

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

CAIO CESAR NEDOPETALSKI

**Proposição de compensação financeira para consumidores com
microgeração distribuída impactados pela qualidade do fornecimento
de energia elétrica**

São Paulo

2023

CAIO CESAR NEDOPETALSKI

**Proposição de compensação financeira para consumidores com
microgeração distribuída impactados pela qualidade do fornecimento de
energia elétrica**

Monografia apresentada para o Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Geração Distribuída

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Veiga
Gimenes

São Paulo

2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar forças nos momentos mais difíceis e que mais precisei. Aos meus pais, Cesar e Claudia, e minha irmã, Clara, por todo amor e carinho e por terem dado todo apoio possível.

Agradeço aos professores e a coordenação do PECE que me deram a oportunidade de apresentar este trabalho, em especial ao meu orientador Prof. André Gimenes, que sempre esteve a disposição para ajudar e contribuir.

A todos da Insole Energia Solar, em especial aos meus gestores, Ana Claudia Pereira, que sempre me incentivou aos estudos, Adiel Melo, que me fez pensar no tema deste trabalho e Ananias Gomes que possibilitou a apresentação deste estudo de caso.

Por fim, a todos amigos que estiveram do meu lado, em especial Bruno, Jessiane e Giulia e aos colegas de curso que me acompanharam nessa caminhada de pouco mais de dois anos.

RESUMO

Diante do crescimento exponencial da quantidade de consumidores gerando a própria energia através do sistema de compensação de créditos de energia elétrica, este trabalho tem como objetivo apresentar uma lacuna regulatória para os consumidores que possuem uma geração distribuída de fonte solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição com rendimento impactado negativamente pela qualidade de fornecimento de energia, especificamente por níveis de tensão fora dos limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A compensação financeira definida pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) considera para o cálculo do ressarcimento ao consumidor o Encargo do Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), calculado através do consumo da unidade consumidora, e dos indicadores de tensão de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), não levando em consideração neste cálculo a geração de energia para os casos de consumidores com geração distribuída conectada, causando um prejuízo financeiro para o consumidor. Para comprovar essa lacuna regulatória, foi realizado um estudo de caso de uma microgeração existente na cidade de Carpina/PE que teve medição comprovando níveis de tensão inadequados e calculado a estimativa de prejuízo financeiro do consumidor até a regularização dos níveis de tensão na unidade consumidora pela distribuidora de energia. Por fim, foi elaborada uma proposição de alteração da regulação vigente, Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL, para a inclusão de uma nova regra de compensação financeira para esses consumidores e simulando os resultados através dos dados do estudo de caso, que obtiveram êxito em ressarcir o consumidor-gerador pelo período em que a geração distribuída teve rendimento abaixo do esperado.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica. Energia Solar Fotovoltaica. Compensação Financeira.

ABSTRACT

Faced with the exponential growth in the number of consumers generating their own energy through the electricity credit compensation system, this work aims to present a regulatory gap for consumers who have a distributed generation of photovoltaic solar source connected to the distribution grid witch performance is negatively impacted by the quality of the energy supply, specifically for voltage levels outside the limits established by the Brazilian National Agency of Electric Energy (ANEEL). The financial compensation defined by Module 8 of the Electric Energy Distribution Procedures in the National Electric System (PRODIST) considers the Charge for the Use of the Distribution System (EUSD) for the reimbursement to the consumer, calculated through the consumption of the consumer unit, and voltage indicators of Relative Duration of Precarious Voltage Transgression (DRP) and Relative Duration of Critical Voltage Transgression (DRC), not taking into account in this calculation the power generation for consumers with connected distributed generation, causing a financial loss to the consumer. To prove this regulatory gap, a case study was carried out of an existing microgeneration system in the city of Carpina/PE, which had measurements proving inadequate voltage levels, and was calculated the estimate of the financial loss of the consumer until the voltage levels in the consumer unit are normalized by the energy distributor. Finally, a proposal was prepared to amend the current regulation, Normative Resolution ANEEL nº 1000/2021, for the inclusion of a new financial compensation rule for these consumers and simulating the results through the case study data, which were successful in reimbursing the consumer-generator for the period in which the distributed generation had an income below expectations.

Keywords: Distributed Generation. Electricity Supply Quality. Photovoltaic Solar Energy. Financial Compensation.

LISTA DE FIGURAS

<u>Figura 2.1 - Gráfico da potência instalada em MW (megawatts) de novas conexões ano a ano.</u>	16
<u>Figura 2.2 - Gráfico da quantidade de novas conexões ano a ano.</u>	16
<u>Figura 2.3 - Faixas de tensão em relação à de referência.</u>	22
<u>Figura 5.1 - Usina Solar Fotovoltaica do estudo de caso.</u>	31
<u>Figura 5.2 - Relatório de medição gráfica realizada pela distribuidora de energia.</u>	34
<u>Figura 5.3 - Fatura da unidade consumidora referente ao período que foi realizada a medição gráfica.</u>	36
<u>Figura 5.4 - Gráfico da energia injetada prevista e realizada a cada mês (2022).</u>	39
<u>Figura 5.5 - Gráfico da comparação do modelo de compensação proposto com os resultados do estudo de caso.</u>	44

