

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A Geração Distribuída no Brasil e seus Impactos sobre o
Setor de Distribuição**

RODRIGO DOMINGOS GUIMARÃES
matrícula nº: 113143876

ORIENTADOR(A): Prof. Marcelo Colomer Ferraro

OUTUBRO 2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A Geração Distribuída no Brasil e seus Impactos sobre o
Setor de Distribuição**

RODRIGO DOMINGOS GUIMARÃES
matrícula nº: 113143876

ORIENTADOR(A): Prof. Marcelo Colomer Ferraro

OUTUBRO 2020

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor

Resumo

A preocupação com os impactos ambientais tem crescido nos últimos anos no Brasil e, com isso, fomentado debates sobre práticas sustentáveis e pautado diversas ações governamentais. Um dos impactos resultantes dessas ações pode ser observado no setor de energia elétrica onde se tem notado um crescimento recente do modelo descentralizado de geração de energia elétrica conhecido como geração distribuída.

A popularização da geração distribuída tem gerado discussões sobre as consequências decorrentes da sua expansão ao setor elétrico como um todo. Em vista disso, atualmente, está sendo estudado um processo de revisão à legislação que regula a prática de geração distribuída no Brasil. Mudanças nessa legislação terão impacto direto no desenvolvimento do mercado de geração distribuída brasileiro, no entanto, são necessárias para criar condições regulatórias que permitam um crescimento sustentável deste modelo de geração.

O objetivo deste trabalho é o de explicar o conceito de geração distribuída, os benefícios e os desafios decorrentes da sua expansão. Com isso, propõe-se que, no final deste trabalho, seja possível entender os motivos que levaram ao processo de revisão da regulação da geração distribuída no Brasil e quais os impactos resultantes dessa revisão.

Palavras-chave: Energia Elétrica. Geração Distribuída. Distribuição Elétrica.

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	7
1.1.	MOTIVAÇÃO	8
1.2.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	8
2.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: CONCEITOS E EVOLUÇÃO RECENTE.....	10
2.1.	INTRODUÇÃO	10
2.2.	CONCEITO E DEFINIÇÕES.....	10
2.3.	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	11
2.3.1.	Tecnologias Não-Renováveis.....	13
2.3.2.	Tecnologias Renováveis	13
2.3.3.	Sistemas fotovoltaicos.....	15
2.4.	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DENTRO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	16
2.4.1.	Ganhos de eficiência	17
2.4.2.	Redução nas emissões de carbono	18
2.4.3.	Redução da pobreza energética.....	19
2.4.4.	Utilização espacial	20
2.5.	MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO	20
2.5.1.	<i>Net Energy Metering</i>	23
2.5.2.	<i>Buy All, Sell All</i>	23
2.5.3.	<i>Net Billing</i>	24
2.6.	CONCLUSÃO	24
3.	O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA DISTRIBUIÇÃO E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS..	26
3.1.	INTRODUÇÃO	26
3.2.	A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
3.3.	A REGULAÇÃO TARIFÁRIA	28
3.3.1.	As Componentes da Tarifa de Eletricidade	29
3.4.	IMPACTO DA ATIVIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A DISTRIBUIÇÃO	30
3.5.	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO	33
3.5.1.	California (NEM 2.0)	33
3.5.2.	Nevada.....	35
3.6.	CONCLUSÃO	36
4.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: REGULAÇÃO E OS IMPACTOS SOBRE A DISTRIBUIÇÃO	38

4.1.	INTRODUÇÃO	38
4.2.	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	40
4.3.	A REGULAÇÃO TARIFÁRIA NO BRASIL	42
4.3.1.	Formação da Tarifa Brasileira.....	43
4.3.2.	Parcela A e Parcela B	44
4.3.3.	Revisões e Reajustes Tarifários	44
4.3.4.	A Tarifa Monômnia Volumétrica	45
4.4.	CONSEQUÊNCIAS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	47
4.4.1.	Mudanças no Sistema de Compensação.....	48
4.4.2.	Impactos da Mudança	52
4.5.	A ESCOLHA DA ANEEL.....	54
4.6.	CONCLUSÃO	56
5.	CONCLUSÃO	57
6.	BIBLIOGRAFIA.....	59
	ANEXO A – RESOLUÇÕES NORMATIVAS ANEEL	62

Lista de Ilustrações

Gráficos

Gráfico 1 - Crescimento da Capacidade Instalada Fotovoltaica por Segmento 2007 - 2024	16
Gráfico 2 - Pesquisa Referente à Motivação dos Consumidores para Instalar a Geração Distribuída com a Resolução 482 da ANEEL	21
Gráfico 3 - Capacidade Instalada no SIN no Final de Maio de 2019	38
Gráfico 4 - Evolução da Potência Instalada de GD no Brasil (2008 – 2015)	41
Gráfico 5 - Composição da Tarifa de Distribuição	43
Gráfico 6 - Modelo Tarifário Brasileiro Aplicado a Consumidores de Baixa Tensão	46
Gráfico 7 - Evolução da Potência Instalada de GD no Brasil (2015 – 2019)	49
Gráfico 8 - Quantidade Estimada da GD Local por Alternativa	53
Gráfico 9 - Payback da GD Local Estimado por Alternativa	54
Gráfico 10 - Evolução Estimada da GD Local e Gatilho de Potência	55

Quadros

Quadro 1 - Emissões Diretas por Tipo de Tecnologia	19
Quadro 2 - Consumidores de GD por Categoria de Tensão	49

Tabelas

Tabela 1 - Eficiência de Tecnologias de Geração Distribuída	18
Tabela 2 - Custos de Instalação e Operação de Tecnologias de Geração	22
Tabela 3 - Evolução das Tarifas de Net Metering para a Região Norte de Nevada	36
Tabela 4 - Tabela Resumo das Alternativas do Modelo de Compensação de Energia	50
Tabela 5 - Tabela Exemplo das Alternativas do Modelo de Compensação	51
Tabela 6 - Impacto Financeiro e Projeção da GD por Alternativa	52

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico mundial está passando por um processo de transformação, focado, principalmente, nas tentativas de descarbonização da matriz elétrica mundial. Como resultado, mudanças estruturais estão ocorrendo na maneira em que a energia elétrica é gerada, transportada e consumida. Nesse cenário, tem se destacado, o crescimento recente da geração distribuída (GD) de energia a partir de fontes renováveis. Esse modelo de geração surgiu como uma resposta para a necessidade de expansão do fornecimento de energia elétrica alinhado às políticas ambientais.

Ao contrário do modelo de geração centralizada sobre os quais os sistemas elétricos foram criados inicialmente, a geração distribuída é caracterizada pela produção de energia a nível local. Em diversos países como EUA, China e Alemanha, a geração distribuída já atingiu índices consideráveis de participação no sistema elétrico. Isso deve-se em grande parte aos incentivos por parte dos governos que veem na geração distribuída uma alternativa para a diversificação dos seus parques geradores. A expansão dessa geração local, no entanto, tem evidenciado as dificuldades decorrentes de se alterar um sistema que tem funcionado durante a maior parte da sua existência de maneira centralizada.

Evidências demonstram os benefícios que a expansão da GD pode trazer ao sistema elétrico. A postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, são alguns dos exemplos utilizados para justificar a necessidade de estímulos governamentais à geração distribuída. Porém, barreiras estruturais e regulatórias, tem freado a expansão desse modelo de geração e fomentado a discussão sobre os impactos negativos que a disseminação da geração distribuída irá provocar nos sistemas elétricos como um todo.

No Brasil, a geração distribuída teve um início tardio. Embora tenha sido regulamentada oficialmente em 2004, apenas em 2012 com os incentivos regulatórios introduzidos com a Resolução Normativa nº 482/2012 a geração distribuída começou a obter uma participação expressiva no setor elétrico brasileiro. Em 2015, após a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 a geração

distribuída começou a alcançar níveis elevados de potência instalada, trazendo a atenção dos agentes do setor elétrico para os impactos que poderiam decorrer da sua expansão.

As experiências internacionais dos países com sistemas de GD mais avançados forneceram insumos que possibilitaram a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) antecipar certos desafios provocados pelo crescimento da geração distribuída ao sistema elétrico brasileiro. Com base nessas experiências foram feitas previsões e elaboradas propostas para combater os impactos negativos que este crescimento possa vir a proporcionar e estabelecer as bases para um desenvolvimento sustentável do mercado de geração distribuída no Brasil.

1.1. MOTIVAÇÃO

Em 2018 a ANEEL realizou uma consulta pública com o objetivo de obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012. Essa consulta resultou em um processo de revisão das regras de geração distribuída, apresentado pela ANEEL no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 04/2018. O relatório apresenta alternativas ao modo como é valorada a energia elétrica produzida através da geração local de energia.

A mudança dessas regras impacta diretamente o desenvolvimento do mercado de geração distribuída brasileiro. Com base nisso, esse trabalho busca elucidar os conceitos e os benefícios proporcionados pela geração distribuída e os motivos que levaram às mudanças na regulação da GD no Brasil.

1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho consta de 3 capítulos além dessa introdução e da conclusão. No capítulo 2, são apresentados o conceito e a história por trás da geração distribuída, as principais tecnologias usadas na sua geração distribuída e os benefícios que decorrem da sua inserção nos sistemas elétricos. Também são apresentados os mecanismos de compensação, responsáveis pelo crescimento no interesse por esse modelo de geração e por grande parte dos impactos da geração distribuída nos sistemas elétricos.

No capítulo 3, é apresentado o setor de distribuição de energia elétrica, o seu papel fundamental no fornecimento de energia elétrica aos consumidores e

como as concessionárias de distribuição são remuneradas através da cobrança de tarifas de energia aos consumidores. Com isso, busca-se explicar o motivo pelo qual esse setor é o mais impactado pelo crescimento da geração distribuída.

No capítulo 4 é feita uma apresentação do setor elétrico brasileiro, com foco no sistema de distribuição e na formação das tarifas de energia através da regulação. É explicado como é feito o repasse dos custos das distribuidoras de energia para os consumidores e como o aumento da geração distribuída afeta àqueles que optam por não a utilizar. Por fim é apresentada a análise de impacto regulatório feita pela ANEEL onde são propostas as mudanças ao modelo de geração distribuída utilizado atualmente no Brasil.

A conclusão do trabalho e as considerações finais serão apresentadas, por fim, no capítulo 5.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: CONCEITOS E EVOLUÇÃO RECENTE

2.1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é introduzir o conceito de geração distribuída e elucidar os principais motivos que tem levado à sua expansão. O capítulo inicia-se explicando o modelo de geração distribuída e sua evolução histórica. Serão apresentadas as principais tecnologias utilizadas na geração distribuída, a sua importância em um contexto de transição energética e os principais meios de incentivo que estão sendo utilizados para promover a sua expansão. O propósito do capítulo é explicar o motivo pelo qual a geração distribuída tem evoluído como uma solução alternativa à geração de energia centralizada.

2.2. CONCEITO E DEFINIÇÕES

Desde o nascimento do primeiro sistema elétrico em meados do século XIX, o fornecimento de energia elétrica tem sido, durante grande parte desse período, realizado de maneira centralizada (CAMILO et al., 2017). Esse modelo de fornecimento é baseado em uma estrutura composta por grandes usinas geralmente localizadas próximas as fontes de recursos energéticos primários. Essas usinas são conectadas a sistemas de transmissão responsáveis por realizar o transporte de energia elétrica dos locais de geração aos centros de consumo. Esse transporte é realizado em alta tensão até os sistemas de distribuição que reduzem a tensão de fornecimento para consumidores finais.

Mudanças estruturais estão ocorrendo mundialmente, impulsionadas, principalmente, pelas tentativas de descarbonização do sistema energético como parte dos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas. Uma das medidas amplamente adotadas tem sido a promoção da descentralização dos sistemas de energia, sintetizada pelo aumento da penetração das tecnologias de geração distribuída (GD) e, mais recentemente, pelos mecanismos de armazenamento de energia (MIT, 2016). A geração distribuída não possui uma definição única, mas podemos defini-la, de forma mais ampla, como um modelo descentralizado de geração de eletricidade.

Esse modelo de geração descentralizada de eletricidade tem despertado um interesse recente por parte dos governos e da sociedade, que buscam alternativas para o suprimento da demanda crescente por energia elétrica. No entanto, a ideia por trás desse conceito de geração se originou juntamente com o desenvolvimento dos primeiros sistemas elétricos. Desde o início da industrialização até a primeira metade do século XX a geração descentralizada era a regra e não a exceção (ZILLES et al., 2016). As primeiras redes de distribuição transportavam energia elétrica em corrente contínua, o que resultava em um volume alto de perdas técnicas no sistema, isto é, a parcela da energia elétrica que é perdida nos circuitos na forma de calor. De modo a reduzir essas perdas, os sistemas elétricos foram desenvolvidos a partir de pequenas plantas geradoras que forneciam eletricidade às áreas de consumos próximas aos locais de geração (QUEIROZ et al., 2017)

O conceito por trás do modelo atual de geração distribuída é semelhante ao modelo de geração local praticado nos primeiros sistemas elétricos, baseado em pequenos e médios geradores localizados próximos aos consumidores. Diferentes definições para geração distribuída, no entanto, são encontradas na literatura. Estas podem variar de acordo com diversos fatores, dentre eles, o local de geração, as tecnologias de geração utilizadas e, principalmente, as especificidades das regulações locais.

Isto exposto, para efeito do estudo desse trabalho, será usado um conceito mais generalizado, de modo a desconsiderar as implicações das restrições regulatórias. A definição adotada por Ackermann (2002) descreve: “Geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou ao local de medição do consumo.”

2.3. TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é frequentemente associada às fontes de energia renováveis ou de baixa emissão de carbono, especialmente à fonte solar fotovoltaica (GARCEZ, 2017). De fato, a expansão da geração distribuída evidenciou o potencial desse modelo de geração na diversificação da matriz energética dos países e no aumento da participação de fontes renováveis no setor elétrico. No entanto, por

definição, não há restrição nas tecnologias de GD no que diz respeito às fontes primárias de geração utilizadas.

Em geral, são os órgãos reguladores de cada país que vão definir o que pode ou não ser enquadrado como geração distribuída para fins de políticas públicas. Assim, é comum que qualquer tipo de tecnologia que permita a geração de energia elétrica dentro de um sistema de distribuição ou no local de consumo se enquadre como uma fonte potencial de GD.

