



**UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA**  
**MARIA AMÁLIA VOLPATO LONGO OLEGÁRIO DA COSTA**

**ANÁLISE DA INTERFERÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MERCADO DE  
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

Florianópolis  
2017

**MARIA AMÁLIA VOLPATO LONGO OLEGÁRIO DA COSTA**

**ANÁLISE DA INTERFERÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MERCADO DE  
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Pós-Graduação "lato sensu" em Energias Renováveis com Ênfase em Sustentabilidade da Universidade do Sul de Santa Catarina, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Juliano Anderson Pacheco, Dr.

Florianópolis

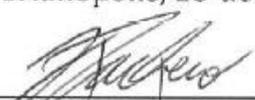
2017

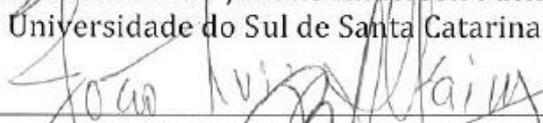
**MARIA AMÁLIA VOLPATO LONGO OLEGÁRIO DA COSTA**

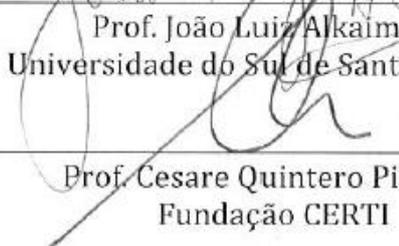
**ANÁLISE DA INTERFERÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MERCADO DE  
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Pós-Graduação "lato sensu" em Energias Renováveis com Ênfase em Sustentabilidade da Universidade do Sul de Santa Catarina, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Florianópolis, 25 de agosto de 2017.

  
\_\_\_\_\_  
Professor e orientador Juliano Anderson Pacheco, Dr.  
Universidade do Sul de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. João Luiz Alkaim, Dr.  
Universidade do Sul de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Cesare Quintero Pica, Dr.  
Fundação CERTI

Dedico este trabalho aos meus pais, Evaldo e Melania; aos meus irmãos, Flávia e Álvaro; e ao meu marido Rafael, por sempre me motivarem em busca do melhor.

## **AGRADECIMENTOS**

A gratidão é uma emoção, uma forma do ser humano expressar seu reconhecimento por alguém que, de alguma maneira, lhe concedeu ajuda.

É neste sentido que desejo, aqui neste espaço, dedicar o meu mais sincero agradecimento às pessoas que sempre estiveram ao meu lado, torcendo pelas minhas vitórias e vibrando com as minhas conquistas.

Aos meus pais, Evaldo e Melania, que nunca mediram esforços para me colocar no caminho do bem e me proporcionar o que eu tenho de melhor: a Educação e o respeito pelo próximo. Não apenas com palavras, mas também com exemplos de simplicidade e ética. A vocês o meu Muito Obrigado!

Aos meus irmãos, Flávia e Álvaro. A eles que me carregaram no colo e, por muitas vezes, me pegaram pelas mãos só para deixar o meu caminhar mais leve. Sigo no caminho que vocês já trilharam, sem medo de errar.

Ao meu marido Rafael que, nos momentos mais felizes, esteve ali ao meu lado para comemorar comigo todas as alegrias, mas, principalmente, esteve ali também nos momentos de aflição, quando mais pensei em desistir, me pegou pelas mãos e me trouxe de volta, encorajou-me e me deu forças para seguir adiante. Acreditou que eu seria capaz, não mediu esforços para que eu conseguisse atingir o objetivo deste curso. A você, Rafa: o meu Muito Obrigado!

E, por fim, ao Prof. Dr. Juliano, que não desistiu de mim e nem deste trabalho, seguiu firme acreditando na minha capacidade e, se hoje este trabalho se fez concluído, ele foi, juntamente com o Rafael, os grandes incentivadores.

"O mundo é produto do nosso pensamento e, portanto, não podemos mudá-lo se não mudarmos a nossa maneira de pensar." (Albert Einstein)

## RESUMO

O presente trabalho buscou conhecer um sistema disruptivo de consumo-distribuição de energia elétrica no Brasil, dado os seus impactos no mercado de energia. Para isso, fez-se uma contextualização através de uma visita ao histórico do sistema elétrico a fim de compreender as principais mudanças de um setor tão complexo. Dentro desse contexto, foi possível vislumbrar uma possibilidade plausível de futuro para o mercado energético através da apresentação das novas tendências, principalmente através do uso de energias renováveis. Assim, apresenta-se o conceito, funcionamento e os desafios da geração distribuída no país.

**Palavras-chave:** Setor Elétrico Nacional, Cenário Futuro de Consumo, Geração Distribuída.

## **ABSTRACT**

This paper sought to meet a disruptive consumer system-distribution of electricity in Brazil, given its impacts on the energy market. For this a context through an analyze to the history of the electrical system in order to understand the major changes in a complex sector. Whithin this context, is was possible to envision a plausible possibility of future energy market through the presentation of new trends, especially through the use of renewable energies. So this paper show the concept and the challenges of distributed generation in the country.

**Keywords:** National electrical sector, Future consumption, distributed generation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Principais instituições do atual modelo setorial .....	21
Figura 2 - Comparativo entre os dois ambientes de comercialização de energia .....	23
Figura 3 - Classificação dos consumidores .....	26
Figura 4 - Sistema de Geração Fotovoltaica Distribuída.....	29
Figura 5 - Divisão de Micro e Minigeração por Classe de Consumo até 23/05/2017.....	34
Figura 6 - Evolução da potência instalada (MW) até 23/05/17 .....	37
Figura 7 - Potência instalada por fonte (MW) até 23/05/17 .....	38
Figura 8 – Número de conexões por Estado até 23/05/2017 .....	39
Figura 9 – Demonstrativo de ICMS pago pelas Distribuidoras .....	42
Figura 10 - Espiral da Morte .....	44
Figura 11 – Formação da tarifa de Energia Elétrica.....	44

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
1.1	TEMA E PROBLEMA	11
1.2	OBJETIVO	12
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>12</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>12</b>
1.3	JUSTIFICATIVA	13
1.4	METODOLOGIA DA PESQUISA	13
1.5	DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	14
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>16</b>
2.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	16
<b>2.1.1</b>	<b>A Reestruturação do Setor Elétrico</b>	<b>18</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Crise Energética de 2001</b>	<b>19</b>
<b>2.1.3</b>	<b>O Novo Modelo Institucional</b>	<b>20</b>
2.2	O MERCADO DE ENERGIA	22
<b>2.2.1</b>	<b>Os Leilões de Energia</b>	<b>23</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Mercado Livre de Energia Elétrica</b>	<b>25</b>
2.3	NOVAS TENDÊNCIAS NO MERCADO DE ENERGIA	26
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>28</b>
3.1	CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	28
3.2	NORMATIVAS E DEFINIÇÕES DOS SISTEMAS DE GD	29
3.3	AS VANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	32
<b>3.3.1</b>	<b>No Contexto dos Consumidores</b>	<b>33</b>
<b>3.3.2</b>	<b>No Contexto dos Investimentos</b>	<b>35</b>
3.4	POTÊNCIA INSTALADA	37
3.5	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O MERCADO DE ENERGIA	39
<b>4</b>	<b>DESAFIOS PARA O MERCADO DE ENERGIA</b>	<b>41</b>
4.1	CONSEQUÊNCIAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	42
4.2	IMPACTOS ECONÔMICO-FINANCEIROS	43
4.3	TENDÊNCIA PARA MITIGAR OS IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA	45

<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>50</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>52</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>57</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica no Brasil ao longo dos anos tem apresentado uma taxa crescente, sendo vista a procura por novas fontes geradoras a fim de suprir a demanda do setor. Ao se alinhar esta análise com a preocupação global com o meio ambiente e com as mudanças climáticas, viu-se a necessidade de investir em fontes limpas de energia, o que resulta na abertura de grande espaço para as novas tecnologias.

No Brasil, a grande disponibilidade dos recursos naturais, tais como os rios, vento, sol ou biomassa, favorecem o crescimento das fontes renováveis de energia, auxiliando na redução da dependência dos combustíveis fósseis e na diversificação da matriz energética e, ainda, na minimização dos impactos ambientais.

Dentre as novas tendências e tecnologias aliadas às fontes renováveis, a geração distribuída vem se destacando e garantindo um importante espaço, devido ao fator de que as unidades consumidoras têm a possibilidade de se tornarem unidades produtoras, capazes de abastecer sua própria demanda.

Do ponto de vista do mercado de energia, a necessidade de investimentos menores comparados a geração centralizada e, a redução das perdas nos processos de transmissão e distribuição, ao trazer o sistema de geração para perto dos consumidores, torna o sistema muito atrativo como um todo.

Este trabalho pretende apresentar um estudo dos desafios apresentados para o mercado de comercialização de energia através do crescimento da geração distribuída no Brasil, do ponto de vista dos impactos econômico-financeiro como também dos impactos na rede elétrica.

### 1.1 TEMA E PROBLEMA

Segundo dados da ANEEL, (2017), a geração distribuída (GD) apresentou um crescimento de 407% de potência instalada no Brasil, comparados os anos 2015/2016. Este acelerado crescimento registrado no ano de 2016 alertou os especialistas, já que este acontecimento, se repetido e não planejado, pode causar um efeito negativo para o

sistema de distribuição de energia, já que as linhas de distribuição não estão preparadas para receberem as cargas vindas em fluxo contrário. Como o volume ainda representa menos que 1% da matriz energética brasileira, não há danos nos dias atuais. Porém, considerando este crescimento acelerado, esta preocupação deve haver para a preparação para o futuro.

Para que sejam preparadas as linhas de distribuição de energia para receberem esta carga, os investimentos necessários devem ser mensurados, além dos impactos na tarifação por parte das distribuidoras para os consumidores. Por isso a pergunta: Quais os desafios causados ao mercado de energia comparado ao crescimento de GD no Brasil?

## 1.2 OBJETIVO

Os objetivos geral e específicos deste trabalho são descritos a seguir.

### 1.2.1 Objetivo Geral

Analisar os desafios apresentados ao mercado de energia no âmbito do crescimento da participação da geração distribuída na matriz energética brasileira.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Apresentar a origem histórica das principais mudanças do setor elétrico no Brasil em uma linha do tempo;

- Apresentar novas possibilidades de comercialização de energia elétrica, a relação “distribuidor – consumidor”, sob a ótica da geração distribuída;
- Avaliar a influência do crescimento e o impacto da geração distribuída no Brasil, no que tange o mercado de comercialização de energia;
- Identificar os desafios a serem enfrentados pelo mercado com relação ao novo modelo de geração distribuída.

### 1.3 JUSTIFICATIVA

A geração distribuída oferece muitas vantagens para o sistema elétrico. A energia é produzida junto ao consumo, reduzindo as perdas nas redes de transmissão e distribuição. Os investimentos em linhas de transmissão e distribuição podem ser minimizados e, ainda, o sistema pode ser ampliado conforme a necessidade, não requerendo grandes investimentos com o aumento da demanda.

Em relação à questão econômica, a geração distribuída representa uma incógnita para as concessionárias, do ponto de vista da receita, devido ao fato da necessidade de investimentos nas redes para suportar as cargas bidirecionais, como também na redução da receita causada pela migração dos consumidores para os sistemas GD.

A motivação deste trabalho visa estudar os desafios encontrados no crescimento da GD perante ao mercado de energia e analisar as soluções propostas para driblar essa redução de receita.

### 1.4 METODOLOGIA DA PESQUISA

Quanto à finalidade, este trabalho será fundamentado por meio de uma pesquisa básica, já que como fundamentação teórica, se buscou dados em materiais já publicados para análise dos dados e conclusão do estudo.

Em relação aos objetivos, se dará de forma exploratória, partindo do ponto que neste estudo será feito um levantamento de dados já existentes, ou seja, se terá uma base de fontes primárias.

De forma qualitativa será a natureza desta pesquisa, pois o foco estará no processo como um todo.

