



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME RODRIGUES ALVES

**GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO CEARÁ: ANÁLISE DA REVISÃO
DAS REGRAS APLICÁVEIS À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

FORTALEZA

2019

GUILHERME RODRIGUES ALVES

**GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO CEARÁ: ANÁLISE DA REVISÃO
DAS REGRAS APLICÁVEIS À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte das exigências para a graduação no curso de Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- A479g Alves, Guilherme Rodrigues.
Geração fotovoltaica no estado do Ceará : análise da revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída / Guilherme Rodrigues Alves. – 2019.
66 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Ceará. 2. Fotovoltaica. 3. Regulação. 4. Geração. 5. Distribuição. I. Título.

CDD 621.3

GUILHERME RODRIGUES ALVES

**GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO CEARÁ: ANÁLISE DA REVISÃO
DAS REGRAS APLICÁVEIS À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte das exigências para a graduação no curso de Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Aprovada em: ____ / ____ / ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Matheus de Paula Chaves
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Camara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família,
eu dedico esse trabalho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha mãe, Albertina Proença Rodrigues, e meu pai, Gilson Fernando Alves, por todo amor, preocupação, disponibilidade, auxílios, motivações e pelo fornecimento de uma juventude e início de vida adulta sem obstáculos externos para o desenvolvimento de todo meu conhecimento adquirido até o momento. Sem vocês, esse trabalho jamais teria sido realizado.

A minha avó Conceição (In memoriam), por todo o carinho, momentos de felicidade, ajuda com os estudos e disponibilidade que mostrou durante seus anos ao meu lado.

A minha namorada, Marina Cariello, por toda a compreensão durante meus momentos de ausência e pelas palavras de apoio para que esse trabalho fosse concluído com sucesso, durante os momentos em que estivemos juntos.

Ao meu orientador Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho por todas as dicas, correções, orientações e pelo tempo disponível que apresentou durante a confecção desse trabalho.

Ao meu amigo, colega de curso e participante da banca avaliadora, Eng. Matheus de Paula Chaves, por ter se mostrado disponível para me ajudar durante todos esses anos e nessa etapa final de um curso tão difícil, além de todas as conversas e momentos de descontração.

Ao meu amigo, Lucas Frota, por ter percorrido grande parte desta caminhada junto comigo, dividindo conhecimentos e conversas amigáveis, além de toda a disposição que apresentou nos momentos em que precisei de ajuda.

Ao meu amigo, Eng. Yuri de Sousa, por todas as conversas, por ter se mostrado disponível para me ajudar durante as disciplinas do curso e pelas dicas valiosas para o início desse trabalho.

Ao Prof. Dr. Raphael Amaral da Camara pelas dicas, sugestões e pela participação na banca de avaliação desse trabalho.

Aos demais colegas de curso e amigos da universidade, pelos momentos de alegria, pelas discussões construtivas e por todo o compartilhamento de conhecimento durante essa árdua jornada que foi o curso de engenharia elétrica.

RESUMO

O presente trabalho visa a realização de um estudo, com foco no estado do Ceará, a respeito da revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, realizada por meio de audiências e consultas públicas da ANEEL, além da elaboração de análises de impacto regulatório pela mesma agência. Para que o estudo fosse realizado, foram explorados os documentos da Audiência Pública nº 001/2019, além da Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 004/2018, que trouxe diferentes propostas para o futuro desse tipo de tecnologia. As alternativas sugeridas pela agência, se referem aos cenários onde a energia elétrica injetada na rede por usuários de GDFV não seria completamente ressarcida na conta de energia final, sendo a Alternativa 0 equivalente à compensação de 100% desse valor, enquanto as alternativas 1 a 5 equivalem a 73%, 67%, 60%, 50% e 43% da tarifa, respectivamente. Após a discussão sobre esses documentos, foram elaborados estudos estimativos, com base no modelo de Bass e em metodologias de cálculo de *payback* e do *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Obteve-se como resultado, uma análise dos possíveis impactos das alternativas para o setor residencial cearense, sendo um desses a diminuição no número de consumidores adotantes desse tipo de sistema, de 826 para 161 conexões (para o ano de 2019), diante das alternativas 0 e 5, respectivamente, levando-se em consideração que o tempo de *payback* é de em média 4,63 anos para a Alternativa 0 e de 8,73 anos para a Alternativa 5. Além disso, no que se refere à alteração na viabilidade financeira, o cálculo de LCOE apresentou a inexistência desse fator para consumidores residenciais do Ceará com demanda mensal entre 101 e 985 kWh (quilowatt-hora) que estivessem em cenários simulados pelas alternativas 3 a 5, enquanto para as alternativas 1 e 2, pode ocorrer esse tipo de viabilidade para demandas mensais a partir de 623 kWh. Com isso, foi possível concluir que as propostas sugeridas tendem a diminuir a atratividade do setor, onde a Alternativa 5 é a com maiores impactos negativos para os usuários de GDFV. Além disso, a nova AIR divulgada pela ANEEL, no mês de outubro de 2019, pôde ser brevemente explorada.

Palavras-chave: Ceará. Distribuição. Fotovoltaica. Geração. Regulação.

ABSTRACT

The present work aims to conduct a study, focusing on the state of Ceara, regarding the revision of Normative Resolution No. 482/2012, conducted through public hearings and consultations, and the preparation of regulatory impact analysis by the same agency. For the study to be carried out, the documents of Public Hearing No. 001/2019 were explored, as well as Regulatory Impact Analysis (AIR) No. 004/2018, which brought different proposals for the future of this type of technology. The alternatives suggested by the agency refer to scenarios where electricity injected into the grid by GDFV users would not be fully reimbursed in the final energy bill, with Alternative 0 being equivalent to 100% compensation of this value, while alternatives 1 to 5 equivalent to 73%, 67%, 60%, 50% and 43% of the tariff respectively. Following discussion of these documents, estimative studies were developed based on the Bass model and payback and Levelized Cost of Energy (LCOE) calculation methodologies. As a result, an analysis of the possible impacts of the alternatives proposed by ANEEL for the residential sector in Ceara was obtained. One of these was the decrease in the number of consumers adopting this type of system, from 826 to 161 connections (for the year 2019), considering alternatives 0 and 5, respectively, considering payback time is on average 4.63 years for Alternative 0 and 8.73 years for Alternative 5. In addition, regarding the change in financial viability, the LCOE calculation showed the absence of this factor for residential consumers in Ceara with monthly demand between 101 and 985 kWh (kilowatt hours) who were in scenarios simulated by alternatives 3 to 5, while for Alternatives 1 and 2, this type of viability may occur for monthly demands from 623 kWh. Thus, it was possible to conclude that the suggested proposals tend to diminish the attractiveness of the sector, where Alternative 5 is the one with the greatest negative impacts for GDFV users. In addition, the new AIR released by ANEEL in October 2019 could be briefly explored.

Keywords: Ceara. Distribution. Generation. Photovoltaic. Regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira	13
Figura 2 - Preços de eletricidade para consumidores residenciais em diferentes países no ano de 2016.	15
Figura 3 - Mapa de Irradiação Solar Global Diária no Plano Inclinado - Manual Anual.....	18
Figura 4 - Exemplo de compensação de energia elétrica injetada na rede.	19
Figura 5 - Mapeamento da potência instalada de GDFV em cada município do Ceará em setembro de 2019.	21
Figura 6 - Participação percentual dos 2 principais tipos de GD no Ceará.	22
Figura 7 - Crescimento tarifário da Enel CE.	23
Figura 8 - Número de conexões de GDFV por potência instalada.	24
Figura 9 – Componentes tarifárias para cada alternativa.	27
Figura 10 - Alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação de energia elétrica injetada na rede de distribuição.....	28
Figura 11 - <i>Payback</i> para as diferentes alternativas, ao longo dos anos.....	33
Figura 12 - <i>Payback</i> anual da Enel Ceará diante das alternativas apresentadas na AIR nº 004/2018.	50
Figura 13 - Quantidades de conexões de GDFV de 2013 a 2019, diante de cada alternativa. .	50
Figura 14 - LCOE de acordo com a demanda de energia elétrica.	51
Figura 15 - LCOE para o estado do Ceará, diante das alternativas de valoração da energia elétrica injetada na rede.	54
Figura 16 - Processo de análise utilizado na AIR nº 003/2019 da ANEEL.	58
Figura 17 - Diagrama de caixa.....	58
Figura 18 - Proposta de cenário para a GDFV local.....	59
Figura 19 - Proposta de cenário para a GDFV remota.	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Top 10 países por capacidade instalada anual em 2018.	12
Tabela 2 - Ranking Estadual de Geração Distribuída em julho de 2019.	20
Tabela 3 - Ranking Municipal de Geração Distribuída em julho de 2019.	21
Tabela 4 - Ranking Municipal cearense de GDFV em setembro de 2019	22
Tabela 5 - Amostra dos cálculos gerados automaticamente pelo arquivo disponibilizado pela ANEEL	30
Tabela 6 - Resultados para a alteração de alternativa a partir de 2025.....	33
Tabela 7 - VPL e quantidade estimada de GD remota esperados para 2035 (alteração de alternativa a partir de 2020).	34
Tabela 8 - Impactos da alteração para a Alternativa 3 em diferentes anos.....	35
Tabela 9 - Estimativas de impacto para a GD local sem a inclusão da tarifa binômia nos cálculos.	40
Tabela 10 - Estimativas de impacto para a GD local com a inclusão da tarifa binômia nos cálculos	40
Tabela 11 - Participação percentual de cada componente da tarifa de energia elétrica.	54
Tabela 12 - Número de consumidores residenciais do Ceará para cada ano.	55
Tabela 13 - Percentual de consumidores do Nordeste para cada faixa de demanda.	55
Tabela 14 - Número de consumidores residenciais do Ceará para cada faixa de demanda.	56

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo das atividades desenvolvidas para a revisão da REN nº 482/2012.	38
Quadro 2 - Resumo de sugestões apresentadas por GESEL, CONERGE e EPE durante a AP 001/2019 da ANEEL.	46
Quadro 3 - Resumo de sugestões apresentadas pela ABSOLAR e pelo Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da UFSC. durante a AP 001/2019 da ANEEL.	47

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
1.1.	Objetivos.....	14
1.2.	Justificativas	14
1.3.	Estrutura do trabalho	15
2.	CENÁRIO DE GDFV NO BRASIL E NO CEARÁ	17
2.1.	Geração fotovoltaica no Brasil	17
2.1.1.	Resolução Normativa ANEEL nº 687 de 2015	19
2.2.	Geração fotovoltaica no Ceará	20
3.	CRITÉRIOS UTILIZADOS NO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 004/2018.....	26
3.1.	Alternativas.....	26
3.2.	Impactos das alternativas.....	28
3.3.	Conclusões do relatório	32
4.	AUDIÊNCIA PÚBLICA 001/2019 ANEEL	38
4.1.	Trabalhos que colaboraram	38
5.	IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS PARA A GDFV RESIDENCIAL DO CEARÁ	48
5.1.	Estimativas do número de consumidores para cada alternativa.	48
5.2.	Viabilidade financeira para cada alternativa.	51
6.	CONSULTA PÚBLICA 025/2019 ANEEL	57
7.	CONCLUSÃO	61
8.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	63
9.	REFERÊNCIAS	64

1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) tem se mostrado uma alternativa para produção de energia elétrica cada vez mais viável e com expectativas de crescimento elevado ao longo dos anos (TIEKO, 2017).

Possuindo características que se mostram atraentes para o mercado, como a constante redução nos custos de instalação, de manutenção e de tarifas de energia elétrica, além da capacidade de geração de eletricidade sem que ocorram impactos ambientais significativos e do fornecimento de oportunidades para os clientes que desejam se tornar produtores de sua própria energia, a adesão a esse tipo de sistema tende a ser cada mais presente por todo o mundo (TIEKO, 2017).

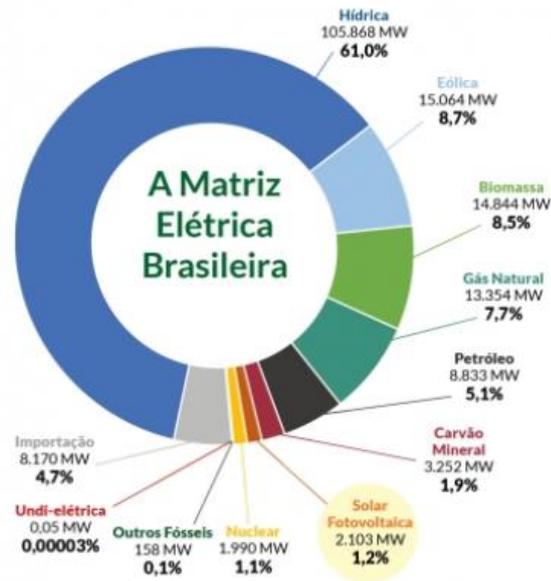
De acordo com IEA (2019) o Brasil em 2018 atualmente não está presente no *ranking* mundial de capacidade instalada anual de geração fotovoltaica, como pode ser visto na Tabela 1. Isso ocorre, pois, muitos países possuem programas de incentivo à adesão desse tipo de geração, os quais apresentam resultados mais promissores do que no território brasileiro. Na Austrália, por exemplo, uma em cada 5 (cinco) residências já gera energia elétrica a partir do sol, enquanto no Brasil apenas 1,2% da matriz elétrica é composta por esse tipo de geração, como mostrado na Figura 1. (SAUAIA, 2019; ABSOLAR, 2019).

Tabela 1 - Top 10 países por capacidade instalada anual em 2018.

Ranking	País	Potência (GW)
1°	China	45,0
2°	Índia	10,8
3°	Estados Unidos	10,6
4°	Japão	6,5
5°	Austrália	3,8
6°	Alemanha	3,0
7°	México	2,7
8°	Coreia	2,0
9°	Turquia	1,6
10°	Holanda	1,3

Fonte: Adaptado de IEA, 2019.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: ABSOLAR, 2019

Embora, no Brasil, de acordo com MME (2015), já existam projetos de incentivo, como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que estimula a geração de energia elétrica por meio de módulos FV instaladas em unidades consumidoras, para compartilhamento com os sistemas das distribuidoras de energia, o país ainda apresenta atraso considerável nesse setor, sendo uma das prováveis causas as regras atualmente aplicadas durante a valoração e regulação da eletricidade injetada na rede de distribuição.

Citadas regras costumam ser questionadas com frequência por algumas distribuidoras e consumidores que não pretendem aderir a esse tipo de geração, enquanto para outros tipos de consumidores tais normas já são adequadas e não necessitam de novas alterações.

Vale citar, que o modelo atual de compensação da energia elétrica injetada nas redes de distribuição, gerada por geração distribuída, desconta da conta de energia desses usuários todo o valor que é injetado por esses, sem que as perdas durante o sistema de distribuição e os custos arcados pelas distribuidoras para a conexão desses sistemas com a rede sejam considerados.

Devido a esses fatores, durante os anos de 2018 e 2019, foram abertas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Consulta Pública nº 10/2018 e a Audiência Pública

001/2019 com o objetivo de revisar as regras aplicadas até então nesse tipo de setor, tema que será discutido posteriormente neste trabalho.

1.1. Objetivos

O objetivo principal diz respeito a uma análise das regras utilizadas durante o processo regulatório de geração distribuída antes e depois da Audiência Pública 001/2019 da ANEEL. Tal estudo será feito com dados amostrais do território cearense, com a finalidade de se chegar a uma conclusão a respeito das mudanças que poderão ser estabelecidas após essa revisão, e como isso afetará a geração distribuída FV no Ceará.