Com base nessa premissa, verifica-se uma grande variedade de tecnologias viáveis à GD. As tecnologias à disposição atualmente, podem ser divididas em dois grupos (ADEFARATI; BANSAL, 2016): tecnologias que utilizam fontes renováveis de energia, como os painéis solares, turbinas eólicas, geradores à base de biomassa e biogás, as pequenas centrais hidrelétricas, as células de combustível e os geradores geotérmicos; e as que utilizam fontes não renováveis de energia, como os motores de combustão interna e as microturbinas à gás. A figura 1 mostra essas tecnologias separadas por categoria.

Figura 1 - Tipos de Tecnologia de Geração Distribuída



Fonte: Adefarati (2016), pág. 4 – traduzido

2.3.1. Tecnologias Não-Renováveis

Consideram-se tecnologias não renováveis aquelas que utilizam combustíveis fósseis como gás natural, carvão, petróleo e seus derivados para a produção de energia. É preciso ressaltar que, a queima de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica é a maior responsável pelas emissões de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera (IEA), 2018).

Na geração distribuída, as tecnologias não renováveis podem ser usadas tanto para a geração de energia elétrica quanto para a produção de energia térmica através da utilização de cogeneradores de energia. Exemplos de tecnologias não renováveis são: motores de combustão interna, turbinas a gás, microturbinas e turbinas a vapor.

Apesar de seus malefícios, a utilização de fontes não renováveis de energia ainda é bastante difundida. Dentre as suas vantagens está a segurança no suprimento energético, pois ao contrário da maior partes das fontes renováveis de energia, combustíveis fósseis podem ser estocados, permitindo maior controle na geração de energia. Além disso, a existência de uma larga variedade de combustíveis à disposição permite uma maior versatilidade na geração de energia. Esta vantagem pode ser observada em geradores de eletricidade que utilizam diferentes fontes primárias de geração. Por exemplo, as microturbinas permitem a conversão energética através de gás natural, biogás, hidrogênio, diesel, propano, óleo vegetal, entre outros.

Tecnologias como as microturbinas e os motores de combustão interna são mais flexíveis, pois permitem que seja realizada uma substituição nos recursos primários de geração de energia em casos de escassez ou por uma eventual alta de preços de algum combustível.

2.3.2. Tecnologias Renováveis

As tecnologias renováveis de GD disponíveis atualmente incluem energia geotérmica, biomassa, energia solar, energia fotovoltaica, pequenas, mini e micro hidrelétricas e turbinas eólicas. As tecnologias renováveis são as maiores responsáveis pelo crescimento da GD mundialmente, puxadas majoritariamente pela energia solar fotovoltaica.

No entanto, o aumento da inserção de fontes renováveis na matriz energética enfrenta algumas barreiras. Os custos de instalação e geração de energia a partir de fonte renováveis de pequena escala ainda são superiores aos custos de geração a partir de combustíveis fósseis (IRENA, 2018). Além disso, devido à dificuldade de estocagem dos recursos oriundos de fontes renováveis, a geração a partir dessas fontes possui uma natureza intermitente, apresentando pouca confiabilidade no suprimento de energia.

A intermitência na geração – característica de fontes renováveis como as fontes solares, eólicas e as pequenas centrais hidrelétricas – é um fator de extrema relevância quando se trata da expansão de fontes renováveis de energia. Ela é o principal motivo pelo qual a GD não pode ser vista de forma isolada do setor elétrico como um todo. A baixa previsibilidade de geração a partir dessas fontes impossibilita que as unidades consumidoras de GD se tornem completamente independentes do sistema elétrico. Como não é possível definir com antecedência o momento e a quantidade de energia que serão gerados, as unidades consumidoras adotantes de GD ainda utilizam a rede de distribuição com uma forma *back up* para momentos em que a energia gerada localmente não é suficiente para suprir as necessidades de consumo.

Formas de mitigar os efeitos da intermitência tem sido objeto de diversos estudos. Uma das soluções encontradas foi a utilização de tecnologias de geração integrada de energia conhecidas como modelo híbrido de geração (SERVANSING; PAHLEVANINEZHAD; JAIN, 2012). A utilização de modelos híbridos permite reduzir os impactos da intermitência na GD. Essa integração é realizada através da utilização em conjunto de dois ou mais geradores que utilizem fontes de energia distintas. Isto é observado nos modelos híbridos eólico-diesel e fotovoltaico-diesel, que utilizam a combinação de uma fonte intermitente (solar ou eólica) e uma fonte flexível (térmica à diesel) de energia, ou como no modelo híbrido eólico-fotovoltaico, que utiliza duas fontes intermitentes de geração, porém com características complementares.

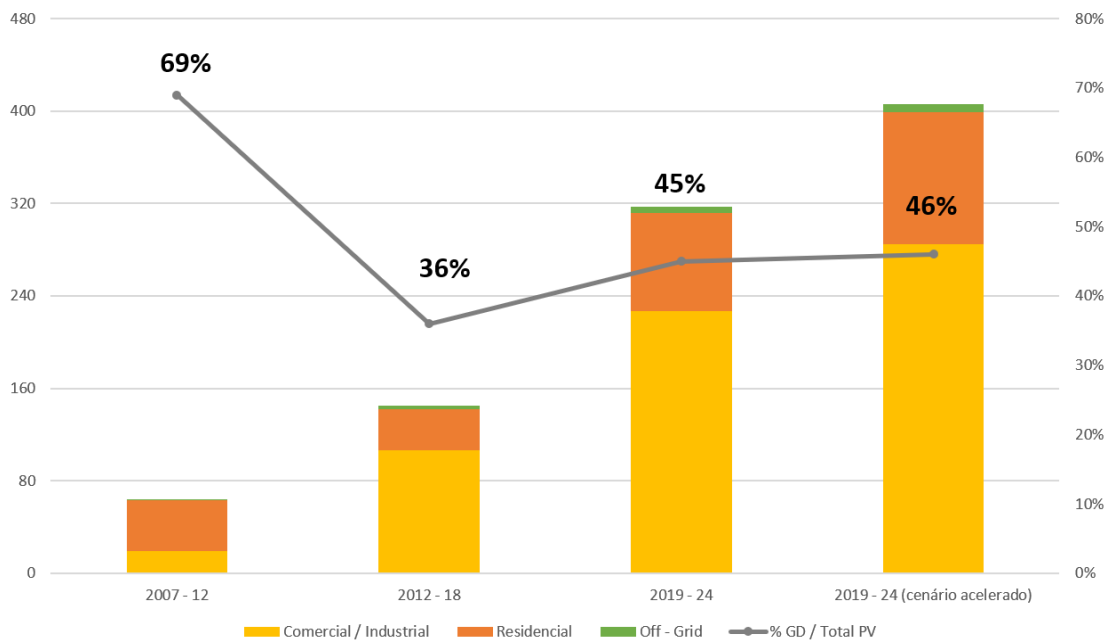
2.3.3. Sistemas fotovoltaicos

Dentre as tecnologias de geração distribuída apresentadas, a fonte solar fotovoltaica é a que possui a maior previsão de crescimento para os próximos anos, sendo considerada o grande vetor da expansão da geração distribuída mundial. Graças à sua natureza modular e distribuída, a energia solar fotovoltaica pode ser adaptada a uma ampla gama de aplicações *off-grid* e às condições locais, variando desde lanternas a sistemas domésticos e mini redes elétricas nas cidades (IRENA, 2019).

Redução nos custos, aumento da eficiência e subsídios provenientes, principalmente de países europeus como a Alemanha (EPE, 2018a), levaram a uma expansão da capacidade instalada de fontes fotovoltaicas de 6,1 GW para 291 GW entre 2006 e 2016, segundo dados da IRENA (2017).

De acordo com o relatório de energia renovável da IEA (2019), de todas as tecnologias renováveis a energia fotovoltaica é a que possui o maior potencial de crescimento adicional de geração. Com uma estimativa de crescimento entre 697 GW e 877 GW, a energia solar apresenta um aumento de capacidade superior ao de todas as outras fontes de energia renováveis somadas. Dessa capacidade, estima-se que, aproximadamente 45% ou, entre 310 GW e 395 GW virão de expansões nos sistemas de geração distribuída, como mostrado no gráfico 1.

Gráfico 1 - Crescimento da Capacidade Instalada Fotovoltaica por Segmento 2007 - 2024



Fonte: IEA (2019) adaptado

2.4. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DENTRO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O setor elétrico é a maior fonte global de emissões de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas à produção de energia. Desde 2000, as emissões de CO₂ derivadas do setor de energia elétrica cresceram a uma média anual de 2,3%. Em 2018, a geração de eletricidade foi responsável por 42% de todas as emissões de dióxido de carbono dentro do setor de energia. Além disso, 64% de toda a demanda de carvão para a produção de energia é utilizada pelo setor elétrico (IEA, 2018).

Durante o período acima, o consumo de eletricidade cresceu cerca de 70%, apesar dos recentes avanços em eficiência energética (IEA, 2018). Transformações nos modelos tradicionais de produção, transporte e estocagem de energia elétrica são cada vez mais necessários para que o crescimento do setor elétrico seja feito de forma sustentável alinhado com as políticas ambientais.

Essa transformação deverá afetar o modelo de geração de energia exclusivamente centralizado, que depende, hoje, majoritariamente, de combustíveis fósseis como o gás natural e o carvão (IEA, 2018). A busca por modelos de transição energética no setor elétrico aumenta as oportunidades de penetração da

geração distribuída como resposta para o suprimento da crescente demanda por energia.

Segundo Momoh (2012), a redução dos impactos ambientais decorrentes da geração de eletricidade pode ocorrer, basicamente, de dois modos: utilizando fontes renováveis de geração de energia e reduzindo a demanda por energia elétrica. Os efeitos do aumento da utilização de fontes renováveis nas matrizes energéticas para a redução dos impactos ambientais gerados pelo setor de energia elétrica são amplamente conhecidos, já que a geração de eletricidade a partir dessas fontes não emite gases poluentes.

De outra forma, a redução da demanda por energia elétrica, através de ganhos de eficiência na produção, transmissão ou no uso da energia elétrica, também gera impactos ambientais positivos, já que, considerando uma matriz energética que possua fontes não renováveis de geração, como é o caso da matriz mundial atual, há uma relação direta entre a quantidade de energia consumida e a quantidade de gases poluentes emitidos.

2.4.1. Ganhos de eficiência

Além do ritmo mais lento de mudanças, os sistemas centralizados de geração caracterizam-se por elevadas perdas. Estima-se que cerca de 6,5% da geração de eletricidade é perdida durante o transporte nos sistemas de transmissão e distribuição (ALLAN et al., 2015). Por ser uma fonte de energia local, onde a geração ocorre próxima à carga, a geração distribuída pode reduzir ou zerar – nos casos em que toda a energia consumida é produzida pela própria unidade consumidora – as perdas técnicas derivadas dos sistemas de transmissão e distribuição. Além de melhorar a eficiência do sistema, a redução das perdas pode gerar economia para o consumidor final, já que, como será explicado mais a frente, dependendo da estrutura tarifária adotada, os custos de transmissão/distribuição, incluindo as perdas técnicas de energia, podem ser repassados ao consumidor nas tarifas elétricas.

As perdas de energia resultantes do processo de geração são outra fonte de ineficiência do modelo de geração centralizado. Parte da energia produzida pelas usinas térmicas é perdida em forma de calor resultante da queima de combustíveis.

As usinas termelétricas apresentam eficiências energéticas que podem variar de 36%, nas usinas que operam em ciclo simples, até valores de 63% nas usinas de ciclo combinado (TOLMASQUIM, 2016). A utilização de cogeneradores permite a elevação da eficiência de geradores distribuídos à base de combustíveis fósseis. Como se pode observar na tabela 1, quando combinados com motores de combustão interna, os cogeneradores podem aumentar a eficiência de geração para valores de até 80%, enquanto nas microturbinas esse ganho de eficiência pode chegar até 90% (BANSAL, 2017).

Tabela 1 - Eficiência de Tecnologias de Geração Distribuída

Tecnologia	Eficiência %
Geotérmica	10% - 17%
Solar	8% - 35%
Eólica	35% - 45%
PCH	60% - 90%
Turbinas a Gás	21% - 40%
Turbinas a Vapor	30% - 42%
Microturbinas	25% - 30%
Motor de Combustão Interna	28% - 43%
Célula de Combustível	36% - 70%
Cogrador de Energia	80% - 90%

Fonte: (Bansal, 2017) adaptado

2.4.2. Redução nas emissões de carbono

Devido à diversidade de fontes de energia limpa disponíveis para serem utilizadas como substitutas aos combustíveis fósseis, há um grande potencial na redução das emissões de gases do efeito estufa com a inserção de tecnologias de geração distribuída. Fontes como solar, eólica, geotérmica e as pequenas centrais hidrelétricas não possuem emissões diretas de gases de efeito estufa (quadro 1), enquanto geradores à base de biomassa possuem um saldo positivo de emissões,

porém ainda são considerados uma fonte limpa quando observada a quantidade CO₂ absorvida pelas plantas durante o seu processo de acumulação de biomassa (crescimento) (IPCC, 2015).

Quadro 1 - Emissões Diretas por Tipo de Tecnologia

Tecnologia	Emissões Diretas (gCO ₂ eq/kWh)
	Min / Médio / Max
Carvão	670 / 760 / 870
Gás - Ciclo Combinado	350 / 370 / 490
Biomassa - "co-firing"	n.a.
Biomassa - dedicada	n.a.
Geotérmica	-
Hidrelétrica	-
Nuclear	-
Energia Solar Concentrada	-
Solar Fotovoltaica - Telcados	-
Solar Fotovoltaica	-
Eólica on shore	-
Eólica off shore	-

Fonte: (Intergovernmental Panel On Climate Change, 2015), pág. 1335 (traduzido)

2.4.3. Redução da pobreza energética

Além de reduzir os níveis de emissões do setor elétrico, a geração distribuída pode contribuir para a redução dos índices de pobreza energética. Segundo dados do IEA (2019), cerca de 860 milhões de pessoas não possuem acesso à eletricidade. Esse número representa uma parcela de aproximadamente 11% da população mundial e indica uma redução em comparação com os 18% observados no ano de 2000, sendo que grande parte dessa redução ocorreu através do desenvolvimento de sistemas isolados de geração.

As projeções indicam que a redução da pobreza energética até o ano de 2030 se dará por meio de acesso a fontes renováveis de energia, em conformidade com os planos de transição energética. De acordo com o relatório do IEA (2018), os

sistemas de mini geração e geração *off-grid*, pela sua capacidade de gerar e distribuir energia independentemente da existência de uma rede de energia centralizada, são mais adaptados à realidade de muitos países em desenvolvimento cuja população se encontra, majoritariamente, em áreas rurais. Por exemplo, estima-se que atualmente 5% da população na África e 2% da população na Ásia – ou cerca de 150 milhões de pessoas – sejam beneficiadas pelo acesso à energia através de sistemas solares *off-grid* (REN21, 2019).