LISTA DE TABELAS

<u>Tabela 2.1 - Potência instalada em MW (megawatts) por fonte de geração.</u>	13
<u>Tabela 2.2 - Quantidade de UCs com GD instalada e que recebem créditos.</u>	14
<u>Tabela 2.3 - Potência instalada em MW (megawatts) e percentual por modalidade de compensação.</u>	18
<u>Tabela 2.4 - Quantidade instalada e percentual por modalidade de compensação.</u>	18
<u>Tabela 2.5 - Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (380/220).</u>	21
<u>Tabela 2.6 - Tempo de desligamento de acordo com a tensão no ponto de conexão.</u>	24
<u>Tabela 5.1 - Previsão de energia injetada na rede mês a mês.</u>	32
<u>Tabela 5.2 - Média mensal de energia injetada a cada ano e rendimento de acordo com a previsão.</u>	33
<u>Tabela 5.3 - Ciclo de Leitura, Energia Injetada e Compensação Financeira da unidade consumidora.</u>	37
<u>Tabela 5.4 - Rendimento da microgeração mês a mês (2022).</u>	38
<u>Tabela 5.5 - Cálculo do prejuízo financeiro estimado considerando a geração prevista.</u>	40
<u>Tabela 5.6 - Cálculo do prejuízo financeiro estimado considerando performance média anual da UFV de 91%.</u>	41
<u>Tabela 5.7 - Análise do prejuízo estimado e da compensação recebida do estudo de caso.</u>	41
<u>Tabela 5.8 - Resultados do modelo de compensação proposto.</u>	43
<u>Tabela 5.9 - Resumo dos resultados do estudo de caso.</u>	43
<u>Tabela 5.10 - Resumo dos resultados da proposição de compensação financeira.</u>	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EMUC	Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
GD	Geração Distribuída
NBR	Norma Brasileira
n _{lc}	Número de Leituras Críticas
n _{lp}	Número de Leituras Precárias
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TL	Tensão de Leitura
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Solar Fotovoltaica

SUMÁRIO

<u>1. INTRODUÇÃO</u>	10
<u>1.1 Contextualização</u>	10
<u>1.2 Objetivo Geral</u>	11
<u>1.3 Objetivos Específicos</u>	11
<u>1.4 Metodologia</u>	12
<u>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</u>	13
<u>2.1 Geração Distribuída</u>	13
<u>2.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica</u>	15
<u>2.3 Lei 14.300 – Marco Legal da Geração Distribuída</u>	18
<u>2.4 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)</u>	19
<u>2.5 Módulo 8 - Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica</u>	20
<u>2.6 Verificação dos Níveis de Tensão e Compensação Financeira</u>	21
<u>2.7 Qualidade de Fornecimento para Energia Solar Fotovoltaica</u>	24
<u>3. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA</u>	25
<u>4. PROPOSIÇÃO DE COMPENSAÇÃO FINANCEIRA</u>	26
<u>4.1 Medição dos Níveis de Tensão e Compensação Financeira Existente</u>	26
<u>4.2 Elaboração da Proposta de Nova Compensação Financeira</u>	27
<u>4.3 Prazos e Condições da Restituição Financeira</u>	29
<u>4.4 Redação Final da Regra Proposta de Compensação Financeira</u>	29
<u>5. ESTUDO DE CASO</u>	31
<u>5.1 Resultados a partir da Proposição de Compensação Financeira</u>	42
<u>6. CONCLUSÃO</u>	45
<u>7. REFERÊNCIAS</u>	46

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Desde quando foi publicada a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o consumidor de energia elétrica no Brasil do mercado cativo ganhou o direito de gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada conectadas à rede de distribuição e receber créditos de energia elétrica na fatura. Essa modalidade de geração é conhecida como Geração Distribuída, quando a geração de energia elétrica está distribuída em pequenas centrais geradoras, podendo estar próxima ao local de consumo.

Com essa opção de gerar a própria energia elétrica, o consumidor se tornou consumidor-gerador, definição dada pela Lei 14.300/2022 para os titulares de unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída conectada. Essa lei, conhecida como marco legal da geração distribuída, estabelece as regras do sistema de compensação de energia elétrica, onde a quantidade de kWh (quilowatt-hora) produzida pela central geradora pode abater o consumo local e o excedente pode ser compensado em outras unidades consumidoras, gerando uma economia financeira direta na fatura de acordo com a energia produzida.

Porém, como essa geração precisa estar conectada na rede de distribuição, esses consumidores dependem de boas condições da rede elétrica de distribuição para o pleno funcionamento da micro ou minigeração instalada e para atingir a geração prevista da central geradora. É essencial que o consumidor tenha conhecimento sobre os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), principalmente referente ao Módulo 8 de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica, que define a qualidade do produto ofertado e do serviço prestado pelas distribuidoras de energia, para não ter nenhum impacto operacional na geração e ser prejudicado financeiramente por alguma inconformidade da rede.