Já em relação aos procedimentos de coleta e tratamento, a pesquisa será de forma bibliográfica e documental, sabendo que o acesso da utilização de documentos da distribuidora auxiliará ao longo da evolução e enriquecimento deste trabalho.

## 1.5 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

A abrangência no quesito espacial deste estudo se limitará ao Brasil, ao se realizar um estudo bibliográfico nos dados da matriz energética nacional.

Este trabalho se limitará ao cenário do ano de 2024, já que se utilizou como base as previsões divulgadas pela ANEEL, (2017) e pelo Plano Decenal de Expansão de Energia, MME/EPE, (2015).

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi elaborado e dividido em cinco capítulos, de forma a seguir uma ordem cronológica e para que trouxesse desde os fundamentos básicos até a entrada no problema, fechando com as conclusões.

No Capítulo 1, dedicado para a introdução, foi apresentada a estrutura do trabalho como um todo. Nos capítulos 2 e 3, se dedicou à fundamentação teórica, que aborda um breve histórico do setor elétrico, o mercado de energia, como também a geração distribuída, destacando o cenário atual e as novas tendências. Ao entrar no capítulo 3, dedicou-se mais a fim de discutir a geração distribuída, ao definir os seus

conceitos, principais normativas e as vantagens. Ainda foi abordado o tamanho da potencia instalada no Brasil atualmente a sua relação com o mercado de energia.

O Capítulo 4 foi elaborado a fim de entender os desafios inerentes ao avanço e crescimento da geração distribuída no Brasil, do ponto de vista dos impactos na rede elétrica como também dos impactos econômico-financeiro por parte das distribuidoras e as conclusões do estudo foram apresentadas no último capítulo.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será apresentado, de forma resumida, o histórico do setor elétrico brasileiro, desde o seu início, final do século XIX até os tempos atuais. Será abordado o período da Reestruturação do Setor Elétrico, a Crise Energética de 2001 como também o Novo Modelo Institucional.

Em um segundo momento foi abordada uma breve contextualização do Mercado de Energia, descrevendo as regras de funcionamento dos Leilões, Mercado Livre e um fechamento comentando sobre as novas tendências do Mercado de Energia.

### 2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A formação inicial do setor elétrico no Brasil se deu no final do século XIX ao começo do século XX. Sem legislação formada, a geração e o consumo da energia elétrica eram de responsabilidade das empresas que a produziam, sem interferência governamental. As tarifas eram impostas por elas, unicamente analisadas em prol de seus interesses.

Pelo decreto nº 24.643, de julho de 1934, foi promulgado o Código das Águas, que concedia o poder à União de autorização e concessão da exploração da energia hidráulica, como também de outras fontes, com a finalidade de aproveitamento industrial. Com isso, todos os recursos hídricos foram incorporados ao patrimônio da União. Em 1939, foi criado o CNAE (Conselho Nacional de Águas e Energia), com a responsabilidade de resolver os problemas de fornecimento, regulamentação e tarifas referentes à indústria de energia elétrica do país.

Com a falta de investimentos do setor privado, recaiu sobre o Estado a responsabilidade da estruturação e organização do setor neste período, já que o mesmo se mostrava em expansão. Para alavancar seu desenvolvimento, foram criados: em 1945 a CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco; em 1952 o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, atual BNDES; em 1957 as Centrais Elétricas Furnas S.A.;

em 1960 o Ministério de Minas e Energia e o Plano Nacional de Eletrificação que, apesar de ter sido criado em 1946, só teve início em 1962 com o advento da Eletrobrás.

No período entre os anos 60 e 70, a inflação, a instabilidade política e o pouco investimento privado sobre o setor elétrico assombraram o país. Mesmo assim, dois grandes processos de desenvolvimento econômico ocorreram: O “Milagre Econômico<sup>1</sup>”, nos anos de 1968 e 1972 e o II PND<sup>2</sup> – Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento, entre os anos de 1974 e 1979. Com isso, o setor de energia elétrica obteve ganhos de produtividade.

Com este crescimento da economia nacional, a demanda por energia elétrica e a necessidade de transmitir esta energia para outras regiões do País também aumentou consideravelmente. Como resultado, iniciaram-se os investimentos em novas linhas de transmissão e, em 1973, a Itaipu Binacional é criada, para que em 1984, entrasse em operação a Usina Hidrelétrica Itaipu, maior hidrelétrica do mundo daquela época<sup>3</sup>.

A estrutura político-econômica que conduzia o planejamento do desenvolvimento nacional, com forte presença do Estado em sua participação, confirmou a estatização do setor elétrico, estando sob a tutela do governo a gestão, inclusive tarifária. Desse modo, o Estado abarcou o controle predominante deste setor, o que inclui as três principais etapas: geração, transmissão e distribuição.

Os anos 80 foram marcados pela diminuição dos investimentos por parte do Estado destinados aos setores produtivos, inclusive o setor elétrico. Isto se deu devido à escassez de crédito nacional e internacional<sup>4</sup>. Em particular, o esgotamento da política de financiamento deste setor, identificado no baixo nível tarifário e na eliminação das fontes de financiamento para a sua expansão, o que causou o enfraquecimento do caixa financeiro neste período.

---

<sup>1</sup> O Milagre Econômico é o nome dado ao período de 1968 a 1973 em que a economia brasileira cresceu vertiginosamente, através, principalmente, de fluxo de capital estrangeiro.

<sup>2</sup> O II PND (1975 a 1979) foi um plano desenvolvimentista, em que a política econômica adotada era de presença estatal e de injeção de fluxo de capital voltado para o investimento. Foi um plano responsável pelo ajuste das estruturas conjunturais do Brasil, como o setor elétrico, por exemplo.

<sup>3</sup> Atualmente, a maior é a usina de Três Gargantas, localizada no rio Yang-tsé, na China. A conclusão das obras é recente, em 2012.

<sup>4</sup> A década de 1980 foi conhecida como a Década Perdida no Brasil. Parte da responsabilidade é das mudanças nos moldes de financiamento internacional, que passou a ser traçado pelos neoliberais. Ou seja, incompatível com o desenvolvimentismo aplicado até então na economia brasileira. Inclusive, em

A partir deste ponto, inicia-se a maior crise deste setor, o que ocasionou o endividamento das estatais de energia. Exemplifica-se com o caso das geradoras que ficaram sem receber das distribuidoras. Além disso, teve-se uma crescente falta de investimentos enquanto se mantinha a necessidade de modernização da estrutura do setor. Para minimizar as perdas, passou-se a exigir licitações para os novos contratos, concedendo maior segurança contratual na construção de novas centrais elétricas. Ainda, no tocante às questões financeiras, o Estado se viu obrigado a assumir as dívidas do setor elétrico e a implantar um reajuste tarifário.

Diante desse cenário desafiador, em que uma crise setorial recaiu sobre o Estado, verificou-se a necessidade de minimizar os impactos políticos, econômicos e sociais. Vale ressaltar, que embora incipiente, o setor já tinha certa robustez e, que em caso de ocorrer qualquer desalinhamento, o resultado poderia causar um desajuste com reflexos sobre a sociedade brasileira. Com esse cenário no radar, o Estado agiu no sentido de minimizar as perdas de receita e demais transtornos possíveis.

### **2.1.1 A Reestruturação do Setor Elétrico**

Durante o Governo Itamar Franco, em meados de 1993, foi sancionada a lei nº 8.361, responsável pela legislação da criação de um novo regime tarifário para as empresas do setor elétrico. Adicionalmente, o decreto nº 1.024, do ano posterior, forneceu poderes ao congresso nacional de vender as estatais. Trata-se de um modelo de desestatização neoliberal, vigente na década de 1990, após longo período de importantes percalços sob a gestão exclusiva do Estado. Em 1996, com o avanço acelerado das privatizações, o governo do então Presidente Fernando Henrique Cardoso criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que substituiu o DNAEE, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. O principal objetivo da nova autarquia era a análise das novas concessões, licitações e da fiscalização de serviços prestados à população pelas empresas privatizadas.

---

1979, com o 2º Choque do Petróleo, houve uma diminuição considerável no fluxo de capital estrangeiro.

Coube a ANEEL regulamentar o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o modo de operar de cada um dos segmentos do setor: geração, transmissão e distribuição, assim consolidada a distinção entre as atividades de cada segmento.

Já com relação à questão de geração, houve uma importante reorganização das estatais recém-privatizadas, com especiais ações voltadas para a realização de fusões, cisões e construção de filiais. Tal movimento se deu com vistas a descentralizar e potencializar a capilaridade de atendimento com eficiência na gestão das mesmas. Já no tocante à transmissão, o Operador Nacional do Sistema (ONS) substituiu a Eletrobrás na função de coordenador de distribuição entre as geradoras, segundo apontou Castro, (2003).

Tal reestruturação visava à transferência da responsabilidade da operação e da manutenção do setor, como também dos investimentos, para a iniciativa privada, a qual ficava responsável pelas ações mais estratégicas, ligadas às políticas energéticas e à regulação do setor.

Entre os anos de 1990 e 2000, o consumo de energia elétrica cresceu 49%, enquanto a capacidade instalada brasileira avançou 35%. Aliados a estes crescimentos descompassados, gerou-se um déficit de investimentos na geração. Ficava evidenciada a deterioração da garantia de energia.

### **2.1.2 Crise Energética de 2001**

O rápido crescimento do consumo de energia aliado ao baixo investimento no setor foi somente o início da maior crise de energia elétrica, a qual foi acentuada pelas condições climáticas desfavoráveis: a escassez de chuvas que ocasionou no baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Em 2001, esta sequência de fatos explicitou o déficit de energia que apresentava o Brasil, precisando o governo tomar medidas para minimizar o impacto e administrar a crise. Em abril de mesmo ano, foi criada a Câmara de Gestão de Energia Elétrica – CGE, com o intuito de propor e implementar medidas de natureza emergencial,

visando o alinhamento entre a oferta e a demanda de energia elétrica, evitando assim, interrupções no suprimento de energia.

Um mês após a criação do CGE, foi implantado o programa de racionamento de energia elétrica, que ficou conhecido como apagão<sup>5</sup>, assim chamado devido aos *blackouts* realizados durante parte do dia em pontos de grande consumo. Este programa durou até fevereiro de 2002.

O apagão resultou em um prejuízo aos cofres do governo no valor de R\$ 45,2 bilhões, apurado pelo Tribunal de Contas da União (TCU). Repasses tarifários e deduções do tesouro foram feitos para suprir este furo, dividido da seguinte forma: 60% dos custos do foram pagos pelo consumidor e o restante da conta foi quitado junto às distribuidoras pelo Tesouro Nacional. Nestes valores apresentados, não se levou em conta reflexos causados na economia, tais como: a redução da atividade econômica, o aumento do desemprego, a perda de competitividade, o desestímulo ao investimento e imagem nacional deteriorada no exterior (COSTA, 2013).

### **2.1.3 O Novo Modelo Institucional**

Desde o episódio do apagão, em 2001, o governo tinha a urgente necessidade de repensar e propor uma reforma para o setor elétrico. Com base na análise do modelo inglês, viu-se a importância de se ter um setor onde possa haver competição, com a finalidade de aumentar a eficiência das empresas pertencentes à parte do mercado. Foi necessário repensar ainda na segurança do abastecimento, do ponto de vista em atuar fortemente no planejamento de médio e longo prazo. A falta de incentivos para a modicidade tarifária, que permitia o repasse livre por parte das distribuidoras no preço para as tarifas dos consumidores finais também deveria ser analisado.

---

<sup>5</sup> Crise hídrica que recaiu sobre o País ocasionando forte racionamento na utilização de energia elétrica pela sociedade. Como causas, somam-se dois principais condicionantes: (i) Falta de planejamento no setor e (ii) baixo período de chuvas, o que prejudicava os reservatórios das usinas.