2.4.4. Utilização espacial

Outro benefício decorrente do uso de geração distribuída é o de reduzir os impactos ambientais resultantes do uso espacial. As grandes plantas de geração como as térmicas, nucleares, eólicas e até mesmo as hidrelétricas com reservatório, necessitam ocupar grandes áreas para a operação de suas usinas, por diversas vezes, gerando externalidades ambientais negativas. Devido ao seu porte e à possibilidade de serem integrados diretamente às áreas de consumo, como nos telhados de casas e edifícios, os geradores distribuídos eliminam a necessidade do uso dos terrenos para a sua instalação.

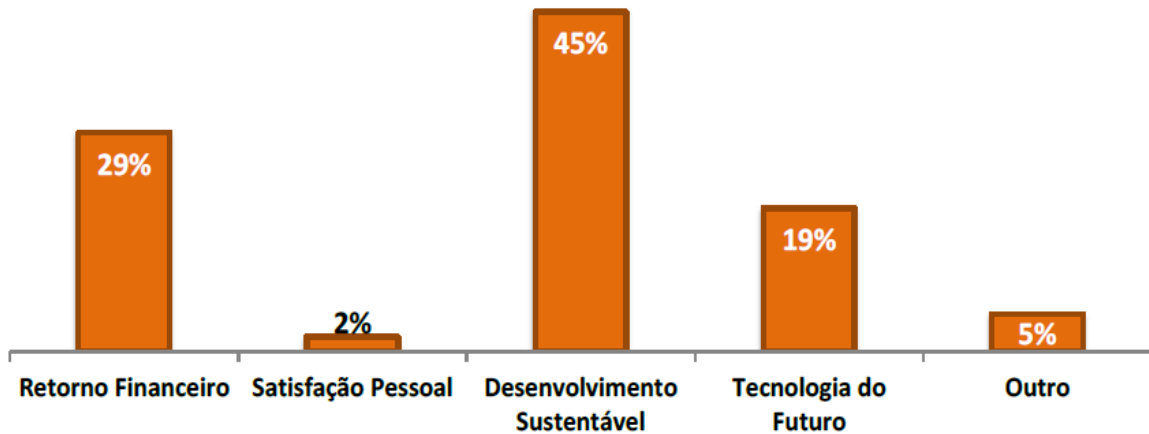
A postergação nos investimentos em expansão das linhas de transmissão é outro fator que deve ser levado em consideração. O transporte da energia também requer a utilização de grandes áreas seja para a construção das linhas de transmissão de energia resultando na desapropriação dos terrenos em áreas próximas devido a segurança elétrica e aos riscos de saúde associados a proximidade de pessoas aos condutores em alta tensão (AKOREDE; HIZAM; POURESMAEIL, 2010).

2.5. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

A geração distribuída começou a ser desenvolvida devido ao compromisso de diversos governos em combater as mudanças climáticas. Um estudo feito por Momoh et al (2012) concluiu que os principais estímulos que levaram os consumidores europeus a adotar a geração distribuída, além dos subsídios governamentais, foram as políticas ambientais. Um estudo semelhante realizado no Brasil pela ANEEL (2014), mostrou que entre os consumidores que

instalaram GD até a data da pesquisa, 45% haviam sido motivados pelo desenvolvimento sustentável do planeta (gráfico 2).

Gráfico 2 - Pesquisa Referente à Motivação dos Consumidores para Instalar a Geração Distribuída com a Resolução 482 da ANEEL



Fonte: ANEEL, 2014.

Nesse contexto, existem uma série de estudos que procuram incorporar os custos das externalidades (poluição, danos à saúde) geradas pelas fontes tradicionais de geração nas análises de viabilidade dos projetos de GD. No entanto, o que se verifica na prática é que os custos financeiros do suprimento de energia através de plantas centralizadas ainda são inferiores aos custos dos sistemas de geração distribuída (tabela 2).

Tabela 2 - Custos de Instalação e Operação de Tecnologias de Geração

Tipo de Tecnologia	Fonte	Custo Médio de Instalação (\$/kW)	Custo Fixo (Operação e Manutenção) (\$/kW-ano)	Custo Variável (Operação e Manutenção) (\$/kWh)
	Solar <10 kW	\$3.897	\$21	n/a
	Solar 10 - 100 kW	\$3.463	\$19	n/a
	Solar 100 - 1,000 kW	\$2.493	\$19	n/a
	Solar 1 - 10 MW	\$2.025	\$16	n/a
Distribuída	Eólica <10 kW	\$7.645	\$40	n/a
	Eólica 10 - 100 kW	\$6.118	\$35	n/a
	Eólica 100 - 1000 kW	\$3.751	\$31	n/a
	Eólica 1 - 10 MW	\$2.346	\$33	n/a
	Biomassa e Cogeração	\$5.792	\$98	\$0,04
Centralizada	Térmica a Gás Ciclo Simples	\$800	\$13	\$4
	Térmica a Gás Ciclo Combinado	\$1.100	\$18	\$6

Fonte: (NREL, 2016; Tolmasquim, 2016) Adpatado

A viabilidade econômica e, por consequência, a capacidade de expansão da geração distribuída, dessa forma, ainda dependem de incentivos públicos. Sendo assim, um dos principais meios utilizados para desenvolver a GD têm sido os mecanismos de compensação. Mecanismos de compensação são os instrumentos destinados a recompensar o proprietário de sistema de GD pela eletricidade que é exportada para a rede elétrica.

Estes mecanismos impactam diretamente a implantação da GD porque influenciam fortemente o valor do investimento para o consumidor (ZINAMAN et al., 2017). Isso ocorre por duas características fundamentais do setor elétrico: a não estocagem e a simultaneidade. A combinação dessas duas características implica que o processo de geração e utilização de energia elétrica devem ocorrer ao mesmo tempo (QUEIROZ et al., 2017). Logo, quando a energia gerada pelas unidades consumidoras através de micro ou mini geração excede o consumo ou quando há

uma defasagem entre o momento da geração e a necessidade de utilização da energia gerada pela própria unidade consumidora, o sistema funciona como uma espécie de bateria, “armazenando” esse excedente para uso posterior (ANEEL, 2016).

Existem três principais mecanismos de compensação utilizados atualmente: *net energy metering*; *buy all, sell all*; e *net billing*. Abaixo serão detalhadas as características de cada um deles.

2.5.1. Net Energy Metering

Esse modelo permite que o proprietário do sistema de geração distribuída devolva para a rede o saldo líquido de energia consumida, ou seja, a diferença entre a quantidade de energia gerada localmente pela GD e a quantidade de energia consumida pelo consumidor. O proprietário receberá créditos em kilowatt/horas (kW/h) referentes a esse saldo de energia injetado. Esse crédito poderá ser usado para compensar o valor da tarifa do mês de referência – mês em que o saldo líquido foi positivo – e, possivelmente, de meses posteriores. O efeito prático desse modelo é uma redução do valor da tarifa de energia elétrica sempre que a quantidade de energia gerada na própria unidade consumidora for maior do que o consumo de energia da mesma unidade.

2.5.2. Buy All, Sell All

Nesse sistema, o consumidor não gera energia elétrica para uso próprio, toda a energia consumida pelo consumidor é fornecida pela distribuidora. A energia gerada pelo consumidor também é injetada integralmente na rede e, posteriormente, convertida em créditos. Os créditos serão aplicados na tarifa correspondentes ao valor de venda de energia injetada na rede multiplicado pela quantidade de energia que foi exportada. O nome desse modelo vem do fato de que toda a energia consumida pelo consumidor é comprada da distribuidora e toda a energia gerada é vendida para distribuidora.

2.5.3. Net Billing

O sistema de *Net Billing* é similar ao *Net Metering*, ou seja, o consumidor consome a energia gerada pela GD e exporta o excesso de energia para a rede. No entanto, no sistema de *Net Billing* não há geração de créditos para posteriores abatimentos tarifários. A energia líquida gerada na rede é mensurada e o seu valor de venda é calculado no momento que esta é injetada na rede. Para efeitos práticos, o consumidor está, em tempo real, comprando energia sempre que o seu saldo de geração – produção menos o consumo de energia – for negativo e está vendendo energia sempre que o seu saldo for positivo. A tarifa final do consumidor irá refletir a diferença entre a quantidade de energia vendida e comprada.

2.6. CONCLUSÃO

O objetivo deste capítulo foi introduzir os conceitos de geração distribuída e explicar a importância da sua expansão em um contexto de transição energética. Foram apresentados os principais pontos que explicam o surgimento desse modelo de geração e o seu desenvolvimento ao longo das últimas décadas.

O principal estímulo ao desenvolvimento de sistemas de geração distribuída é a necessidade cada vez mais imediata de mudanças nos padrões de geração de energia elétrica através da redução das emissões de carbono. Como os custos de geração através de geradores distribuídos ainda são mais altos do que os custos no modelo centralizado, incentivos foram feitos para promover a sua expansão.

Os mecanismos de compensação estimularam a geração distribuída através de redução dos custos de investimentos e benefícios de longo prazo através de reduções na tarifa, mediante a exportação de parte da energia produzida para a rede. No entanto, devido a característica intermitente de geração das fontes renováveis e da necessidade da conexão às redes de distribuição para a utilização dos mecanismos de compensação, a geração distribuída não pode atuar independente de um sistema elétrico baseado na geração centralizada transportada através de redes de transmissão e distribuição. Tendo isso em vista, faz necessária uma análise dos efeitos da expansão da geração distribuída nos outros níveis da

cadeia do sistema elétrico. O próximo capítulo explora esses impactos, com foco no setor de distribuição de energia elétrica.

3. O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA DISTRIBUIÇÃO E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

3.1. INTRODUÇÃO

Historicamente, as redes de distribuição foram projetadas como sistemas de fluxo de energia unidirecional, onde os clientes desempenhavam um papel passivo, atuando apenas como demandantes de energia. A geração distribuída não era relevante, a energia era transferida de redes de transmissão em larga escala para os clientes que não tinham um papel ativo na dinâmica do setor (CEER, 2017). O papel da distribuidora era garantir equilíbrio na rede, ampla capacidade de distribuição e planejamento de longo prazo para atender ao crescimento da demanda.

Em troca do acesso à eletricidade, os governos garantiam às empresas de distribuição um retorno justo sobre o investimento. Com o desenvolvimento e expansão da geração distribuída, essa estrutura vem sendo alterada. Clientes agora podem produzir sua própria eletricidade para suprir sua demanda e injetar o excedente na rede. Essa mudança do papel do cliente de agente passivo para ativo alterou a dinâmica do setor, influenciando diretamente a capacidade das concessionárias de distribuição de prever e arcar com seus custos. Nesse capítulo, serão apontadas as causas e os efeitos dessa mudança de paradigma no setor de distribuição de energia elétrica.

3.2. A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor de distribuição é a parte da infraestrutura do setor elétrico responsável por entregar a energia elétrica aos consumidores. Para que essa energia chegue aos sistemas de distribuição, os sistemas de transmissão recebem a energia elétrica gerada pelas usinas e transportam essa energia até os centros consumidores. A eletricidade é transportada em alta tensão, isto é, na faixa de 35 kV a 230 kV, o que permite que a energia elétrica percorra grandes distâncias sem que haja um nível alto de perdas nos circuitos. No entanto, a esses níveis de tensão, a eletricidade ainda não está apta ao consumo.

Nas subestações de distribuição, a tensão de entrada recebida em alta tensão é reduzida para níveis de média tensão chamados de níveis primários de distribuição que, normalmente, operam entre tensões de 600 V a 35 kV (BANSAL, 2017). Perto dos usuários finais, transformadores de distribuição recebem a tensão de distribuição primária e a reduzem para níveis de tensão de distribuição secundárias de baixa tensão, geralmente entre 120 V e 240 V, nível de tensão apto ao consumo. Do transformador de distribuição, os circuitos secundários se conectam ao usuário final.

É preciso destacar que, conforme explicado no capítulo anterior, os avanços tecnológicos e regulatórios permitem que os usuários finais (prossumidores¹) produzam energia elétrica através de geradores descentralizados localizados nos locais de consumo e injetem uma parte ou a totalidade dessa energia produzida nas redes de distribuição. No entanto esses prossumidores ainda dependem das redes de distribuição para obter ao menos parte da sua energia em momentos de pico de demanda ou de emergência.

Pode-se definir a distribuição de energia como à última etapa da cadeia de suprimento do setor elétrico. As empresas de distribuição são responsáveis por comprar a energia das usinas geradoras, receber a energia em alta tensão por meio do sistema de transmissão, rebaixá-la a níveis comerciais e entregá-la ao consumidor final. Em casos específicos, recebem parte da sua energia de geradores descentralizados conectados à rede e distribuem para os demais consumidores.

Sendo uma indústria de rede, o setor elétrico depende do equilíbrio entre a oferta e a procura, dadas as dificuldades técnicas de estocagem; dos investimentos em capacidade ociosa em função da imprevisibilidade da demanda; da expansão das malhas de transporte e distribuição; da coordenação entre os diversos segmentos de forma a atender as variações de demanda e oferta; e de uma estrutura regulatória clara e objetiva que garanta a segurança dos investimentos com elevados custos afundados (*sunk costs*).

A indústria elétrica em quase todo o mundo evoluiu a partir de monopólios geográficos verticalmente integrados, geralmente constituídos por empresas de

¹ Neologismo utilizado para definir os consumidores que também produzem a sua própria energia elétrica.

propriedade estatal. Nos anos 90, acompanhando as tendências liberalizantes, muitos países submeteram seus setores de energia elétrica a uma reestruturação com o objetivo de melhorar o desempenho e a eficiência do setor. Os programas de reestruturação incluíram a privatização de empresas estatais, a separação de empresas de segmentos potencialmente competitivos, como o setor de geração, das empresas de segmentos que possuem características de monopólio natural², como a distribuição e transmissão de energia (JOSKOW, 2002).

Por sua característica de monopólio natural, o segmento de distribuição exige uma vigilância contínua do poder público. Isso explica por que a regulação se mostra tão importante nesse segmento na garantia da qualidade da prestação do serviço e de forma a evitar lucros extraordinários por parte das empresas monopolistas.

3.3. A REGULAÇÃO TARIFÁRIA

A regulação econômica é definida como “a ação do Estado que tem por finalidade a limitação dos graus de liberdade que os agentes econômicos possuem no seu processo de tomada de decisões” (FIANI, 1998). Nas empresas de serviços de utilidade pública, como as empresas de distribuição de energia, essencialmente os reguladores governamentais fiscalizam e estabelecem o preço que as empresas podem cobrar pelos seus serviços.