1.2 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é relatar uma situação que pode ocorrer com os consumidores que possuem uma geração distribuída conectada à rede quando não recebem da distribuidora uma energia com os indicadores de qualidade estabelecidos pela ANEEL. Neste trabalho, em específico, para os casos de níveis de tensão precários ou críticos, que podem interferir no funcionamento e prejudicar o rendimento da central geradora de fonte solar fotovoltaica.

Além disso, propor uma alteração na regulação vigente, Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL, com compensação financeira justa para esses consumidores que tem a produção de energia impactada pelas condições da rede, já que a compensação definida pela ANEEL através do Módulo 8 do PRODIST é calculada através do consumo da unidade consumidora, e não pela geração da micro ou minigeração. Situação não observada pela regulação vigente e que resulta em um prejuízo financeiro para o consumidor que decidiu gerar a própria energia elétrica através do sistema de compensação.

1.3 Objetivos Específicos

Além de relatar o problema citado e propor uma compensação financeira para os consumidores, este trabalho tem como objetivo propor uma discussão entre os agentes do setor elétrico sobre os impactos que podem ser causados pela geração distribuída na rede de distribuição.

Já que a grande quantidade de energia injetada na rede pode causar perturbação na rede, é necessário que sejam avaliadas alternativas pela ANEEL e pelas distribuidoras para minimizar ou evitar esses impactos, principalmente analisando a qualidade da rede no momento que for concedido ao consumidor o acesso de uma micro ou minigeração ao ponto de conexão, inclusive com os custos de melhoria de rede podendo ser compartilhados entre consumidor e distribuidora de energia.

1.4 Metodologia

A metodologia deste trabalho consiste em inicialmente apresentar uma contextualização do problema observado pelo autor, o impacto da qualidade de energia na geração distribuída, com objetivos gerais e específicos do resultado desse estudo.

Uma revisão bibliográfica contendo o histórico e crescimento da geração distribuída no país, detalhando os principais marcos regulatórios e legais da geração própria, e os procedimentos de verificação da qualidade de fornecimento de energia elétrica e as compensações financeiras definidos pela regulação vigente.

Após essa introdução, é detalhado o problema observado pelo autor, do prejuízo financeiro desses consumidores enquanto a qualidade de energia não obtiver os índices adequados, conforme estabelecidos pela ANEEL. Juntamente com uma solução para a situação apresentada, com uma proposta de alteração da regulação vigente e com uma fórmula para calcular essa compensação ao consumidor.

Para comprovar a efetividade dessa proposição de compensação financeira, foi analisado um estudo de caso de um consumidor com os mesmos problemas citados na apresentação do trabalho e calculado se a compensação financeira proposta iria ressarcir de maneira justa o prejuízo que o consumidor teve enquanto não teve o funcionamento adequado da geração, com resultados financeiros e conclusões a partir destes.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Geração Distribuída

A primeira vez que o termo “geração distribuída” foi apresentado foi no Diário Oficial da União através do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, que regulamentava a comercialização de energia elétrica, definindo o termo como produção de energia elétrica de agentes autorizados conectados diretamente no sistema de distribuição. A definição divulgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na cartilha educativa aos consumidores, de 2016, define geração distribuída como a instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

A matriz elétrica brasileira ainda possui grande dependência da fonte hídrica, correspondente a 53,4% da oferta interna, considerando as importações esse valor chega a 57% (Balanço Energético Nacional, 2022). Diante disso, o crescimento da geração distribuída (GD) traz benefícios para o sistema elétrico nacional, contribuindo para a diversificação da matriz, o que traz maior segurança para o setor elétrico, e descentralizando a geração de energia, o que reduz grandes investimentos em sistemas de transmissão e evita perdas de energia no sistema de distribuição.

A ANEEL divulga mensalmente a atualização da quantidade e potência de empreendimentos com GDs conectadas à rede, especificando a fonte de geração. Segundo os dados abertos da ANEEL atualizados no início de 2023, a potência de usinas em operação atingiu 16.850 MW (megawatts), com destaque para a energia solar fotovoltaica (98,6%), percentual muito superior comparada as outras fontes, que juntas não chegam a 2% da potência total.

Tabela 2.1 - Potência instalada em MW (megawatts) por fonte de geração.

Fonte de Geração	Potência Instalada (MW)	Percentual
Central Geradora Solar Fotovoltaica	16610	98,6%
Usina Termelétrica	145	0,9%
Central Geradora Hidrelétrica	77	0,5%
Central Geradora Eólica	17	0,1%
Total	16850	100%

Fonte: Dados Abertos (ANEEL, 2023).

Dentre as vantagens competitivas dessa fonte de geração, pode-se destacar a grande extensão territorial aliada com o elevado níveis de irradiação solar existente no Brasil (BEZERRA, 2022). Além disso, segundo estudo da Greener (2022), houve uma redução de 44% nos últimos 6 anos do valor dos equipamentos e de instalação de uma usina solar fotovoltaica (UFV) residencial ou comercial no país.

A geração distribuída já deixou de ser uma novidade para os consumidores brasileiros, atualmente existem mais de 1.5 milhões de unidades consumidoras com micro ou minigeração conectadas a rede e mais de 2 milhões de UCs (unidades consumidoras) cadastradas para receber créditos de energia:

Tabela 2.2 - Quantidade de UCs com GD instalada e que recebem créditos.

