika. The Life and Death of the Utility Death Spiral. **The Electricity Journal**. Amsterdã, p. 9-16. 08 jul. 2014.

FINGER, Matthias; KÜNNEKE, Rolf W.. **International Handbook of Network Industries:** The Liberalization of Infrastructure. Cheltenham: Edward Elgar, 2011. 536 p.

FLORIO, Massimo. **Network Industries and Social Welfare.** Oxford: Oxford University Press, 2013. 431 p.

FRAUNHOFER. **Recent Facts about Photovoltaics in Germany.** Freiburg: Ise, 2017. 88 p.

FUGIMOTO, Sérgio Kinya. **Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas**. 2010. 195 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

GESEL. **Texto de Discussão do Setor Elétrico**. 67. ed. Rio de Janeiro: Gesel, 2016. 46 p. (TDSE).

GOMES, Ana Amélia de Conti. **A Reestruturação das Indústrias de Rede: Uma Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro**. 1998. 148 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1998.

GÖNEN, Turan. **Electric Power Distribution Engineering**. 3. ed. Boca Raton: Crc Press, 2014. 1049 p.

GOTTINGER, Hans-Werner. **Economies of Network Industries**. London: Routledge, 2003. 246 p.

GRIGSBY, Leonard L.. **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution**. 3. ed. Boca Raton: Crc Press, 2012. 768 p.

HAJDSAÏD, Nouredine; SABONNADIÈRE, Jean Claude. **Electrical Distribution Networks**. London: Iste, 2011. 504 p.

HENDERSON, J. Stephen. Price Discrimination Limits in Relation to the Death Spiral. **The Energy Journal**. Toronto, p. 33-50. jun. 1986.

IEA. **The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.** Paris: Agência Internacional de Energia, 2014. 238 p.

IRENA. **Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2016.** Abu Dhabi: Irena, 2016.b. 20 p.

IRENA. **Renewable Energy Technology Innovation Policy: A Process Development Guide.** Abu Dhabi: Irena, 2015.a. 60 p.

IRENA. **The Power To Change: Solar And Wind Cost Reduction Potential To 2025.** Abu Dhabi: Irena, 2016.a. 112 p.

JOSKOW, Paul L. Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. **Review Of Network Economics.** Boston, p. 547-560. dez. 2008.

JOSKOW, Paul L.. Introducing Competition Into Regulated Networks Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity. **Industrial And Corporate Change.** Oxford, p. 341-382. jun. 1996.

KNIEPS, Günter. **Network Economics.** Freiburg: Springer, 2015. 194 p.

KOUTSOYIANNIS, Anna. **Modern Microeconomics.** Nova York: The Macmillan Press, 1975. 589 p. A YATCHEW,. Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis. **Journal Of Applied Econometrics.** Toronto, p. 187-210. jun. 2000.

KUMBHAKAR ET. AL., 2014, Nova York. **Scale economies, technical change and efficiency in Norwegian electricity distribution, 1998–2010.** Nova York: Springer Science, 2014. 11 p.

KÜNNEKE, Rolf W.; GROENEWEGEN, John; AUGER, Jean François. **The Governance of Network Industries.** Cheltenham: Edward Elgar, 2009. 229 p. (Studies in Evolutionary Political Economy).

LAKERVI, E.; HOLMES, E. J.. **Electricity Distribution Network Design.** 2. ed. Londres: The Institution Of Engineering And Technology, 2008. 339 p. (IET Power and Energy).

MARKARD, J., HOFFMANN, V.H., Analysis of complementarities: Framework and examples from the energy transition, **Technological Forecast and Social Change** (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2016.06.008> YATCHEW,. Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis. **Journal Of Applied Econometrics.** Toronto, p. 187-210. jun. 2000.

MASSIMO FILIPPINI, 1998, Oxford. **Annals of Public and Cooperative Economics:** Are Municipal Electricity Distribution Utilities Natural Monopolies. Oxford: Blackwell Publishers, 1998. 27 p.

MATOS, Giordano Bruno Braz de Pinho. **Direcionadores de Custos de Uma Distribuidora de Energia Elétrica.** 2014. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

MELHEM, Zyad. **Electricity transmission, distribution and storage systems.** Cambridge: Woodhead Publishing, 2013. 546 p.

MITHULANANTHAN, Nadarajah et al. **Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation**. Brisbane: Springer, 2017. 145 p.

MME. **Ministério de Minas e Energia**. 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>>. Acesso em: 09 jul. 2017.