Idealmente, supõe-se que esses preços apenas permitam às empresas alcançar o ponto de equilíbrio – produzir num nível de preço capaz de cobrir os seus custos, incluindo o custo de capital (VARIAN, 2012). No entanto, na prática, o papel da agência reguladora é o de conciliar os interesses entre as partes. De um lado, as empresas concessionárias, que investem o dinheiro dos acionistas visando o

² De acordo com Varian (2012), os monopólios naturais são obtidos nas organizações de mercado onde há grandes custos fixos e custos marginais pequenos. Nestes, os custos de produção de uma determinada quantidade de produto em uma única firma são menores do que os custos de produção dessa mesma quantidade de produtos em duas ou mais firmas, logo, em monopólios naturais, como o de distribuição de energia elétrica, os serviços são mais eficientes quando prestados por uma única empresa.

máximo retorno aos mesmos na forma de lucro; e do outro os consumidores, que demandam um serviço de qualidade a um preço adequado. Por esse motivo, a regulação tarifária é um dos aspectos mais importantes da regulamentação, tendo em vista a necessidade, em um regime de monopólio natural, de se garantir tanto a rentabilidade do investidor quanto a preservação dos interesses dos consumidores (PIRES; PICCININI, 1998).

3.3.1. As Componentes da Tarifa de Eletricidade

As tarifas de eletricidade representam o meio pelo qual as empresas de distribuição são remuneradas pela prestação do seu serviço. Geralmente, compostas por 3 componentes principais, que podem ser usados isoladamente ou em combinação: um componente fixo, um componente de capacidade e um componente de volume. Além disso, as bases das tarifações podem ser feitas através de taxas fixas ou taxas não lineares, isto é, que variam de acordo com o volume ou o tempo de uso de energia (LU; PRICE, 2018).

Os componentes fixos da tarifa são aqueles cujo valor independe da capacidade e do volume de consumo. Esses custos, em teoria, devem cobrir todos os gastos com distribuição (investimentos, custos operacionais, custos de atendimento aos clientes), gastos com transmissão e outros custos regulatórios.

Os componentes de capacidade da tarifa refletem a disponibilidade da energia, representada por uma capacidade de carga máxima disponível para os consumidores. Seu cálculo pode ser feito *ex ante*, ou seja, com base em uma capacidade máxima de consumo definida por contrato, *ex post*, ou seja, com base no pico de demanda real dos consumidores medido durante um período determinado, ou uma mistura de ambos (LU; PRICE, 2018).

Esse custo possui um alta relevância para a manutenção da confiabilidade e segurança da rede de distribuição. A imprevisibilidade da demanda por energia obriga a manutenção de uma certa capacidade ociosa. As concessionárias devem se planejar para atender um consumo potencial de energia pelos consumidores baseado na previsão da máxima demanda de energia que estes podem vir a necessitar. Desse modo, a empresa garante que a rede tenha capacidade de transportar energia mesmo nos momentos de pico de demanda.

Nas tarifas que utilizam componentes de capacidade e volume, esses componentes podem ser cobrados de forma fixa ou não linear. Nas tarifas com taxa fixa, todos os consumidores pagam o mesmo preço unitário, independentemente da capacidade de consumo atingida ou do volume consumido. Uma tarifa com taxas não lineares diferencia os preços unitários de acordo com a capacidade ou o volume consumido.

As tarifas por tempo de uso (ToU) cobram preços diferentes pelo consumo volumétrico em diferentes períodos do dia, semana ou ano, por exemplo nos períodos de pico de demanda, e podem ser estáticas ou dinâmicas. Nas tarifas por ToUs estáticas os preços e períodos são definidos com base nos dados históricos sobre o uso da rede e são fixados até o próximo ajuste. Nas ToU dinâmicas, os preços podem variar diariamente ou a cada hora em resposta ao congestionamento da rede em tempo real, como, por exemplo, nas tarifas horo sazonais.

A tarefa de definir a melhor estrutura tarifária a partir dos componentes tarifários demonstrados acima é do regulador. A regulação tarifária tem por objetivo definir os padrões de tarifas que melhor refletem os custos das distribuidoras, assim, garantindo a eficiência do sistema e fornecendo preços justos aos consumidores.

3.4. IMPACTO DA ATIVIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A DISTRIBUIÇÃO

Embora a expansão da geração distribuída possa trazer diversos benefícios já detalhados no capítulo anterior, ela também se traduz em um risco potencial para as concessionárias de distribuição e para os consumidores. A diminuição das taxas de crescimento da demanda resultante da maior penetração da GD resulta em uma ameaça ao faturamento das empresas de distribuição no longo prazo. Essa queda no faturamento, conhecida como erosão de receitas, se dá devido à combinação da estrutura de custos das empresas de distribuição com o, ainda amplamente utilizado, modelo tarifário volumétrico

Como resultado, as concessionárias de energia são obrigadas aumentar o valor da tarifa, repassando os custos do aumento da participação da geração distribuída aos consumidores. Como os prosumidores conseguem abater uma parte

ou a totalidade do seu consumo de energia através da venda da sua auto geração para a rede, esse impacto é essencialmente observado nos consumidores não adotantes da GD, efeito conhecido como subsídio cruzado.

Segundo Miller (2014), a base do modelo tradicional de negócios dos setores de distribuição continua sendo a venda volumétrica, o que significa que quanto mais eletricidade o cliente usa, mais lucrativa é a empresa. Em pesquisa realizada *Eurelectric* (2016) com 20 países europeus, foi observado que cerca de 50 a 70% da receita das concessionárias era remunerada através de vendas volumétricas.

Para Hanser (2014), o sucesso desse modelo de taxas volumétricas pode ser atribuído, em grande parte, ao crescimento consistente e significativo da demanda por energia de um ano para o outro, resultando nas diminuições nos custos do serviço de distribuição ao longo do tempo.

Investimentos em equipamentos e nas próprias redes de distribuição, como por exemplo a instalação de novos postes ou de uma nova subestação, são realizados para manter a confiabilidade e o cumprimento das obrigações das distribuidoras em atender um número crescente de clientes. Os custos desses investimentos são pagos, principalmente, através dos encargos volumétricos. No entanto, a partir do momento que entram em operação, o custo desses equipamentos na prestação do serviço apresenta pouca variação, não tendo relação direta com a quantidade de energia consumida, de forma que esses custos são considerados fixos.

Com o aumento da GD o mercado de distribuição de energia irá diminuir, refletindo uma redução na arrecadação das distribuidoras. No entanto, os custos dessas distribuidoras são improváveis de cair. A maioria dos custos da rede elétrica são determinados pela infraestrutura necessária para atendimento à demanda de pico dos consumidores – custos de capacidade – logo, não dependem da quantidade de energia real consumida.

Isso significa que, os custos de investimento e manutenção da rede são realizados com o objetivo de atender a potência de pico que possa vir a ser demandada pelos usuários. Esses custos não devem reduzir com a expansão da geração distribuída, visto que a rede ainda deve ser projetada para cobrir o pico de

demanda dos prossumidores caso não haja produção local (MANDATOVA et al., 2014).

Por essa razão, tarifas com uma estrutura majoritariamente volumétrica possuem uma reflexividade de custos imperfeita. Por definição, uma tarifa de energia reflexiva é “aquela em que o preço pago pelos usuários da rede reflete o custo que eles impõem ao sistema e proporciona incentivos apropriados para evitar custos futuros” (CEER, 2017). No caso das tarifas volumétricas, isso não é observado. Um cliente que, por exemplo, possua um consumo de energia baixo, porém que tenha hábitos de consumo restritos a um único horário do dia, resultando em altos picos de demanda nesse horário, esse cliente pagará valores de consumo menores do que os custos que o seu alto pico de demanda gera à rede.

Tarifas não reflexivas geram um efeito teoricamente maior em redes com muitos geradores distribuídos conectados. Clientes com geração de energia local utilizam sua própria produção de energia, fazendo com que esses demandem uma quantidade pequena ou nula de energia durante parte do tempo. Ainda assim, suas demandas de pico devem ser consideradas para o planejamento da rede. Esses clientes pagarão uma quantia relativamente baixa pelo uso da rede quando comparada aos custos de disponibilidade que eles geram.

Logo, as tarifas volumétricas resultam em um impacto negativo sobre as concessionárias de distribuição e sobre os não prossumidores. Isto ocorre, pois quando um prossumidor paga uma tarifa que não reflete seus custos, a tarifa paga pelos demais consumidores poderá aumentar. Esse efeito será explicado mais a frente no tópico sobre revisões tarifárias.

Como essa tendência continua, o aumento das tarifas de energia elétrica levará a uma maior erosão da receita, pois os consumidores ao perceberem esse aumento de tarifa tenderão a reduzir o seu consumo ou buscar fontes de energia mais baratas, como a própria GD, levando a um subsequente aumento nas tarifas e assim por diante. No extremo, isso é chamado de "espiral da morte da concessionária", pois a concessionária de distribuição continuará a perder receita em espiral ascendente (MILLER; RISSER; KLINE, 2014).

3.5. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO

Nesta seção serão apresentados casos observados em que a expansão da geração distribuída atingiu níveis de penetração nos sistemas de distribuição que resultaram em impactos aos clientes e às concessionárias. O resultado do avanço da expansão da GD e as medidas regulatórias adotadas foram retirados do estudo realizado por Castro (2018). Dentre os casos encontrados na bibliografia, serão apresentados abaixo o sistema *Net Energy Metering 2.0* adotado na Califórnia e sistema *Net Metering* de Nevada. Estas representam duas soluções diferentes adotadas pelos reguladores para tentar reverter ou mitigar o impacto da erosão das receitas nas concessionárias de distribuição e dos subsídios cruzados.

3.5.1. Califórnia (NEM 2.0)

A Califórnia é um dos exemplos onde a geração distribuída foi amplamente difundida. No ano de 2016 era o estado que liderava o processo de difusão de energia solar nos Estados Unidos (FRANZ, 2016). A Califórnia em 2017 possuía 4,5GW de capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica (EIA, 2017).

Essa expansão levou à criação de subsídios cruzados nas tarifas de energia do estado através da transferência de custo dos prosumidores, referidos como *freeriders* (FRANZ, 2016), para os não prosumidores. Dados da *California Public Utilities Commission* (CPUC) mostram que, em média, consumidores residenciais adotantes do sistema *Net Metering* pagam tarifas 54% menores do que os custos que estes representam para a rede (CALIFORNIA, 2016).

Como forma de mitigar os efeitos do *Net Metering*, a Califórnia estipulou um limite para a disponibilização do sistema de compensação equivalente a 5% da demanda de pico de cada distribuidora. Em 2016, quando era previsto que o teto de capacidade fosse alcançado, foi aprovada a decisão de se alterar o modelo de compensação. O *Net Metering 2.0* faz algumas alterações na política original de *Net Metering* previamente adotada na Califórnia. O novo sistema mantém as estruturas do sistema antigo, como a possibilidade de vender o excesso de energia produzida localmente a taxas de varejo e a não existência de tarifas fixas como tarifas de demanda, tarifas de acesso à rede e tarifas de capacidade instalada (CALIFORNIA,

2016). Existem três diferenças principais entre a política original de medição da Califórnia e a *Net Metering 2.0*: a introdução de taxas de tempo de uso, de taxas de interconexão e das *non-bypassable charges* (cobranças não contornáveis).

3.5.1.1. Taxas de tempo de uso (TOU)

As tarifas de TOU são projetadas para promover o uso mais eficiente da energia. Como a eletricidade é mais cara em momentos de alta demanda, como no final da tarde e no início da noite, a empresa de energia cobrará mais por kWh durante esses "horários de pico". Isso também significa que os créditos líquidos de medição valerão mais pela eletricidade enviada a rede durante os horários de pico.

3.5.1.2. Taxa de interconexão

Sob o NEM 2.0, os proprietários de sistemas residenciais e comerciais pequenos pagam uma "taxa de interconexão" única para conectar seus painéis solares à rede elétrica. Essas taxas variam entre US\$ 132 e US\$ 145 a depender da área de concessão em que o cliente está situado.

3.5.1.3. *Non-bypassable Charges* (NBCs)

São encargos por quilowatt-hora incorporados às tarifas de energia elétrica. Eles somam aproximadamente 2 a 3 centavos de dólar por kWh e destinam-se ao financiamento de eficiência energética, assistência ao cliente de baixa renda e outros programas relacionados. Sob a política do NEM 2.0 os proprietários de sistema de geração distribuída deverão pagar as NBCs por cada kWh de energia recebido da concessionária.

O novo modelo foi implementado pela CPUC com o objetivo de manter o sistema baseado na valoração da energia excedente nos mesmos padrões do *Net Metering* original, mas adequando certos parâmetros a fim de alinhar os custos dos consumidores que aderirem ao novo sistema aos custos dos consumidores sem painel fotovoltaico (CASTRO, 2018).

3.5.2. Nevada

Assim como na Califórnia, o programa *Net Metering* de Nevada contava com um limite de capacidade. Até 2015 o teto foi estabelecido em 3% da carga de ponta para todas as empresas de utilidade pública de Nevada, no entanto, uma diretiva modificou o teto do programa, estabelecendo a capacidade limite de 235 MW, que foi atingido em agosto de 2015. Isso levou as *utilities* a desenvolverem uma nova tarifa *Net Metering* e classes diferenciadas sob as quais são aplicadas diferentes tarifas (CASTRO, 2018). Essas mudanças foram realizadas visando mitigar o efeito do *cost shifting* (subsídio cruzado) no sistema de distribuição de Nevada.

O novo sistema elaborado pela *Public Utilities Commission of Nevada* (PUCN), responsável pela regulação no estado, apresentava duas mudanças principais: a redução da compensação recebida pela energia injetada na rede e o aumento da tarifa fixa paga pelos prossumidores. No modelo original, através do sistema *Net Metering*, os clientes acumulavam créditos de energia, em US\$/kWh, resultantes do montante de energia gerada em excesso multiplicado pela Tarifa Volumétrica de Eletricidade. Com a alteração implementada, o consumidor continua a acumular créditos de energia em US\$/kWh que, no entanto, são agora calculados com base numa Tarifa para Créditos de Energia Gerada em Excesso, que é menor do que a tarifa volumétrica. A alteração do incentivo também aumentou a Tarifa Fixa de Serviço (US\$/mês) paga pelos prossumidores e reduziu o valor da Tarifa Volumétrica (US\$/KWh/mês) (CASTRO, 2018).