Porte da GD	Quant de UCs instaladas	Quant de UCs que recebem créditos
Microgeração	1590808	2041404
Minigeração	8178	49620
Total	1598986	2091024

Fonte: Dados Abertos (ANEEL, 2023).

O surgimento dessa modalidade no país se deu com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, considerada o marco regulatório da geração distribuída no Brasil. Essa resolução estabeleceu as condições de acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Segundo o estudo de Ramos (2017), os incentivos oferecidos com a implementação da Resolução Normativa 482 foi sentido imediatamente pelo mercado, sendo capaz de criar uma expectativa de mercado positiva e alavancar de forma controlada e constante o crescimento da geração distribuída.

2.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O principal avanço trazido por essa resolução normativa foi a criação do sistema de compensação de créditos de energia elétrica, a porta de entrada para que os consumidores do mercado cativo tivessem um benefício financeiro direto na fatura mensal paga a distribuidora de energia ao gerar a própria energia.

Esse sistema de compensação estabeleceu que a energia injetada na rede pela central geradora poderia ser utilizada como créditos de energia para abater o consumo local, a cada kWh (quilowatt-hora) gerado compensando um kWh consumido, gerando uma economia na conta de luz e permitindo o acúmulo do excedente de geração para ser utilizado na unidade consumidora em até 36 meses.

Na época, estavam autorizados a participar do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) todas as centrais geradoras que utilizassem de fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que se limitassem as potências limites da micro e minigeração distribuída estabelecidas na publicação, sendo microgeração com potência igual ou inferior até 100 kW (quilowatts) e minigeração superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW (megawatts).

Porém, o crescimento exponencial dessa modalidade de geração, que pode ser observado nas Figuras 2.1 e 2.2, teve como principal motivo a alteração publicada pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que trouxe diversos aprimoramentos em comparação com a publicação inicial de 2012. Essa alteração, reduziu a potência limite da microgeração para 75 kW (quilowatts), porém ampliou a potência limite da minigeração para 5 MW (megawatts), possibilitando a adesão de centrais geradoras maiores ao sistema de compensação.

Além disso, a REN nº 687/2015 facilitou e tornou menos burocrático o acesso desses sistemas a rede de distribuição. Como por exemplo, os prazos de conexão de uma microgeração de acordo com o Módulo 3 do PRODIST, vigente a época, foram reduzidos de 30 dias para 15 dias para as análises das solicitações de acesso sem necessidades de melhorias na rede e de 30 dias para 7 dias para as vistorias das instalações. Para as instalações já conectadas, o benefício se deu pela alteração da validade dos créditos de energia de 36 para 60 meses.

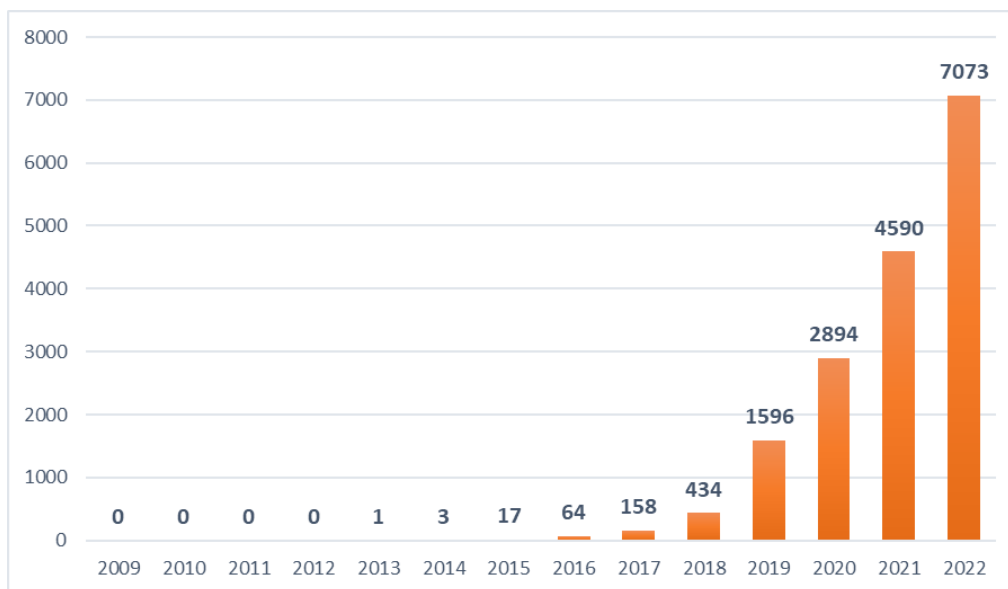


Figura 2.1 - Gráfico da potência instalada em MW (megawatts) de novas conexões ano a ano.

Fonte: Dados Abertos (ANEEL, 2023). Elaborado pelo autor.