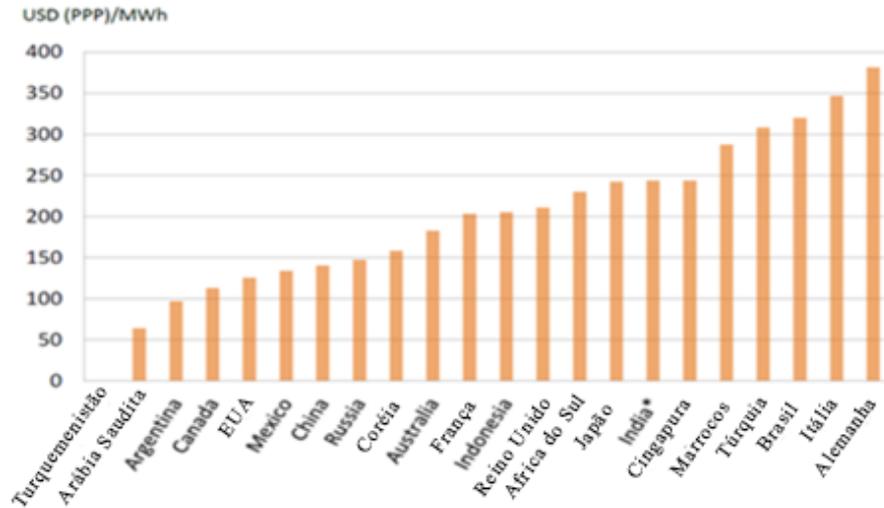
Quanto aos objetivos específicos, pode-se enumerá-los:

- Esclarecer sobre a geração distribuída FV no país, com foco no estado do Ceará.
- Utilizar dados amostrais do território cearense, para a realização de um estudo focado nas condições desse estado.
- Analisar as propostas de alteração do cenário de geração distribuída FV sugeridas na AIR nº 004/2018.
- Discutir a respeito da Audiência Pública 001/2019 da ANEEL, analisando-se as propostas sugeridas e os questionamentos realizados no evento.
- Realização de uma análise dos possíveis impactos que serão ocasionados pelas mudanças das regras de regulação da GDFV.

1.2. Justificativas

No Brasil, a grande demanda por energia elétrica é atendida, geralmente, por investimentos de grande porte, como grandes hidrelétricas e termelétricas, que requerem elevados investimentos e alterações ambientais para que sejam construídas. Além disso, o crescimento nas tarifas de energia elétrica para todos os tipos de consumidores pode ser percebido, tornando o território brasileiro uma das regiões com tarifações de energia mais elevadas, como pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 - Preços de eletricidade para consumidores residenciais em diferentes países no ano de 2016.



Fonte: D'ARAUJO, 2019

Uma das soluções para a situação atual é o investimento no crescimento de fontes limpas e baratas, que tendem a reduzir os custos para todos os tipos de consumidores, sendo a geração distribuída FV uma dessas, porém, o Brasil ainda apresenta grandes dificuldades para que o crescimento desse tipo de geração ocorra de forma significativa e ocupe um espaço mais presente em sua matriz energética.

Um dos grandes empecilhos para o incentivo da geração distribuída fotovoltaica está nos critérios utilizados até então (primeiro semestre de 2019) para a análise dos impactos que esse tipo de mudança gera na tarifa de energia elétrica.

Segundo grande parte das distribuidoras de energia elétrica e dos consumidores que decidem não aderir ao uso da geração distribuída, esse tipo de mudança na rede elétrica só gera benefícios para os produtores-consumidores de energias alternativas, enquanto para os outros participantes do sistema, gera elevação nos custos (ANEEL, 2019).

Em resumo, tem-se como justificativa para esse trabalho a análise das possíveis consequências que virão para o setor de geração distribuída FV do Ceará, após a revisão executada pela ANEEL dos critérios utilizados pelo relatório de análise do impacto regulatório para esse tipo de geração, visando se haverá ou não aumento no seu incentivo.

1.3. Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto por 8 capítulos, sendo esses descritos da seguinte forma:

Capítulo 1 - Introdução. Neste capítulo é exposta uma visão geral sobre os sistemas de GDFV, seus benefícios e sua participação, até o momento, na matriz energética brasileira,

além de uma breve explicação sobre as motivações que levaram ao surgimento do novo processo de revisão tarifária do setor.

Capítulo 2 - Serão mostrados os principais fatos sobre os cenários de GDFV no Brasil e no Ceará, por meio da pesquisa de dados e de atualidades sobre o tema.

Capítulo 3 - Resumo dos principais parâmetros utilizados durante a Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 004/2018, além das conclusões realizadas pela ANEEL durante a elaboração desse documento.

Capítulo 4 – Resumo da Audiência Pública nº 001/2018 da ANEEL, além da análise de parte das contribuições recebidas durante esse evento.

Capítulo 5 – Análise dos possíveis impactos das alternativas expostas na AIR nº 004/2018, utilizando-se como foco o setor residencial do estado do Ceará.

Capítulo 6 – Breve resumo da nova fase do processo de revisão elaborado pela ANEEL, onde novos cenários regulatórios foram propostos para o futuro da GDFV.

Capítulo 7 – Conclusões sobre o processo discutido, levando-se em consideração os dados expostos até o momento e as análises realizadas pelo autor do presente trabalho.

Capítulo 8 – Sugestões de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos sobre o tema do presente trabalho, explorando possibilidades não discutidas até o momento.

2. CENÁRIO DE GDFV NO BRASIL E NO CEARÁ

O presente capítulo tem a motivação de apresentar maiores detalhes do cenário da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) no Brasil e no Ceará. Portanto, detalhes do histórico de legislação do setor serão explorados, além de notícias sobre o tema, que possuem como foco o território cearense.

2.1. Geração fotovoltaica no Brasil

De acordo com ABSOLAR (2019), durante o ano de 2018, o Brasil instalou 1,2 GW de potência adquirida por meio de energia solar, obtendo-se uma capacidade instalada total de 2,4 GW, enquanto, em julho de 2019, esta capacidade já atingiu o valor de 3 GW.

Além desses fatores, é interessante frisar que essa é a fonte de energia que mais tem apresentado crescimento em investimentos e geração de empregos por todo o planeta. Porém, analisando-se o fato de que o potencial solar FV é o maior dentre as diversas fontes de energia do país, é possível notar que esse aumento ainda é consideravelmente pequeno no território brasileiro (MIKLOS, 2019).

Como pode ser visto na Figura 3, o território nacional possui elevados índices de incidência de irradiação solar, sendo uma das regiões com maiores médias a do estado do Ceará. Além disso, a localização do país (próximo à linha do equador) traz como vantagem a baixa variância nessa irradiação durante o ano (EPE, 2016).

Figura 3 - Mapa de Irradiação Solar Global Diária no Plano Inclinado - Manual Anual



Fonte: EPE, 2016

A GDFV, embora tenha feito parte de programas que visaram ampliar a presença de fornecimento de energia para diversas regiões brasileiras, como o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios) e o Programa Luz Para Todos, criados em 1994 e em 2003, respectivamente, começou a ser regulamentada pela ANEEL apenas em 2012 para plantas conectadas à rede (EPE, 2016).

A regulamentação criada pela ANEEL foi a Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012. Desenvolvida com o intuito de estabelecer as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída pelos sistemas de distribuição e compensação de energia elétrica, este documento passou por alterações após a emissão da Resolução Normativa ANEEL n° 687, em 2015 (ANEEL, 2012).

Como visto em ANEEL (2015), a nova resolução possuiu como objetivo realizar alterações na resolução 482 e nos Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Diante disso, tais mudanças trouxeram um aumento no limite de potência

permitido para esse tipo de sistema, além da criação de mecanismos de compartilhamento de geração e redução dos prazos para respostas das distribuidoras (EPE, 2016).

2.1.1. Resolução Normativa ANEEL nº 687 de 2015

A revisão, realizada em 2015, criada com o intuito de realizar alterações na Resolução Normativa ANEEL nº 482, trouxe diversas modificações nas definições anteriormente estipuladas.

A partir dessas mudanças, a microgeração distribuída passou a ser caracterizada como uma unidade geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW que utiliza, como um de seus meios de geração de energia, a geração distribuída.

Já a minigeração é definida como uma unidade geradora de energia, que possui condições semelhantes às de microgeração, porém com potência instalada entre 75 kW e 3 MW para os casos de utilização de fontes hídricas. Além disso, no caso de uso de cogeração o limite muda para 5 MW (ANEEL, 2015).

Dentre outras alterações advindas dessa resolução está o sistema de compensação *Net metering*, que possui como princípio a compensação da energia elétrica excedente produzida por uma unidade consumidora que produz eletricidade por meio da geração distribuída.

Um exemplo desse tipo de compensação pode ser visto na Figura 4, onde mostra que a energia injetada na rede pelo consumidor é compensada integralmente na conta de energia, podendo gerar descontos nos valores das próximas faturas.

Figura 4 - Exemplo de compensação de energia elétrica injetada na rede.



Os créditos de energia gerados possuem validade de 60 meses, podendo ser utilizados para abatimento do consumo na fatura do mês subsequente. Anteriormente, na resolução nº 482, esse período era de apenas 36 meses (ANEEL, 2015).

2.2. Geração fotovoltaica no Ceará

Levando-se em conta que este trabalho tem como foco a realização do estudo sugerido no estado do Ceará, é importante expor características dessa região no que se refere à GDFV. Segundo o infográfico de ABSOLAR (2019), dentre os estados do nordeste brasileiro, o Ceará se destaca como o que possui maior potência instalada, cerca de 41,1 MW, sendo 13,4 MW pertencente à capital, Fortaleza. Esses dados podem ser vistos com maiores detalhes nas Tabelas 2 e 3 (ABSOLAR, 2019).

Tabela 2 - Ranking Estadual de Geração Distribuída em julho de 2019.

Colocação	Estado	Potência Instalada (MW)	Participação Percentual (%)
1º	Minas Gerais	173,9	18,9
2º	Rio Grande do Sul	146,0	15,9
3º	São Paulo	115,4	12,6
4º	Mato Grosso	63,8	6,9
5º	Santa Catarina	52,2	5,7
6º	Paraná	48,7	5,3
7º	Ceará	41,1	4,5
8º	Rio de Janeiro	38,7	4,2
9º	Goiás	33,8	3,7
10º	Mato Grosso do Sul	26,9	2,9
11º	Pernambuco	26,6	2,9
12º	Rio Grande do Norte	20,0	2,2
13º	Paraíba	19,1	2,1
14º	Piauí	16,8	1,8
15º	Espírito Santo	16,0	1,7
16º	Bahia	14,7	1,6
17º	Maranhão	14,7	1,6
18º	Distrito Federal	13,1	1,4
19º	Tocantins	9,9	1,1
20º	Pará	7,4	0,8
21º	Alagoas	6,8	0,7
22º	Sergipe	6,2	0,7
23º	Rondônia	2,5	0,3
24º	Amazonas	1,9	0,2
25º	Amapá	1,7	0,2
26º	Acre	1,1	0,1
27º	Roraima	0,6	0,1

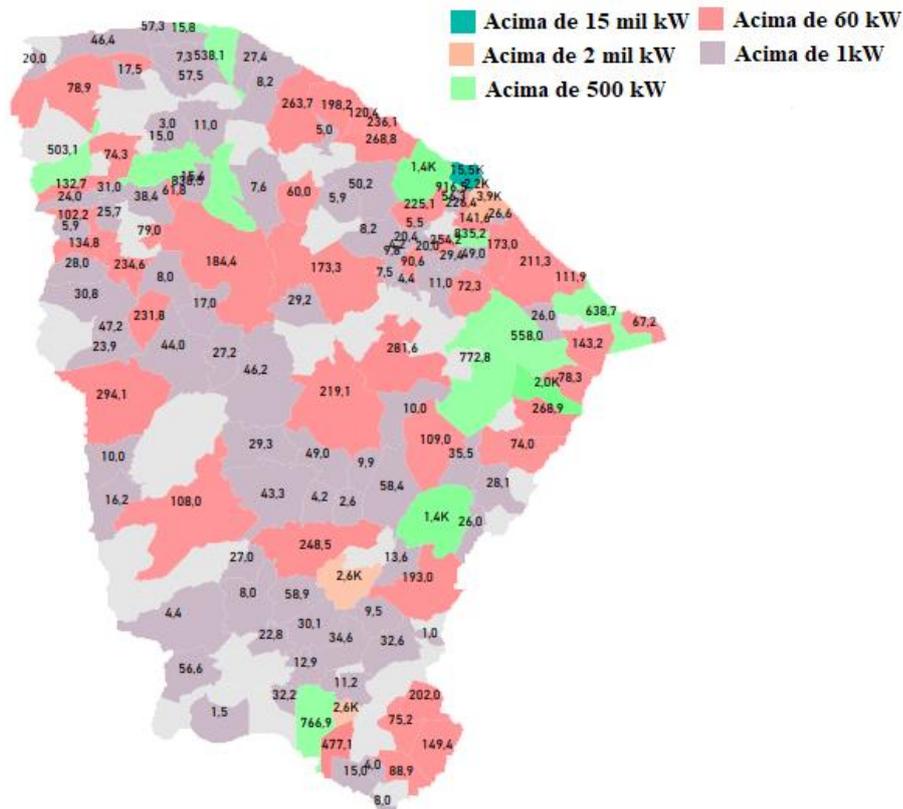
Tabela 3 - Ranking Municipal de Geração Distribuída em julho de 2019.

Colocação	Município	Potência Instalada (MW)	Participação Percentual (%)
1º	Rio de Janeiro - RJ	13,4	1,5
2º	Fortaleza - CE	13,4	1,5
3º	Brasília - DF	13,1	1,4
4º	Uberlândia - MG	12,8	1,4
5º	Santa Cruz do Sul - RS	10,0	1,1
6º	Cuiabá - MT	8,9	1,0
7º	Buritizeiro - MG	8,7	0,9
8º	Teresina - PI	8,7	0,9
9º	Várzea Grande - MT	7,5	0,8
10º	Belo Horizonte - MG	7,4	0,8

Fonte: Adaptado de ABSOLAR, 2019

Por meio de dados obtidos em ANEEL (2019), foi possível a realização de um mapeamento da potência instalada de GDFV em cada município do Ceará. O resultado disso pode ser visto na Figura 5 a seguir.

Figura 5 - Mapeamento da potência instalada de GDFV em cada município do Ceará em setembro de 2019.



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2019

Esses dados de potência instalada podem ser melhores vistos na Tabela 4, que mostra as 10 maiores produções advindas de GDFV no Ceará.

Tabela 4 - Ranking Municipal cearense de GDFV em setembro de 2019

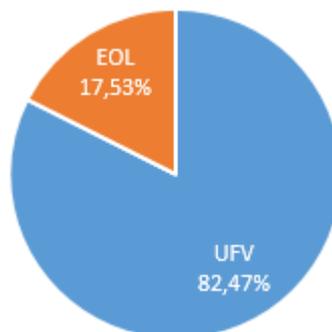
Colocação	Município	Potência Instalada (kW)
1º	Fortaleza	15523,49
2º	Aquiraz	3924,78
3º	Juazeiro do Norte	2603,4
4º	Iguatu	2559,94
5º	Eusébio	2152,76
6º	Limoeiro do Norte	1993,34
7º	Caucaia	1449,37
8º	Jaguaribe	1446,36
9º	Maracanaú	916,45
10º	Sobral	838,48

Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019

Por meio do exposto, pode ser visto que a capital possui uma geração consideravelmente maior em relação às outras cidades do estado, fato esperado devido aos elevados investimentos em modernização presentes nas capitais de todos os territórios.

Além disso, com os dados obtidos no site, foi realizada a criação de um gráfico, como pode ser visto na Figura 6, que possui o objetivo de mostrar com precisão o quanto a participação da geração solar fotovoltaica é maior que a da geração eólica no que se refere à geração distribuída do Ceará.

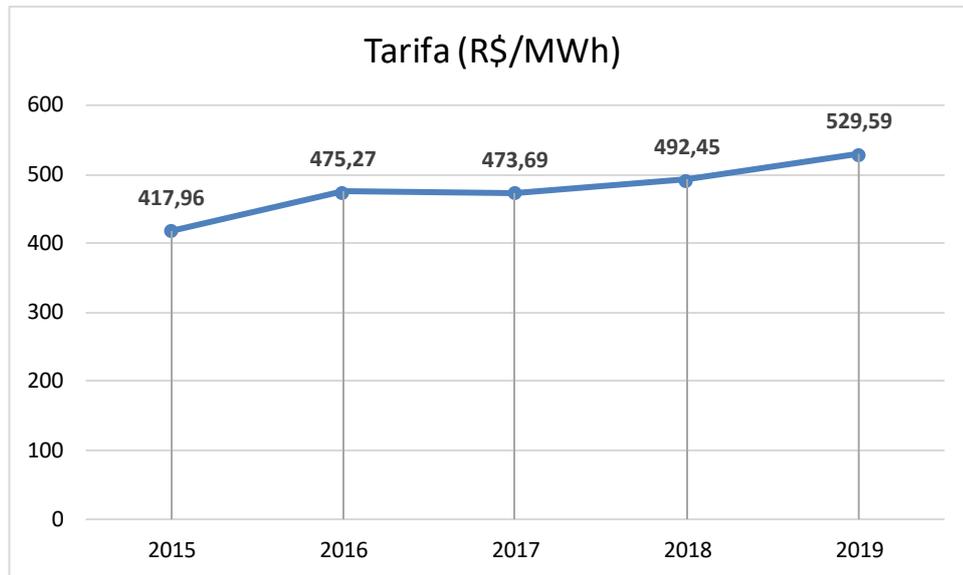
Figura 6 - Participação percentual dos 2 principais tipos de GD no Ceará.



Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019

No que se refere ao crescimento tarifário de energia elétrica do estado para a classe de tensão B1, uma compilação de dados encontrados nos informativos do Ministério de Minas e Energia (MME) tornou possível a criação do gráfico presente na Figura 7.

Figura 7 - Crescimento tarifário da Enel CE.

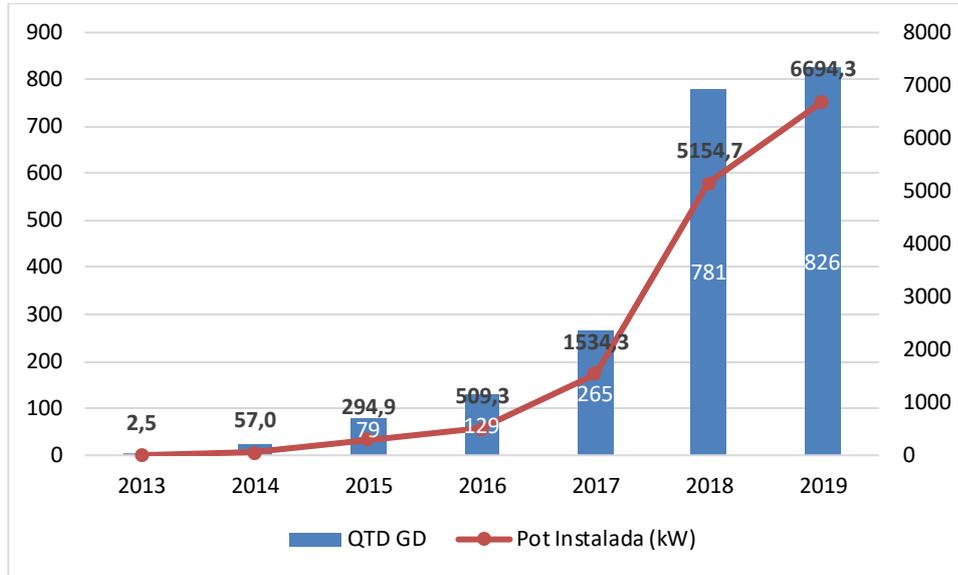


Fonte: Adaptado de MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019

Nota-se que o valor da tarifa é revisado anualmente tendendo sempre ao crescimento. Nos últimos anos a taxa de crescimento tem apresentado grande variação, sendo de 3,96% a de 2018 em relação a de 2017 e de 7,54% de 2019 em relação a de 2018.

Utilizando-se de dados presentes no arquivo de *Microsoft PowerBI* disponibilizado pela ANEEL, onde são mostrados dados de todas as conexões existentes de GDFV no Brasil para consumidores residenciais e de classe de tensão B1, o gráfico apresentado na Figura 8 foi pôde ser desenvolvido.

Figura 8 - Número de conexões de GDFV por potência instalada.



Fonte: Adaptado de AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019

É interessante mencionar nesse tópico parte dos diversos investimentos aplicados na região, além dos informativos revelados recentemente a respeito do cenário FV no estado cearense:

De acordo com Portal Solar (2019), foi divulgado pelo governo do Ceará o resultado de negociações com diversas empresas, realizadas com a finalidade de se instalar até 45MW de potência, advindos de sistemas de geração distribuída, no canal adutor do açude Castanhão. Este projeto apresenta uma estimativa de custo de 1,4 milhões de reais, caso um dos dois consórcios que se mostraram aptos durante o edital de Procedimento de Manifestação de Interesse (PMI) seja escolhido. Essa iniciativa visa gerar eletricidade mais barata e sustentável para o consumo pela Companhia de Gestão de Recursos Hídricos do Ceará (Cogerh) e pela Companhia de Água e Esgoto do Ceará (Cagece).

Destaca-se, também, a notícia divulgada em Ambiente Energia (2019), que mostra a existência de cinco projetos de energia solar do estado do Ceará, que foram contratados no leilão de geração de energia A-4. Diante disso, no futuro, a região receberá investimentos de cerca de 678,35 milhões de reais.

Contudo, de acordo com especialistas, o número de projetos contratados no leilão foi pequeno diante do que é oferecido pelo cenário nacional, tornando o suporte energético adquirido no leilão praticamente insignificante para o suprimento da demanda do país (AMBIENTE ENERGIA, 2019).

Interessante mencionar, também, que de acordo com Serpa (2019), a prefeitura de Fortaleza planeja instalar módulos FV em cerca de 10% de seus telhados. Esse objetivo foi traçado no “Plano Fortaleza 2040” com a finalidade de tornar a capital cearense autossuficiente no que se refere à geração de energia, até o ano de 2040.

Com o intuito de auxiliar no crescimento do setor FV e eólico do Ceará e de outros estados nordestinos, o evento denominado “Intersolar Summit Brasil Nordeste”, realizado em abril de 2019, teve como objetivo a realização de debates acerca dos desafios legislativos e regulatórios e de planos de maior integração dos setores solar e eólico nas redes de distribuição de energia elétrica (PORTAL SOLAR, 2019).

Eventos como esse, além do 8º Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS) e da AP (Audiência Pública) 001/2019 promovida pela ANEEL com realizações em 2020 e 2019, respectivamente, na cidade de Fortaleza, mostram que o Ceará tem se tornado uma região de grande destaque para o mercado FV (ABENS, 2019; ANEEL, 2019).

3. CRITÉRIOS UTILIZADOS NO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 004/2018.

Atualmente, existem muitos questionamentos acerca da forma como é compensada a energia elétrica injetada na rede de distribuição pelo consumidor que decide por aderir a GDFV.

O modelo vigente, desde 2012, com a criação da Resolução Normativa (REN) nº 482, estabelece que a energia gerada e injetada na rede de distribuição por uma unidade consumidora com micro ou minigeração deve ser descontada, inteiramente, na conta de energia deste consumidor. (ANEEL, 2012).

Diante disso, ocorrem muitos questionamentos por parte das distribuidoras e dos consumidores que decidem não aderir a esse tipo de geração. Estes alegam que o atual modelo de compensação não leva em conta as perdas que ocorrem da energia injetada na rede elétrica, além dos custos de instalação e de manutenção da conexão entre o sistema de distribuição e a unidade de geração própria (ANEEL, 2018).

Em contrapartida, instaladores e consumidores interessados nesse tipo de geração consideram que o modelo atual deve permanecer, já que decidem por ressaltar as vantagens da aderência à mini e microgeração distribuída (ANEEL, 2018).

Diante do cenário mencionado, foi decidida pela ANEEL a elaboração de uma nova revisão da REN nº 482/2012, com o intuito de se modificar a forma de valoração da energia elétrica que é injetada na rede por consumidores participantes de sistemas de geração distribuída, de modo que o crescimento sustentável desse tipo de sistema continue a crescer no país com o mínimo de desvantagens para aqueles que decidem por não aderir a essa inovação.

O Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 004/2018 faz parte da mencionada revisão. Elaborado após as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 10/2018, este documento levanta alternativas para o modelo do sistema de compensação de energia elétrica, calculando-se os impactos para os consumidores e para as distribuidoras diante da adesão de cada um desses novos métodos de compensação, com o objetivo de se propor uma atualização da REN nº 482/2012, que entre em vigência a partir de 2020.

3.1. Alternativas

Como dito anteriormente, na AIR nº 004/2018 foram divulgadas diferentes alternativas regulatórias para a elaboração de diversos cenários de compensação de energia injetada na rede. Essas podem ser vistas, em detalhes, nas Figuras 9 e 10, a seguir.

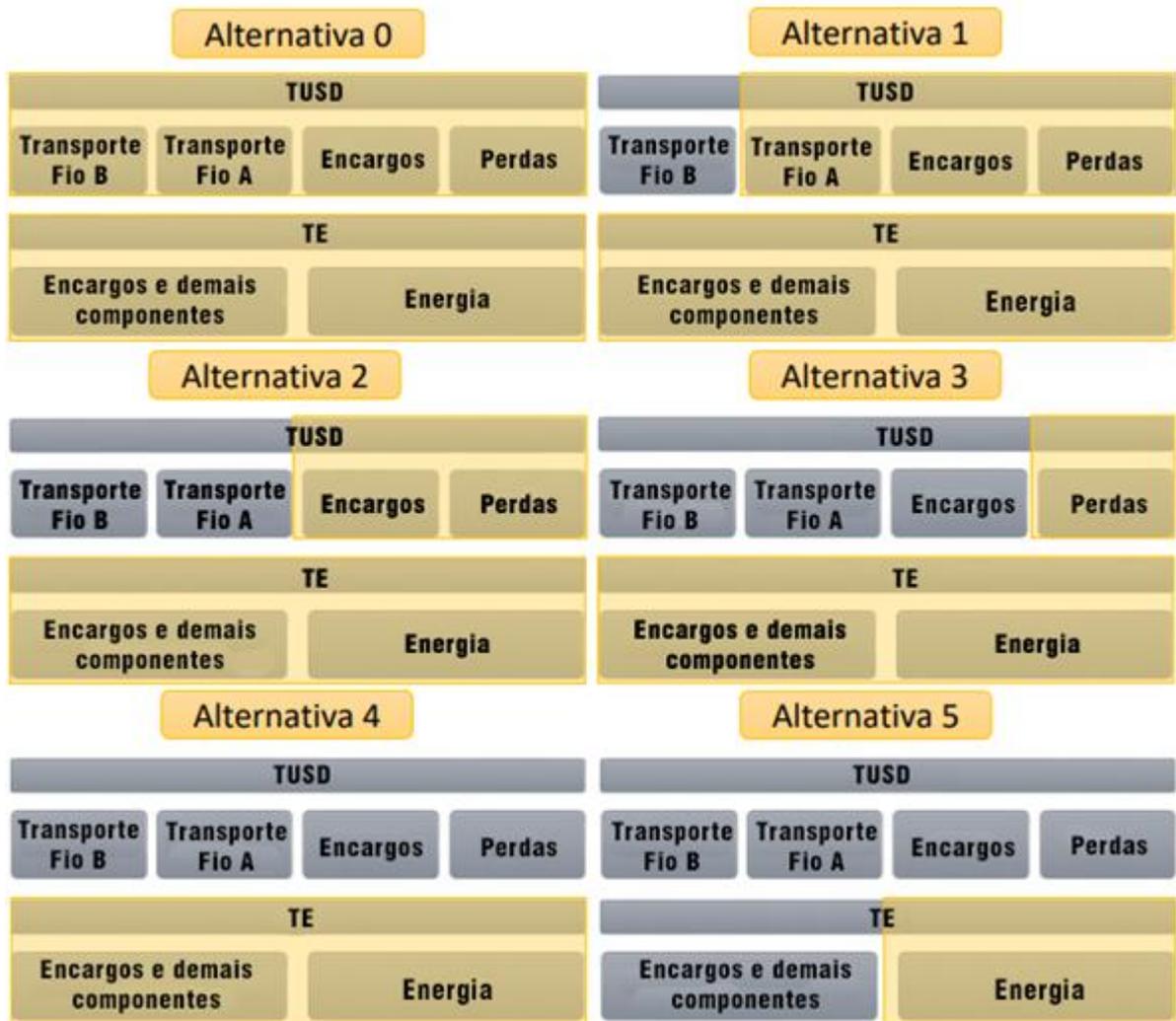
Figura 9 – Componentes tarifárias para cada alternativa.



Fonte: ANEEL, 2018

Os componentes TUSD se referem às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, sendo a de Fio A referente ao custo de uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros e a de Fio B referente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora. Além disso, os componentes TE se referem às Tarifas de Energia Consumida.

Figura 10 - Alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação de energia elétrica injetada na rede de distribuição.



Fonte: ANEEL, 2018

Vale ressaltar, que além dessas alternativas, ainda está em discussão a viabilidade da aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores. Caso seja aprovada, a aplicação desse custo entrará em vigência a partir de 2020.

3.2. Impactos das alternativas

O método utilizado pela AIR nº 004/2018 para o cálculo dos impactos causados pela adesão a cada uma das alternativas citadas no tópico anterior, segue um procedimento dividido em cálculo do *payback*, estimativa de projeção e determinação dos impactos da inclusão da GD para todos os usuários.

O cálculo do *payback* é realizado com o objetivo de se determinar o tempo necessário para se ter um retorno positivo do investimento realizado. Após isso, é possível

estimar o número de consumidores que provavelmente irão aderir a geração própria após esse período. Determinados esses fatores, os impactos do crescimento desse tipo de geração para os demais usuários da rede compartilhada de distribuição poderão ser mensurados (ANEEL, 2018).

Durante esse procedimento, de acordo com ANEEL (2018), são levados em consideração os custos de implantação do sistema, de troca do inversor após o 13º ano, de manutenção, de disponibilidade (caso o valor da energia injetada na rede ultrapasse o consumo médio mensal do consumidor) e de pagamento da contratação de demanda em sistemas de compensação remota. Além disso, considera-se os benefícios gerados por essa mudança, sendo esses o pagamento evitado à distribuidora e de impostos, embora, para casos de geração compartilhada e de condomínio com GD, a cobrança do ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) seja realizada normalmente.

Com o intuito de se estimar os impactos para os consumidores que não aderirem a GD e para as distribuidoras foram levados em consideração a energia evitada (devido à redução do Custo Marginal de Expansão), a redução das perdas na distribuição e na transmissão, a redução na capacidade máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN), o pagamento pelo custo de disponibilidade e a contratação da demanda em sistemas de compensação remota (ANEEL, 2018).

Diante dos benefícios anteriormente citados, ressalta-se o custo advindo da redução no mercado das distribuidoras, que pode ocasionar no aumento das tarifas para os consumidores que não tiverem adotado a geração distribuída (ANEEL, 2018).

Destaca-se, também, que o crescimento desse tipo de geração ocasiona na redução da emissão de gases do efeito estufa. A mencionada AIR utiliza o Fator de Emissões Médio (FE médio) para o cálculo desse resultado causado pelo crescimento da GD, sendo este equivalente a 0,0749 toneladas de gás carbônico por MWh (megawatt gerado a cada hora). Além disso, o relatório considera o aumento na empregabilidade de novos funcionários para esse setor, levando-se em conta que são gerados 25 novos empregos para cada MW instalado (ANEEL, 2018).

Diante dessas premissas adotadas para avaliação dos impactos causados pela adoção de cada uma das alternativas regulatórias, anteriormente citadas, foram disponibilizadas pela ANEEL planilhas programadas para a realização automática desses cálculos, sendo essas referentes à microgeração distribuída local e remota.

A Tabela 5 apresenta parte da planilha elaborada com o intuito de se prever os impactos causados no cenário de GD local, diante de cada uma das alternativas de regulação.

Nesse caso foi utilizado o ano de mudança como sendo 2024 e o tempo de manutenção equivalente a 8 anos.

Tabela 5 - Amostra dos cálculos gerados automaticamente pelo arquivo disponibilizado pela ANEEL

RESULTADOS	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	-4.733,50	3.145.314,38	23.589,86	2.379,57	79,55	589.746,45
Alternativa 1	7.492,58	2.267.591,72	17.006,94	2.379,57	57,83	425.173,45
Alternativa 2	9.052,75	2.035.692,37	15.267,69	2.379,57	52,11	381.692,32
Alternativa 3	10.014,99	1.828.524,02	13.713,93	2.379,57	46,99	342.848,25
Alternativa 4	10.540,88	1.554.639,57	11.659,80	2.379,57	40,24	291.494,92
Alternativa 5	9.805,95	1.121.859,62	8.413,95	2.379,57	29,60	210.348,68

Fonte: ANEEL, 2019.

Esse documento, permite que dados sejam inseridos, de acordo com a preferência do usuário, e que, com isso, gráficos de VPL (Valor presente líquido), de fluxo de caixa, *payback*, dentre outros sejam gerados automaticamente, contribuindo para uma melhor avaliação dos impactos de cada uma das alternativas.

As variáveis consideradas, até o momento, para os cálculos dos custos e benefícios das mudanças previstas foram divulgadas na AIR, sendo estas, de acordo com ANEEL (2018):

- Tempo de análise, em anos. O valor utilizado foi de 15 anos (entre 2020 e 2035). Escolheu-se esse prazo por se tratar um método novo de geração, com elevado período de consolidação da tecnologia e com benefícios de longo prazo.

- Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local. O valor utilizado foi de 7,5 kWp (quilowatt-pico), calculado com base nas microgerações FV instaladas para compensação local e registradas no Sistema de Registro de Geração Distribuída (SRGD). Optou-se pela utilização da média de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos adotados) e potência total instalada.