A alteração realizada nas tarifas aplicadas aos participantes no programa *Net Metering* seria gradual e implementada ao longo de 12 anos, até 2028 (CASTRO, 2018), conforme exemplo na tabela 3 que mostra a evolução da tarifa dos clientes domésticos da região norte de Nevada.

Tabela 3 - Evolução das Tarifas de *Net Metering* para a Região Norte de Nevada

Região Norte do Nevada			
Período	Tarifa de Serviço (US\$/Mês)	Tarifa Volumétrica (US\$/KWh/Mês)	Tarifa para Créditos de Energia Gerada em Excesso (US\$/KWh/Mês)
Categoria de cliente D-1-NEM			
Antes de revisão	\$15,25	\$0,08829	
Janeiro, 2016	\$21,09	\$0,08267	\$0,07620
Janeiro, 2019	\$26,92	\$0,07705	\$0,06055
Janeiro, 2022	\$32,76	\$0,07143	\$0,04716
Janeiro, 2025	\$38,59	\$0,06582	\$0,03601
Janeiro, 2028	\$44,43	\$0,06020	\$0,02711
Categoria de cliente DM-1-NEM			
Antes de revisão	\$7,50	\$0,07884	
Janeiro, 2016	\$9,85	\$0,08311	\$0,07666
Janeiro, 2019	\$12,58	\$0,07745	\$0,06092
Janeiro, 2022	\$15,30	\$0,07180	\$0,04744
Janeiro, 2025	\$18,03	\$0,06614	\$0,03623
Janeiro, 2028	\$20,75	\$0,06049	\$0,02727

Fonte: Castro (2018)

3.6. CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentadas as características do setor de distribuição de energia, o seu papel dentro do setor elétrico e como, através das tarifas de energia reguladas, as concessionárias de distribuição são remuneradas pela prestação do serviço. Através do entendimento de como funciona o serviço de distribuição é possível explicar como o avanço da geração distribuída através da redução de faturamento, tem afetado as empresas de distribuição e os demais consumidores conectados ao sistema através dos subsídios cruzados.

As experiências internacionais oferecem insumos para o enfrentamento desse problema, apresentando alternativas que estão sendo colocadas em prática por países que possuem um sistema de geração distribuída mais avançado. O objetivo deste capítulo é servir como base para que possamos entender o caso

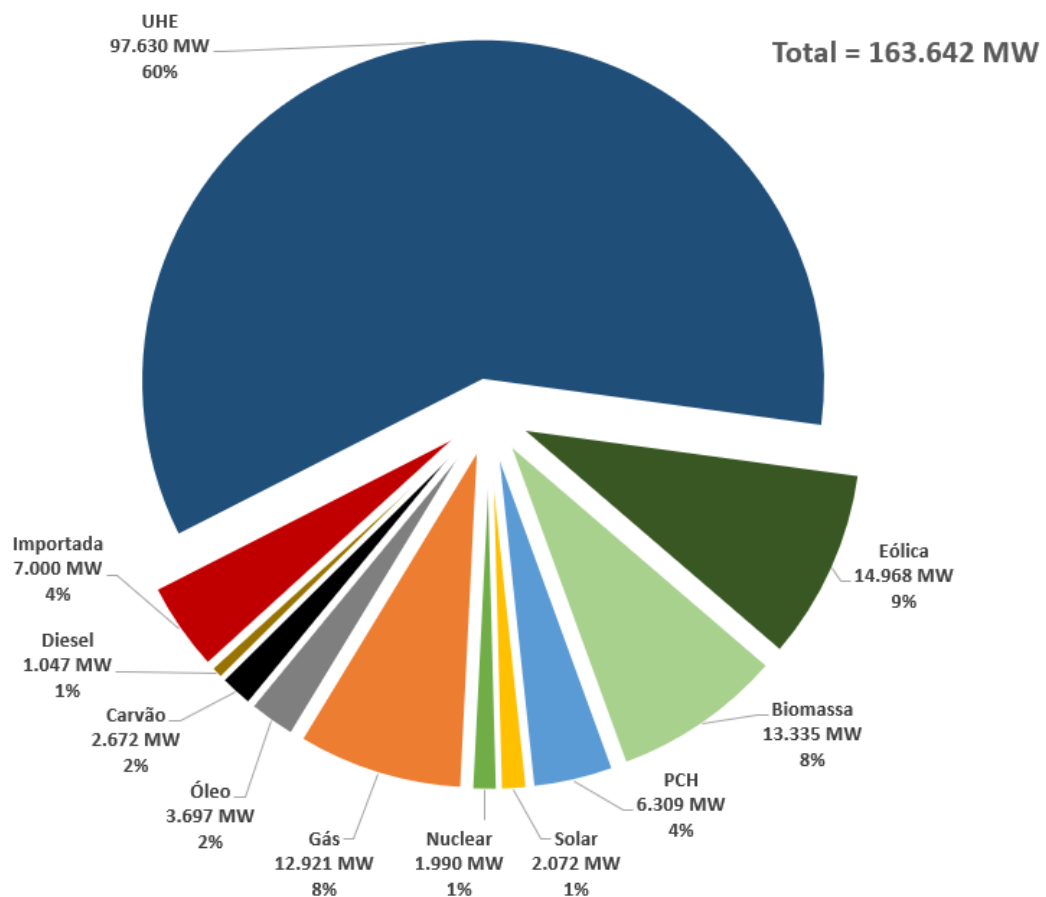
específico brasileiro, onde o sistema de geração distribuída vem se desenvolvendo na última década. O crescimento da GD no Brasil, seus impactos e as mudanças propostas para mitigação dos seus efeitos serão abordados no próximo capítulo.

4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: REGULAÇÃO E OS IMPACTOS SOBRE A DISTRIBUIÇÃO

4.1. INTRODUÇÃO

A indústria elétrica brasileira se sustenta em bases predominantemente renováveis, o que pode ser mais bem visualizado na composição da sua matriz de geração, onde, de acordo com dados de maio de 2019, 74% da eletricidade gerada provem de fontes renováveis (EPE, 2019). Isso deve-se, em grande parte à predominância da fonte hidrelétrica de geração. Outras fontes renováveis, como a energia eólica e solar também possuem uma participação relevante na matriz brasileira, como pode ser visto no gráfico 3.

Gráfico 3 - Capacidade Instalada no SIN no Final de Maio de 2019.



Fonte: EPE, 2019

O baixo conteúdo de carbono da matriz elétrica brasileira não reduz, contudo, a necessidade de desenvolvimento e expansão das fontes sustentáveis de geração. O crescimento da demanda e o esgotamento dos recursos hídricos aproveitáveis, exigem repensar o modelo de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro com pena do país enfrentar dificuldades no abastecimento de energia nos próximos anos.

Como já mencionado, a hidreletricidade tem sido historicamente a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, representando cerca de 60% da capacidade instalada (EPE, 2019). Esta expressiva participação na matriz elétrica se deve ao grande potencial hídrico do país e às várias vantagens que esta fonte de geração de energia apresenta com relação às demais³.

No entanto, a expansão da oferta de energia através de projetos hidrelétricos com grandes reservatórios enfrenta desafios relacionados aos impactos socioambientais negativos e aos elevados custos de investimento na sua construção. Além disso, essa intensa participação torna a matriz elétrica brasileira altamente dependente da disponibilidade hídrica proveniente das chuvas. Segundo estudo realizado pela EPE (2018), concluiu-se que as mudanças climáticas provavelmente alterarão a distribuição da disponibilidade hídrica e, conseqüentemente, a geração de energia hidrelétrica no Brasil.

A razão acima explica por que, nos últimos anos, o aumento da demanda elétrica vem sendo suprida pela expansão do parque termoelétrico, principalmente a gás natural. Comparada a geração hidroelétrica, no entanto, a geração térmica mostra-se mais cara e com maiores níveis de emissões de gases poluentes. Dentro desse contexto, a geração distribuída com base na energia solar oferece uma possível solução para o atendimento do crescimento da demanda por energia sem ir de encontro às políticas ambientais.

³ Trata-se de uma fonte de geração renovável, economicamente competitiva, além de apresentar grande flexibilidade operativa, capaz de responder às flutuações de demanda quase instantaneamente (EPE, 2018b).

4.2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Nos Estados Unidos e na Europa, sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm sido utilizados desde a década de 1980 (DE FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). No Brasil, o uso da energia solar ocorreu pela primeira vez apenas em 1995 pela Companhia Hidrelétrica de São Francisco (Chesf) (RÜTHER et al., 2010). No entanto, somente no ano de 2004 o conceito de geração distribuída foi definido oficialmente no país através do Decreto nº 5136 de 30 de julho, que definia:

“Art. 14. [...] Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética [...].”

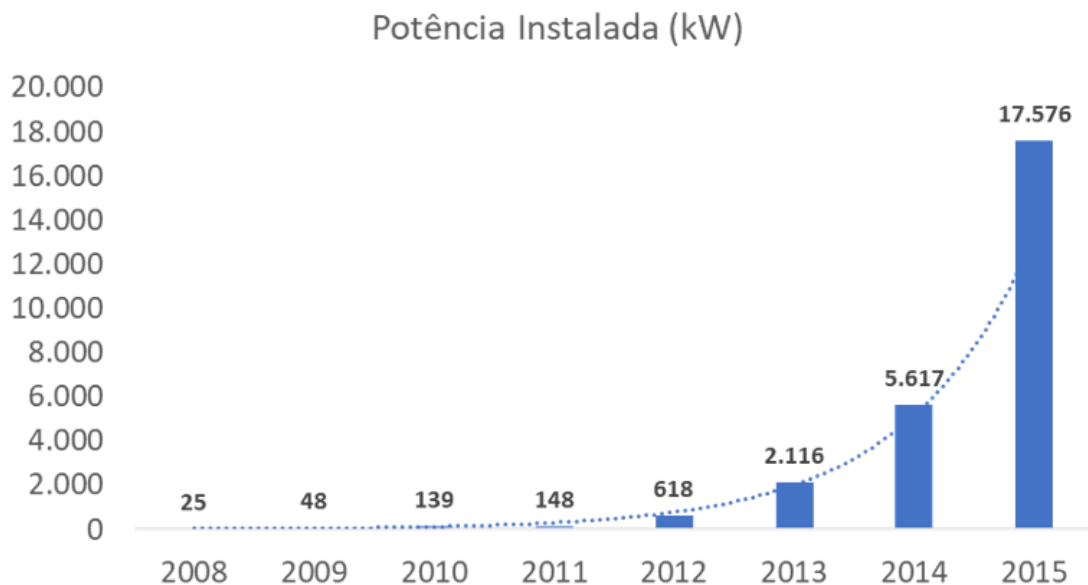
Dados demonstram, no entanto, que o crescimento da GD no Brasil se deu de maneira lenta nos primeiros anos pós regulamentação. Da primeira unidade instalada em 2008 até o ano de 2011, a geração distribuída no Brasil teve um acréscimo de apenas 11 unidades de geração instaladas, somando ao todo uma capacidade total de 148 kW (ANEEL, 2020a).

A partir de 2012, a geração distribuída começou a ganhar força no país com o estabelecimento da Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 que definiu um

quadro regulatório específico para a micro e minigeração. Nesse contexto, passou a ser permitido que os consumidores realizassem a troca de energia gerada com a rede elétrica através do sistema de compensação *Net Metering*.

Em 2015, a RN 482/2012 foi atualizada pela RN 687/2015 que criou novas modalidades de geração distribuída, além de alterar os prazos para a compensação da energia gerada e de reduzir o processo burocrático de conexão das unidades geradoras à rede de distribuição (ANEXO A). O gráfico 4 mostra o efeito dessas medidas na evolução da GD no Brasil.

Gráfico 4 - Evolução da Potência Instalada de GD no Brasil (2008 – 2015)



	Pot. Instalada em 2015 (kW)	%
Autoconsumo Remoto	1.870,61	10,65%
Geração Compartilhada	528,80	3,01%
Geração na própria UC	15.163,66	86,34%

Fonte: ANEEL, 2020a

A expansão da mini e micro geração colocou em pauta as consequências financeiras decorrentes de um elevado nível de penetração de geradores distribuídos, principalmente no setor de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, a partir do ano de 2018, iniciou-se um processo de revisão da RN 482/2012, com foco justamente no sistema de compensação de créditos de energia. Ao final de

2019, a ANEEL ainda promovia debates com o objetivo de revisar as regras atuais de geração distribuída.

4.3. A REGULAÇÃO TARIFÁRIA NO BRASIL

Conforme explicado no capítulo 2, o setor de distribuição é a parte da infraestrutura do setor elétrico responsável pela entrega da energia aos consumidores finais. Atualmente no Brasil existem 109 empresas atuando no segmento de distribuição⁴. As empresas de distribuição são responsáveis pelo atendimento da demanda dos consumidores dentro de áreas definidas e limitadas pelo órgão regulador nacional.

O segmento de distribuição no Brasil é considerado um serviço básico e essencial à sociedade (ANEEL, 2010), definido como um serviço ou atividade cuja interrupção coloca em perigo iminente a sobrevivência, saúde ou segurança da população. Além disso, o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro considera as atividades de transmissão e de distribuição como monopólios naturais, ao contrário da geração que é considerada uma atividade competitiva.

As razões acima explicam a histórica participação do Estado no segmento de distribuição, seja através de empresas públicas seja através do planejamento e regulação das atividades. Em outros termos, cabe ao estado garantir a qualidade da prestação do serviço através da regulação e da fiscalização das atividades das empresas monopolistas.

Nesse contexto, um dos papéis da ANEEL, como órgão regulador, é o de definir tarifas que remunerem o serviço de distribuição de forma adequada. As tarifas devem viabilizar os investimentos necessários para manter a qualidade e segurança do abastecimento e criar incentivos para um aumento de eficiência na prestação do serviço (ANEEL, 2020b). Assim, as tarifas devem refletir preços justos para os consumidores, além de garantir a adequada rentabilidade das empresas de distribuição.