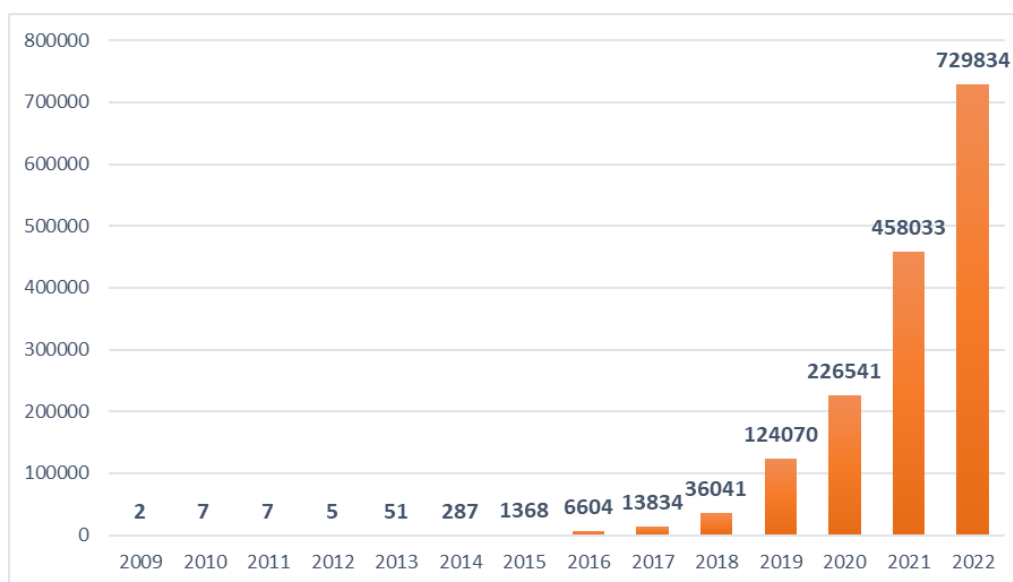


Figura 2.2 - Gráfico da quantidade de novas conexões ano a ano.

Fonte: Dados Abertos (ANEEL, 2023). Elaborado pelo autor.

Porém, a grande melhoria dessa resolução normativa de 2015 foi a criação das novas modalidades de compensação de energia elétrica, possibilitando a utilização dos

créditos de energia em unidades consumidoras que não estão no local de instalação, desde que estejam na mesma área de concessão da distribuidora de energia local. Desta forma, a modalidade existente desde 2012 ficou conhecida como “Geração Junto a Carga”, quando todo excedente de geração permanecia acumulado na unidade geradora para abater o próprio consumo.

Para as instalações que cadastrassem outras unidades consumidoras como beneficiárias desses créditos de energia, se enquadrariam como um “Autoconsumo Remoto”, podendo a geração não estar junto a carga e os créditos excedentes serem transferidos para outras unidades consumidoras da mesma titularidade. Uma modalidade de compensação que beneficia, por exemplo, consumidores que não possuem um local para instalação da GD onde residem e que possuem uma residência ou terreno no litoral ou no interior para instalar a geração. Essa modalidade já é responsável por 22,22% da potência instalada e 17,05% da quantidade total da geração distribuída no país, conforme Tabela 2.3 e 2.4.

As modalidades restantes são a “Geração Compartilhada” e os “empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras” (EMUCs), que a principal diferença para o autoconsumo remoto é que as unidades consumidoras não necessitam estar na mesma titularidade para participar do sistema de compensação. Os EMUCs são uma modalidade de compensação para consumidores de condomínios horizontais ou verticais usufruírem da produção de energia.

Já na geração compartilhada, os consumidores podem se unir em forma de consórcio, cooperativa ou associação para receber os benefícios da energia gerada pela micro ou minigeração, é considerada uma “democratização” da geração distribuída, já que possibilita o acesso para os consumidores que não possuem um telhado ou terreno para o local de instalação.

Entretanto, vale ressaltar que essas duas modalidades juntas ainda não representam nem 1% da quantidade ou potência total da GD no país (Tabela 2.3 e 2.4). Isso acontece devido a insegurança dos consumidores e investidores quanto à carga tributária incidente, na medida que não está claro se haverá isenção de PIS, COFINS e ICMS, enquanto as distribuidoras de energia fazem interpretações diversas. (Revista Consultor Jurídico, 2022).

Tabela 2.3 - Potência instalada em MW (megawatts) e percentual por modalidade de compensação.

Modalidade de Compensação	Potência Instalada (MW)	Percentual
Geração Junto a Carga	12981	77,04%
Autoconsumo Remoto	3744	22,22%
Geração Compartilhada	117	0,70%
EMUCs	7	0,04%

Fonte: Dados Abertos (ANEEL, 2023).

Tabela 2.4 - Quantidade instalada e percentual por modalidade de compensação.

Modalidade de Compensação	Quantidade Instalada	Percentual
Geração Junto a Carga	1322272	82,70%
Autoconsumo Remoto	272697	17,05%
Geração Compartilhada	3726	0,23%
EMUCs	258	0,02%

Fonte: Dados Abertos (ANEEL, 2023).

2.3 Lei 14.300 – Marco Legal da Geração Distribuída

Diante do crescimento exponencial da adesão à GD no país, em 2019 a ANEEL iniciou um processo para a revisão da REN nº 482/2012 que buscava alterar o SCEE existente, apresentando alternativas que não foram bem-vistas pelo setor. Com o apoio do Congresso Nacional, no dia 06 de janeiro de 2022 foi sancionada a Lei 14.300, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e do sistema de compensação de energia elétrica.