- Custo de instalação de um sistema FV de pequeno porte para compensação local. O valor utilizado foi de 5500,00 R\$/kWp (reais por quilowatt-pico), obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener.

- Tamanho típico de um sistema FV de médio porte para compensação remota. O valor utilizado foi de 1000 kWp, com base nas minigerções caracterizadas como autoconsumo remoto no Sistema de Registro de Geração Distribuída. Optou-se pela utilização da média de

forma que fosse mantida a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos adotados) e potência total instalada.

- Custo de instalação de um sistema FV de médio porte para compensação remota. O valor utilizado foi de 4150,00 R\$/kWp, obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener, que serviu como contribuição para a AIR.

- Custos de troca do inversor (inversor trocado no ano 13 – vida útil do sistema de 25 anos). O valor utilizado foi de 15% do custo de instalação.

- Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração com compensação local. O valor considerado foi de 0%. A média dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública nº 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a., seria de 12% a.a. Todavia, a AIR levou em consideração que esses consumidores têm avaliado o *payback* simples ao optar por instalar uma GD, dessa forma, o custo de capital foi desconsiderado para projeção da quantidade de consumidores que instalariam microgeração para compensação local.

- Índice de degradação do sistema (para microgeração com compensação local). Nesse caso utilizou-se a % (porcentagem) de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema, equivalente a 1%, de acordo com a média das contribuições das empresas Absolar e ABGD.

- Índice de degradação do sistema (para minigeração com compensação remota). Nesse caso utilizou-se a % de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema, equivalente a 2%, já que foram considerados os custos adicionais de manutenção de sistemas de maior porte.

- Aumento ou decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica, em relação à inflação. Nesse caso, utilizou-se 0%, devido à dificuldade de se estimar um valor que reflita a realidade.

- Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para microgeração com compensação local). Utilizou-se o valor de 39,92%, equivalente à porcentagem da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede. Esse valor foi obtido a partir da média de simultaneidade presente no projeto de pesquisa e desenvolvimento de telhado solares da Unicamp.

- Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para minigeração com compensação remota). Utilizou-se o valor de 0%, equivalente à porcentagem da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede.

- Mercado potencial para geração local. Considerando-se o valor de 8 milhões de unidades consumidoras, sendo todas com renda superior a 5 salários mínimos.

- Mercado potencial para geração remota. Considerando-se o valor de 90 mil unidades consumidoras.

- Taxa de crescimento anual do mercado potencial. Considerando-se 2,5% de crescimento ao ano, de acordo com o previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), em 2016.

- Taxa de desconto dos custos e benefícios da GD sob a perspectiva do total de usuários do sistema elétrico. O valor considerado foi de 8,09% ao ano, que é utilizado no cálculo da remuneração das distribuidoras.

- Redução do custo de sistemas fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações. Considerou-se 2% de redução do custo do KW instalado a cada ano, com base nos dados apresentados pela empresa Absolar.

Diante dessas definições, previamente utilizadas durante os cálculos, e do arquivo eletrônico utilizado para a geração de gráficos, onde os resultados puderam ser comparados, a AIR nº 004/2018 realizou um comparativo entre as diferentes estimativas para o futuro, tendo como base a aplicação de cada uma das alternativas de regulação.

3.3. Conclusões do relatório

Utilizando-se os cálculos (para microgeração local) das estimativas de VPL e de número de unidades consumidoras com geração distribuída em 2035, o relatório analisou como uma melhor opção, a não utilização de apenas uma alternativa durante o intervalo de 15 anos, já que a continuação do uso da Alternativa 0, durante esse período, ocasionaria em um VPL negativo de aproximadamente 4,7 bilhões, porém a mudança para as Alternativas 1 ou 2, por exemplo, embora trouxe-se um VPL positivo, diminuiria demasiadamente o crescimento desse setor.

Desse modo, definiu-se como gatilho para a alteração das regras vigentes o início do ano de 2025 ou o alcance de 3,365 GW (Gigawatts) de potência instalada, sendo essa segunda opção mais interessante para as distribuidoras, que temem pelo crescimento descontrolado desse tipo de geração, enquanto a utilização das regras atuais continuar a gerar prejuízos para essas.

Diante dos novos resultados, expostos na Tabela 6, foi possível perceber que a Alternativa 0 continuaria sendo inviável para o novo cenário planejado, já a mudança para a Alternativa 1 será suficiente para permitir um retorno positivo desse tipo de investimento.

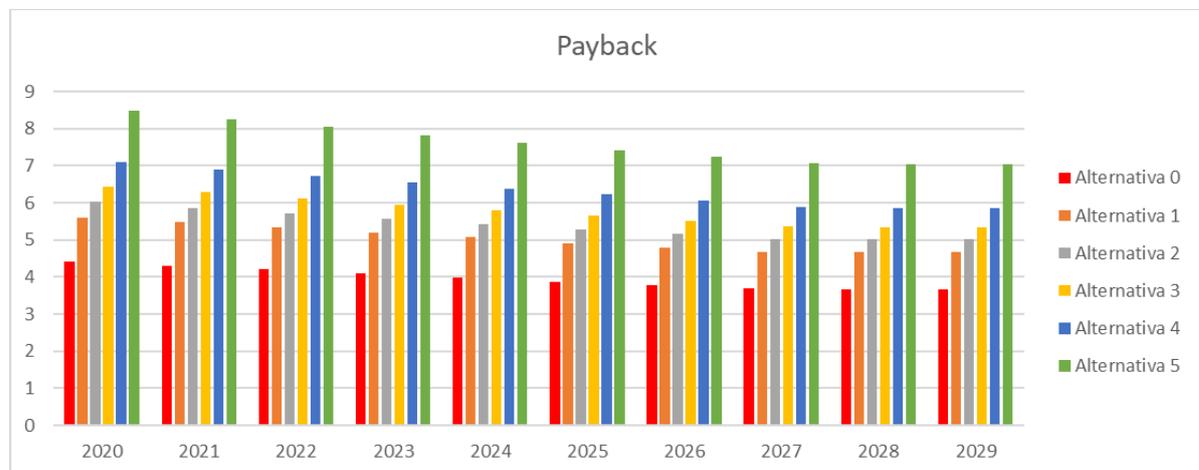
Tabela 6 - Resultados para a alteração de alternativa a partir de 2025.

RESULTADOS	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (n°)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	-4.733,50	3.145.314,38	23.589,86	3.365,41	79,55	589.746,45
Alternativa 1	6.965,27	2.313.128,44	17.348,46	3.365,41	59,16	433.711,58
Alternativa 2	8.511,07	2.093.099,47	15.698,25	3.365,41	53,79	392.456,15
Alternativa 3	9.492,60	1.896.019,72	14.220,15	3.365,41	48,96	355.503,70
Alternativa 4	10.101,11	1.635.601,45	12.267,01	3.365,41	42,60	306.675,27
Alternativa 5	9.597,68	1.222.367,44	9.167,76	3.365,41	32,53	229.193,90

Fonte: ANEEL, 2019

Além disso, por meio da Figura 11, pode ser visto que a utilização da Alternativa 0 gera um *payback* de curto prazo, sendo vantajoso para os consumidores que utilizam a geração distribuída. Porém, busca-se um cenário que ocasione o menor prejuízo possível para as distribuidoras e para os outros usuários, enquanto as vantagens desse tipo de tecnologia não sofram grandes quedas para quem adotasse a GD.

Figura 11 - *Payback* para as diferentes alternativas, ao longo dos anos.



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2019

Nota-se que a utilização da Alternativa 1, em vez da Alternativa 0, não causa um crescimento considerável no tempo de *payback*, enquanto provem maior equilíbrio para os demais agentes do sistema.

A AIR também avaliou quais seriam os impactos da possível aplicação da tarifa binômica, concluindo que esta não causaria impacto significativo para o VPL, para o *payback* e para a evolução do mercado, no caso da utilização da Alternativa 1. Em contrapartida, durante

esses cálculos não foi considerado o impacto que a redução no mercado trará para as tarifas pagas pelos demais consumidores, já que a ANEEL chegou na conclusão de que isso penalizará os agentes do sistema, pela utilização racional de energia elétrica.

Além da avaliação realizada para a GD local, também foram considerados os impactos no tipo remoto de GD. Nessa categoria de utilização de fontes alternativas de energia, o consumidor utiliza a eletricidade gerada em um local diferente de onde essa é produzida, tendo tamanho típico de 1 MW, segundo ANEEL (2018).

Tabela 7 - VPL e quantidade estimada de GD remota esperados para 2035 (alteração de alternativa a partir de 2020).

Alternativa adotada após a mudança da regra	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R\$68077,00	42.292
Alternativa 1	-R\$9249,00	15.632
Alternativa 2	-R\$3358,00	8.301
Alternativa 3	-R\$1398,00	2.803
Alternativa 4	-R\$1236,00	524
Alternativa 5	-R\$1123,00	524

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018

Como pode ser visto na Tabela 7, a Alternativa 0, também, se mostra inviável para a GD remota. Desse modo, levando-se em consideração os benefícios advindos desse tipo de geração, a AIR optou por escolher a Alternativa 3 como a mais adequada para esse tipo de geração, já que essa se mostra como uma alternativa com benefícios e malefícios intermediários, gerando um maior equilíbrio para todos.

Porém, foi analisado que a mudança para essa alternativa, já em 2020, ocasionaria em uma elevação considerável no *payback* desse tipo de GD, prejudicando o crescimento do mercado, que só voltaria a crescer significativamente quando o investimento nesse tipo de geração fosse rentável novamente.

Diante disso, o relatório analisou os efeitos da mudança para a Alternativa 3 em outros anos, além de 2020, de modo que o mercado de geração distribuída remota pudesse se estabelecer, não sendo bruscamente afetado após a mudança da alternativa vigente.

Tabela 8 - Impactos da alteração para a Alternativa 3 em diferentes anos.

Ano de mudança para Alternativa 3	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
2020	-R\$1.398	2.803
2021	-R\$2.002	3.121
2022	-R\$2.916	3.642
2023	-R\$4.194	4.429
2024	-R\$5.938	5.592
2025	-R\$8.238	7.252

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018

Como pode ser visto na Tabela 8, o custo para os demais consumidores será elevado, caso essa alteração seja feita apenas em 2025, enquanto o crescimento da geração distribuída será prejudicado, caso a alteração seja feita a partir de 2020.

Levando-se em consideração que se busca um equilíbrio entre todos os agentes, a AIR tomou a decisão de analisar um cenário intermediário, onde, primeiramente, é realizada a mudança para a Alternativa 1 em 2022 (ou quando fosse atingida a potência limite, discutida anteriormente) e, em 2025, aplicasse a Alternativa 3.

A aplicação desse cenário intermediário, segundo ANEEL (2018), trará uma evolução mais constante para a GD remota, além de um *payback* inferior à vida útil do sistema, ou seja, será um investimento rentável.

Os impactos causados pela possível aplicação de uma tarifa binômica para esse cenário também foram estimados nessa AIR. Esse tipo de alteração ocasionaria em um aumento pouco significativo nos custos para os demais consumidores, já que haveria um crescimento no número de unidades com geração distribuída.

Como a GDFV ainda está se desenvolvendo no país e recebendo desenvolvimentos tecnológicos com frequência, a AIR divulgada em 2018 indicou como melhor opção a aplicação de uma mudança gradual no sistema de regulação, já que a aplicação imediata de uma alternativa com grandes impactos para o cenário atual poderá prejudicar o mercado de GD consideravelmente.

Desse modo, foi decidido que é mais correta a tomada de uma decisão que não dure mais que 5 anos, já que as premissas utilizadas para esse estudo possuem curto prazo de duração, devido às grandes mudanças no desenvolvimento tecnológico associado a esse tipo de geração.

Quanto ao ano da mudança da alternativa vigente, a análise realizada decidiu como mais viável a aplicação de um gatilho baseado na potência instalada de cada distribuidora,

definindo-se um limite para esse valor e destacando-se a importância dos informes que devem ser enviados para a ANEEL, os quais devem informar a potência instalada de cada sistema de GD.

Além disso, o relatório propõe um tempo de tolerância para quem instala a geração distribuída, já que o usuário corre o risco de não estar preparado para a mudança imediata de alternativa, devido à falta de informação a respeito de sua potência instalada.

Destaca-se, também, que a AIR propõe a utilização de gatilhos distintos para GD local e remota, já que as duas possuem diferentes impactos entre si. Essa proposta apresenta como problema as dificuldades para o acompanhamento desses limites de potência.

Diante dos fatos expostos nesse capítulo, a AIR nº 004/2018 apresentou como estratégia dois diferentes cenários, sendo um para geração distribuída fotovoltaica local e o outro para a GD remota.

Para a compensação no mesmo endereço onde a energia é gerada, concluiu-se que a continuação da Alternativa 0 deve persistir até que o limite de potência instalada equivalente a 3,365 GW seja alcançado por todo o país. Após esse gatilho a Alternativa 1 entrará em vigência, ou seja, não haverá mais compensação da TUSD Fio B.

Com o intuito de melhor esclarecer para todos a alteração sugerida, também estão presentes nesse relatório as sugestões de aplicação da regulação para usuários que já utilizam a GD local antes de 2020 e para os que virão a utilizar após a aplicação da nova vigência.

No caso dos usuários que aderirem a esse sistema antes das alterações das regras de regulação, as leis atuais continuarão durante 25 anos a partir da data de instalação, segundo ANEEL (2018). Já para os usuários que aderirem a GD local entre 2020 e o gatilho para a Alternativa 1, esses terão o direito de continuar com a alternativa anterior por 10 anos. Além disso, para os consumidores que instalarem esse tipo de sistema após o gatilho, não haverá mais aplicação da Alternativa 0.

No que se refere à compensação de GD remota, a Alternativa 0 continuará em vigência até o alcance da potência instalada de 1,25 GW na concessionária onde o consumidor se localiza. Após isso, alternativas que trazem um maior equilíbrio de benefícios e malefícios para todos os usuários envolvidos serão aplicadas gradualmente. Portanto, após atingido o primeiro gatilho, o relatório sugere a mudança para a Alternativa 1, sendo essa vigente até que seja atingido um novo valor de geração no país.

Desse modo, quando for atingido o gatilho de 2,13 GW de potência local, ocorrerá a mudança para a Alternativa 3. Além disso, para os consumidores que aderirem a GD remota

antes de 2020, continuarão as regras atuais durante 25 anos, assim como sugerido para os de compensação local.

No caso dos usuários que instalarem a geração distribuída após 2020 e antes do primeiro gatilho, propõe-se que esses terão o direito de continuar com a Alternativa 0 durante 10 anos, mudando, em seguida, para a Alternativa 3. Já para os que adquirirem esse tipo de recurso entre o primeiro e segundo gatilho, a Alternativa 1 será a vigente durante o mesmo período da exceção dita anteriormente, modificando-se para a número 3 após isso.

Diante do que foi exposto, a AIR 004/2018 estima que com a aplicação dos novos cenários sugeridos, a GDFV pode alcançar aproximadamente 22 GW em 2035, responsável por mais de 13% da capacidade do país. Além disso, essa análise feita pela ANEEL tem como expectativas a redução de aproximadamente 74 milhões de toneladas de gás carbônico e uma geração de quase 550 mil empregos durante o período de 2020 a 2035.

No que tange a diminuição de custos para os consumidores que não aderirem a GD, diante da implementação desse tipo de geração, estima-se uma redução de 65 bilhões de reais (ANEEL, 2018).

4. AUDIÊNCIA PÚBLICA 001/2019 ANEEL

Após a emissão da mencionada AIR, foi dada sequência ao cronograma de atividades desenvolvidas durante os anos de 2018 e 2019 com o intuito de se revisar a REN nº 482/2012. Este cronograma pode ser visto no Quadro 1 a seguir.

Quadro 1 - Resumo das atividades desenvolvidas para a revisão da REN nº 482/2012.

Atividade	Previsão
Consulta Pública nº 10/2018 (etapa concluída)	1º semestre de 2018
Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída (etapa concluída)	1º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR (etapa concluída)	1º semestre de 2019
Audiência Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	2º semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	1º semestre de 2020

Fonte: ANEEL, 2018

Desse modo, até o momento, foi concluída a etapa da Audiência Pública 001/2019, que ocorreu no 1º semestre de 2019, com o intuito de receber contribuições e questionamentos por partes dos participantes do setor de GDFV quanto ao texto divulgado na AIR nº 004/2018. Após esse evento, no dia 7 de outubro do mesmo ano foi divulgada a nova versão desse documento, intitulada AIR nº 003/2019, que será brevemente explorada no capítulo 6 do presente trabalho (ANEEL, 2019).