Em março de 2004, o novo modelo do setor elétrico foi aprovado com base nas leis nº 10.847 e nº 10.848, as quais definiram as regras de comercialização de energia elétrica. Alguns de seus objetivos centrais:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Para garantir o funcionamento correto do Novo Modelo, o fortalecimento dos órgãos vigentes e a criação de outros três se fizeram presentes: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento técnico, econômico e sócio ambiental dos empreendimentos de energia elétrica, tais como petróleo e gás natural e seus derivados e fontes energéticas renováveis; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável por realizar e fiscalizar o intermédio entre as centrais geradoras e distribuidoras, ao garantir o pagamento da contratação de energia entre elas. A Figura 1 - **Principais instituições do atual modelo setorial** apresenta resumidamente a estrutura do setor elétrico atual.

Figura 1 - Principais instituições do atual modelo setorial



Fonte <http://www.ons.org.br/institucional/relacionamentos.aspx>

Como dito anteriormente, em resumo, o setor elétrico ultrapassou os anos enfrentando as crises nacionais de maneira altamente correlacionada. Isso quer dizer

que os impactos econômicos, sociais, políticos e legais afetavam diretamente o setor, que se viu obrigado a percorrer caminhos mais longos em busca de uma eficiente segurança político-econômica. Assim, é inegável o fato que tais impactos obrigaram o setor a investir cifras maiores que o necessário – em caso de uma segurança econômica e política maior – por exemplo.

Como resultado, os consumidores foram obrigados a arcar com parte do prejuízo, bem como os cofres da União e das empresas do setor elétrico – que por longo período foram integralmente públicas.

## 2.2 O MERCADO DE ENERGIA

As bases de comercialização e contratação de energia também sofreram modificações com o novo modelo. As concessionárias de distribuição e outros agentes de consumo se viram obrigados a contratar 100% de suas demandas sob o risco de penalidades. Esse sistema impôs as distribuidoras à necessidade de uma alta assertividade de sua previsão de consumo, que tem, por sua vez, incertezas pertinentes ao processo.

Dois ambientes de comercialização na BM&FBOVESPA, sob a responsabilidade da CCEE, foram criados para a realização da compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou Mercado Cativo, onde podem participar agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou Mercado Livre, onde participam agentes de geração, comercializadoras de energia, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

No ACR, a comercialização de energia é celebrada pela participação dos geradores e distribuidores nos leilões de compra e venda, a qual é garantida pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Já no ACL, as partes interessadas têm liberdade para negociar e estabelecer em contratos os volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços.

Toda a demanda de energia por parte dos distribuidores e consumidores livres deve ser contratada pelos agentes nestes ambientes de comercialização. A CCEE

ainda deve garantir o monitoramento da continuidade e segurança do suprimento, com o objetivo de manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda entre os agentes.

A Figura 1 - Principais instituições do atual modelo setorial apresenta uma visão geral dos dois ambientes de contratação onde ocorre a comercialização de energia.

Figura 2 - Comparativo entre os dois ambientes de comercialização de energia

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
<b>Participantes</b>	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)
<b>Contratação</b>	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
<b>Tipo de contrato</b>	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
<b>Preço</b>	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: CCEE ([https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?\\_afzLoop=951972257051437#%40%3F\\_afzLoop%3D951972257051437%26\\_adf.ctrl-state%3Dcq0n6of6k\\_17](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afzLoop=951972257051437#%40%3F_afzLoop%3D951972257051437%26_adf.ctrl-state%3Dcq0n6of6k_17)).

### 2.2.1 Os Leilões de Energia

O leilão de energia elétrica é um processo licitatório introduzido pela Lei nº 10.848/2004, classificada como uma concorrência promovida pelo poder público com vistas a se obter energia elétrica em um prazo futuro pré-determinado nos termos de um edital.

Estes leilões auxiliam o setor a equilibrar a oferta e demanda, ao minimizar os riscos de falta de energia. Nestes processos também são definidos os preços dos contratos e a participação das fontes de energia utilizadas na geração, vindo de acordo com o compromisso em aumentar a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, bem como no valor das tarifas pagas pelos consumidores.

Ao contrário dos leilões de oferta, nestes processos será ganhador o agente que apresentar o atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras pelo menor

preço por MW/h. O Vencedor levará o primeiro lote, o segundo colocado ficará com o segundo lote e assim por diante, até que toda a demanda seja suprida. Todos os contratos de compra e venda de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) que são firmados entre os agentes participantes são registrados na CCEE.

Os leilões são divididos quanto ao tipo de empreendimento: novo ou existente. Neste último, são destinados a contratar energia por usinas já construídas e em operação, as quais possuem um custo mais baixo devido ao investimento já amortizado. Em contrapartida, nos leilões de energia nova se faz a contratação de energia de usinas que estão em construção ou ainda serão construídas, e tem como objetivo atender ao aumento de carga das distribuidoras.

Estes processos licitatórios são identificados da seguinte maneira:

- Leilão A-5: contratação de energia elétrica para o quinto ano posterior ao ano-base “A” (ano em que o leilão é realizado), proveniente de novos empreendimentos de geração;
- Leilão A-3: contratação de energia elétrica para o terceiro ano posterior ao ano-base “A”, também de novos empreendimentos de geração;
- Leilão A-1: contratação de energia para o ano posterior ao ano-base “A”, destinados a empreendimentos já existentes;
- Leilão A-0: também conhecido como leilão de ajuste, tem por objetivo a contratação de energia para suprir eventuais desvios nas previsões feitas pelas distribuidoras e o comportamento do mercado, respeitando a variação máxima de 1%.

A partir destes conceitos, são classificados os leilões A-5 e A-3 como pertencentes ao mercado de longo prazo, já que são energias que ainda serão produzidas e, os leilões A-1 e A-0, ao de curto prazo, onde ocorre a apuração real entre energia consumida e contratada.

## 2.2.2 Mercado Livre de Energia Elétrica

O Mercado livre de energia elétrica, ou ACL (Ambiente de Contratação Livre) é formado pelos consumidores livres que compram energia diretamente dos geradores ou comercializadores e a contratação é feita com condições negociadas livremente, tais como preços, prazo, quantidade, entre outros. A compra é selada por contratos bilaterais e pode ser de forma convencional, proveniente na sua grande maioria dos geradores de grande porte; ou de forma incentivada, criada para estimular a expansão de geradores de fontes renováveis (limitados à potência de 30 MW). Neste modelo, o consumidor recebe descontos entre 50 a 100% nas tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST) como forma de incentivo<sup>6</sup>.

Existem dois tipos de consumidores no mercado livre: o consumidor livre e o consumidor especial, sendo classificados da seguinte forma:

- Consumidores livres – possuem demanda mínima contratada de 3.000 KW, podendo contratar energia proveniente em qualquer tensão e fonte<sup>7</sup> de geração (incentivada ou convencional);
- Consumidores especiais – possuem demanda mínima de 500 KW e máxima de 3.000KW, com tensão mínima de 2,3 KV. Podem contratar energia proveniente de fonte incentivada com potência inferior a 50.000 KW.

A Figura 3 - **Classificação dos consumidores** apresenta de forma clara as características de cada tipo de consumidor, analisado do ponto de vista da demanda e sua classe de tensão com a forma de contratação permitida.

---

<sup>6</sup> De acordo com deliberação do Conselho de Administração da CCEE, vide: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_361249&\\_afzLoop=64888229700598#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_361249%26\\_afzLoop%3D64888229700598%26\\_adf.ctrl-state%3Dby391sg88\\_4](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_361249&_afzLoop=64888229700598#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_361249%26_afzLoop%3D64888229700598%26_adf.ctrl-state%3Dby391sg88_4)

<sup>7</sup> Condições previstas na Lei n° 9.074/1995. Antes deste período, a tensão era limitada a máxima de 69 kV.

Figura 3 - Classificação dos consumidores

CONDIÇÕES DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE				
Carga (MW)	Conexão	Instalação	Condição	Fonte de Energia
< 0,5	Grupo "A"	-	Cativo	Distribuidora Local
≥ 0,5	Grupo "A"	-	Especial (1)	Fonte Incentivada
≥ 3	≥ 69kV	Anterior a 07/07/1995	Livre (2)	Fonte Convencional ou Incentivada
≥ 3	Qualquer	Posterior a 07/07/1995	Livre (2)	Fonte Convencional ou Incentivada

(1) Uma vez que um consumidor ESPECIAL tenha optado por migrar para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, este poderá retornar ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR, desde que notifique a Distribuidora a qual está conectado, com 5 anos de antecedência ou em menor prazo, a critério da Distribuidora.

(2) Uma vez que um consumidor LIVRE tenha optado por migrar para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, este poderá retornar ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR, desde que notifique a Distribuidora a qual está conectado, com 5 anos de antecedência ou em menor prazo, a critério da Distribuidora.

Fonte: <http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/negocios/entenda-o-que-e-o-mercado-livre/como-migrar-para-o-mercado-livre>

### 2.3 NOVAS TENDÊNCIAS NO MERCADO DE ENERGIA

Ao observar o mercado de energia atual, é possível identificar alguns desafios vigentes. Dentre eles, está a incerteza da oferta de energia num longo prazo. Essa preocupação com o futuro da oferta energética se apresenta comumente com outros dois pontos de atenção, quais sejam: eficiência e confiança no sistema de energia brasileiro.

Um dos desafios existentes é o ponto de equilíbrio entre a oferta e a demanda no setor de energia elétrica. Em tempos atuais, os órgãos reguladores exigem dos contratantes de energia uma previsão de demanda para o seu consumo projetado, de modo que não haja descompasso entre o que foi contratado e o que foi realmente necessário. O principal objetivo é evitar contratação abaixo ou acima ao que irá ser consumido. Obviamente, não se espera que o ponto de equilíbrio seja encontrado com precisão máxima, mas grandes desvios do ponto ótimo geram custos adicionais ao sistema elétrico.

Outro desafio a ser citado é o registro de elevadas perdas na distribuição de energia. As perdas se dividem em duas categorias: técnicas e não técnicas (comerciais). As técnicas ocorrem nos casos em que são praticamente inevitáveis, uma vez que

difícilmente o sistema elétrico irá distribuir 100% do que foi gerado, principalmente pelo processo de transmissão, onde por processos físicos há energia dissipada durante o caminho percorrido. Já as perdas comerciais são aquelas oriundas de furtos, fraudes e nos problemas de medição e faturamento.

Ao se alinhar estes questionamentos com o crescimento da viabilidade econômica e incentivos de implantação de pequenos geradores elétricos, provenientes principalmente de fontes de energias renováveis, surge de forma crescente um novo paradigma de operação dos sistemas elétricos: a geração distribuída (GD).

### 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo será apresentado o conceito de Geração Distribuída (GD), bem como suas normas e definições, as vantagens de utilização do sistema. Ainda, serão abordados os dados de potência instalada como também a relação da GD como o Mercado de Energia.

#### 3.1 CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

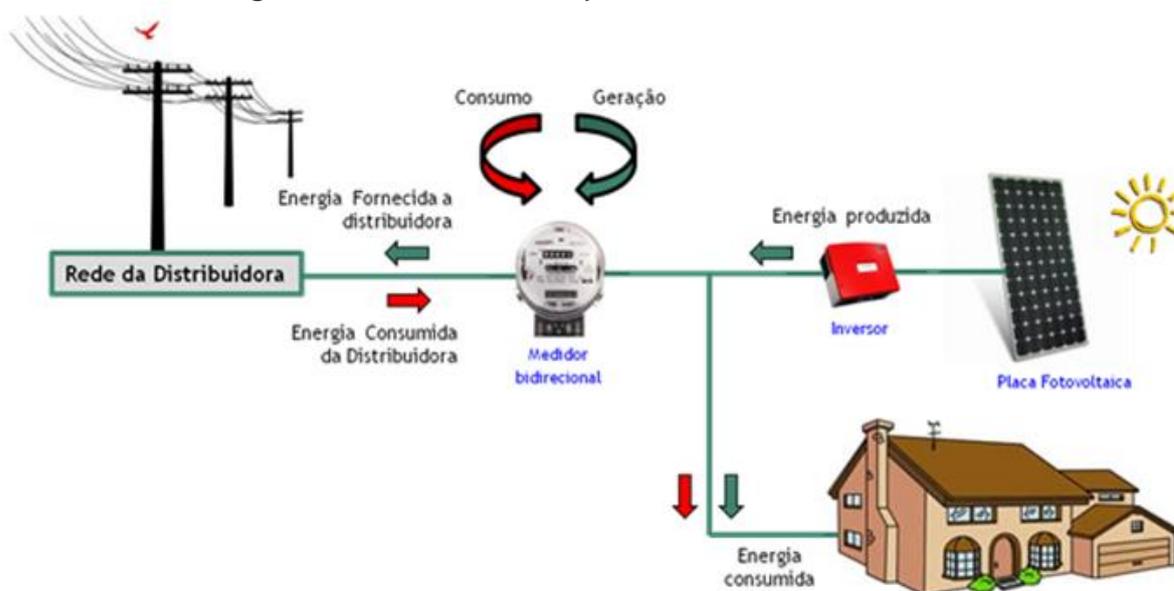
A GD surge como uma tecnologia disruptiva de geração de energia com um futuro promissor, principalmente por se mostrar como um método de energia voltado a superar os desafios supracitados e, principalmente, por demonstrar que a energia renovável ganha novos horizontes.