A publicação dessa lei trouxe uma segurança jurídica e financeira para o setor e para os consumidores-geradores, visto que foi assegurado o direito adquirido para todas as centrais geradores já conectadas e para as que protocolaram a solicitação de acesso no período de um ano.

A principal mudança trazida pela lei é a definição da nova regra de compensação de energia elétrica para os novos acessantes, todos aqueles que protocolaram a solicitação de acesso a partir de 6 de janeiro 2023. Foi estabelecido um período de transição com um prazo de 18 meses para a ANEEL estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios da

geração distribuída, conhecido como acerto de contas, para finalmente estabelecer o sistema de compensação de créditos definitivo.

Desde a publicação da REN nº 482/2012 que criou o SCEE, a compensação ocorria de maneira igualitária, a cada kWh gerado poderia ser compensado um kWh de consumo na fatura mensal. Já de acordo com o período de transição da Lei 14.300, foi levado em consideração um pleito das distribuidoras de energia referente a remuneração dos custos do sistema de distribuição, este que se dará de forma gradual ano a ano até 2029, quando o consumidor-gerador não compensará a componente tarifária referente ao fio B da tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD).

Segundo o estudo de Pimentel (2022), no momento ainda não é possível realizar estudos de impactos pelas alterações trazidas pela Lei, apenas que terão influência negativa no tempo de retorno do investimento realizado pelo consumidor. A partir de 2023 poderá ser quantificado os resultados dessa mudança analisando a quantidade de novas conexões, mas o futuro do mercado da geração distribuída também depende do cálculo dos custos e benefícios a ser publicado pela ANEEL.

2.4 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)

A regulamentação das atividades de distribuição de energia elétrica no Brasil é definida pelo PRODIST, tendo a primeira versão publicada pela Resolução Normativa ANEEL nº 345/2008 e última revisão através da Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021. Segundo Mattar (2010), o PRODIST são um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades no segmento de distribuição de energia elétrica.

Esses documentos têm como função normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica e são divididos nos seguintes módulos:

- Módulo 1 - Introdução

- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- Módulo 5 - Sistemas de Medição
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório
- Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

O conhecimento sobre esses procedimentos é de grande importância para o consumidor de energia elétrica, principalmente para os consumidores-geradores, pois nestes documentos que estão estabelecidos as condições de acesso ao sistema de distribuição (Módulo 3), detalhando todos os requisitos para o consumidor que deseja conectar uma geração distribuída à rede, além dos requisitos dos sistemas de proteção, operação, manutenção e segurança das conexões.

2.5 Módulo 8 - Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica

Após a conexão da geração distribuída, o consumidor depende do sistema de distribuição para receber uma energia de boa qualidade. O funcionamento dos equipamentos de instalação e a produção de energia prevista podem ser impactados caso a energia fornecida não atenda aos requisitos estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST, referente a Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica.

Esse módulo estabelece os indicadores da qualidade do produto ofertado pela distribuidora de energia, definindo a metodologia de medição e a gestão de reclamações relativas à conformidade de tensão, qualidade do serviço prestado pela concessionária, referente aos padrões de atendimento e do cumprimento dos prazos regulatórios, e das condições de segurança do trabalho e das instalações.

A qualidade do produto trata os fenômenos que a afetam a onda de tensão, sendo essencial para uma central geradora os indicadores que analisam as variações de tensão em regime permanente. É dever da distribuidora de energia acompanhar todo o sistema de distribuição para que a tensão fornecida se mantenha dentro dos padrões estabelecidos, comparando os valores medidos no ponto de conexão com a rede de distribuição através de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada.

2.6 Verificação dos Níveis de Tensão e Compensação Financeira

Os níveis de tensão especificados neste módulo são classificados em três categorias: adequados, precários e críticos, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura com a de referência, para usuários atendidos em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV, situando-se entre 95% e 105% da tensão nominal do sistema, e para usuários atendidos em tensão inferior a 2,3 kV a tensão nominal do sistema, classificadas conforme as tabelas constantes contidas no Módulo 8 do PRODIST, exemplo:

Tabela 2.5 - Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (380/220).

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: Anexo 8.A do Módulo 8 (PRODIST).

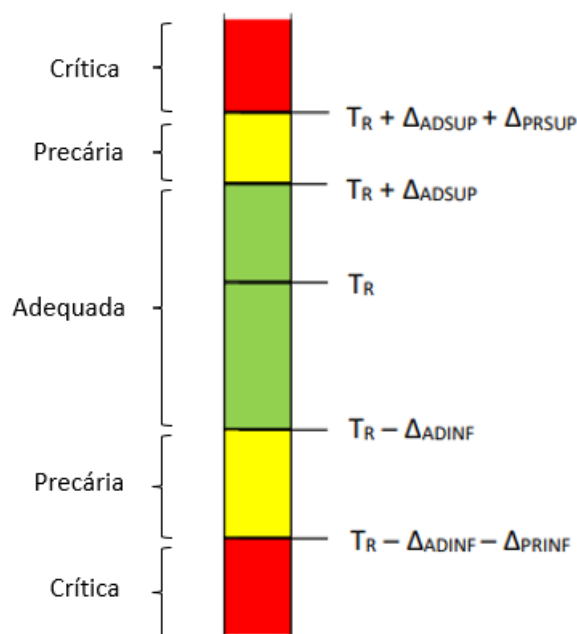


Figura 2.3 - Faixas de tensão em relação à de referência.