As etapas desse evento, que é aberto ao público, ocorreram em 3 cidades do país, sendo essas Brasília, São Paulo e Fortaleza, com realizações em fevereiro, março e abril de 2019, respectivamente. Todas essas receberam contribuições de diversas empresas e conselhos, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Conselho de consumidores da Enel distribuição Ceará (CONERGE) e o Sindicato das Indústrias de Energia e de Serviços do Setor Elétrico do Estado do Ceará (SINDIENERGIA) (ANEEL, 2019).

Diante disso, no próximo tópico desse trabalho, serão discutidas algumas das contribuições fornecidas durante o evento.

4.1. Trabalhos que colaboraram

No dia 11 de abril de 2019, ocorreu no auditório sede do Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE), em Fortaleza, a terceira reunião presencial da AP 001/2019 da ANEEL, com 200 participantes que se mostraram presentes para discutir

sobre o que estava escrito até então na AIR nº 004/2018. Diante disso, serão expostas algumas das contribuições apresentadas nesse evento e em outros períodos (ANEEL, 2019).

- **Contribuição do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)**

Na apresentação colaborativa divulgada pelo GESEL, foi levantado o fato de que na AIR foi considerada a redução da fatura de energia elétrica para os consumidores não-adotantes da GDFV, tendo-se como premissa que a instalação das novas usinas FV teriam sido integralmente previstas no planejamento da expansão setorial (DANTAS, 2019).

Diante desse fato, foi trazido o questionamento de que não foi calculado no relatório de análise de impacto regulatório a influência que a instalação de novas unidades de GDFV trará para o Custo Marginal de Expansão (CME) (DANTAS, 2019).

Desse modo, GESEL sugeriu a correção da medição dos impactos causados pelo crescimento da GDFV para os consumidores não-adotantes desse tipo de sistema, levando-se em conta o CME de expansão e o CME de potência na valoração da energia evitada e na redução da carga máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN) (DANTAS, 2019).

Essa mudança no critério avaliativo mostrou-se como uma boa proposta, já que os impactos causados pelo crescimento do setor de GDFV podem ser melhor mensurados, podendo, até mesmo, ocasionar em uma mudança de estratégia para a forma de regulação que será aplicada nos próximos anos.

- **Contribuição do Conselho de Consumidores da Enel Distribuição Ceará (CONERGE)**

As propostas apresentadas pelo CONERGE foram fornecidas com o intuito de acrescentar novos benefícios para os consumidores que instalarem a GDFV após a mudança das regras de regulação atuais. Além disso, foi dado destaque para os benefícios, que não foram mencionados na AIR, do crescimento desse tipo de geração para os consumidores que optam por não realizar a instalação. Dentre esses, a redução de perdas técnicas e o adiamento de investimento em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão foram mencionados (ROLIM, 2019).

O conselho elaborou como propostas para o novo cenário que está por vir a implantação de programas que venham a tornar acessível a participação de consumidores de baixo poder aquisitivo no cenário da GDFV, além da avaliação conjunta dos possíveis impactos causados pelas mudanças que poderão ser feitas nas regras regulatórias e pela aplicação da tarifa binômica para os consumidores de baixa tensão (ROLIM, 2019).

A proposta feita por Rolim (2019) é que essa aplicação da tarifa binômia seja feita a partir de 2024. Diante disso, com a finalidade de se prever os possíveis impactos que seriam causados por essa ação, o arquivo eletrônico de cálculos de impactos para a microgeração local, citado anteriormente nesse relatório, pôde ser utilizado.

A Tabela 9 mostra os resultados da simulação para a distribuidora Enel Distribuição Ceará, a principal distribuidora de energia elétrica do estado do Ceará, com a ausência da tarifa binômia nos cálculos.

Tabela 9 - Estimativas de impacto para a GD local sem a inclusão da tarifa binômia nos cálculos.

RESULTADOS	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (n°)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	-184,37	146141,86	1096,06	277,25	3,90	27401,60
Alternativa 1	345,55	102227,08	766,70	277,25	2,82	19167,58
Alternativa 2	368,83	97622,84	732,17	277,25	2,71	18304,28
Alternativa 3	389,69	92344,82	692,59	277,25	2,58	17314,65
Alternativa 4	406,25	83709,40	627,82	277,25	2,36	15695,51
Alternativa 5	397,68	70087,86	525,66	277,25	2,03	13141,47

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018

Já a Tabela 10, realiza o mesmo tipo de simulação, porém com a proposta do CONERGE de se implementar a tarifa binômia a partir de 2024.

Tabela 10 - Estimativas de impacto para a GD local com a inclusão da tarifa binômia nos cálculos

RESULTADOS	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (n°)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	359,29	82147,47	616,11	223,48	2,29	15402,65
Alternativa 1	360,58	81849,29	613,87	223,48	2,28	15346,74
Alternativa 2	377,48	77290,53	579,68	223,48	2,17	14491,98
Alternativa 3	390,63	72035,15	540,26	223,48	2,04	13506,59
Alternativa 4	398,13	63904,35	479,28	223,48	1,84	11982,07
Alternativa 5	380,10	51477,33	386,08	223,48	1,53	9652,00

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018.

Percebe-se que a alteração sugerida traz o crescimento do VPL para os casos das Alternativas 0 a 4, enquanto ocasiona em uma redução nas quantidades previstas de GD instaladas, além da diminuição da potência instalada prevista para 2035, da redução do gás

carbônico e da geração de empregos. Desse modo, a alteração sugerida traz mais impactos negativos do que positivos para o futuro do cenário FV, de acordo com as simulações executadas.

Além dessas propostas, também foi sugerida a implementação de um sistema de comercialização da energia excedente na GDFV, e a obrigatoriedade, para as distribuidoras, da disponibilização da capacidade para a conexão de GD em cada sistema de fornecimento de energia elétrica (ROLIM, 2019).

Destaca-se, também, a sugestão do estabelecimento de critérios que avaliem o desempenho das distribuidoras nas atividades relacionadas à GD, de modo que essas sejam melhor fiscalizadas no que tange a instalação, tempo de atendimento, dentre outros (ROLIM, 2019). Essas propostas mostram-se promissoras, já que grande parte dos consumidores que aderiram a GDFV, até o momento, mostram insatisfação com os serviços das concessionárias de energia elétrica para esse setor.

- **Contribuição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

De acordo com o documento disponibilizado pela EPE, muitos dos parâmetros estabelecidos pela AIR possuem um grau considerável de incerteza. Desse modo, a empresa acredita que o relatório de análise de impacto regulatório já divulgado não deva ser usado como referência absoluta e sim como auxílio para tomada de decisões (EPE, 2019).

Diante disso, a empresa trouxe como sugestões, durante a AP 001/2019, algumas alterações nas metodologias de cálculo dos parâmetros utilizados pela AIR (EPE, 2019).

Para a estimação da energia evitada, por exemplo, a energia fornecida pela GDFV ocasiona em mudanças irrelevantes para a tarifa de energia de determinada distribuidora, porém, no que se refere ao CME, esse fornecimento advindo da geração distribuída diminui o risco de alteração da mencionada tarifa, diante de uma menor expansão na necessidade de compra de energia elétrica (EPE, 2019).

Portanto, para a EPE, o benefício líquido da energia evitada é mais adequadamente calculado pela diferença entre o CME e a tarifa de energia elétrica, sendo o resultado disso multiplicado pelo total de energia gerado (EPE, 2019).

Destaca-se, também, a sugestão de mudança do CME Expansão, na qual não seriam contabilizados os benefícios específicos de potência, somente os de energia, os quais são suficientes para a valoração das vantagens de ambos os tipos.

Além disso, levando-se em consideração a contribuição da CEMIG distribuição na Consulta Pública nº 10/2018, a EPE trouxe como afirmação o fato de que a GDFV remota não

traz a mesma redução nas perdas de energia elétrica durante a distribuição que a do tipo local, sugerindo que os efeitos considerados pela geração remota não sejam considerados durante os cálculos desse benefício (EPE, 2019).

A empresa também trouxe como sugestão o fato de que a degradação anual e os custos de operação e manutenção devem ser considerados, sendo o de GD remota mais elevado, devido aos custos do terreno utilizado e da vigilância. Além disso, foi sugerida a mudança no tempo de estudo de 15 anos para 30 anos, já que o tempo médio de vida útil de sistemas solares é de mais de 25 anos. Essa alteração é do interesse de todos, porém, quanto mais distante for o ano estudado, maiores serão as imprecisões durante as estimativas levantadas (EPE, 2019).

Foi levantado, também, o questionamento a respeito de como o mercado potencial é estimado na AIR, pois muitos dos domicílios utilizados para o cálculo da GDFV local estão sendo utilizados durante as estimativas da geração do tipo remota, ocorrendo, então, uma dupla contagem. Diante disso, a EPE sugeriu que uma divisão mais precisa entre os 2 mercados (EPE, 2019).

Além disso, foi sugerida a alteração da taxa de crescimento do preço das GDFV, que foi adotada durante os cálculos da AIR, pois, de acordo com a EPE, embora seja esperada uma redução nessa taxa de crescimento, adotá-la como sendo de 2% ao ano foge da realidade esperada. Portanto, a sugestão realizada pela empresa é a utilização do valor de 2,9% ao ano, utilizado durante estudos do mercado americano (EPE, 2019).

Dentre as diversas sugestões divulgadas pela empresa, foi levantada, também, a necessidade de que a contribuição efetiva de redução no uso da capacidade do sistema de distribuição seja corretamente medida, já que essa redução ocorre no tempo de uso integral desse sistema, em vez da porcentagem do sistema que é utilizada (EPE, 2019).

- **Contribuições da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)**

Sendo uma das empresas com maior participação no cenário de GDFV, a ABSOLAR teve participação ativa nos três eventos referentes à AP 001/2019, apresentando contribuições em Brasília, São Paulo e Fortaleza. Essas serão mencionadas a seguir (SAUAIA, 2019).

Durante a primeira reunião, a associação sugeriu alterações nos valores de diversos atributos utilizados nos cálculos de estimativas da AIR. Dentre essas sugestões, uma foi a alteração do tamanho típico de um sistema solar FV de pequeno porte do tipo local de 7,5 kW

para 5 kW, já que 78% das unidades consumidoras possuem sistemas com valor menor ou equivalente a esse (SAUAIA, 2019).

Além disso, também para a GDFV local, foi indicado pela ABSOLAR que o custo de capital de pessoa física deve ser de 7,7% ao ano, já que não existe capital financeiro sem custos (SAUAIA, 2019).

A associação também considera pertinente a alteração do índice de degradação do sistema solar FV para um valor maior, entre 1,5% e 2%, já que nem todos os fatores que ocasionam reduções na performance desse tipo de sistema foram considerados. Acrescenta-se, também, a alteração no valor do percentual de simultaneidade para a microgeração local, de 38,92% para um percentual entre 45% e 76%, já que, de acordo com Sauaia (2019) o atual número não representa a realidade.

No que diz respeito à GDFV remota, foi sugerido que o tamanho de um sistema solar FV típico para esse tipo de geração seja de até 500 kW, em vez de 1000 kW, além da mudança do custo de capital de pessoa jurídica de 8% ao ano para no mínimo 12% ao ano (SAUAIA, 2019).

Durante a reunião em São Paulo, foi mencionado pela associação, que o CME considerado na AIR de R\$ 207,00/MWh não representa o verdadeiro valor do SIN, que, segundo a ANEEL, deve ser de R\$ 340,06/MWh adicionado da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) (SAUAIA, 2019).

Além disso, foram levantados questionamentos a respeito do valor de capacidade de carga efetiva considerado pela ANEEL, já que o cenário FV do Brasil diverge do presente nos Estados Unidos em termos de irradiação, por exemplo. Adicionou-se, também, o fato de que os parâmetros utilizados necessitam de atualização e que devem ser utilizados diferentes valores para a GD local e para a remota (SAUAIA, 2019).

Diante do exposto, a associação considerou como melhor opção a utilização do valor 0,60 para geração local e 0,75 para a remota, em vez de 0,52 para ambas (SAUAIA, 2019).

Durante o evento realizado em Fortaleza, além de resgatar as contribuições expostas anteriormente, a ABSOLAR sugeriu que os benefícios da GDFV para o SIN fossem considerados durante a próxima avaliação do cenário, pois esse tipo de geração alivia a demanda desse sistema, reduzindo os custos para todos os consumidores (SAUAIA, 2019).

Além desse benefício, foi ressaltado que a GDFV reduz de modo considerável a necessidade de investimentos em sistemas de transmissão. Sendo o estado da Califórnia um exemplo desse tipo de redução nos custos (SAUAIA, 2019).

Destaca-se, também, o alívio para o sistema de distribuição do local onde esse tipo de geração atende parte das demandas, reduzindo a necessidade de novos investimentos. Esse e outros benefícios advindos do crescimento da GDFV foram expostos nesse evento, sendo de grande auxílio para a revisão dos critérios propostos pela ANEEL na AIR de 2018 (SAUAIA, 2019).

- **Contribuições do Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina.**

O Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina apresentou como contribuição um relatório com diversas críticas e sugestões para aos métodos avaliativos utilizados pela ANEEL na AIR.

Primeiramente, foi citada a necessidade de divulgação de melhores esclarecimentos a respeito dos benefícios e custos que a GDFV gera para todos os agentes envolvidos nos sistemas de micro e minigeração. Destaca-se que o relatório da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) critica fortemente a ausência da consideração de benefícios, como a geração de empregos e de novas empresas, durante a análise realizada pela ANEEL. Como sugestão de metodologia para cálculo desses fatores, foi levantado pelo relatório contribuinte que a utilização do impacto tarifário médio direto no consumidor individual se mostra mais interessante do que o levantamento do VPL total não-rateado, já que esse não mede os impactos individualmente (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019).

Além disso, nesse documento foi sugerido que a ANEEL levasse em consideração valores mais atuais como referências, já que muitos dos parâmetros adotados durante os cálculos das estimativas dos impactos que podem surgir utilizam dados defasados. Esta sugestão, como pode ser visto nesse capítulo, foi feita por diversos contribuintes do setor, reforçando a necessidade dessas atualizações (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019).

A UFSC, também, trouxe como sugestão a elaboração de uma pesquisa, por parte da ANEEL, com os prossumidores (consumidores que injetam energia elétrica na rede de distribuição) de todo o país a respeito do nível de satisfação que estes possuem com as distribuidoras no que tange ao tempo e qualidade de atendimento fornecidos por esses agentes, já que existe um demasiado número de reclamações quanto a essas características. Além disso, foi sugerida a inclusão de penalidades para as distribuidoras que não respeitassem os critérios estabelecidos pela lei (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019).

Destaca-se, também, a sugestão de inclusão de uma plataforma de BI (*Business Intelligence*) pela ANEEL, que vise apresentar em tempo real dados a respeito dos sistemas de GDFV já conectados à rede, de modo que seja feito um melhor controle sobre as situações de cada região do país (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019).

Além disso, foi sugerida a inclusão de análises do mercado de GDFV em países como a Austrália, que possui características similares às do Brasil (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019). Esse tipo de percepção contribuiria com formas de análises ainda não utilizadas até então pela ANEEL.

Interessante ressaltar que baseado em artigos internacionais, a contribuição elaborada pelo centro de pesquisa da UFSC trouxe à tona as possíveis reações das distribuidoras diante do crescimento do setor de GDFV, sendo esses: O combate por parte dessas a esse tipo de geração, não reagir à situação, realizar o abandono do mercado e o estabelecimento de planos que busquem inovar e aderir a esse novo cenário, de modo que essas empresas, que possuem marcas estabelecidas no mercado há um tempo considerável, possam continuar a crescer (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019).

Durante o relatório divulgado por essa universidade, foi exaltada a necessidade de uma melhor avaliação crítica a respeito do potencial de geração de empregos que esse setor traz para o país, já que esse benefício foi pouco explorado pela AIR. Além disso, estudos de diversos locais foram apresentados, com a finalidade de se mostrar para a ANEEL novas visões a respeito do Fator Efetivo de Capacidade de Carga e dos riscos de deserção da rede de distribuição pelos prossumidores (RUTHER, MONTENEGRO e ANTONIOLLI, 2019).

Os Quadros 2 e 3, resumem de forma mais precisa as principais sugestões apresentadas pelas empresas citadas nessa parte do capítulo.

Quadro 2 - Resumo de sugestões apresentadas por GESEL, CONERGE e EPE durante a AP 001/2019 da ANEEL.