Segundo Wright *et al* (2009, p. 108) “define-se como GD um sistema de geração de energia com o principal intuito de atender cargas locais”. Através desse sistema, busca-se a viabilidade de um consumidor de energia elétrica se tornar também um gerador da mesma. A possibilidade de realização desse novo método se dá através da instalação de um sistema de geração de energia em sua residência, comércio ou indústria, que pode ser solar, de biomassa ou eólica. Nesse sentido, há um esforço para que as fontes sejam predominantemente renováveis.

Significa dizer que o consumidor, ao implantar o sistema de GD, irá, além de ser um autoprodutor e consumir sua própria energia, retornará um excedente dela ao sistema de distribuição e, com isso, gerar um crédito junto à sua distribuidora. O excedente será, de maneira adaptativa, inserida à rede de distribuição e será repassada aos clientes já existentes da distribuidora de energia local, nas proximidades do gerador.

O consumidor, que agora também é um produtor, manter-se-á ligado em paralelo com a rede local, de modo que haja um aumento em sua garantia de suprimento, alimentando, contudo, majoritariamente a sua demanda com sua própria produção. A Figura 4 - **Sistema de Geração Fotovoltaica Distribuída** representa, de forma exemplificada, um sistema de geração fotovoltaica distribuída.

Figura 4 - Sistema de Geração Fotovoltaica Distribuída



Fonte: <http://imaxenergia.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede>

### 3.2 NORMATIVAS E DEFINIÇÕES DOS SISTEMAS DE GD

Visto o crescente interesse por esse tipo de geração-consumo, a ANEEL publicou, em 2012, a Resolução nº 482 que trouxe a normativa do assunto. É com base no arcabouço legal desse documento que este trabalho prossegue seu estudo. Esta resolução normativa estabeleceu condições gerais para o acesso dos sistemas de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição para o sistema de compensação de energia elétrica, além de outros pontos de convergência no que tange a esse assunto. Primeiramente, faz-se importante conhecer a definição desses dois conceitos abordados pela resolução, os quais foram tratados por outro normativo, a Resolução da ANEEL nº 687, de 2015, a saber:

**Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada<sup>8</sup>, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

<sup>8</sup> Empreendimento regularizado perante ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução nº 390, de 2009 e legislação específica.

**Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (ANEEL, 2015, p. 1)

Conhecido os dois principais conceitos, pode-se visitar o funcionamento do sistema de geração distribuída, que tem como principal atrativo o crédito de energia gerada – e não consumida pelo gerador – que será cedida, num sistema de empréstimo gratuito à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Logo, é notável que o relacionamento que até então possuía apenas uma via entre consumidor e distribuidora, passa, agora, a ter duas vias, na qual ambos assumem dois papéis: distribuidor e consumidor, cada qual a seu momento.

O processo de mudança é disruptivo, assim como a tecnologia implantada. Desse modo, é natural que surjam alguns entraves, principalmente numa área que possui o setor público com forte atuação na distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, a ANEEL foi de precisa ao cercar o assunto. Buscou definir critérios e procedimentos de maneira esclarecedora. Para tal, elencaram-se os seguintes pontos a serem abordados: definição de responsabilidade dos contratantes, funcionamento do sistema de compensação, procedimentos de medição de energia elétrica e responsabilidades por dano ao sistema elétrico.

Nessa esteira, as distribuidoras de energia ficaram com a incumbência da adequação de seus sistemas comerciais e da elaboração de normas técnicas que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, de acordo com os procedimentos do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Já a central geradora<sup>9</sup>, que é o nome dado ao consumidor-produtor, deve se adequar à potência disponibilizada para a unidade consumidora a qual esteja conectada. Se, por acaso, desejar instalar uma potência superior ao limite, deverá solicitar o aumento da potência disponibilizada.

Além disso, é preciso explicitar que a ANEEL teve o cuidado de definir as responsabilidades de cada um dos agentes envolvidos na GD. Resumidamente, demonstram-se no Quadro 1 - **Responsabilidades de cada setor**, as principais

---

<sup>9</sup> Autorizado para Pessoa Física e Jurídica.

diferenças no que tange aos custos oriundos das alterações para adentrar ao novo sistema:

---

#### Distribuidora

---

1. Responsável pelos custos de melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de **microgeração** distribuída.
2. Responsável pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, de acordo com o modelo disponibilizado no endereço eletrônico da Agência Reguladora.

---

#### Geradora

---

1. Responsável pelos custos de melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de **minigeração** distribuída.

---

#### Quadro 1 - Responsabilidades de cada setor

Fonte: Resolução ANEEL 482/2012. Produzido pela Autora.

Com relação ao sistema de compensação<sup>10</sup> de energia elétrica, frisa-se que a energia ativa que seja injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito, passando, então, a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta meses). Ambos os participantes dessa modalidade devem estar cientes das regras definidas para a apuração do valor do crédito a ser compensado, a fim de evitar transtornos financeiros e contratuais futuros.

Ao que tange à medição de energia elétrica, ficou definido que a distribuidora é a responsável técnica e financeira pelo sistema de medição para a microgeração distribuída. Por outro lado, é do interessado da conexão a responsabilidade dos custos de adequação<sup>11</sup> quando for de minigeração distribuída e geração compartilhada<sup>12</sup>. Fim dos ajustes de adequação, a distribuidora será a responsável pela sua operação e

---

<sup>10</sup> É inaplicável aos consumidores livres ou especiais.

<sup>11</sup> Custos correspondentes à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

<sup>12</sup> 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,

manutenção, o que incluem os custos de eventuais substituições ou adequações. Além disso, é de responsabilidade da distribuidora a adequação do sistema de medição e do início do sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme estabelecido no PRODIST.

Por fim, as responsabilidades por dano ao sistema elétrico são definidas em conjunto com a Resolução Normativa nº 414, de 2010, a qual estabeleceu que, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada, será a seguinte:

Art. 164. Quando o consumidor utilizar em sua unidade consumidora, à revelia da distribuidora, carga ou geração susceptível de provocar distúrbios ou danos ao sistema elétrico de distribuição, ou ainda a instalações e equipamentos elétricos de outros consumidores, a distribuidora deve exigir o cumprimento das seguintes medidas:

II – ressarcimento à distribuidora de indenizações por danos a equipamentos elétricos acarretados a outros consumidores, que, comprovadamente, tenham decorrido do uso da carga ou geração provocadora dos distúrbios. (ANEEL, 2010, p. 109)

Assim, quando não restar dúvida que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do Art. 164 supra, os créditos de energia ativa que tenham sido gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

### 3.3 AS VANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A crescente preocupação com os impactos ambientais no uso dos recursos energéticos tem sido uma das motivações para o uso consciente de fontes renováveis, como, por exemplo, a fonte solar, através da instalação de painéis fotovoltaicos. Outro ponto bastante favorável à adoção da GD é a eficiência na distribuição de energia, que pela proximidade e por utilizar uma tecnologia mais recente, proporciona uma diminuição nas perdas de transmissão e distribuição de energia em seu trajeto.

---

que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

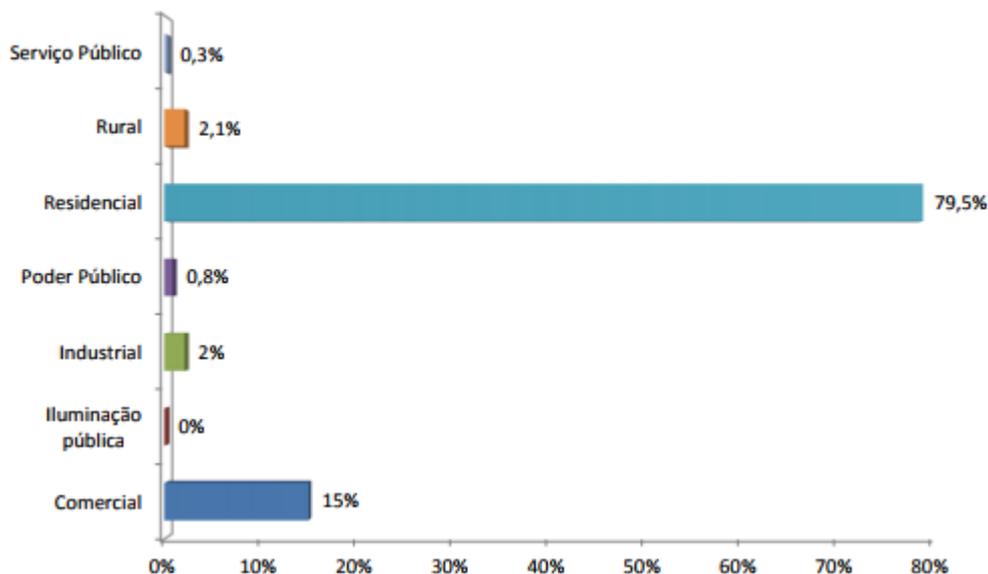
Nesse sentido, cabe salientar que a GD tem sido utilizada como uma viável fonte de energia em áreas mais longínquas e menos favorecidas no que diz respeito ao uso de energia elétrica. Isso quer dizer que através da GD será possível que a energia elétrica alcance áreas que não haviam experimentado o seu uso. A possibilidade de isso ocorrer se dá através de um gerador local que distribui o seu excedente para os vizinhos, por exemplo. Aqui, cabe ressaltar, que se apresenta uma disrupção não apenas tecnológica, mas social também, por colaborar com a diminuição de uma desassistência à população mais carente, ao gerar um grande impacto social voltado ao desenvolvimento humano.

### **3.3.1 No Contexto dos Consumidores**

Primordialmente, o crédito é um atrativo tanto para pequenos consumidores (residenciais) como para consumidores de maior porte (industriais). Num ambiente cativo, em que o consumidor está exposto às constantes alterações das bandeiras tarifárias, a possibilidade de se conseguir um crédito é uma vantagem a ser considerada em qualquer fluxo de caixa, independente do tipo de consumidor. Alia-se a essa questão de redução de custo, a necessidade de proteção do consumidor frente ao encarecimento das faturas de energia oriundo das recentes oscilações nos preços das tarifas de energia elétrica.

Ao se aprofundar na questão de conexões, a Figura 5 - **Divisão de Micro e Minigeração por Classe de Consumo até 23/05/2017** demonstra como está a divisão por classe de consumo dos consumidores que optaram pelo sistema de GD. Os números mais recentes são de 23 de maio de 2017, vejamos:

Figura 5 - Divisão de Micro e Minigeração por Classe de Consumo até 23/05/2017



Fonte: ANEEL, 2017.