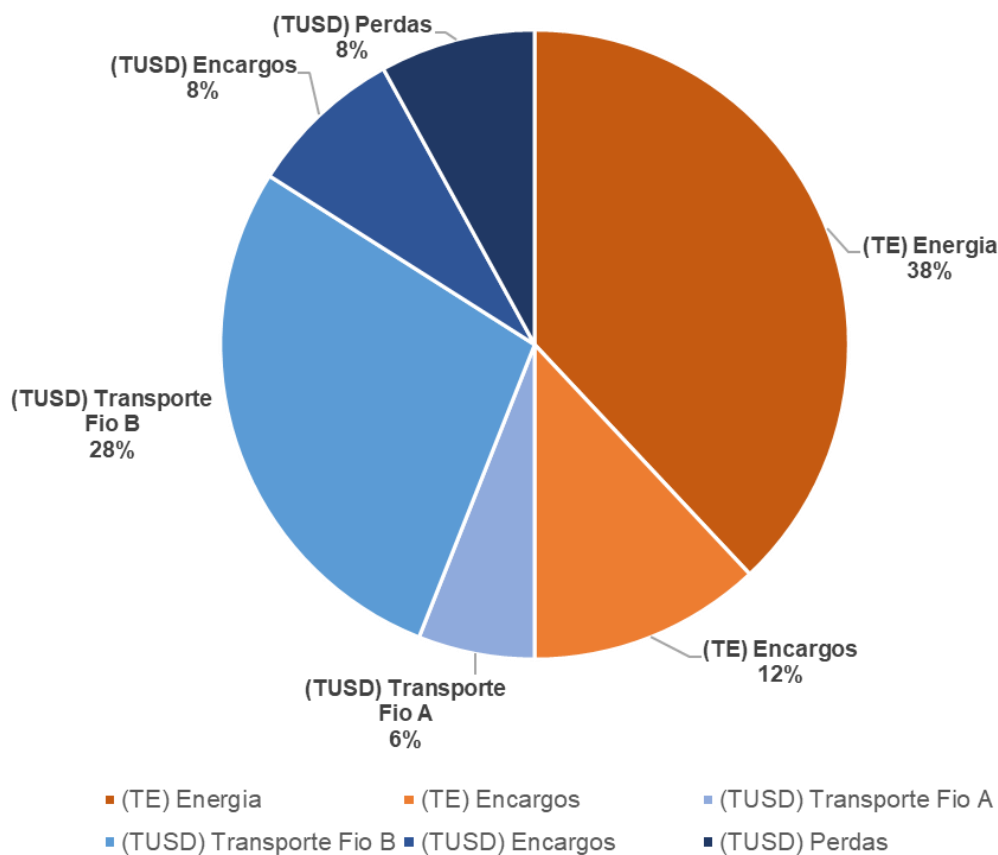
⁴ Como regra geral, no Brasil, o sistema de distribuição de energia elétrica pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230kV (ANEEL, 2020b).

4.3.1. Formação da Tarifa Brasileira

A formação das tarifas de energia no Brasil é baseada em uma regulação de incentivos onde são definidas Receitas Requeridas, também chamadas de Custo Regulatório, de cada concessionária de distribuição através dos processos de revisão e reajuste tarifário. Esses processos serão explicados mais à frente.

A Receita Requerida é aquela que irá permitir à empresa de distribuição operar em níveis eficientes e obter uma remuneração adequada sobre o capital investido. Esta é calculada pela ANEEL ao analisar a estrutura de custos da concessionária de distribuição durante o processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP). Uma vez definida, a receita requerida é decomposta em componentes tarifários que refletem os custos que a concessionária possui na prestação do serviço de distribuição (ANEEL, 2017b). Essas componentes tarifárias se agregam para formar as tarifas.

Gráfico 5 - Composição da Tarifa de Distribuição.



Fonte: ANEEL, 2018

As componentes tarifárias (gráfico 5) são divididas em duas grandes parcelas. A TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) é composta pelos custos incorridos pela concessionária para a prestação do serviço de distribuição, ou seja, disponibilização, manutenção e operação da infraestrutura do setor elétrico mais uma remuneração pela prestação do serviço. A TE (Tarifa de Energia) é composta pelos custos da energia elétrica – compra, transporte, perdas, encargos – a ser revendida para o consumidor final.

4.3.2. Parcela A e Parcela B

A tarifa de distribuição, para fins de cálculos tarifários também é decomposta em duas parcelas que representam as características dos custos da distribuição. A “parcela A” incorpora os custos não gerenciáveis da concessionária de distribuição, tais como compra e transporte de energia e encargos setoriais. A “parcela B” incorpora os custos gerenciáveis relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, tais como custos operacionais e a remuneração dos investimentos da distribuidora.

Fazem parte da “parcela A” as componentes (TE) Energia, (TE) Encargos, (TUSD) Perdas, (TUSD) Encargos e (TUSD) Transporte Fio A, mostradas no gráfico 5. Para essas componentes a distribuidora de energia elétrica funciona como uma mera arrecadadora e repassadora de custos, pois, por não estarem sob a gestão da distribuidora, são repassados em sua totalidade ao consumidor, sendo integrados à tarifa de energia durante os processos de revisão e reajuste tarifário.

Dentre as componentes tarifárias mostradas no gráfico 5, apenas a componente (TUSD) Transporte Fio B faz parte dos custos gerenciáveis (parcela B) e está sob a gestão da distribuidora. Essa componente é a que efetivamente irá remunerar a distribuidora pela prestação do serviço de distribuição.

4.3.3. Revisões e Reajustes Tarifários

A tarifa de energia é obtida através do cálculo da receita requerida no processo de revisão tarifária, conforme explicado anteriormente. No entanto, a receita efetivamente praticada pela distribuidora pode divergir em relação à receita

requerida definida na revisão, devido a alterações nas suas estruturas de custos ou de mercado.

Em vista disso, em média a cada quatro anos nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) a ANEEL determina uma nova receita com o objetivo de redefinir as tarifas de energia elétrica em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Nessas revisões, a ANEEL poderá decidir por aumentar, manter ou reduzir o valor da tarifa de energia.

Além das revisões, a ANEEL também realiza anualmente reajustes na tarifa de distribuição. No Reajuste Tarifário Anual (RTA) são repassados à tarifa os custos da “parcela A”, pois como foi explicado, não são gerenciáveis pela distribuidora. Os custos gerenciáveis (parcela B) também são revistos durante esse processo, sendo corrigidos pela inflação (IPCA ou IGP-M).

Esse reajuste é de extrema importância, pois representa o mecanismo utilizado pelo órgão regulador para reestabelecer o poder de compra da concessionária de distribuição. É através desse mecanismo que são repassados à tarifa, por exemplo, os custos decorrentes da redução de mercado das distribuidoras resultante do crescimento da geração distribuída.

4.3.4. A Tarifa Monômnia Volumétrica

Para a maior parte dos consumidores de energia elétrica no Brasil – consumidores do grupo B⁵ –, o valor monetário da fatura de energia elétrica depende unicamente da quantidade de energia elétrica consumida. Quanto maior o consumo de energia maior a fatura, quanto menor o consumo, menor a fatura. A esse modelo tarifário dá-se o nome de tarifa monômnia volumétrica. Monômnia, pois tem um único valor de tarifa e volumétrica, pois depende do volume de energia consumida.

Esse modelo de tarifa ainda é amplamente utilizado, é de fácil entendimento pelos consumidores e também de simples implementação, pois exige um medidor que apenas contabilize a energia consumida ao longo do tempo. É importante ressaltar que, segundo dados da ANEEL, os consumidores mencionados acima, representam hoje cerca de 89% do número de unidades consumidoras de

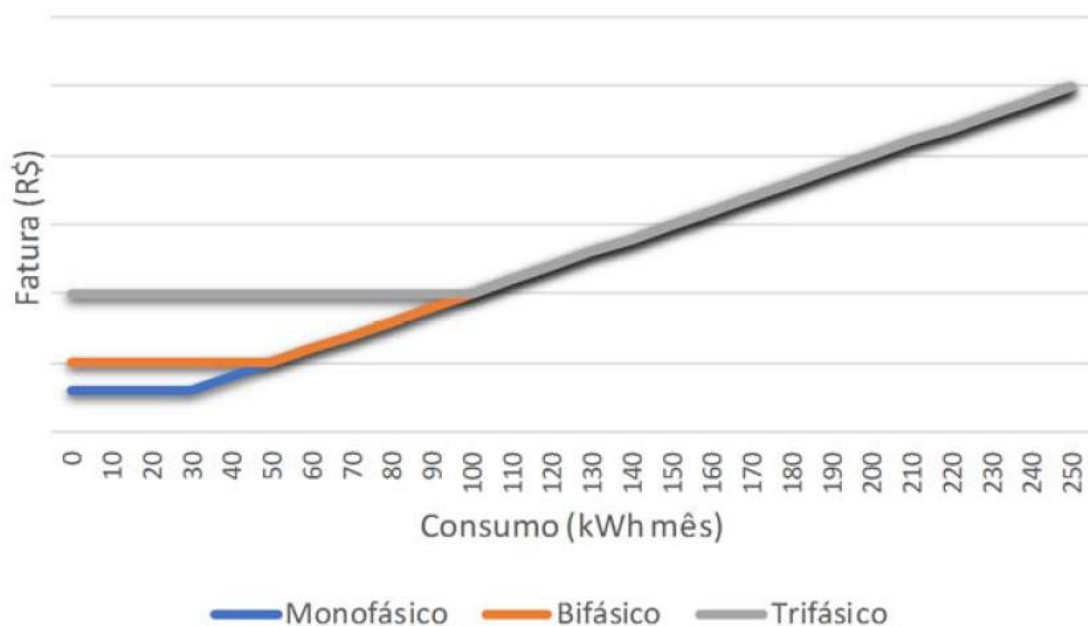
⁵ Consumidores de energia elétrica de pequeno porte, conectados em baixa tensão.

energia elétrica no Brasil, sendo responsáveis por 71% da receita de faturamento (ANEEL, 2020).

Além das despesas com a energia consumida, dos clientes de baixa tensão também são cobrados uma franquia de consumo. Esta estabelece um valor mínimo a ser pago pelos consumidores, independente do seu consumo de energia. O valor desse custo de disponibilidade é definido de acordo com o número de fases existente na conexão da unidade consumidora.

Dos clientes com conexões monofásicas são cobrados o valor referente a uma quantidade de energia consumida equivalente a 30kWh, para clientes com conexão bifásica é cobrado o valor equivalente a um consumo de 50kWh e para clientes com conexão trifásica é cobrado o valor referente a um consumo de 100kWh. Desse modo, há uma relação quase linear entre a quantidade de energia consumida e o valor da fatura, ilustrado no gráfico 6.

Gráfico 6 - Modelo Tarifário Brasileiro Aplicado a Consumidores de Baixa Tensão



Fonte: ANEEL, 2018

Do ponto de vista do consumidor, a tarifa de energia possui apenas dois componentes, sendo estes um custo fixo referente a franquia mínima de consumo e um custo variável referente apenas ao pagamento da energia elétrica consumida.

4.4. CONSEQUÊNCIAS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Conforme apresentado no gráfico 5, parte dos custos das concessionárias de distribuição não possuem correlação com a quantidade de energia consumida pelos consumidores, enquanto a tarifa praticada para cobrir esses custos (gráfico 6) é majoritariamente volumétrica. Logo, o problema atual se encontra no descasamento provocado pela forma de cobrança do sistema de distribuição através de tarifas que não possuem uma aderência correta aos custos das distribuidoras.

É possível ter uma noção do impacto que esse descasamento pode gerar ao analisarmos um cenário hipotético em que, por exemplo, todos os clientes de baixa tensão da área de concessão de uma distribuidora tenham um consumo regular de 100kWh e, através da regulação, uma tarifa foi estipulada de modo a permitir que a distribuidora consiga arcar com todos os seus custos. Caso os clientes dessa distribuidora decidam reduzir o consumo de energia pela metade, temos o seguinte cenário: 1) os custos da parcela TE referente ao custo de energia irão reduzir junto com a redução no consumo, não alterando o equilíbrio financeiro da distribuidora; 2) os custos da TUSD, no entanto, por possuírem uma natureza fixa ou por terem apenas uma correlação parcial com o consumo de energia, poderão permanecer estáticos ou apresentar um redução desproporcional à redução do consumo.

Nesse caso, a tarifa paga pelos consumidores irá diminuir a uma taxa proporcional a redução do consumo de energia, porém os custos de atendimento desses consumidores terão uma redução inferior, levando à perda de receita pela distribuidora.

Num horizonte de longo prazo, a combinação das tarifas monômias volumétricas com a redução do consumo de energia resultarão em um impacto econômico significativo em todos os consumidores. Isso ocorre, pois, conforme apresentado anteriormente, variações nos custos que fogem à gestão das empresas de distribuição são reajustadas anualmente e repassadas aos consumidores através da tarifa.

O repasse de custos, em um primeiro momento, acarreta uma diminuição da fatura do consumidor, que reduz seu consumo, o que leva a perdas de receita

para as distribuidoras. Em um segundo momento, no reajuste tarifário anual, é observado que a receita praticada pela distribuidora está abaixo da receita requerida estipulada na revisão tarifária. A tarifa então deverá ser elevada para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora. Na prática, a redução de consumo de um grupo de consumidores gera um aumento nas tarifas. Isso porque há um repasse do efeito da redução de consumo e conseqüentemente do aumento do custo unitário para todos consumidores.

4.4.1. Mudanças no Sistema de Compensação

O modelo atual de compensação de energia formalizado pela RN 482/2012 seguiu uma linha de simplicidade para se adequar a realidade brasileira, onde o consumidor não pode comercializar a sua própria energia e os custos de instalação da micro e minigeração eram elevados (ANEEL, 2018). Dessa forma, no modelo implementado, optou-se por permitir que o consumidor usasse a energia injetada na rede para abater integralmente a energia consumida, considerando todas as componentes tarifárias (TE e TUSD).

Na época da publicação da REN nº 687/2015, foram discutidas formas alternativas para o mecanismo de compensação da energia excedente gerada nas unidades consumidoras remotas, porém optou-se pela manutenção do sistema de compensação original. A decisão foi tomada tendo como base um cenário das projeções realizada para a micro e minigeração distribuída no Brasil. O cenário mais otimista indicava a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019 (ANEEL, 2018).

Como pode ser observado no gráfico 7, esse patamar de 500 MW previstos para 2019 foram alcançados em meados do ano de 2018. Uma vez atingido esse marco, de forma antecipada, tornou-se necessária a avaliação de modificações na norma de modo a permitir que a GD se desenvolva de maneira sustentável (ANEEL, 2018).

Gráfico 7 - Evolução da Potência Instalada de GD no Brasil (2015 – 2019)



Fonte: ANEEL, 2020a

Dados da ANEEL de 2020, mostram que grande parte da parcela de unidades consumidores de geração distribuída no Brasil estão enquadradas na classe de consumo de baixa tensão (quadro 2).