Contribuinte	Principais sugestões
GESEL	<ul style="list-style-type: none"> - Calcular a influência do crescimento da GDFV para o CME. - Separar entre CME de potência e CME de expansão.
CONERGE	<ul style="list-style-type: none"> - Levar em consideração benefícios, para os usuários não instaladores de GDFV, como a redução de perdas técnicas e o adiamento da expansão de sistemas de transmissão e distribuição. - Implantar programas de acessibilidade para a participação de consumidores de baixo poder aquisitivo no cenário de GDFV. - Avaliar os impactos da aplicação de uma tarifa binômica para os consumidores de baixa tensão. - Implantar um sistema de comercialização da energia excedente na GDFV. - Obrigar as distribuidoras a disponibilizarem dados da capacidade para a conexão de GD em cada sistema. - Estabelecer critérios avaliativos quanto ao desempenho das distribuidoras nas atividades relacionadas à GD.
EPE	<ul style="list-style-type: none"> - Calcular o benefício líquido da energia evitada por meio da diferença entre o CME e a tarifa de energia elétrica, multiplicando o resultado pelo total de energia gerado. - Não contabilizar os benefícios específicos de potência, somente os de energia, durante a utilização do CME Expansão. - Não considerar a geração remota durante o cálculo da redução causada nas perdas de energia elétrica durante a distribuição. - Considerar a degradação anual e os custos de operação e manutenção. - Modificar no tempo de estudo de 15 anos para 30 anos. - Elaborar uma divisão mais precisa entre os mercados de GDFV local e remota. - Alterar a taxa de crescimento dos preços das GDFV de 2% a.a. para 2,9% a.a. - Considerar que a redução no uso da capacidade do sistema de distribuição ocorre no tempo de uso integral do mesmo, em vez de ser na porcentagem utilizada.

Fonte: O próprio autor.

Quadro 3 - Resumo de sugestões apresentadas pela ABSOLAR e pelo Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da UFSC. durante a AP 001/2019 da ANEEL.

Contribuinte	Principais sugestões
ABSOLAR	<ul style="list-style-type: none"> - Alterar o tamanho típico de um sistema solar FV de pequeno porte do tipo local de 7,5kW para 5kW. - Utilizar o valor de 7,7% a.a. para o custo de capital de pessoa física, durante as estimativas de GDFV local. - Alterar o índice de degradação do sistema solar FV para um valor entre 1,5% e 2%. - Alterar o valor do percentual de simultaneidade para a microgeração local, de 38,92% para um valor entre 45% e 76%. - Alterar o tamanho típico de uma GDFV remota de 1000 kW para 500 kW. - Modificar, para a GDFV remota, o custo de capital de pessoa jurídica de 8% a.a. para 12% a.a. - Considerar o CME como sendo igual ao somatório de R\$ 340,06/MWh com a GFOM. - Atualizar os valores de capacidade de carga efetiva para a GD local e para a remota, sendo esses 0,60 e 0,75, respectivamente. - Considerar os benefícios da GDFV para o SIN.
Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da UFSC.	<ul style="list-style-type: none"> - Esclarecer melhor como os benefícios da GDFV estão sendo considerados. - Considerar o impacto tarifário médio do consumidor individual em vez do VPL não-rateado. - Utilizar valores mais atuais para os parâmetro adotados durante os cálculos. - Elaborar uma pesquisa de satisfação a respeito dos serviços prestados pelas distribuidoras para os prosumidores. - Penalizar as distribuidoras que não cumprirem os critérios estabelecidos por lei a respeito dos serviços relacionados à GDFV. - Incluir uma plataforma de BI que apresente dados a respeito dos sistemas de GDFV conectados à rede. - Incluir na AIR análises de mercado de GDFV da Austrália e de países semelhantes ao Brasil. - Analisar com novas visões o Fator Efetivo de Capacidade de Carga e os riscos de deserção da rede de distribuição pelos prosumidores.

Fonte: O próprio autor.

5. IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS PARA A GDFV RESIDENCIAL DO CEARÁ

No presente capítulo, estudos realizados em cima de metodologias presentes em diferentes artigos, que serão mencionados posteriormente, serão apresentados. A maior parte desses dados foram elaborados com o intuito de se medir as possíveis consequências da adoção das diferentes alternativas apresentadas na Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 004/2018 da ANEEL. Vale lembrar, que as mencionadas alternativas se referem aos diferentes cenários, sugeridos até então, de compensação da energia elétrica injetada na rede por sistemas de GDFV, a partir de 2020, sendo o cenário atual correspondente à Alternativa 0, onde todo o valor injetado é compensado.

Esta compensação diminui à medida que a sequência de alternativas propostas se segue, sendo a Alternativa 5 a que possui a maior redução na porcentagem da valoração do que for injetado na rede. Maiores detalhes a respeito desses cenários podem ser vistos no capítulo 3 deste trabalho.

5.1. Estimativas do número de consumidores para cada alternativa.

Utilizando-se a metodologia apresentada em ANEEL (2017), onde foi utilizada a Teoria de Difusão de Inovações de Rogers, foi possível estimar o crescimento do número de consumidores de 2013 a 2019 diante de cada alternativa apresentada na AIR anteriormente citada, conforme pode ser visto nos parágrafos a seguir.

De acordo com essa teoria, a população pode ser dividida em 5 diferentes grupos que possuem comportamentos distintos frente aos riscos de adotar novas tecnologias, como a GDFV, sendo esses os inovadores, os adotantes iniciais, a maioria inicial, a maioria tardia e os retardatários, que são classificados de acordo com o tempo médio de adoção a novos sistemas. Essa divisão não será explorada nesse trabalho, já que apenas algumas partes dessa metodologia foram utilizadas durante os presentes estudos.

A nota técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, onde está presente a metodologia mencionada, tomou como base o modelo matemático de Bass, que torna possível a estimativa do número de adotantes do longo do tempo.

Dessa forma, sabendo-se que o número acumulado de adotantes no tempo t é obtido por meio das equações 1 a 4, o estudo foi realizado (ANEEL, 2017).

$$N(t) = m * F(t) \quad [1]$$

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \quad [2]$$

$$m = fmm \times mp \quad [3]$$

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad [4]$$

Onde,

$N(t)$ é o número acumulado de adotantes no tempo t .

m é o mercado potencial final.

$F(t)$ é a função de distribuição acumulada.

p é o coeficiente de inovação.

q é o coeficiente de imitação.

fmm é a fração de máximo mercado.

mp é o mercado potencial.

SPB é o fator de sensibilidade ao *payback*.

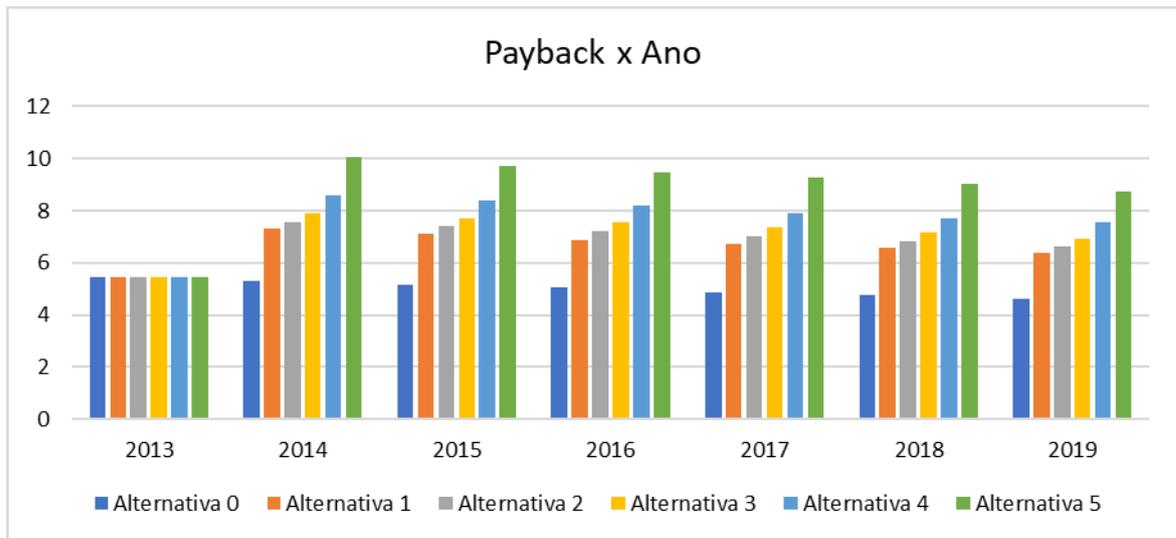
TPB é o tempo de *payback* em anos.

Diante disso, para a simplificação dessa metodologia, foi levado em consideração o fato de que a alteração no *payback*, ou seja, a alteração no fmm é diretamente proporcional à alteração que ocorrerá no número acumulado de adotantes.

Desta forma, utilizando-se um fator de sensibilidade ao *payback* igual a 0,4, conforme apresentado na nota técnica onde foi encontrada essa metodologia, o estudo foi realizado levando-se em consideração os tempos de *payback* apresentados na planilha de *Microsoft Excel* apresentada em ANEEL (2018), onde são mostrados os impactos das alternativas para cada distribuidora de energia, considerando-se que essas se diferenciam pela forma de compensação da energia elétrica injetada na rede, sendo melhor explanadas no capítulo 3 desse trabalho.

Portanto, a Figura 12, mostra o gráfico de *Payback* desenvolvido pela agência de acordo com os dados da Enel Ceará.

Figura 12 - *Payback* anual da Enel Ceará diante das alternativas apresentadas na AIR nº 004/2018.

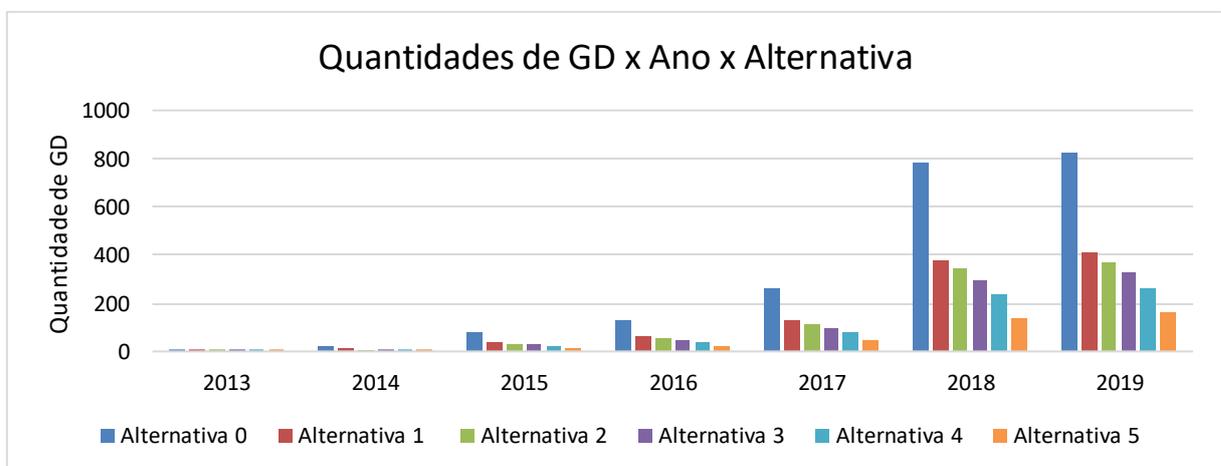


Fonte: ANEEL, 2018

Ressalta-se que o percentual de simultaneidade foi considerado como eficiência, além dos coeficientes p e q , de valores 0,00176 e 0,336, respectivamente. Além disso, adotou-se o ano de gatilho como sendo 2020, com a finalidade de que a troca de alternativas no meio do período estudado não gerasse alterações nos resultados.

Diante desses dados e do número de conexões de GDFV apresentadas na Figura 8 do capítulo 2, foi possível estimar o impacto que cada uma das alternativas pode trazer caso fossem aplicadas nos anos de 2013 a 2019. Os resultados alcançados podem ser vistos na Figura 13.

Figura 13 - Quantidades de conexões de GDFV de 2013 a 2019, diante de cada alternativa.



Fonte: O próprio autor.

Percebe-se, diante dos resultados apresentados, que conforme o esperado, a diminuição da compensação da energia injetada na rede afeta demasiadamente o número de consumidores adotantes de GDFV.

Conforme mencionado em muitas contribuições à AP 001/2019 da ANEEL, o mercado que ainda se mostra no começo de seu crescimento será consideravelmente afetado pela diminuição da valoração do que for injetado na rede, já que um aumento no tempo de *payback* tende a reduzir a atratividade desse tipo de sistema.

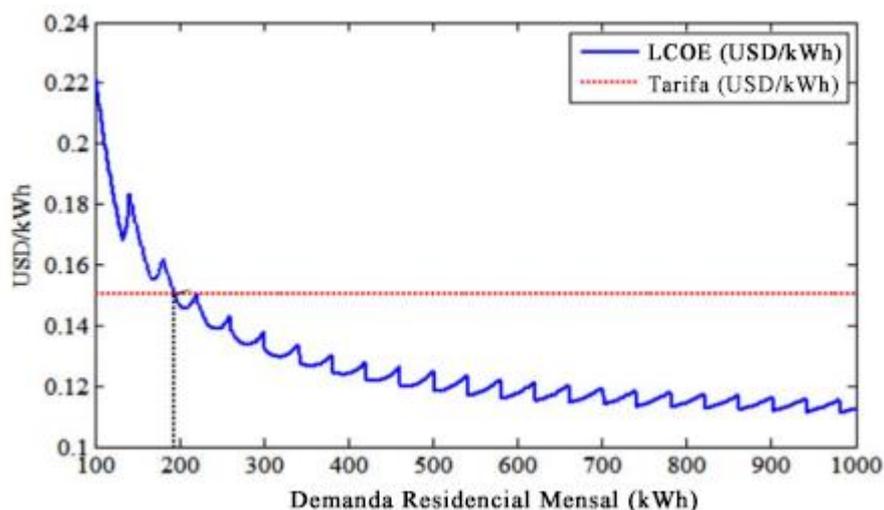
5.2. Viabilidade financeira para cada alternativa.

Para a análise da viabilidade financeira da instalação de um sistema de GDFV para consumidores residenciais do Ceará, foi utilizada a metodologia do *Levelized Cost of Energy* (LCOE), traduzido como Custo Nivelado de Energia.

O LCOE apresenta o custo em reais por kWh de um determinado sistema de geração de energia. Obtendo-se esse valor, é possível analisar se há viabilidade financeira na instalação desse tipo de geração, comparando-se com o valor da tarifa de energia elétrica da região (GOMES et al., 2018).

A Figura 14 apresenta um exemplo de gráfico gerado de LCOE, que varia de acordo com a demanda mensal.

Figura 14 - LCOE de acordo com a demanda de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de GOMES et al., 2018

Como pode ser visto, a linha vermelha representa a tarifa de energia elétrica, enquanto a curva azul representa o LCOE para cada demanda. A partir do momento que o custo do sistema de geração torna-se igual ou inferior ao custo pago por kWh para a distribuidora

local, o sistema é caracterizado como financeiramente vantajoso. No caso da Figura 14, por exemplo, para consumidores cuja demanda seja de no mínimo 200 kWh há viabilidade financeira.

Desse modo, utilizando-se a equação 5, disponibilizada em Office Of Indian Energy (2015), que expõe um método simplificado de cálculo do LCOE, foi possível o estudo da viabilidade financeira focado nos consumidores residenciais do Ceará.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{It+Mt+ Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad [5]$$

Onde,

It é o investimento do ano t (incluindo o financiamento).

Mt equivale aos custos de operação e manutenção no ano t.

Ft é o custo com combustível no ano t.

Et é a eletricidade gerada no ano t.

r é a taxa de desconto.

n é o tempo, em anos, de vida do sistema.

Os custos relacionados a combustível foram desconsiderados, já que o tipo de sistema estudado não gera gastos desse tipo. Já no que se refere aos custos de investimento foram considerados os valores disponibilizados em Greener (2019), sendo esses de 6,04 R\$/Wp para sistemas de 2kWp e de 5,00 R\$/Wp para sistemas de 4kWp. Todos esses se referem aos preços para o cliente final, portanto, com os custos dos kits fotovoltaicos e dos kits de integração já envolvidos.

Para as despesas relacionadas à operação e manutenção, considerou-se um de valor anual de R\$ 200, enquanto o tempo considerado no estudo foi de apenas 12 anos, com a finalidade de que o custo de troca dos inversores, que geralmente possuem vida útil de 12,5 anos, não fosse considerado nos cálculos.