Ao se analisar a Figura 5 - **Divisão de Micro e Minigeração por Classe de Consumo até 23/05/2017**, é possível perceber que a grande maioria (79,5%) dos consumidores pertence à classe residencial, isso se deve ao fato da tarifa residencial ser a mais elevada dentre as classes tarifárias no País. Em segundo lugar, a classe comercial desponta com 15% do total. Atribui-se a esta classe a facilidade de instalação do sistema de GD em pequenos comércios, por exemplo, o que pode ser um dos fatores que tenha contribuído para esse setor possuir esse percentual representativo. Por fim, as demais classes de consumo correspondem juntas por 5,5%. Podemos destacar que as classes industrial e rural têm um grande potencial de crescimento. A industrial, por possuir capacidade de investimento em grandes geradores próprios e na diminuição de custos de produção por compensar via crédito de GD. Já a classe rural, irá se beneficiar principalmente pela facilidade de distribuição local e pela possibilidade de fornecer energia em áreas que não estavam no alcance atual das distribuidoras regionais.

### 3.3.2 No Contexto dos Investimentos

Segundo dados da ANEEL, o número de consumidores que aderiram a GD, no ano de 2016 teve um crescimento de 4,4 vezes<sup>13</sup> em relação ao ano anterior. Este rápido crescimento no número de adesões à utilização da GD suscita um questionamento primordial: o custo e o retorno do investimento para o consumidor. Quem opta por aderir ao sistema de geração própria de energia com a possibilidade de obter créditos em sua fatura de energia elétrica precisa estar ciente do desembolso que irá fazer e, também, questionar a viabilidade desse investimento. Uma métrica simples que pode ser utilizada para responder este questionamento é o cálculo do VPL<sup>14</sup>. A fórmula do VPL é a seguinte:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t}$$

Onde  $I_0$  é o valor investido inicialmente no projeto. Recebe o sinal negativo por representar uma saída de caixa (desembolso). O  $Fc_t$  é o fluxo de caixa futuro durante o período analisado. Já o  $(1+r)^t$  representa o fator da taxa de desconto elevado ao período analisado. Cabe ressaltar que o  $\sum$  representa o somatório do  $Fc_t$  descontado pelo  $(1+r)^t$ .

Para a execução do cálculo é preciso definir a taxa  $r$  que será utilizada. É discussão complexa de finanças qual deve ser a taxa aplicada, contudo não é escopo deste trabalho o aprofundamento nessa questão. Em virtude disso, por simplificação, recomenda-se o uso da Taxa Selic<sup>15</sup>.

Com relação ao investimento, o consumidor poderá utilizar o valor total investido na aquisição dos equipamentos e somá-lo ao valor da instalação. Esse somatório será o investimento a ser inserido na fórmula como o  $I_0$ . Já com relação ao fluxo de caixa futuro, exige-se um pouco mais de atenção aos detalhes pontuados no trabalho de Nakabayashi, (2015, p. 22). Como exemplo, o preço da tarifa projetado com

<sup>13</sup> 2016 representou por 7.784. Já 2015 representou 1.768 n° de conexões.

<sup>14</sup> O Valor Presente Líquido é a avaliação da diferença entre o valor investido e os benefícios financeiros gerados pelo projeto no decorrer do tempo.

<sup>15</sup> Taxa Básica da economia, definida a cada 45 dias pelo Comitê de Política Monetária (COPOM), ligado ao Banco Central do Brasil.

os reajustes futuros num cenário estimado<sup>16</sup>. O cálculo em si não apresenta grandes desafios, o mais importante é estabelecer premissas para o futuro projetado.

Adicionalmente, recomenda-se calcular também o *payback* descontado<sup>17</sup>, que será responsável por demonstrar em quanto tempo o investimento retornará ao consumidor. Faz-se *mister* esclarecer que o retorno do investimento está intimamente relacionado às tarifas de energia elétrica praticadas no mercado vigente convencional, pois o benefício do retorno financeiro será o custo não desembolsado, em virtude do retorno do crédito.

Como os cálculos e os seus métodos são instrumentos de apoio à decisão deste trabalho, optou-se por validar e utilizar os resultados apresentados por Nakabayashi, (2015, p. 41). Para Florianópolis, por exemplo, o *payback* descontado é de 10 anos. Significa dizer que o investimento realizado pelo consumidor obterá o retorno ao fim desse período. Já o VPL, depende basicamente das premissas inseridas na fórmula e do investimento realizado.

Através dos resultados apontados, de maneira simplificada, podemos considerar que o consumidor que optar por aderir ao sistema de GD entrará com um horizonte de investimento de 10 anos. Inicialmente, numa análise superficial, pode parecer um período distante. No entanto, a sugestão é raciocinar da seguinte forma: Em 10 anos os créditos obtidos com o GD compensam integralmente o investimento realizado. Daí em diante, os créditos serão integralmente reconhecidos como benefício no fluxo de caixa do consumidor.

Assim, em linhas gerais, pode-se considerar o sistema GD como uma ótima sugestão ao modelo tradicional vigente. Não se refuta a necessidade de conhecer os desafios e resolvê-los, como, por exemplo, melhorar a divulgação do sistema para um número maior de consumidores e aumentar a discussão acerca dos desafios para as distribuidoras no arcabouço da regulação tarifária.

Com relação aos benefícios, foi demonstrado que há o reconhecimento de melhoria no meio ambiente, devido à utilização de fontes renováveis. Além disso, a inclusão de GD ao modelo atual reverte créditos ao consumidor, principalmente no mercado nacional, tão sensível às oscilações de reajustes tarifários que impactam o seu

---

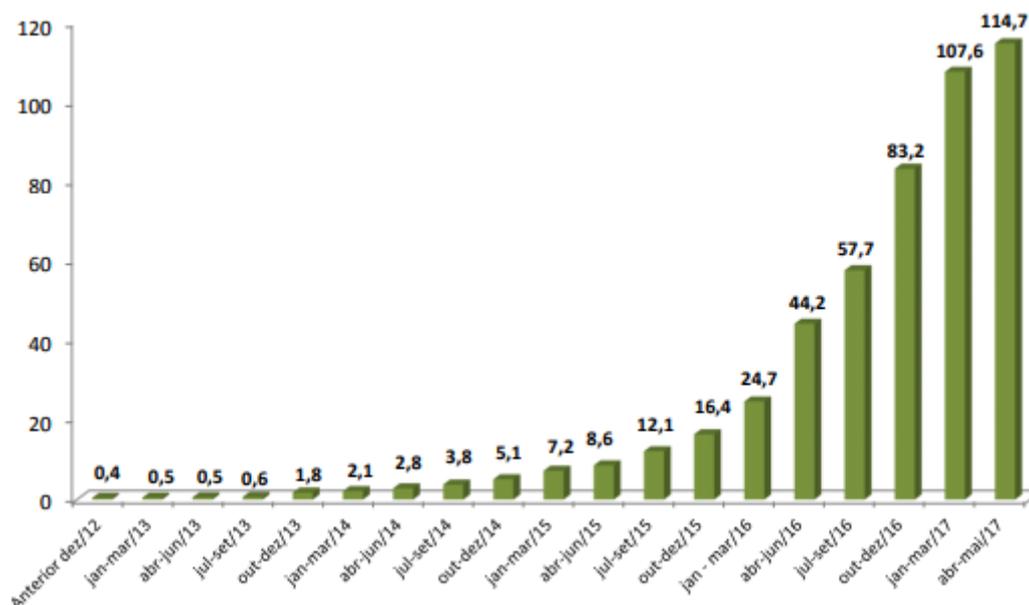
<sup>16</sup> Normalmente se utiliza uma média geométrica da inflação passada e uma relação entre esta e os últimos reajustes tarifários.

orçamento. Por fim, restou demonstrado que há, sim, métodos de cálculos que auxiliam o consumidor na tomada de decisão. Inclusive, o retorno do investimento apresenta um prazo razoável, de 10 anos, para o exemplo escolhido: o município de Florianópolis.

### 3.4 POTÊNCIA INSTALADA

Após a divulgação da REN 482/2012, deu-se início a um lento processo de crescimento de instalação dos sistemas de micro e minigeração distribuída. Porém, foi a partir do ano de 2015, com a presença dos incentivos fiscais, conforme o Convênio ICMS nº 16/2015<sup>18</sup>, que se demonstrou um crescimento acentuado na potência instalada, conforme apresentado na Figura 6 - **Evolução da potência instalada (MW) até 23/05/17**:

Figura 6 - Evolução da potência instalada (MW) até 23/05/17



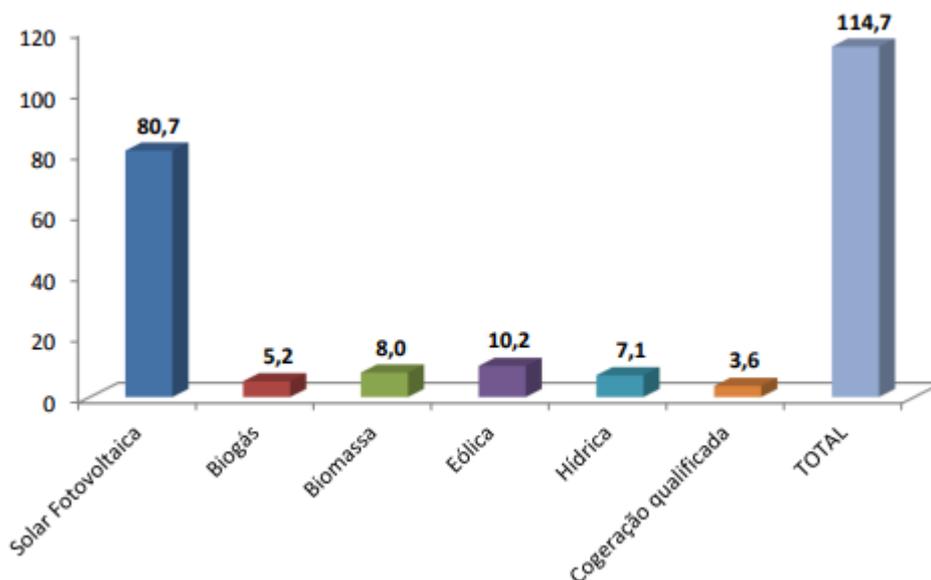
Fonte: ANEEL, 2017.

<sup>17</sup> É o tempo que o investimento leva para ser recuperado. O *payback* descontado considera o custo do dinheiro no tempo, através do desconto pela Taxa Selic.

<sup>18</sup> Este Convênio alterou a regra então vigente, passando a ser facultativa a cobrança do ICMS, transferindo para a esfera estatal a decisão pela cobrança do tributo.

Vale ressaltar que, como apresentado na Figura 7 - **Potência instalada por fonte (MW) até 23/05/17**, a fonte de energia solar fotovoltaica representa 70% da potência instalada, seguida pela eólica, que corresponde por 9%. Fica, assim, evidenciado um forte crescimento de 407% em relação a 2015.

Figura 7 - Potência instalada por fonte (MW) até 23/05/17

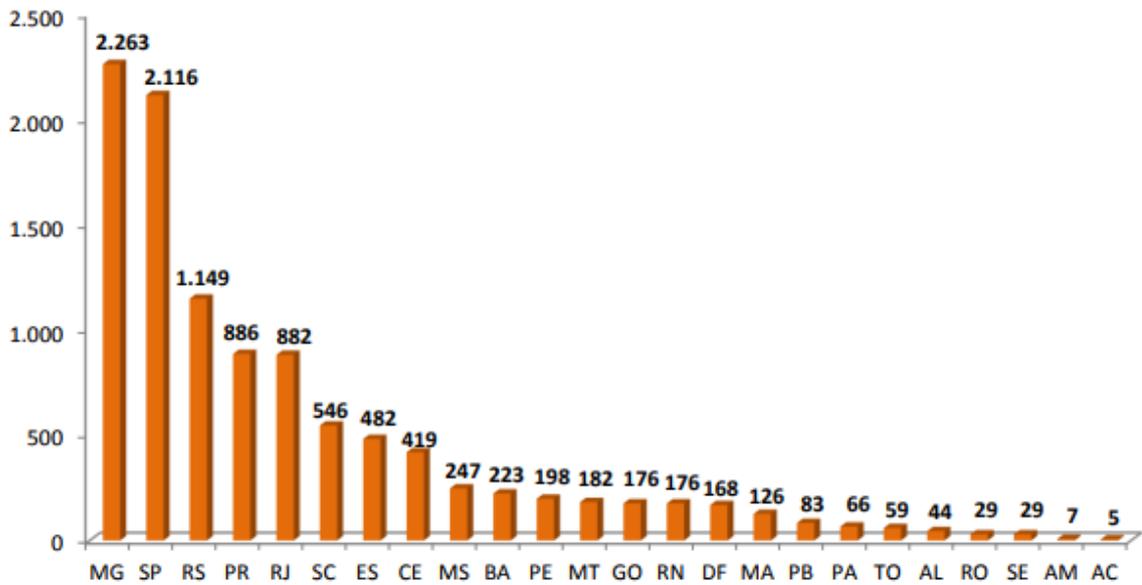


Fonte: ANEEL, 2017.