Quadro 2 - Consumidores de GD por Categoria de Tensão

Grupo	Quantidade	Quantidade de Ucs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)	%
Alta Tensão	4.689	21.693	632.989,64	22,49%
Baixa Tensão	223.815	276.936	2.181.268,50	77,51%

Fonte: ANEEL, 2020a

Tendo em vista uma potencial redução do consumo de energia por parte desses consumidores através do sistema de *Net Metering*, fica evidente a possibilidade de se instalar um cenário de erosão de receitas semelhante ao mencionado no tópico anterior. Através de um estudo (ANEEL, 2018) realizado em 2018, a ANEEL concluiu que, a manutenção das regras atuais de compensação de energia pode levar a custos elevados aos consumidores que optarem por não instalar a geração própria.

Como forma de mitigar esses efeitos, a agência reguladora do setor elétrico (ANEEL) elaborou propostas de mudanças regulatórias no modelo atual de geração distribuída, com foco principal no modelo de compensação *Net Metering*. A proposta foi sintetizada em um relatório chamado de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 04/2018. Seu principal objetivo é fornecer alternativas para as regras aplicadas à micro e minigeração distribuída.

As alternativas apresentadas pela ANEEL consistem em definir parcelas da tarifa para serem retiradas do sistema de compensação, de forma que não possam ser abatidas, se comportando, dessa maneira, como componentes fixos da tarifa.

Ao todo foram elaboradas 6 alternativas de alocação de custos, sendo a alternativa 0 a manutenção do sistema atual de compensação que permite a compensação de 100% da tarifa de energia, excetuando-se apenas a franquia mínima. A tabela 4 apresenta um resumo das mudanças propostas.

Tabela 4 - Tabela Resumo das Alternativas do Modelo de Compensação de Energia.

Alternativas	Componentes aptos à compensação	% compensada
Alternativa 0	(TE) Energia + (TE) Encargos + (TUSD) Transporte Fio A + (TUSD) Transporte Fio B + (TUSD) Encargos + (TUSD) Perdas	100%
Alternativa 1	(TE) Energia + (TE) Encargos + (TUSD) Transporte Fio A + (TUSD) Encargos + (TUSD) Perdas	72%
Alternativa 2	(TE) Energia + (TE) Encargos + (TUSD) Encargos + (TUSD) Perdas	66%
Alternativa 3	(TE) Energia + (TE) Encargos + (TUSD) Perdas	58%
Alternativa 4	(TE) Energia + (TE) Encargos	50%
Alternativa 5	(TE) Energia	38%

Fonte: ANEEL, 2018

Como pode ser observado na tabela 4, as alternativas reduzem a porcentagem da tarifa do consumidor que poderá ser compensada pela energia injetada na rede. Utilizando uma abordagem mais prática, consideremos o exemplo de um prosumidor conectado a um sistema bifásico, que consuma 200kWh de energia mensal e gere a mesma quantidade de energia, ou seja, possui um consumo líquido mensal nulo. Abaixo são expostas as variações que esse prosumidor sofreria no valor faturado da sua tarifa para cada uma das alternativas.

Tabela 5 - Tabela Exemplo das Alternativas do Modelo de Compensação

Energia Consumida: 200kWh

Energia Gerada: 200kWh

Franquia Mínima (Bifásica): 50kWh

Alternativas	Valor Faturado <i>[Energia Consumida - (Energia Gerada x % Compensada)]</i>	Franquia Mínima	Tarifa
Alternativa 0	200kWh - (200kWh x 100%) = 0kWh	50kWh	50kWh
Alternativa 1	200kWh - (200kWh x 72%) = 56kWh	50kWh	56kWh
Alternativa 2	200kWh - (200kWh x 66%) = 68kWh	50kWh	68kWh
Alternativa 3	200kWh - (200kWh x 58%) = 84kWh	50kWh	84kWh
Alternativa 4	200kWh - (200kWh x 50%) = 100kWh	50kWh	100kWh
Alternativa 5	200kWh - (200kWh x 38%) = 124kWh	50kWh	124kWh

Fonte: Elaboração própria

A tabela 5 mostra como a retirada das componentes tarifárias do sistema de compensação afetam a tarifa final do consumidor. Atualmente (Alternativa 0), o consumidor com geração, mesmo que possua um consumo líquido de energia nulo, deverá pagar à distribuidora apenas o valor referente à franquia mínima de consumo – 50kWh no caso de uma ligação bifásica. Nas demais alternativas, conforme é

reduzida a parcela compensada da tarifa de energia, maior será a tarifa paga pelo consumidor, mesmo que esse gere toda a energia que consome.

4.4.2. Impactos da Mudança

A partir desse cenário foram calculados os impactos da mudança no sistema de compensação em cada uma das 5 alternativas propostas. Os impactos foram quantificados levando em conta cinco fatores: a projeção de GD instalada, o impacto financeiro para os consumidores não adotantes, o *payback* do investimento na GD, a projeção de redução de CO2 e o número de empregos gerados em cada cenário. Esses impactos foram calculados levando em conta um período de análise de 15 anos (2020 a 2035).

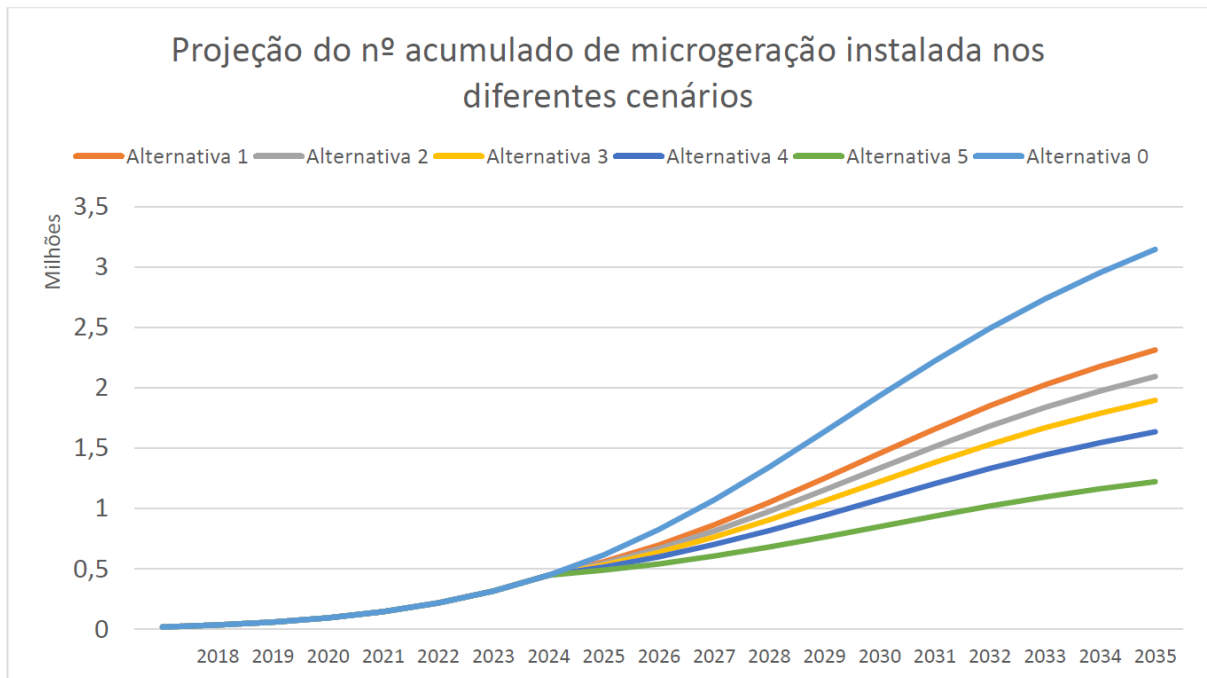
Tabela 6 - Impacto Financeiro e Projeção da GD por Alternativa

Alternativa adotada após o gatilho ⁵² :	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R\$4.734	3.145.314
Alternativa 1	R\$6.965	2.313.128
Alternativa 2	R\$8.511	2.093.099
Alternativa 3	R\$9.493	1.896.020
Alternativa 4	R\$10.101	1.635.601
Alternativa 5	R\$9.598	1.222.367

Fonte: ANEEL, 2018.

A tabela 6 mostra o impacto financeiro – calculado através da fórmula de Valor Presente Líquido (VPL) – para os consumidores que não optarem pela GD e a projeção do número de micro e minigeradores instalados em cada uma das alternativas. Como pode ser observado, a manutenção do sistema atual de compensação (Alternativa 0) irá representar ao final do período de análise um prejuízo de 4,7 bilhões de reais aos demais consumidores. Ao reduzir a parcela compensável da tarifa, as demais alternativas permitem um ganho líquido positivo entre 6,9 e 10 bilhões de reais, no entanto, isso resulta em uma menor atratividade para a adoção da GD reduzindo a quantidade de unidades instaladas.

Gráfico 8 - Quantidade Estimada da GD Local por Alternativa

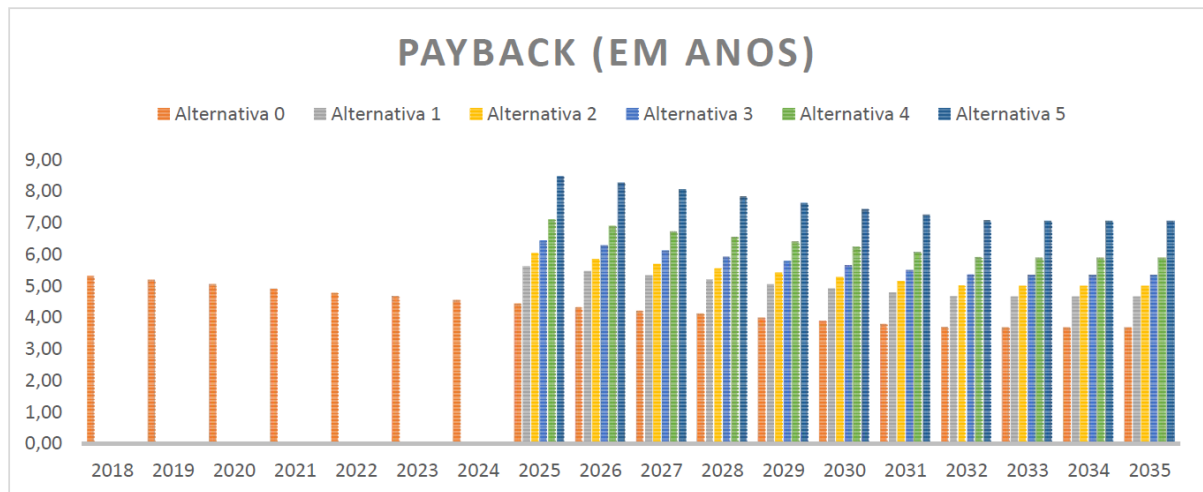


Fonte: ANEEL, 2018.

Como pode ser observado no gráfico 8, a cada alternativa, com a redução da compensação, reduz-se também o incentivo financeiro para o investimento na instalação da GD, resultando em um menor número de consumidores adotantes.

Outro fator considerado pela ANEEL na determinação da melhor alternativa ao sistema de compensação é o *payback* do investimento realizado pelos consumidores que optem por instalar a GD. O *payback* representa o período necessário para que a economia na conta de energia do consumidor seja suficiente para pagar o investimento inicial realizado para a instalação da GD.

Gráfico 9 - Payback da GD Local Estimado por Alternativa.



Fonte: ANEEL, 2018.

O *payback* aumenta conforme o retorno financeiro do investimento, decorrente da compensação energética da tarifa, reduz (gráfico 9). É importante ressaltar que a vida útil dos equipamentos de geração local é de cerca de 25 anos, logo, apesar do aumento no tempo do retorno do investimento, a viabilidade dos projetos de GD se manteria. No seu relatório, a ANEEL atenta para o fato de que a mudança para a Alternativa 1 implicaria em um aumento no período de *payback* para 5,6 anos em 2025, valor muito próximo dos 5,3 anos observados na elaboração do relatório em 2018, indicando que mudança não geraria uma ruptura no modelo capaz de comprometer o mercado (ANEEL, 2018).

4.5. A ESCOLHA DA ANEEL

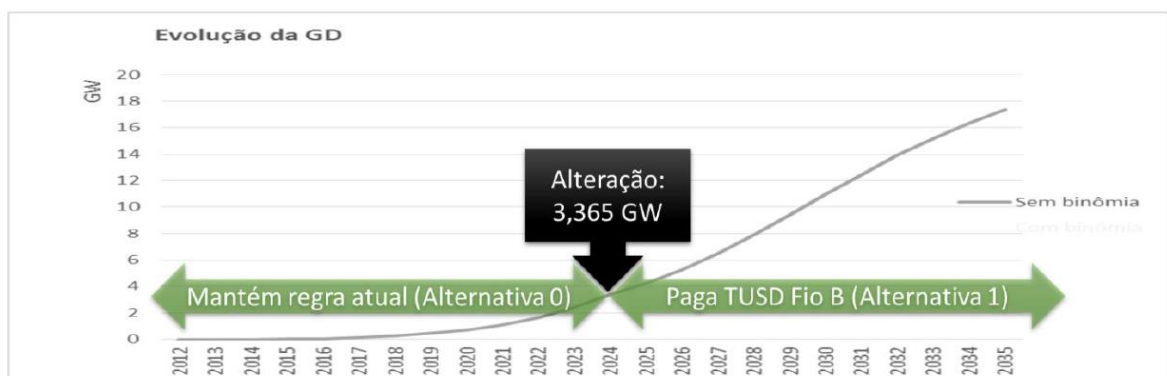
A estratégia definida pela ANEEL seria a de realizar a mudança regulatória somente após um período que permitisse a consolidação do mercado de micro e minigeração distribuída. Assim como nos modelos da Califórnia e de Nevada, mencionados no capítulo 2, foi estipulado um teto de geração instalada para o território brasileiro. Esse teto foi definido em 3,365 GW de capacidade instalada no país, divididos pelas distribuidoras de maneira proporcional a seu mercado (ANEEL, 2018).

A escolha da agência se baseou em cálculos que indicam que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de GD local se consolidasse, com

a instalação de 3,365 GW em todo país, para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação para a Alternativa 1, ou seja, a alternativa onde a componente TUSD Fio B deixe de ser compensada (ANEEL, 2018). A alteração seguiria o modelo demonstrado abaixo:

- Consumidores que instalarem GD para compensação local até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da conexão.
- Consumidores que instalarem GD para compensação local entre 2020 e o acionamento do gatilho: seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B).
- Consumidores que instalarem GD para compensação local após o gatilho: seriam faturados pela Alternativa 1.
- Gatilho: a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.

Gráfico 10 - Evolução Estimada da GD Local e Gatilho de Potência



Fonte: ANEEL, 2018

De acordo com as projeções da ANEEL, neste cenário, a estimativa é de que seja atingida a marca de 17 GW em GD em 2035 (valor quase equivalente à

potência instalada das usinas de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau juntas (ANEEL, 2018).