NARITOMI, Joana. **A Regulação do Preço de Acesso em Indústrias de Rede**. 2004. 69 f. Monografia (Especialização) - Curso de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

NASH, C.A., PRESTON, P.M. (1992). **Barriers of Entry in The Railway Industry**. Institute of Transport Studies, University of Leeds. Working Paper 354

NICITA, Antonio; BELLOC, Filippo. **Liberalizations in Network Industries: Economics, Policy and Politics**. Genebra: Springer, 2016. 164 p.

NINGHTINGALE, John. On The Definition of "Industry" and "Market". **The Journal Of Industrial Economics**. Nova Jersey, p. 31-40. set. 1978. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2098116>>. Acesso em: 17 maio 2017.

NORMAN, George. **Economies of Scale, Transport Costs, and Location**. Hingham: Martinus Nijhoff, 1979. 219 p.

NREL. **Compensation for Distributed Solar: A Survey of Options to Preserve Stakeholder Value**. Denver: Nrel, 2016.b. 56 p.

NREL. **Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs**. 2016.a. Disponível em: <http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html>. Acesso em: 22 jun. 2017.

PES, João Helio Ferreira; ROSA, Taís Hemann da. **ANÁLISE JURISPRUDÊNCIA DO DIREITO DE ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA**. Santa Maria: Centro Universitário Franciscano, 2012. 15 p.

PES, Joao Helio Ferreira; ROSA, Tais Hemann. **Análise jurisprudencial do direito de acesso à energia elétrica**. In: Joaquim Leonel de Rezende Alvim... [et al.] (Org.). Direitos sociais e políticas públicas I. 1ed. Florianópolis: FUNJAB, 2012, v. 1, p. 128-143.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L.. **Microeconomics**. Boston: Pearson, 2012. 771 p.

QUEIROZ, Leonardo Mendonça Oliveira de. **ASSESSING THE OVERALL PERFORMANCE OF BRAZILIAN ELECTRIC DISTRIBUTION COMPANIES**. 2012. 55 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, School Of Business And Public Management, Washington, 2012.

RAMOS, Dorel Soares; BRANDÃO, Roberto; CASTRO, Nivalde J. de. **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?** Rio de Janeiro: Gesel, 2012. 40 p. (Texto de Discussão do Setor Elétrico).

REN21. **Renewables 2016: Global Status Report**. Paris: Ren21, 2016. 272 p.

REN21. **Renewables 2017: Global Status Report**. Paris: Ren21, 2017. 302 p.

SALLAM, Abdelhay A.; MALIK, Om P.. **ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS**. Nova Jersey: Wiley, 2011. 576 p.

SHAPIRO, Carl; VARIAN, Hal R.. **Information Rules: A Strategic Guide to Network Economy**. Boston: Harvard Business School Press, 1999. 352 p.

SHEIKHI, A. et al. Distributed Generation Penetration Impact on Distribution Networks Loss. **Renewable Energy And Power Quality Journal**. Bilbao, p. 730-735. mar. 2013.

SHORT, Thomas Allen. **Electric Power Distribution: Handbook**. Boca Raton: Crc Press, 2004. 762 p. (Electric Power Engineering).

SHY, Oz. **The Economics of Network Industries**. Cambridge: Cambridge University Press, 2001. 331 p.

SIOZHANSI, Fereidoon P.. **Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry**. Amsterdam: Elsevier, 2014. 544 p.

SMITH, Keith C.. **Russia-Europe Energy Relations: Implications for U.S. Policy**. Washington: Csis, 2010. 24 p.

SOLAR, Portal. **QUANTO CUSTA A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. 2017. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

SOUZA, Zilmar José de. **Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro: Entraves Estruturais e Custos de Transação**. 2003. 279 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2003.

STUDEBAKER, John M.. **Electricity Retail Wheeling Handbook**. Lilburn: The Fairmont Press, 2000. 301 p.

THINK. **From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs**. Florença: União Europeia, 2013.

VARIAN, Hal R.. **Intermediate Microeconomics**. London: W. W. Norton Company, 2014. 825 p.

WB. (2017) . **Access to electricity**. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>>. Acesso em: 20 jul. 2017.

WEC. **World Energy Council**. 2017. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/data/resources/country/brazil/solar/>>. Acesso em: 16 jul. 2017.

WIGGERS, Celso. **A Concessão de Serviços de Utilidade Pública: Aspectos Especiais**. 1978. 185 f. Tese (Doutorado) - Curso de Direito, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1978.