Ainda que sejam sólidos os argumentos à adesão do sistema de GD, a divulgação das informações destes sistemas está sendo disseminadas em velocidade aquém do desejado e, infelizmente, não são todas as regiões do País que conhecem as vantagens e utilizam as possibilidades oferecidas por esse novo sistema. Dados recentes<sup>19</sup>, por exemplo, mostram que há um avanço na divulgação desse modelo. Assim, como já demonstrado na Figura 6 - **Evolução da potência instalada (MW) até 23/05/17**, há um bom número de consumidores que está aderindo à GD, como mostra a Figura 8 - **Número de conexões por Estado até 23/05/2017** abaixo:

<sup>19</sup> Extraídos de [https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudofv2016\\_final](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final)

Figura 8 – Número de conexões por Estado até 23/05/2017



Fonte: ANEEL, 2017.

É evidente o avanço nas regiões mais desenvolvidas, concentrando-se majoritariamente no Sul e Sudeste do Brasil, como funciona o *modus operandi* em outros avanços tecnológicos, inclusive ligados à energia elétrica.

### 3.5 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O MERCADO DE ENERGIA

No novo modelo instituído para o setor elétrico brasileiro (MME, 2004/03; MME 2004/07), onde a contratação de energia se dá através de leilões regulados, a geração distribuída se encontra em um cenário favorável, pois ela poderá participar do mercado de energia elétrica no Brasil nas seguintes formas de contratação:

- Comercialização de energia a partir de chamadas públicas diretamente com as distribuidoras, até o limite de 10% de suas cargas;
- Participação como gerador nos leilões regulados de energia nova e leilões de ajustes, ambos regulados e promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com a autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

- Comercialização de energia diretamente com consumidores livres ou comercializadores.

Estes contratos poderão ser celebrados de prazos variados em função da necessidade da concessionária de distribuição e o preço de aquisição de energia poderá ser repassado integralmente à tarifa, limitado ao Valor Anual de Referência (VR)<sup>20</sup>.

Assim, a GD auxilia as distribuidoras nos ajustes de previsão de demanda, já visto sua forma de contratação mais flexível e menor prazo de implantação.

---

<sup>20</sup> O VR é utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais, pelas distribuidoras, dos custos de aquisição de energia elétrica. O cálculo do VR é feito por uma fórmula que leva em conta o valor médio e o montante dos contratos fechados em leilões anteriores pelas concessionárias.

#### 4 DESAFIOS PARA O MERCADO DE ENERGIA

A mudança proposta pelo sistema GD afeta o planejamento do modelo de distribuição de energia elétrica das empresas distribuidoras. Para que se compreendam as alterações, é preciso, *a priori*, compreender o que está vigente.

Até o momento, a distribuição de energia elétrica ocorre de maneira unidirecional, ou seja, o fluxo de energia possui apenas um sentido: origem na distribuidora e destino nas unidades consumidoras. Projeta-se, então, a demanda, os investimentos e a estrutura tributária sedimentados nessa premissa: da energia somente numa direção.

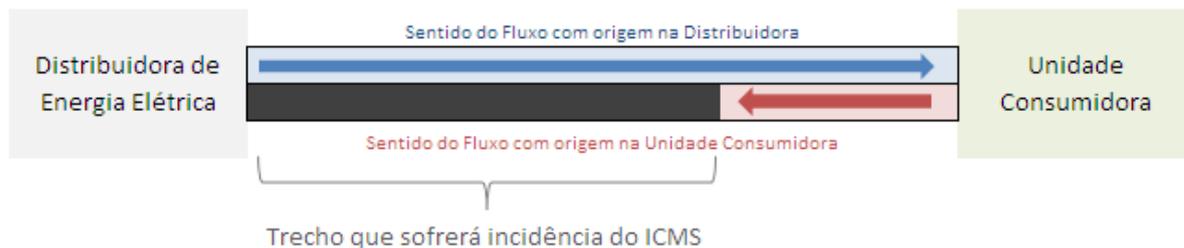
Com a inclusão do sistema GD, o fluxo de energia é alterado, sofrendo o acréscimo de mais um fluxo, só que em sentido contrário. A unidade consumidora que até o momento era o destino, passa a ser origem também. Isso quer dizer que o fluxo de energia passa a ser bidirecional, ou seja, a distribuidora injeta energia na rede, mas também recebe o excedente do consumidor. Para que isso ocorra, as distribuidoras precisam investir na estrutura de rede para que esse novo fluxo possa ocorrer.

Além disso, a projeção de demanda de energia que orienta a sua compra diretamente nas geradoras também sofrerá alterações importantes. Será preciso inserir na modelagem de projeções a estimativa do fluxo contrário de energia, que é aquele injetado pelas unidades consumidoras, que entrará na conta como um abatimento da demanda necessária.

Soma-se a esse desafio de projeção o fato de que não se sabe a quantidade exata das novas adesões no sistema de GD. Isso quer dizer que ao efetuar a projeção de demanda para os próximos cinco anos, por exemplo, a distribuidora precisará contar com mais fatores, o que dificulta um processo já complexo. Por fim, cita-se que a base da incidência do ICMS também poderá sofrer alteração. Os estados concederam incentivos fiscais para aumentar a atratividade de adesão, sendo apenas os estados de Santa Catarina, Paraná, Espírito Santo, Pará e Amazonas que ainda não aderiram ao Convênio. Nos demais estados, a tributação ocorrerá sobre o saldo dos fluxos de energia injetada na rede, ou seja, o imposto recairá apenas sobre a diferença entre o que a distribuidora injetou e o que a unidade consumidora injetou, no sentido inverso. A Figura 9 –

**Demonstrativo de ICMS pago pelas Distribuidoras**, abaixo, ilustra melhor essa situação:

Figura 9 – Demonstrativo de ICMS pago pelas Distribuidoras



Fonte: Resolução Normativa nº 482 – Ajuste SINIEF 2, 2015. Elaboração própria.

#### 4.1 CONSEQUENCIAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Quando se fala em energias de fontes renováveis, de início se pensa nos baixos impactos ambientais que estas fontes causam e, ao se falar em GD, se leva em consideração a redução dos investimentos em linhas de transmissão e a redução das perdas técnicas, devido à fonte geradora ser situada próximo ao seu consumo. Outra vantagem destes sistemas é o custo e o tempo de implantação, comparados ao investimento e tempo que leva para se construir uma usina de grande porte. Ainda, ao avaliar a matriz energética do Brasil, basicamente formada pelos sistemas hídricos, pensar na maior diversificação das fontes de energia é um atrativo a evitar apagões em caso de grandes secas, como já abordado anteriormente a crise de 2001.

Porém, as fontes de energias renováveis, principalmente as de origem solar fotovoltaica e eólica, apresentam a característica de serem intermitentes. Aliado ao fato de ainda serem inviáveis os custos de implantação dos sistemas de armazenamento de energia, o aumento da oferta destas fontes e a integração delas na matriz elétrica precisa ser avaliado a fim de garantir a segurança e a qualidade do suprimento, como também a qualidade desta energia. Ainda, é necessário avaliar se a estrutura de rede existente necessitará de investimentos para atender os fluxos bidirecionais de energia.

Com a impossibilidade da construção de usinas hidrelétricas com reservatórios e o crescimento da participação da energia eólica e solar na capacidade instalada, outro grande desafio se faz presente: a previsão da oferta, tornando mais

complexa a garantia do fornecimento, já que as condições climáticas implicarão diretamente na geração de energia, o que torna capacidade de geração inconsistente e imprevisível.

Embora ainda inviáveis em relação ao custo, os sistemas de armazenamento se fazem presentes nos mais variados estudos a fim de reduzir a variação e intermitência da energia gerada e obter maior domínio sobre os fluxos de energia. Novas tecnologias vêm sendo estudadas, o que contribuirá com a redução dos impactos negativos nos sistemas de GD, permitindo sua expansão.

Outro ponto a ser levado em consideração é o custo e a necessidade de manter fontes de energias despacháveis<sup>21</sup> aptas a atuar como *backup* no caso de falha das fontes renováveis.

## 4.2 IMPACTOS ECONÔMICO-FINANCEIROS

Do ponto de vista das distribuidoras, devem ser analisados os riscos eminentes na migração para os sistemas GD, o que causará a redução na receita das concessionárias devido à perda de mercado. Porém, os investimentos nas redes de distribuição para atender o aumento dos fluxos bidirecionais são inevitáveis e o impacto da redução das receitas *versus* a necessidade de investimento deve ser mensurado.

O cuidado deve ser tomado para que as unidades consumidoras que não aderiram ao sistema GD, ou seja, ainda clientes das distribuidoras, não acabem sendo onerados com os custos necessários de melhorias nas redes, ocasionados pelas unidades que migração para GD. Este processo, caso afirmativo, tenderá ao aumento da tarifa para suportar o sistema, o que cada vez mais ficará atrativa a migração. Com este aumento, mais unidades irão aderir a GD, assim inicia-se o círculo vicioso, também conhecido com “Espiral da Morte”, conforme apresentado na Figura 10:

---

<sup>21</sup> Que garante a segurança no fornecimento de energia.

Figura 10 - Espiral da Morte



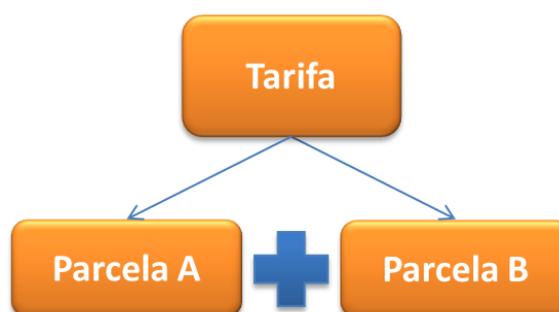
Fonte: Elaboração própria.

Para melhor entender este efeito, se faz necessário apresentar a estrutura tarifária. Segundo Castro, et. al, 2016, a formação da tarifa de energia elétricas segue estes critérios apresentados abaixo:

I. Custos não gerenciáveis (Parcela A), que representam: os custos de compra de energia, os associados à transmissão e aos encargos setoriais. Estes custos são repassados para a tarifa em sua totalidade;

II. Custos gerenciáveis (Parcela B), que representam: os custos de prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos em ativos feitos pelas distribuidoras. Estes são analisados e aprovados pela ANEEL.

Figura 11 – Formação da tarifa de Energia Elétrica



Fonte: Elaboração própria

A ANEEL calcula a receita requerida pelas distribuidoras após a determinação dos custos gerenciáveis, sendo revista a cada quatro anos, porém corrigidas anualmente pelo índice IGP-M das distribuidoras.

Em curto prazo, percebe-se que a redução da demanda influencia diretamente na arrecadação das distribuidoras, afetando seu fluxo de caixa, já que a tarifa é baseada na quantidade vendida e no serviço de distribuição prestado.

Uma alternativa em longo prazo para evitar alterações na tarifa elétrica é reduzir a dependência entre a Parcela A e a quantidade consumida, já que as quedas no consumo resultam quedas na Parcela B, porém a Parcela A permanece constante, o que eleva a tarifa aos consumidores e, ainda, reduz o resultado das distribuidoras.