No que se refere a taxa r foi utilizado o valor de 6% a.a. (GOMES et al., 2018). Além disso, foram utilizados os dados referentes ao módulo FV modelo Canadian Solar CS6K-265, onde a eficiência é de 17%, a taxa de performance é de 75%, a área é de 1,64m² e a potência nominal é de 265 Wp (CANADIAN SOLAR, 2016).

Destaca-se, também, que foi levado em consideração que a média diária de irradiação em Fortaleza é de 5,56 kWh/m²/dia, com base nos dados obtidos pelo *software*

PVsyst, que reúne valores de diferentes bases meteorológicas. Esse dado e os anteriormente citados nesse tópico puderam ser utilizados como base para o cálculo da energia gerada anualmente por um sistema de GDFV no Ceará, levando em consideração as equações a seguir (GOMES et al., 2018).

$$M1 = 30 * SI * n * PR * A \quad [6]$$

$$SP = int \left(\frac{dapl}{M1} \right) \quad [7]$$

$$di = dapl + dca \quad [8]$$

$$dif = Et - di \quad [9]$$

Onde,

M1 é a energia gerada, em kWh, mensalmente pelo módulo FV.

SI é a irradiação solar diária.

n é a taxa de eficiência.

PR é a taxa de performance.

A é a área em m².

di é a demanda de energia elétrica total, em kWh.

dca é a demanda mínima, em kWh, paga para a distribuída de energia da região.

dapl é a demanda, em kWh, suprida pelo sistema FV.

dif é a energia elétrica, em kWh, injetada na rede elétrica.

Nesse estudo, foi levado em consideração que o dca equivale a 100 kWh, valor mínimo para consumidores com ligação trifásica. Além disso, foi considerada a tarifa vigente de energia até outubro de 2019, que equivale a 529,59 R\$/MWh.

Desse modo, levando-se em consideração a Figura 9 (presente no capítulo 3 desse trabalho) e os dados encontrados em Helius Energy (2019), as reduções na valoração da energia elétrica injetada na rede, diante de cada uma das alternativas apresentadas pela ANEEL, puderam ser mensuradas em termos percentuais, conforme pode ser visto na Tabela 11.

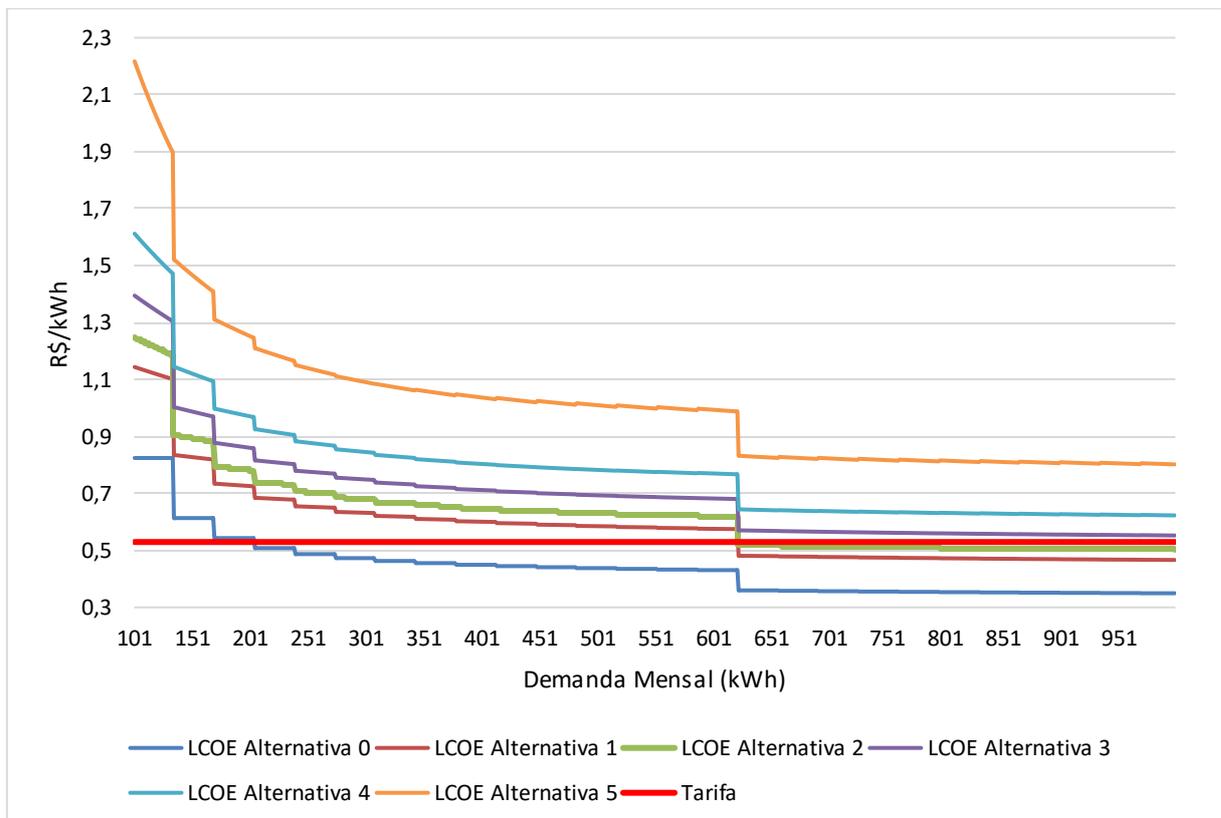
Tabela 11 - Participação percentual de cada componente da tarifa de energia elétrica.

Componentes da tarifa de energia elétrica	Participação (%)
TUSD - Fio B	28
TUSD - Fio A	6
TUSD - Encargos	7
TUSD - Perdas	8
TE - Encargos	14
TE - Energia	37

Fonte: Adaptado de HELIUS ENERGY, 2019

Diante de toda a metodologia mencionada até então, o gráfico presente na Figura 15 pôde ser gerado, onde o LCOE para cada alternativa, de acordo com diferentes valores de demanda das unidades consumidoras residenciais, foi medido.

Figura 15 - LCOE para o estado do Ceará, diante das alternativas de valoração da energia elétrica injetada na rede.



Fonte: O próprio autor.

Nota-se que o cenário atual exige uma demanda de energia elétrica consideravelmente menor do que a exigida para a Alternativa 1, a que possui a menor redução

na valoração após a Alternativa 0. Portanto, diante de todas as alternativas propostas pela ANEEL, a que possui menor impacto em relação ao cenário atual já ocasiona na exclusão da viabilidade financeira de todos os consumidores residenciais do estado cuja demanda mensal fosse abaixo de 621 kWh. No caso das alternativas 3 a 5, para os valores apresentados no gráfico, não existe viabilidade financeira diante da instalação de um sistema de GDFV.

Utilizando-se os dados presentes em (GOMES et al., 2018) onde o número de consumidores residenciais foi distribuído de acordo com a faixa de consumo de energia elétrica mensal para cada região do Brasil, o autor desse trabalho pôde realizar o mesmo tipo de divisão para o território cearense.

Desse modo, com base nos percentuais de consumidores para cada faixa de consumo, e tendo-se como base para o Ceará os dados divulgados para o Nordeste, as Tabelas 13 e 14 foram elaboradas. Ressalta-se que o número de consumidores residenciais levado em questão está presente no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2018, conforme pode ser visto na Tabela 12 (EPE, 2018).

Tabela 12 - Número de consumidores residenciais do Ceará para cada ano.

Ano	Consumidores Residenciais
2013	2517000
2014	2590000
2015	2611000
2016	2631000
2017	2694000

Fonte: Adaptado de EPE, 2018

Tabela 13 - Percentual de consumidores do Nordeste para cada faixa de demanda.

Faixa de consumo mensal (kWh)	Número de consumidores (%)
0-100	73,27
101-200	18,33
201-300	4,85
301-400	1,52
401-500	0,79
501-1000	1,24

Fonte: Adaptado de GOMES, NETO, *et al.*, 2018

Tabela 14 - Número de consumidores residenciais do Ceará para cada faixa de demanda.

Faixa de consumo mensal (kWh)	Nº de consumidores por ano				
	2013	2014	2015	2016	2017
0-100	1844096	1897580	1912966	1927619	1973777
101-200	461379	474760	478610	482276	493824
201-300	122088	125629	126647	127618	130673
301-400	38330	39442	39761	40066	41025
401-500	19875	20451	20617	20775	21272
501-1000	31232	32138	32398	32646	33428

Fonte: O próprio autor

De acordo com os dados apresentados e com o gráfico de LCOE da Figura 15, pode ser visto que atualmente grande parte dos consumidores residenciais do estado possui viabilidade financeira para a instalação de GDFV, porém, caso ocorra a mudança para outras alternativas, a grande maioria desses consumidores não possuirá mais essa viabilidade, já que a faixa de demanda de 0 a 100 kWh, que compõe a maior parte da classe residencial, não será mais economicamente viável.

6. CONSULTA PÚBLICA 025/2019 ANEEL

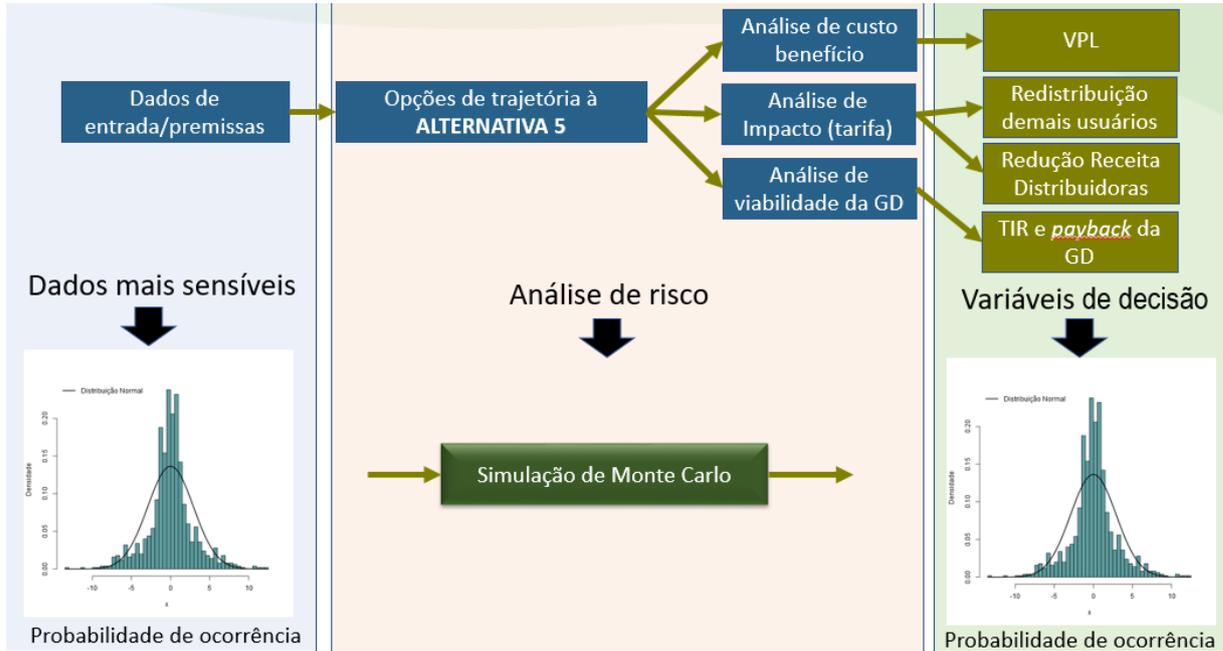
No dia 7 de outubro de 2019, vésperas da entrega do presente trabalho, foi divulgada pela ANEEL uma nova proposta para a forma de regulação da energia elétrica injetada na rede de distribuição por um sistema de GDFV, juntamente com o anúncio de abertura da Consulta Pública nº 025/2019, onde poderão ser enviadas novas contribuições e discussões sobre o texto da nova AIR elaborada pela agência, intitulada AIR nº 003/2019. Diante do exposto, o presente capítulo visa apresentar, de forma resumida, o novo cenário proposto (ANEEL, 2019).

De acordo com ANEEL (2019), dentre as alternativas propostas, anteriormente, na AIR nº 004/2018 (explicadas mais detalhadamente no capítulo 3 do presente trabalho), a Alternativa 5 é a única que permite a correta cobrança dos custos associados aos serviços de distribuição, que reflete o custo correto evitado pela instalação de GDFV e que minimiza a transferência de despesas para os demais consumidores, que optam por não aderir a esse tipo de geração. Essa alternativa, como visto anteriormente, apenas permite a compensação da energia elétrica consumida, portanto, cerca de 43% da tarifa atual de cada distribuidora (ANEEL, 2019).

Diante das colaborações adquiridas durante a Audiência Pública nº 001/2019, a ANEEL tomou como base a utilização de um novo modelo para análise dos impactos dos diferentes cenários possíveis no que se refere à regulação da GDFV a partir de 2020. Portanto, por meio de simulações estocásticas, trabalhou-se com intervalos prováveis de valores para cada parâmetro utilizado. Além disso, foi utilizada a metodologia de Monte Carlo, onde foram obtidos valores prováveis que os resultados podem assumir (ANEEL, 2019).

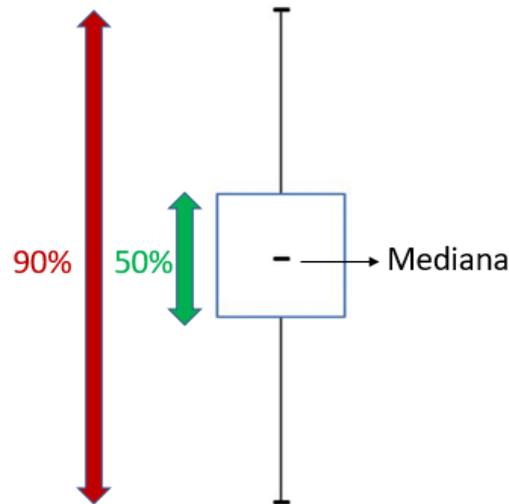
Um resumo do processo de análise elaborado pela agência pode ser visto na Figura 16, além do modelo de diagrama de caixa, representado na Figura 17, utilizado para a divulgação das probabilidades de ocorrência de cada valor das faixas de valores utilizadas (ANEEL, 2019).

Figura 16 - Processo de análise utilizado na AIR n° 003/2019 da ANEEL.



Fonte: ANEEL, 2019

Figura 17 - Diagrama de caixa.



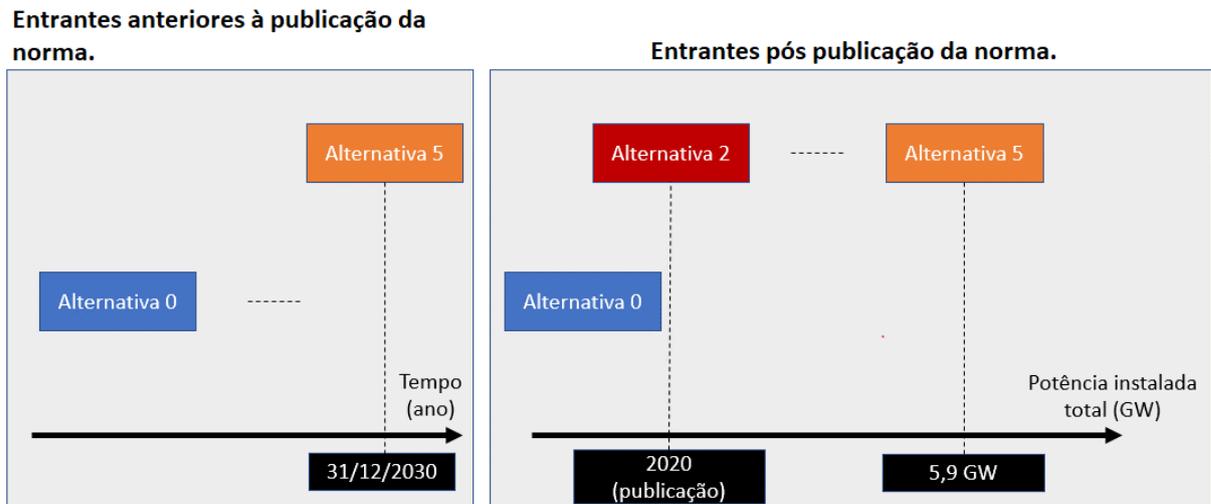
Fonte: ANEEL, 2019

Como pode ser visto na Figura 16, foram utilizados diversos cenários possíveis para a realização de simulações estocásticas que permitissem uma análise mais precisa do que as realizadas anteriormente. Desse modo, após a conclusão de que a Alternativa 5 é a melhor opção, em ANEEL (2019) foram explorados os impactos na viabilidade, no custo benefício e nas tarifas, que poderão ocorrer diante das mudanças propostas pela agência.