Fonte: Módulo 8 (PRODIST) com adaptações do autor.

Os indicadores de tensão em regime permanente são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC). Esses indicadores são obtidos através de medição apropriada, seguindo os requisitos definidos por esse módulo, que considera 1008 leituras válidas em um intervalo consecutivo de 10 minutos cada, ou seja, 168 horas, calculados através das seguintes equações:

$$(1)$$

$$(2)$$

Onde:

nlp = número de leituras situadas na faixa precária;

nlc = número de leituras situadas na faixa crítica.

Os limites para os indicadores individuais de tensão em regime permanente definidos pela ANEEL são de 3% para o DRP e de 0,5% para o DRC, sendo obrigação da

distribuidora de energia compensar os titulares das unidades consumidores que estiverem submetidos a tensões de atendimento acima do limite, utilizando a seguinte equação:

(3)

Sendo:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP \text{ limite}$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP \text{ limite}$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC \text{ limite}$;

$k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se $DRC > DRC \text{ limite}$;

$k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, se $DRC > DRC \text{ limite}$;

$k_2 = 4$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, se $DRC > DRC \text{ limite}$;

EUSD = valor em reais (R\$) do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última medição, calculado através da equação:

(4)

Desta forma, as variáveis que quantificam a compensação financeira para o consumidor, são os indicadores de transgressão de tensão precário e crítico (DRP e DRC), o valor da TUSD e o consumo da unidade consumidora no mês da medição. Essa compensação financeira deve ser realizada até os níveis de tensão serem reestabelecidos pela distribuidora de energia, comprovados por nova medição, não existindo prazo regulatório para essa adequação.

Segundo estudo de Rodrigues (2021), o aumento considerável da quantidade de novas conexões de GDs através de sistemas fotovoltaicos acarreta alguns problemas técnicos, visto que os sistemas de distribuição de energia não foram projetados para suportar as cargas provenientes das UFVs, e sim para atender o consumidor final.

A interação entre a potência injetada pelas unidades consumidoras com a rede tende a ocasionar um aumento na magnitude da tensão no ponto de conexão. Desta forma, o aumento no grau de penetração pode elevar excessivamente a tensão nos

barramentos próximas às unidades de geração, ultrapassando os limites de DRP e DRC estabelecidos pelo PRODIST. (MME, 2015)

2.7 Qualidade de Fornecimento para Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia renovável e limpa que utiliza a radiação solar para gerar eletricidade. Os painéis fotovoltaicos captam a radiação solar e transformam a luz (fótons) em energia elétrica (elétrons), após isso essa energia é convertida de corrente contínua para corrente alternada pelos inversores, apta para consumo. (IBERDROLA, 2023)

Caso os inversores verifiquem algum parâmetro fora dos limites definidos pela ANEEL, por medida de proteção, eles devem interromper a injeção de energia na rede da concessionária. Na persistência do problema, o desligamento será constante durante o período, diminuindo a eficiência da UFV e afetando diretamente os clientes que possuem uma micro ou minigeração. (RODRIGUES, 2021).

Segundo a Norma Brasileira (NBR) 16149:2013 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que estabelece as recomendações para conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição e energia elétrica, quando a tensão da rede sai da faixa de operação definida pela norma, a UFV deve parar de fornecer energia à rede, conforme seguinte tabela:

Tabela 2.6 - Tempo de desligamento de acordo com a tensão no ponto de conexão.

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2 s

Fonte: NBR 16149:2013 (ABNT)

3. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Diante da explicação de como os níveis de tensão podem interferir no funcionamento da micro ou minigeração distribuída e do cálculo de compensação financeira definido pelo Módulo 8 do PRODIST, ambos apresentados na revisão bibliográfica, é causada uma lacuna regulatória para os consumidores-geradores que receberem níveis de tensão inadequados na unidade consumidora de geração.

Como o cálculo da compensação financeira tem como fator o encargo do uso do sistema de distribuição (EUSD), calculado através do consumo faturado no mês da medição, essa situação afeta os titulares das unidades consumidoras com micro ou minigeração, que muitas vezes não existe consumo no local de geração, e quando existe, o consumo é compensado pelos créditos de energia gerados. Essa situação ocorre principalmente para as GDs na modalidade de autoconsumo remoto, que por muitas vezes tem como objetivo gerar uma quantidade de energia muito superior ao consumo local para destinar o excedente para outras unidades consumidoras.

Nesses casos, a compensação financeira definida pela ANEEL será mínima para o consumidor-gerador, além de muito inferior comparado ao valor financeiro que o consumidor teria como benefício, calculado através do quanto de energia foi deixado de ser produzido pela central geradora. A lacuna regulatória é que o titular da unidade consumidora é afetado como gerador e compensado como consumidor.