Um grande entrave é buscar a equalização dos custos fixos entre os tipos de consumidores, já que, com a atual estrutura tarifária, a tendência é que as unidades de maior renda migrem para a GD, deixando de pagar parte dos custos da rede e, as unidades que possuem menor renda, tenham que arcar com o aumento da tarifa oriunda das distribuidoras.

A solução proposta por Castro et. al., 2016 é determinar um critério de discriminação dos custos a partir do consumo, ou seja, as unidades que consomem mais pagam por um volume maior destes custos comparado as unidades que consomem menos, a fim de evitar uma transferência de custos dos consumidores de maior consumo para os de menor.

#### 4.3 TENDÊNCIA PARA MITIGAR OS IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA

As consequências obtidas através da disruptura no sistema atual de distribuição de energia elétrica é uma importante nova tarefa na já atribulada agenda das distribuidoras. O sistema atual já apresenta alguns pontos de inflexão, como já citados anteriormente, como a necessidade de controle das perdas técnicas e não técnicas. No entanto, com o surgimento do sistema GD, houve um incremento na necessidade de modernização do sistema elétrico tradicional, que poderá ser obtido com o surgimento de novas tecnologias, obtidas através de investimentos financeiros.

O sistema elétrico tradicional possui um bom funcionamento atualmente, embora não se possa negar que existam desafios que impedem uma mudança significativa através do surgimento de redes elétricas inteligentes e a operação dos fluxos bidirecionais. Para se entender o tamanho do desafio principal, que é a implantação do sistema GD, cita-se o seguinte trecho do trabalho de Lopes *et. al.*, 2015:

A transmissão e estrutura de rede de distribuição provavelmente são as que mais irão sofrer modificações. Uma premissa básica para implementação das redes elétricas inteligentes é que toda a estrutura da rede de distribuição até o consumidor seja completamente automatizada e inteligente, cenário oposto ao atual. O planejamento e procedimentos operacionais utilizados atualmente são voltados para um sistema sem a participação do consumidor e com uma rede de distribuição passiva, que requerem procedimentos operacionais e planejamentos muito diferentes dos necessários nas redes inteligentes. Novos procedimentos deverão ser criados para incluir a geração distribuída, a rede de distribuição ativa e consumidores participativos. Outro ponto importante é o controle e gerenciamento, que deverão ser muito mais efetivos e precisarão abranger todos os componentes da rede inteligente. Esse cenário irá gerar uma grande quantidade de tráfego, às vezes com requisitos de tempo real, necessitando de uma rede de comunicação rápida, robusta e confiável. (Lopes *et. al.*, 2015, p. 5)

Para que se possa alterar o sistema atual, com a contribuição de um modelo mais voltado à tecnologia a fim de aumentar o controle da rede de distribuição, no que tange à necessidade de redução de perdas, é necessário que haja grandes investimentos por parte das empresas concessionárias. Tais investimentos devem sofrer um acréscimo para que se possa fazer atender aos novos conceitos e elementos oriundos da GD. Como destino desses investimentos, podem-se citar as redes elétricas inteligentes ou, como são mundialmente conhecidas: *Smart Grid*. A tecnologia proposta por este sistema tem revolucionado o sistema de rede de energia, pois contribui com o aumento dos ganhos em confiabilidade, eficiência energética, participação dos consumidores e com uma geração de energia mais limpa (Patel *et. al.* 2011).

A principal colaboração dessa tecnologia com a GD se dá através do monitoramento inteligente dos fluxos bidirecionais na rede de distribuição. Permite-se, então, que ocorra, sob a patente tecnológica, a sinergia entre a geração e o consumo de energia entre a distribuidora e o consumidor. Através de um monitoramento tecnológico com maior precisão de controle, será possível uma recuperação rápida e automática da rede elétrica em caso de problemas que possam resultar em apagões (Lopes *et. al.* 2015).

Adiciona-se a isso um novo ponto, que é a importância de uma sofisticada infraestrutura de redes de comunicação para suportar a interligação de informações entre os dispositivos inseridos na rede. Ou seja, um grande problema que é necessário ser visitado, compreendido e resolvido é o entrave existente na interação entre os serviços e os consumidores (Pepermans *et. al.* 2005).

Um resultado obtido através dessa interação é a existência de uma comunicação bidirecional com a central de energia, ou seja, o usuário emite e recebe informações com a distribuidora, obtendo em tempo real de preço e consumo. A distribuidora, por sua vez, poderá fornecer maior segurança ao consumidor, pois terá informações acerca do excesso da demanda e, assim, emitir informações de conscientização de um uso racional, evitando desperdícios.

Ainda no tocante às novidades proporcionadas pela inteligência implantada no sistema de GD, pode-se adicionar que haverá um maior controle nos horários de pico. Imaginemos uma situação de excesso de demanda por parte dos consumidores, o que obriga a distribuidora a trabalhar em sua capacidade máxima. A combinação do fluxo bidirecional com uma melhor gestão através de um maior conhecimento desses horários de pico permitirá que a distribuidora possa fornecer a sua energia nesses horários críticos, pois nos momentos fora de pico será distribuída a energia oriunda do GD. Como resultado, ter-se-á a diminuição de apagões.

Já no que diz respeito ao investimento na infraestrutura de medição avançada, Bouhafs *et. al.* (2012) pontuou que haverá a geração de bilhões de pontos de dados de milhares de dispositivos do sistema de centenas de milhares de clientes. Tal sistema de comunicação exige uma robusta infraestrutura, que por sua vez exige investimentos por parte da distribuidora de energia. O desafio financeiro é bastante considerável, pois o sistema atual precisará ser totalmente alterado, em virtude de não contemplar as exigências das aplicações e operações da nova estrutura de transmissão de dados necessária para a GD. Tem-se aqui, então, uma demonstração clara do movimento de ruptura do sistema atual, pois a nova rede de comunicação para a distribuição de energia irá inutilizar o modelo atual, que é majoritariamente centralizado na distribuidora.

Portanto, de posse do diagnóstico de uma alteração significativa num sistema de elevados custos fixos e operacionais, é preciso que a estratégia de mudança não seja desencorajada devido à existência de investimentos com custos proibitivos num

primeiro momento. Assim, faz-se justo a adotar um método de investimento construído por partes, para que no fim, pudesse atingir a totalidade da nova implantação.

Para isso, o gerenciamento e o controle da GD utilizam as tecnologias oriundas do setor de telecomunicações para transmitir os dados em tempo real. O ponto positivo da adoção dessa tecnologia é a possibilidade de utilização das redes já cabeadas e, também, da tecnologia wireless. Os resultados positivos da adoção dessa tecnologia foram certamente indicados por Pan *et. al.* (2011):

- Redução dos custos iniciais de construção e os custos de manutenção;
- Redução da complexidade das redes no interior das casas inteligentes;
- Facilitação da automação e interação entre os diferentes subsistemas.

Já no quesito de segurança, Lopes *et. al.* (2015) comentam o seguinte:

Entre os mecanismos necessários para o provimento de segurança, destacam-se a autenticação das solicitações dos usuários, a autenticação de mensagens enviadas por aparelhos inteligentes, como mensagens de oferta de energia de fontes alternativas, e as métricas para avaliar a importância das informações trocadas entre usuários e fornecedores na rede. A troca de mensagens tem impacto em todo o controle e gerência da rede, de forma que a autenticidade e a confiabilidade dos dados trocados devem ser sempre asseguradas pela infraestrutura da rede elétrica inteligente. A segurança na comunicação também diz respeito à confidencialidade dos dados da rede e dos usuários, tais como informações de endereço e de cartão de crédito (Lopes *et. al.*, 2015 *apud* Yan *et. al.* 2011, p. 36).

A conexão à rede é necessária para que haja a troca de mensagens com os dados entre distribuidora e consumidor. Assim, os medidores e todo o sistema de telecomunicação precisam estar sob a resguarda de técnicas de segurança padronizada que utiliza certificação digital e criptografia. Embora sejam eficazes, essas técnicas não são suficientes para conter ataques de hackers, o que exige um estudo aprofundado para cercar as possibilidades de ataque e avançar na pesquisa de novas tecnologias que forneçam segurança suficiente.

Por fim, podem-se citar duas questões já levantadas por Lopes *et. al.* (2015): confiabilidade e resiliência do sistema de GD. Por confiabilidade, apontou-se para a capacidade de controle do nível de geração. A confiança no sistema GD recai sobre dois pilares, que é a durabilidade e a estabilidade. O primeiro corresponde pela duração desse sistema e de seus avanços tecnológicos, que devem ser compatíveis com um uso

prolongado. Já a estabilidade corresponde por uma robusta infraestrutura que restrinja as interrupções de energia oriundas de erros técnicos do sistema.

Já a resiliência define-se pela promoção de uma rede de comunicação robusta suficientemente para permitir uma viabilidade de longo prazo, o que é essencial para transmitir maior confiança no gerenciamento no sistema GD.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho buscou demonstrar e analisar as principais mudanças históricas que o setor elétrico já enfrentou durante sua história. A resiliência setorial, que já passou pelas mãos do Estado e já ficou também sob a tutela do setor privado, deve-se, principalmente, pela importância do seu papel na organização social e financeira do País. Trata-se de uma responsabilidade substancial que colabora de forma consistente com o crescimento do Brasil como um todo. Afirma-se, então, que: “A energia elétrica tem sido um dos principais pilares de sustentação do desenvolvimento nacional”.

Os acontecimentos históricos proporcionaram uma percepção interessante: a existência de uma correlação entre o avanço da tecnologia e o desenvolvimento de novas ferramentas no setor elétrico nacional. Ficou, pelo presente trabalho, evidente que ao passar dos anos, novas demandas surgiram, sejam por necessidade de adequação às exigências de menor agressão ao meio ambiente, sejam por exigência de enquadramento financeiro em tempos de crise. Aliado a isso, surgiram os movimentos de maior liberdade para que o consumidor pudesse negociar sua energia de modo mais vantajoso, no que diz respeito a preços melhores e menores esforços técnicos.

Nessa esteira, a tecnologia permitiu a ampliação do mercado de energia não só em quantidade, que pode ser identificada pela capilaridade atual; mas pela qualidade de energia entregue aos consumidores. No quesito qualidade, é necessário citar a extensão do surgimento de novas fontes energéticas e, pelo que tratou este trabalho, da inserção dessas novas fontes no mercado de distribuição. Aliou-se a energia renovável fotovoltaica a uma nova sistemática de relação entre o consumidor e a distribuidora, o que deu um novo sentido ao fluxo comercial. A palavra disruptura marcou forte presença neste trabalho justamente por permitir que a sua definição fornecesse sentido ao principal objetivo: análise das mudanças geradas pela inclusão do sistema de geração distribuída.

No tocante à geração distribuída, é preciso expor que o assunto inspira temas bastante interessantes acerca do modelo desafiador, seja para o consumidor ou para as distribuidoras. Este trabalho, por sua vez, ateve-se à conceituação e à análise das principais vantagens e necessidades para exploração do sistema. Pelo que se

compreende até aqui é que se trata de um promissor mercado, principalmente por proporcionar maior liberdade ao consumidor, além de vantagens financeiras retornadas a ele na forma de créditos. Já para as distribuidoras, apresenta um desafio imenso. Estas vêm-se diante da necessidade de realizarem robustos investimentos em tecnologias de *smart grid* e comunicações para suportar a demanda que as novas adesões ao sistema GD irão impor ao mercado. No entanto, nesse ponto reside uma questão interessante que ronda a lógica de retorno dos investimentos no mundo empresarial: se os investimentos realizados para a implantação e fortalecimento do sistema GD irão beneficiar os seus consumidores de modo que a consequência será a redução de suas receitas, para que fazê-los? É de difícil resposta esta pergunta e, pelo que este trabalho apresentou, ainda é cedo para firmar qualquer apontamento futuro, pois as relações comerciais ainda podem sofrer ajustes por parte dos reguladores e, também, surgir novas formas de remuneração pelos investimentos realizados no sistema GD.