4.6. CONCLUSÃO

A geração distribuída no Brasil apresentou uma rápida evolução devido aos incentivos regulatórios criados pelo governo. Da mesma forma como vem sendo aplicada no cenário mundial, a geração distribuída oferece ao sistema elétrico brasileiro uma resposta ao crescimento da demanda por energia sem ir de encontro às políticas ambientais. As Resoluções Normativas elaboradas pela ANEEL proporcionaram o ambiente regulatório necessário para que a geração distribuída crescesse no Brasil, no entanto, a regulação ainda enfrenta desafios quanto ao impacto desse crescimento em um sistema elétrico estruturado para o fornecimento de energia de forma centralizada.

Por ter tido um início tardio, o modelo de geração distribuída no Brasil dispõe das lições trazidas pelas experiências internacionais. Com base nessas experiências, a ANEEL realizou a análise regulatória apresentada no AIR nº 04/2018 trazendo alternativas para a alteração do sistema atual de geração distribuída. O estudo, no entanto, reflete que quaisquer alternativas que tentem minimizar o impacto da geração distribuída tanto para o setor de distribuição quanto para os consumidores não adotantes, irá impactar o futuro de desenvolvimento desse modelo de geração descentralizada.

A decisão da ANEEL, então, se estabeleceu entre decidir qual a alternativa que representaria o melhor resultado em termos de reduzir os impactos negativos da geração distribuída no setor elétrico brasileiro sem afetar o seu mercado ainda em desenvolvimento.

5. CONCLUSÃO

A inserção e expansão do modelo de geração distribuída tem consequências diretas na organização e no funcionamento dos sistemas elétricos, em especial no setor de distribuição de energia e, dessa forma, nos consumidores. Esse trabalho procurou explicar o conceito por trás desse modelo de geração e a sua importância em proporcionar uma oferta de energia elétrica limpa em um mundo com uma demanda por energia elétrica crescente. Foi destacado o impacto que a geração local de energia tem sobre a estrutura de sistemas elétricos construídos com base em um modelo centralizado de geração de energia. Foi explicado, então, como a geração distribuída proporciona um desgaste financeiro para os sistemas de distribuição de energia elétrica e como, através da regulação, os monopólios naturais de distribuição conseguem repassar essa oneração para os consumidores de energia elétrica. Por fim foi apresentado o caso brasileiro, objeto deste estudo, e as propostas em análise para mitigar os efeitos negativos da micro e mini geração no sistema elétrico.

Este trabalho não se propõe a discutir se o modelo de geração distribuída é ou não vantajoso, nem avaliar se este deve ou não ser incentivado. O objetivo foi o de apresentar, através do entendimento do funcionamento do setor elétrico e por meio de dados evolutivos, o motivo pelo qual a geração distribuída despertou o interesse dos formadores de política energética e os desafios que são enfrentados com o estabelecimento e desenvolvimento desse modelo de geração.

Observando o caso brasileiro, podemos concluir que a expansão da geração distribuída está dentro dos interesses públicos. As políticas de incentivo, sintetizadas nesse trabalho pelas Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015 que reduziram as barreiras para a conexão de geradores distribuídos, demonstram o interesse por parte do governo em fomentar a geração local de energia. A discussão, então, gira em torno da implementação de um cenário regulatório que possibilite o crescimento da geração distribuída, proporcionando àqueles que optem pela de micro ou mini geração um sistema adequado, e que minimize o impacto aos demais integrantes do setor elétrico.

Alguns países onde a geração distribuída já atingiu patamares mais avançados implementaram mudanças em sua regulação de modo a acomodar o seu

crescimento dentro dos seus respectivos sistemas elétricos. Os casos específicos da Califórnia e Nevada ilustram alguns dos modelos de transição que serviram como base para a ANEEL para a elaboração de alternativas à regulação praticada atualmente. A alternativa adotada pela ANEEL é, na prática, semelhante ao modelo adotado pela PUCN em Nevada e que consiste em reduzir o preço da energia injetada na rede, ao contrário do modelo da CPUC que manteve o valor da energia inalterado na Califórnia. No entanto, diferenciando-se de ambos os modelos, a ANEEL optou por não incluir uma tarifação fixa aos prossumidores pelo acesso a rede elétrica. Além disso, a ANEEL propõe um período de transição de modo a garantir uma maior previsibilidade dos impactos das mudanças regulatórias. Essa estratégia demonstra a preocupação da agência em não causar mudanças disruptivas no mercado de geração distribuída brasileiro ainda não completamente consolidado.

Ademais, para trabalhos futuros, seria importante realizar uma análise sobre o impacto da mudança da regulação da geração distribuída quando observada em conjunto com uma possível mudança no modelo tarifário dos consumidores de baixa tensão para um sistema de tarifas binômias, apresentado pela ANEEL no Resultado de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018, que não foi abordado neste trabalho. A implementação desse modelo tarifário poderia reduzir ainda mais os retornos obtidos pelas compensações de energia dos proprietários de geração distribuída, resultando em impactos negativos ao seu desenvolvimento.

6. BIBLIOGRAFIA

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Electricity market regulations and their impact on distributed generation. n. April, p. 608–613, 2002.

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Pesquisa referente a microgeração distribuída a partir da resolução normativa 482. 2014.

AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; POURESMAEIL, E. Distributed energy resources and benefits to the environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2, p. 724–734, 2010.

ALLAN, G. et al. The economics of distributed energy generation: A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 543–556, 2015.

ANEEL. Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010. **Resolução Normativa n° 414**, p. 1–275, 2010.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 2 - Planejamento. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016.

ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório n°0004/2018-SRD/SGC/SMA/ANEEL**, p. 60, 2018.

ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em:

<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTlIMjItN2E5MzBkN2ZlMzVklwIDCl6ljQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSlslmMiOjR9>>. Acesso em: 8 jun. 2020a.

ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. Disponível em:

<https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fregulacao-da-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4>. Acesso em: 8 jun. 2020b.

BAJAY, S. et al. Geração distribuída e eficiência energética. **International Energy Initiative – IEI Brasil**, v. 1, p. 332, 2018.

BANSAL, R. **Handbook of distributed generation: Electric power technologies, economics and environmental impacts**. [s.l.: s.n.].

CALIFORNIA, P. U. C. O. T. S. O. DECISION ADOPTING SUCCESSOR TO NET ENERGY METERING TARIFF. v. 002, 2016.

CAMILO, H. F. et al. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, n. September 2015, p. 712–719, 2017.

CASTRO, N. J. DE; DANTAS, G. **Experiências Internacional em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. [s.l.: s.n.].

CEER. Electricity Distribution Network Tariffs - CEER Guidelines of Good Practice. n. January, p. 1–40, 2017.

- DIAS, D. DE S.; RODRIGUES, A. P. A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infraestrutura energética. **Revista de Economia Política**, v. 17, n. 3, p. 67, 1997.
- ECONOMIDES, N. The economics of networks. **International Journal of Industrial Organization**, v. 14, n. 6, p. 673–699, 1996.
- EIA. Modeling distributed generation in the buildings sectors. n. November, p. 7, 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético : Considerações Iniciais. 2018.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. 2019.
- EPE. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. p. 186, 2018a.
- EPE, E. DE P. E. Nota Técnica PR 07/18: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050. p. 127, 2018b.
- FIANI, R. Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras. **Teoria Política e Instituições de Defesa da Concorrência**, 1998.
- FRANZ, B. F. Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply – A Summary of International Debates. 2016.
- GARCEZ, C. A. G. What do we know about the study of distributed generation policies and regulations in the Americas? A systematic review of literature. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, n. September, p. 1404–1416, 2017.
- GOMES, A. A. DE C. A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. 1998.
- HANSER, P.; VAN HORN, K. **The Next Evolution of the Distribution Utility**. [s.l.] Elsevier Inc., 2014.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE; INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Technology-specific Cost and Performance Parameters. **Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change**, p. 1329–1356, 2015.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2018 - Renewables. **Flagship report**, 2018.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Distributed Solar PV**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv>>. Acesso em: 8 jun. 2020.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable power generation costs in 2017 - Key findings and executive summary. p. 16, 2018.
- IRENA. **Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi**. [s.l.: s.n.].
- JOSKOW, P. L. Electricity Market Liberalization: Lessons Learned. **The Energy Journal**, v. 29, n. S12, p. 9–41, 2002.
- LU, L.; PRICE, C. W. (CENTRE FOR C. P. Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups. **Report for BEUC**, n. October, 2018.
- MANDATOVA, P. et al. Paper 0485 NETWORK TARIFF STRUCTURE FOR A SMART ENERGY SYSTEM Why should the network tariff structure CIRED Workshop - Rome , 11-12 June 2014 Paper 0485. n. 0485, p. 11–12, 2014.
- MILLER, W. C.; RISSER, R. J.; KLINE, S. **Regulatory Policies for the Transition to the New Business**

Paradigm. [s.l.] Elsevier Inc., 2014.

MIT. **Facility of the future.** [s.l.: s.n.].

MOMOH, J. A.; MELIOPOULOS, S.; SAINT, R. Centralized and Distributed Generated Power Systems - A Comparison Approach. **Future Grid Initiative White Paper**, p. 1–10, 2012.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro. **Texto para discussão**, p. 58, 1998.

QUEIROZ, H. et al. **Economia Da Energia.** [s.l.: s.n.].

REN21. **REN21 - 2019 Global Status Report.** [s.l.: s.n.].

RÜTHER, R. et al. Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, n. 1997, p. 2283–2286, 2010.

SERVANSING, A. A.; PAHLEVANINEZHAD, M.; JAIN, P. K. A review of hybrid distributed generation systems. **INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)**, p. 1–5, 2012.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear.** Rio de Janeiro: [s.n.].

VARIAN, H. R. **Microeconomia: uma abordagem moderna.** 8. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

ZACLIKEVISC, E. L. Aspectos Regulatórios Do Sistema De Distribuição De Energia Elétrica Brasileiro Em Prol Da Modicidade Tarifária. 2014.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** [s.l.] Oficina de Textos, 2016.

ZINAMAN, O. et al. Grid Connected Distributed Generation - Compensation Mechanisms. **National Renewable Energy Laboratory**, p. 1–12, 2017.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 234, DE 31 DE OUTUBRO DE 2006. 2006.

ANEEL. **Entendendo a Tarifa - Revisão Tarifária Periódica.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 19 jun. 2020a.

ANEEL. PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7 - Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais - Versão 2.4. p. 1–16, 2017b.

ANEEL. Tarifa Binômica - Modelo Tarifário do Grupo B - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. p. 78, 2018.

ANEEL. **Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Empresa, Classe de Consumo e Nível de Tensão.** Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPCLasseConsNivel.xlxs&Source=http%3A%2F%2Frelatorios.aneel.gov.br%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems.aspx&DefaultItemOpen=1>.

DE FARIA, H.; TRIGOSO, F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, n. September 2015, p. 469–475, 2017.

ANEXO A – RESOLUÇÕES NORMATIVAS ANEEL

Resolução Normativa nº 482/2012

O ano de 2012 foi um marco para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, incentivado pela resolução normativa nº 482 de 17 de abril emitida pela Aneel, que foi posteriormente revisada pela resolução normativa nº 517 durante o mesmo ano. Essa RN iria finalmente criar uma regulação específica para a geração distribuída, estabelecendo os critérios para a conexão dos geradores à rede de distribuição. Essa resolução também estabeleceu as premissas para os conceitos de microgeração distribuída e mini geração distribuída, definindo-as como:

“Art. 2. [...] central geradora de energia elétrica, [...] que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [...].”

No que diz respeito à potência instalada, dentro de microgeração ficaram incluídas as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW). Em minigeração ficaram enquadradas as centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW) para as fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 megawatts (MW) para as demais fontes.

A resolução nº 482 também definiu o sistema de compensação de potência, também conhecido como medição líquida. O sistema de compensação de energia foi definido pela Resolução Normativa 482/2012 como:

“Art. 2. [...] III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; [...].”

O sistema de compensação adotado pelo Brasil é semelhante ao modelo de *Net Energy Metering*, permitindo que o consumidor injete o saldo líquido de energia produzida na rede e receba créditos em energia de acordo com a quantidade de energia injetada. Esse crédito gerado, válido por um prazo de até 36 meses, pode ser utilizado pela unidade consumidora para abater as faturas dos meses subsequentes. Isto significa que o produtor de energia pode gerar sua própria energia e qualquer excedente de energia pode ser injetado de volta na rede elétrica para ser transformado em "créditos energéticos" que podem ser utilizados em períodos de baixa ou nenhuma insolação (noite) até um período de 60 meses. É importante notar que estes créditos só devem ser utilizados para compensar o consumo de energia do proprietário da produção distribuída. Não há qualquer pagamento pela energia injetada na rede de distribuição, e esta injeção é limitada ao nível de consumo do utilizador.

Resolução Normativa nº 687/2015

Tendo isso em vista, em 2015, através da atualização da Resolução Normativa 482/2012 pela RN 687/2015, a ANEEL expandiu o horizonte de permissões do sistema de compensação de energia. De acordo com a atualização da norma, o excedente de energia que não for compensado na própria unidade consumidora poderá ser utilizado por um período de até 60 meses para abatimento das faturas subsequentes. Além disso, esse excedente passa a poder ser usado pelo consumidor como crédito para outras unidades dentro da mesma área de concessão, desde que essas estejam enquadradas dentro das definições de autoconsumo remoto, geração compartilhada ou que sejam integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em local diferente do ponto de consumo. Essas unidades são definidas pela resolução como:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as

unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

- Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

- Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

Somado a isso, a nova resolução diminuiu o processo burocrático de instalação dos micro e minigeradores, reduzindo o prazo para as distribuidoras realizarem a conexão dos geradores locais à rede elétrica de 82 dias para 34 dias.

Quadro Resumo das Modificações na Regulação da GD (REN 482/2012 e REN 687/2015)

Quadro Resumo das Modificações na Regulação da GD		
	REN nº 482/2012	REN nº 687/2015
Microgeração	Menor ou igual a 100 kW	Menor ou igual a 75 kW
Minigeração	Superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW	Superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW
Prazo para o uso da energia elétrica excedente	36 meses	60 meses
Sistema de Compensação	Net Metering	Net Metering
Modalidade de Unidade Consumidora	Microgeração Distribuída; Minigeração Distribuída.	Microgeração Distribuída; Minigeração Distribuída; Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras; Geração Compartilhada; Autoconsumo Remoto.
Prazo para a conexão de microgeradores à rede da distribuidora	82 dias	34 dias

Fonte: (ANEEL, 2012, 2015)