A utilização de diagramas de caixa (*box plot*), conforme exemplo mostrado na Figura 17, possibilitou que as possíveis consequências das mudanças sugeridas por ANEEL (2019) fossem analisadas diante das diferentes probabilidades de ocorrência de diversos valores dentro de uma faixa de valores possíveis, permitindo a análise de 90% dos cenários possíveis.

Portanto, diante dos estudos realizados pela ANEEL, os cenários propostos para a GDFV local e remota podem ser vistos nas Figuras 18 e 19.

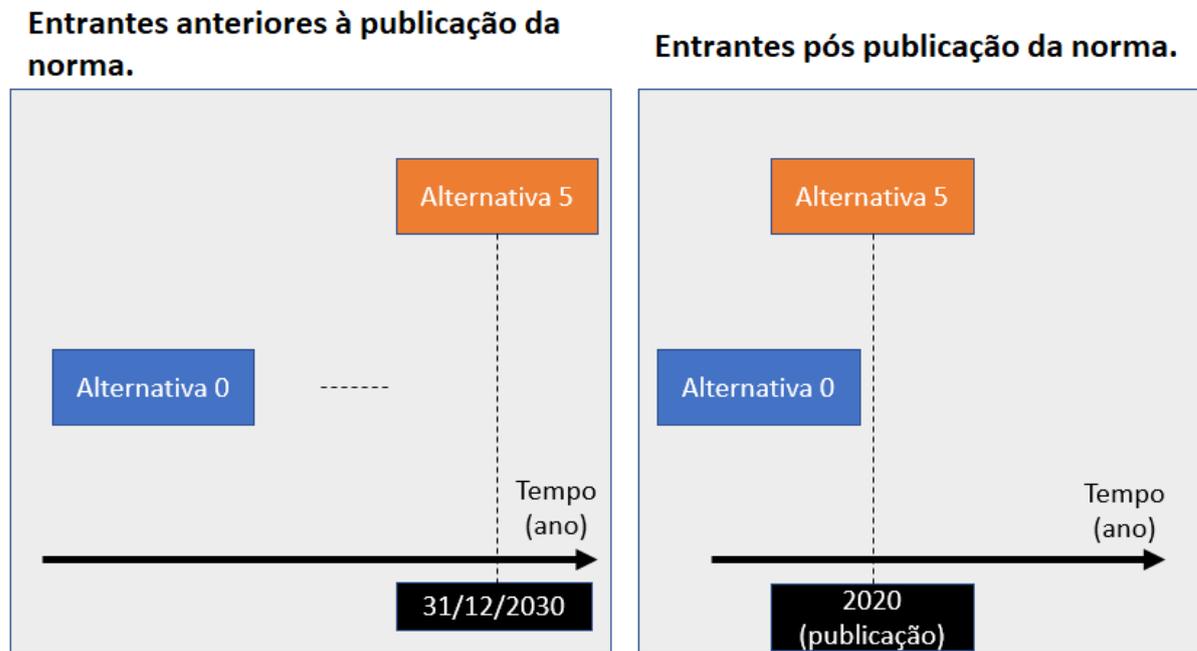
Figura 18 - Proposta de cenário para a GDFV local.



Fonte: ANEEL, 2019

Como pode ser visto na Figura 18, para consumidores que adotarem a GDFV local antes do início de 2020, foi proposto que a alternativa vigente continuasse em vigor até 2030, quando a Alternativa 5 começasse a ser aplicada para esses. No que se refere aos adotantes a partir de 2020, propõe-se que a Alternativa 2 seja aplicada até o gatilho de 5,9 GW de potência instalada, com o intuito de que a transição entre o cenário atual e o proposto seja feita de modo suave, de modo que a atratividade e o desenvolvimento do setor não sejam bruscamente prejudicados (ANEEL, 2019).

Figura 19 - Proposta de cenário para a GDFV remota.



Fonte: ANEEL, 2019

De acordo com a proposta presente na Figura 19, para os usuários que adotarem a GDFV remota antes de 2020, a Alternativa 5 passa a ser aplicada a partir de 2030, já para aqueles que decidirem adotar esse tipo de sistema a partir de 2020, a Alternativa 5 entra em vigor imediatamente, já que a utilização de outras alternativas ocasiona um elevado custo para os demais usuários e distribuidoras (ANEEL, 2019).

Diante dos novos cenários propostos pela agência, novos debates começaram a surgir, demonstrando grande insatisfação por parte das empresas e de associações relacionados ao setor de GDFV, como pode ser visto em Absolar (2019), por exemplo. Essa nova etapa da revisão está, até o momento, aberta a diversas discussões e ao recebimento de novas contribuições até o dia 30 de novembro de 2019, onde poderá ser submetida a novas mudanças.

7. CONCLUSÃO

No presente trabalho foi realizada uma análise acerca dos cenários propostos pela ANEEL para a regulação da energia elétrica injetada na rede por usuários de GDFV a partir de 2020, tendo como foco o estado cearense.

Primeiramente, foi feita uma ampla pesquisa sobre o setor, tendo como foco o estado do Ceará. Diante do que foi visto e exposto nesse trabalho, é possível perceber a existência de diversos investimentos em GDFV. Exemplo disso está no fato de que o estado, no mês de julho de 2019 se encontrava na 7ª posição do ranking estadual de potência instalada do Brasil, sendo esta de 41,1 MW, ressaltando-se que a capital Fortaleza é a que possui maior destaque nesse setor, em relação aos outros municípios do estado, possuindo uma potência instalada de 15.523,49 kW, em setembro do mesmo ano, enquanto que o 2º lugar, a cidade de Aquiraz, possuía 3.924,78 kW. Diante dos fatos expostos, pode-se afirmar que os investimentos em micro e minigeração distribuída do estado estão sob os riscos das alterações que estão por vir nas regras existentes para esse tipo de geração.

Desse modo, levando-se em consideração as propostas realizadas pela ANEEL na AIR nº 004/2018, além das contribuições enviadas por diversas empresas e associações durante a Audiência Pública nº 001/2019, foi possível a realização de uma análise das prováveis consequências que surgirão para a GDFV do Ceará diante das mudanças que estão por vir.

Utilizando-se metodologias de análise já existentes, como o cálculo de LCOE simplificado, de *payback* e a utilização do modelo matemático de Bass, foi possível realizar um estudo sobre as possíveis consequências que as aplicações das diferentes alternativas de cenário futuro, propostas pela ANEEL, tendem a trazer para o setor residencial do Ceará, como o aumento da demanda mensal de energia elétrica necessária para que os investimentos em GDFV sejam financeiramente viáveis, diante das alternativas que apresentam uma valoração da energia injetada na rede de distribuição menor do que a do modelo vigente até o fim de 2019. Destaca-se, também, uma elevação no tempo de retorno dos investimentos nesse tipo de geração, sendo essa de aproximadamente 4 anos quando se compara as alternativas 0 e 5, por exemplo. Tendo como consequência a diminuição no número de consumidores adotantes desse tipo de sistema.

Diante do estudo realizado, tornou-se perceptível que a aplicação de diferentes cenários, onde a energia injetada na rede por sistemas de GDFV não é 100% valorada, tende a trazer consideráveis consequências para o setor. De fato, no que se refere ao número de conexões de GDFV, ocorre uma grande queda nessa quantia, tendo como exemplo o fato de que, para a alternativa vigente, o ano de 2019 apresentou um crescimento de 825 conexões em

relação ao ano de 2013, enquanto que para a Alternativa 5 (onde apenas a energia elétrica consumida é compensada) ocorre uma adição de apenas 160 conexões, utilizando-se os mesmos anos para a comparação. Portanto, é possível afirmar que a diminuição dos benefícios advindos da implementação desse tipo de sistema ocasiona na redução da atratividade desse tipo de tecnologia.

Destaca-se, também, que uma diminuição na valoração da energia elétrica injetada na rede tende a reduzir a viabilidade financeira dos investimentos em GDFV, como pode ser visto no capítulo 5 do presente trabalho, onde foram realizados cálculos de LCOE para diferentes demandas diante de cada uma das alternativas propostas pela ANEEL, tornando perceptível a existência de consequências consideráveis no que se refere ao retorno financeiro advindo da instalação desse tipo de tecnologia. Exemplo disso, pôde ser visto durante o estudo realizado para o setor residencial do Ceará, já que para o cenário atual consumidores que possuem demanda mensal de pelo menos 205 kWh podem considerar a adoção de sistemas de GDFV como um investimento economicamente positivo, enquanto que para situações onde a Alternativa 1 seja aplicada, tornasse necessária uma demanda mensal de no mínimo 623 kWh. Ressalta-se que para as demais alternativas de valoração da energia elétrica injetada na rede, esse aumento do valor mínimo de demanda tende a crescer, tornando-se inviável a partir das alternativas 3 a 5.

Atualmente a ANEEL tem como principal proposta a utilização da Alternativa 5 nos próximos anos, ou seja, a valoração de 43% da energia elétrica injetada na rede por sistemas de GDFV. Diante do que foi exposto no presente trabalho, a utilização dessa alternativa, em comparação com as outras, tende a trazer as consequências de maior impacto para o setor, como a redução do crescimento do número de conexões de GDFV, do tempo de *payback* e da demanda mensal residencial mínima para que ocorra viabilidade financeira. Levando-se esses fatores em consideração, pode-se dizer que, até o momento, uma diminuição na atratividade do setor é o que se espera para o futuro, porém, vale ressaltar que a agência ainda se mostra aberta para novas contribuições e debates sobre o tema, de modo que as novas regras a serem aplicadas sejam favoráveis para todos.

8. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com base nas dificuldades encontradas durante a elaboração deste trabalho e nas mudanças do setor de GDFV que irão surgir a partir do próximo ano, sugere-se que trabalhos futuros sejam elaborados de acordo com as seguintes propostas:

1- Realização de um estudo que tenha como foco as propostas da AIR nº 003/2019 da ANEEL, analisando-se os novos parâmetros utilizados e as simulações estocásticas apresentadas no documento.

2- Realização de um estudo estimativo sobre o setor de GDFV que tenha como foco a análise de todo o Brasil, mostrando um consolidado de informações, como número de conexões e *payback* médio por setor, de modo que novas pesquisas sobre esse tipo de sistema ocorram com maior facilidade.

3- Elaboração de um sistema de cálculo de LCOE para GDFV que funcione de modo simples e intuitivo, com atualização automática das bases utilizadas para os cálculos, mostrando, também, os resultados diante da utilização das tarifas binômia e branca.

4 – Realização de uma pesquisa com os usuários que não utilizam GDFV e com as distribuidoras de energia elétrica, de modo que os malefícios que esse tipo de sistema causa para esses agentes sejam mais bem mensurados e detalhados.

9. REFERÊNCIAS

ABENS. Congresso Brasileiro de Energia Solar - 2020. **Site da Associação Brasileira de Energia Solar**, 2019. Disponível em: <<http://cbens2020.abens.org.br>>. Acesso em: 28 ago. 2019.

ABSOLAR. Infográfico ABSOLAR. **Site da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**, 2019. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 03 ago. 2019.

ABSOLAR. PROPOSTA DE MUDANÇA REGULATÓRIA TRAZ DESEQUILÍBRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA SOLAR DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, ALERTA ABSOLAR. **Site da Absolar.**, 2019. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/proposta-de-mudanca-regulatoria-traz-desequilibrio-ao-consumidor-de-energia-solar-da-geracao-distrib.html>>. Acesso em: 23 out. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. ANEEL. [S.l.]. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída - PowerBI. **Site da ANEEL**, 2019. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 02 out. 2019.

AMBIENTE ENERGIA. Ceará terá investimento de R\$ 678 milhões em energia solar. **Ambiente Energia**, 03 jul. 2019. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2019/07/ceara-tera-investimentos-de-r-678-milhoes-em-energia-solar/36439>>. Acesso em: 07 ago. 2019.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 06 ago. 2019.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 06 ago. 2019.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018 - SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2018. (48554.001916/2018-00).

ANEEL. Audiência 001/2019. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 24 jan. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>>. Acesso em: 19 ago. 2019. Documento de Excel disponibilizado no site da audiência pública 001/2019.

ANEEL. **Revisão da REN nº 482/2012 – Propostas para a Consulta Pública nº 25/2019**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2019.

ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº 482/2012. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2019. ISSN 48554.001916/2018-00. Disponível em:
<<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acesso em: 04 ago. 2019.

CANADIAN SOLAR. Datasheet CS6K-260|265|270|275P. **Nano Sun**, 2016. Disponível em:
<http://www.nanosun.cz/media/technicke-listy/Canadian_Solar-Datasheet-CS6K-P-v5.51en.pdf>. Acesso em: 05 out. 2019.

D'ARAÚJO, R. P. Tarifas brasileiras, caras ou baratas? **Ilumina**, 2019. Disponível em:
<<https://www.ilumina.org.br/tarifas-brasileiras-caras-ou-baratas/>>. Acesso em: 04 ago. 2019.

DANTAS, G. **Contribuição do GESEL a AIR “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída”**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Fortaleza. 2019.

DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY. **Levelized Cost of Energy (LCOE)**. U.S DEPARTMENT OF ENERGY. [S.l.]. 2015.

EPE. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2016. (ISBN 978-85-60025-06-0).

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2018.

EPE. **Audiência Pública ANEEL Nº 001/2019 : Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2019.

GOMES, P. V. et al. **Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues**. ELSEVIER. [S.l.]. 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída**. Greener. [S.l.]. 2019.

HELIUS ENERGY. Impactos da alteração da RN 482 – regras da geração distribuída. **Site da Helius Energy**, 07 abr. 2019. Disponível em: <<https://www.heliusenergy.com.br/impactos-da-alteracao-da-rn-482-regras-da-geracao-distribuida/>>. Acesso em: 12 out. 2019.

IEA. Snapshot 2019 of Global Photovoltaic Market. **Site da Technology Collaboration Programme**, 2019. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2019-Figures.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2019.

MIKLOS, E. Energia Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios. **Green Rio**, 2019. Disponível em: <http://www.greenrio.com.br/arquivos/Eduardo-Miklos_-_ABSOLAR.pdf>. Acesso em: 06 ago. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. **Ministério de Minas e Energia**, 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 03 ago. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Informativo tarifário de energia. **Site do MME**, 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/informativo-tarifario-de-energia-eletrica?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20>. Acesso em: 12 out. 2019.

NARUTO, D. T. **VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2017.

PORTAL SOLAR. Governo do Ceará inicia estudos para instalar sistema de energia solar no açude Castanhão. **Portal Solar**, 17 abr. 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/governo-do-ceara-inicia-estudos-para-instalar-sistema-de-energia-solar-no-acude-castanhao.html>>. Acesso em: 07 ago. 2019.

PORTAL SOLAR. INTERSOLAR SUMMIT BRASIL NORDESTE. **Portal Solar**, 06 fev. 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/intersolar-summit-brasil-nordeste.html>>. Acesso em: 08 ago. 2019.

ROLIM, J. **Propostas para a revisão da REN 482 da ANEEL**. Conselho de Consumidores da Coelce. Fortaleza. 2019.

RUTHER, R.; MONTENEGRO, A.; ANTONIOLLI, A. **CONTRIBUIÇÕES À AUDIÊNCIA PÚBLICA 001/2019 ANEEL**. Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina. 2019.

SAUAIA, R. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA: O NOVO SEMPRE VEM. **Site da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica.**, 2019. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/geracao-distribuida-solar-fotovoltaica-o-novo-sempre-vem.html>>. Acesso em: 03 ago. 2019.

SAUAIA, R. **Sustentação Oral - AP ANEEL N° 001/2019 - Aprimoramento à REN 482/2012**. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Brasília. 2019.

SAUAIA, R. **Sustentação Oral - AP ANEEL N° 001/2019 - Aprimoramento à REN 482/2012**. Associação Brasileiro de Energia Solar Fotovoltaica. São Paulo. 2019.

SAUAIA, R. **Sustentação Oral - AP ANEEL N° 001/2019 - Aprimoramento à REN 482/2012**. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Fortaleza. 2019.

SERPA, E. Fortaleza recebe reunião sobre energia eólica e solar. **Blog do Diário do Nordeste**, 03 abr. 2019. Disponível em: <<http://blogs.diariodonordeste.com.br/egidio/66059-2/>>. Acesso em: 08 ago. 2019.

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO. **Geração Distribuída - Regulamentação atual e processo de revisão**. [S.l.]. 2019.