Por fim, pode-se afirmar que a interessante proposta desse tema é a ampliação de soluções ao consumidor de energia elétrica traçada para o futuro. Este trabalho soma-se a outros já publicados no sentido de buscar soluções e consolidar proposições de melhorias num modelo dinâmico como é o do setor elétrico nacional. Evidencia-se, portanto, que existe uma tendência de evolução natural no sistema e, pelo que se verificou, a tecnologia acompanha-a, principalmente na função de fornecedora de subsídios técnicos para a obtenção do desenvolvimento visto até aqui e pelos próximos passos do caminho da energia elétrica no Brasil.

## REFERÊNCIAS

- ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **CARTILHA - MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em [http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel Cartilha MercadoLivre V9.pdf](http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel%20Cartilha%20MercadoLivre%20V9.pdf). Acesso em 13 de agosto de 2017.
- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **VISÃO GERAL DO SETOR**. Disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. Acesso em 04 de junho de 2017.
- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **LEILÕES DE ENERGIA**. Disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>. Acesso em 04 de junho de 2017.
- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO: BAIXA TENSÃO, ALTOS PREJUÍZOS** . Disponível em <http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>. Acesso em 04 de junho de 2017.
- ALBUQUERQUE, Alvaro Rocha. **FLUXO DE CAIXA EM RISCO: UMA NOVA ABORDAGEM PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2009. 116 f. Tese (Doutorado) - Curso de Ppg em Engenharia Elétrica, Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL**. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf). Acesso em 19 de julho de 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **LEILÕES**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/leiloes>. Acesso em 19 de julho de 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **NOTA TÉCNICA N° 0056/2017 – SRD/ANEEL**. Disponível em [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica 0056 PROJECÕES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica%200056%20PROJEC%20ÕES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9). Acesso em 14 de abril de 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em 02 de julho de 2017.
- BOUHAFS, F., Mackay, M., and Merabti, M. (2012). **LINKS TO THE FUTURE: COMMUNICATION REQUIREMENTS AND CHALLENGES IN THE SMART GRID**. Power and Energy Magazine, IEEE, 10(1): 24–32.

CAROSSINI, Vinicius Santos. **UMA ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MERCADOS DE ENERGIA DE CURTO PRAZO**. 2008. 43 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica Com ênfase em Sistemas de Energia e Automação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

CASTRO, Nivalde J. **PROBLEMAS E PERSPECTIVAS DA CRISE FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO**. Rio de Janeiro, IFE n° 1097. Instituto de Economia – UFRJ, 28 de abril de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J. **AVANÇOS NA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA**. Rio de Janeiro. Instituto de Economia – UFRJ, 31 de março de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J. **AS DUAS CRISES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A VERTENTE FINANCEIRA**. Rio de Janeiro, IFE n° 1086. Instituto de Economia – UFRJ, 07 de abril de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J. **AGÊNCIAS REGULADORAS E ESTRATÉGIA DAS EMPRESAS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA**. Rio de Janeiro. Instituto de Economia – UFRJ, 24 de março de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J. **AS DUAS CRISES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A CRIAÇÃO DE ENERGIA NOVA**. Rio de Janeiro, IFE n° 1091. Instituto de Economia – UFRJ, 14 de abril de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J. **AS CONDIÇÕES MACROECONÔMICAS DO PAÍS E A AMPLIAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**. Rio de Janeiro, IFE n° 1101. Instituto de Economia – UFRJ, 05 de maio de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J.; ARAUJO, Rogério Teixeira Henriques de. **A SISTEMÁTICA DA GARANTIA NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO**. Rio de Janeiro, IFE n° 1167. Instituto de Economia – UFRJ, 11 de agosto de 2003. Disponível em:  
<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CASTRO, Nivalde J. et. al. **PERSPECTIVAS E DESAFIOS DA DIFUSÃO DA MICRO E DA MINI GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL**. Rio de Janeiro, TDSE n° 67:

Publit, 2016. 46 p. Disponível em:

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12\\_TDSE67.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf). Acesso em: 12 de agosto de 2017.

CCEE – Câmara de Comércio de Energia Elétrica. **COMERCIALIZAÇÃO**. Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao?\\_adf.ctrl-state=11nhd42ff\\_4&\\_afLoop=87393753666077#!%40%40%3F\\_afLoop%3D87393753666077%26\\_adf.ctrl-state%3D868kt31lj\\_4](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=11nhd42ff_4&_afLoop=87393753666077#!%40%40%3F_afLoop%3D87393753666077%26_adf.ctrl-state%3D868kt31lj_4). Acesso em 24 de junho de 2017.

CCEE – Câmara de Comércio de Energia Elétrica. **DESAFIOS DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL**. Disponível em <https://pt.slideshare.net/CCEEOficial/desafios-do-mercado-de-energia-no-brasil>. Acesso em 15 de agosto de 2017.

CCEE – Câmara de Comércio de Energia Elétrica. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em

<http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/workshops/ccee1.pdf>. Acesso em 11 de agosto de 2017.

CELESC – Centrais Elétricas do Estado de Santa Catarina. **O MERCADO DE ENERGIA**.

Disponível em <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-geracao/comercializacao/o-mercado-de-energia>. Acesso em 06 de agosto de 2017.

COSTA, Rafael Olegário da. **ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL: EVOLUÇÃO HISTÓRICA E A INVESTIGAÇÃO DO CENÁRIO NO PRÓXIMO DECÊNIO**. 113 f.

Monografia (Especialização) - Curso de Ciências Econômicas, Departamento de Ciências Econômicas, UFSC, Florianópolis, 2013. Disponível em:

<http://cnm.ufsc.br/files/2013/09/Monografia-do-Rafael-Olegario-da-Costa.pdf>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2017.

CPFL Brasil. **MERCADO LIVRE**. Disponível em <https://www.cpfl.com.br/unidades-de-negocios/comercializacao/cpfl-brasil/mercado-livre/Paginas/default.aspx>. Acesso em 30 de maio de 2017.

ENGIE. **COMO MIGRAR PARA O MERCADO LIVRE**. Disponível em

<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/negocios/entenda-o-que-e-o-mercado-livre/como-migrar-para-o-mercado-livre>. Acesso em 19 de março de 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **BEN 2014**. Disponível em

<https://ben.epe.gov.br/default.aspx?anoColeta=2014>. Acesso em 19 de março de 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **NOTA TÉCNICA DEA 19/14 – INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL – CONDICIONANTES E**

**IMPACTOS**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents>. Acesso em 23 de março de 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2024**. Disponível em

<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>

Acesso em 30 de julho de 2017.

FALCÃO, D.J, Rodrigues, F. F. C. & Borges, C. L. T. **PROGRAMAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E INCERTEZAS NA PREVISÃO DE DEMANDA**. Revista Controle & Automação, Rio de Janeiro, v.18, p. 361-371, Julho, 2007.

Instituto IDEAL e AHK-RJ. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2016**. Disponível em

[https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudofv2016\\_final](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final). Acesso em 24 de julho de 2017.

LOPES, Y et al (2015) **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA: DESAFIOS E PERSPECTIVAS EM REDES DE COMUNICAÇÃO**. – Universidade Federal Fluminense (UFF) – Niterói, RJ – Brasil.

Mercado Livre de Energia Elétrica. **MERCADO LIVRE (ACL) X MERCADO**

**CATIVO (ACR)**. Disponível em <http://www.mercadolivreenergia.com.br/>. Acesso em 15 de agosto de 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. **LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em <http://www.mme.gov.br>. Acesso em 27 de março de 2017.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CONDIÇÕES ATUAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS**. 2014. 106 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Usp, São Paulo, 2014. Disponível em:

[http://200.144.182.130/iee/lfs/sites/default/files/Dissertacao\\_Renny\\_vfinal.pdf](http://200.144.182.130/iee/lfs/sites/default/files/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf).

Acesso em: 15 Não é um mês valido! 2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema. **EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**.

Disponível em [http://www.ons.org.br/entenda\\_setor/evolucao\\_setor.aspx](http://www.ons.org.br/entenda_setor/evolucao_setor.aspx). Acesso em 27 de março de 2017.

PATEL, A., Aparicio, J., Tas, N., Loiacono, M., and Rosca, J. (2011). **ASSESSING COMMUNICATIONS TECHNOLOGY OPTIONS FOR SMART GRID APPLICATIONS. IN IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS (SMARTGRIDCOMM)**, p. 126–131.

PEPERMANS, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., and D haeseleer, W. (2005). **DISTRIBUTED GENERATION: DEFINITION, BENEFITS AND ISSUES**. Energy Policy, 33(6): 787–798.

RODRIGUES, Flávia F. C.; BORGES, Carmen Lt.; FALCÃO, Djalma M.. **PROGRAMAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E INCERTEZAS NA PREVISÃO DE DEMANDA**. Revista Controle & Automação, Rio de Janeiro, v. 18, n. 3, p.361-371, 14 jul. 2006. Trimestral.

VEIGA, S. M.; FONSECA, I. **COOPERATIVISMO: UMA REVOLUÇÃO PACÍFICA EM AÇÃO.** RIO DE JANEIRO: DP&A: Fase, 2002.

YAN, Y., Qian, Y., and Sharif, H. (2011). **A SECURE AND RELIABLE INNETWORK COLLABORATIVE COMMUNICATION SCHEME FOR ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE IN SMART GRID.** In *IEEE Wireless Communications and Networking Conference (WCNC)*, p. 909 –914.

**ANEXOS**

**ANEXO A – Resolução Normativa Nº 687, De 24 De Novembro De 2015**

Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, incisos IV e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no que consta do Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 026/2015, realizada entre 7 de maio de 2015 e 22 de junho de 2015, que foram objeto de análise desta Agência e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar o art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º.....

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e 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;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

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;

IV - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica;

V - reforço: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento

de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários;

VI – 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;

VII – 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;

VIII – 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.”

Art. 2º Alterar o art. 4º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 3º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

§4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

§5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes.”

Art. 3º Inserir os parágrafos 1º e 2º no art. 5º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 5º .....

§1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

§2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.”

Art. 4º Alterar o art. 6º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- I – com microgeração ou minigeração distribuída;
- II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- III – caracterizada como geração compartilhada;
- IV – caracterizada como autoconsumo remoto.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

.....”

Art. 5º Inserir o art. 6A na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.”

Art. 6º Alterar o art. 7º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos:

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;

II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada;

V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;

VI - o excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto;

VII – para o caso de unidade consumidora em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

VIII - o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes;

IX – para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de

faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados;

X - quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora;

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;

XII - os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo;

XIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes;

XIV – adicionalmente às informações definidas na Resolução Normativa nº 414, de 2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, a cada ciclo de faturamento:

a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;

b) o saldo anterior de créditos em kWh;

c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;

d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;

e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;

f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;

g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento;

h) o saldo atualizado de créditos;

i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá;

XV - as informações elencadas no inciso XIV podem ser fornecidas ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter, nesses casos, no mínimo as informações elencadas nas alíneas “a”, “c”, “d” e “h” do referido inciso;

XVI - para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver;

XVII - para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010;

XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica; e

XIX – para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve-se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas neste artigo e, em seguida, conceder os descontos conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 414, de 2010.

§1º Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia elétrica serão contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

§ 2º A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos deste artigo.

Art. 7º Alterar o art. 8º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º - A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST.

§1º Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado.

§2º Os custos de adequação a que se refere o §1º correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Art. 8º Alterar o art. 10 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.”

Art. 9º Alterar a redação do art. 13 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art.13 Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível no site da Agência.

Parágrafo único. Os dados para registro devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês, contendo os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior.”

Art. 10. Incluir o art. 13-A na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 13-A A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo.”

Art. 11. Incluir o art. 13-B na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 13-B Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 2010.”

Art. 12. Alterar o art. 15 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019.”

Art. 13. Ficam aprovadas a revisão 6 do Módulo 3 e a revisão 9 do Módulo 1 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que entram em vigor em 1º de março de 2016.

Art. 14. As distribuidoras devem revisar e publicar em seu endereço eletrônico, até 1º de março de 2016, as normas técnicas que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência o Módulo 3 do PRODIST.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor em 1º de março de 2016.

ROMEU DONIZETE RUFINO