Desta forma, será apresentado uma proposição de compensação financeira especificamente para microgerações distribuídas que receberem níveis de tensão inadequados, comprovados por uma medição apropriada pela distribuidora de energia, que busque recompensar o consumidor pelos meses de geração afetados.

E por fim, será apresentado um estudo de caso com uma microgeração existente de uma usina solar fotovoltaica, que teve medição gráfica realizada pela distribuidora apresentando níveis de tensão críticos, mostrando o quanto essa UFV deixou de produzir no período até a melhoria de rede realizada pela distribuidora, o prejuízo financeiro em comparação com a compensação financeira paga pela distribuidora de energia e os resultados com a compensação financeira proposta.

4. PROPOSIÇÃO DE COMPENSAÇÃO FINANCEIRA

Diante do problema apresentado, foi elaborada uma alteração à regulação vigente, com uma proposição de compensação financeira que busque ressarcir de maneira justa os consumidores, especificamente com microgeração distribuída, que tiverem a produção de energia afetada por níveis de tensão críticos ou precários comprovados por medição apropriada da distribuidora de energia.

Para esse modelo de compensação, foram observados diversos trechos da Resolução Normativa nº 1000/2021, que estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Foram utilizados como referência para a elaboração principalmente os trechos referentes a compensações financeiras ao consumidor, situações de regularização de leitura devido a faturamento incorreto ou defeito de medição, cálculos de cobranças e devoluções, e prazos e procedimentos de restituição.

4.1 Medição dos Níveis de Tensão e Compensação Financeira Existente

A verificação dos níveis de tensão deverá ser realizada conforme estabelecida pelo Módulo 8 do PRODIST, com a instalação de um equipamento de medição gráfica no período de 168 horas para calcular os indicadores de DRP e DRC, após solicitação do titular da unidade consumidora.

Após medição comprovado que os níveis de tensão não estão conforme os limites estabelecidos pela ANEEL, o consumidor que possuir geração distribuída conectada à rede ainda terá compensação financeira calculada através da equação estabelecida no módulo de qualidade de fornecimento de energia, que utiliza o EUSD como fator de cálculo, pois a unidade consumidora continua tendo consumo ativo mensal, mesmo que mínimo. Porém esse consumidor ainda terá uma compensação financeira adicional referente a energia injetada.

4.2 Elaboração da Proposta de Nova Compensação Financeira

A compensação financeira calculada para os consumidores-geradores será realizada através de um procedimento específico baseado no período total em que a microgeração distribuída permaneceu com níveis de tensão inadequados e no faturamento imediatamente posterior a comprovação da regularização dos níveis de tensão da unidade consumidora.

Para o início da proposição, foi observado a Seção II do Capítulo XV referente à qualidade do serviço, especificamente sobre a conformidade da tensão, sendo criado um artigo exclusivo para os consumidores com geração distribuída:

“Art. No caso de a distribuidora não entregar tensão em regime permanente considerada adequada, o consumidor com geração distribuída conectada tem o direito de receber compensação financeira adicional em sua fatura de energia, de acordo com os seguintes procedimentos:”

Após a introdução do artigo, foi tomado como referência o Parágrafo 11 do Art. 323 da REN nº 1000/2021, que traz as obrigações da distribuidora após a regularização da leitura por faturamento incorreto:

“§ Ao comprovar que os níveis de tensão foram reestabelecidos na unidade consumidora, a distribuidora deve:

I – Verificar a energia injetada total pela central geradora desde a primeira medição que constatou os níveis de tensão fora dos padrões até a comprovação da solução, e calcular a geração média mensal neste período;”

Já para a continuação deste procedimento de compensação, foi utilizado como base o inciso III do Art. 255 da REN nº1000/2021, que permite a utilização do faturamento imediatamente posterior à regularização da medição após comprovado defeito no equipamento de medição.:

“II – Utilizar o faturamento imediatamente posterior à comprovação da regularização da tensão para obter o valor de energia injetada pela central geradora; “

Novamente foi usado o Parágrafo 11 do Art. 323 da REN nº 1000/2021 para elaboração desses incisos, tanto para a subtração dos valores obtidos, como para a devolução caso o valor calculado seja negativo, sendo a única divergência para os casos

em que o valor seja positivo, que na resolução vigente deve ser cobrado do consumidor e na proposição não existe cobrança:

“III – Subtrair da geração média mensal calculada através do inciso I a energia injetada pela central geradora obtida no inciso II;

IV – Caso o valor obtido no inciso III seja negativo, providenciar a devolução ao consumidor; caso o valor seja positivo, não se aplica compensação financeira;”

Para o cálculo financeiro da compensação devida, foi definido conforme o disposto no inciso II do Art. 326 da REN nº 1000/2021, apenas substituindo à época da ocorrência pela época da medição que constatou níveis de tensão fora dos padrões:

“V – Para o cálculo das diferenças a devolver, a distribuidora deve aplicar a tarifa vigente à época da medição que constatou níveis de tensão fora dos padrões, devendo as diferenças serem atualizadas pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA;”

Por fim, é obtida a seguinte equação para o cálculo do valor a ser restituído ao consumidor:

(5)

; apenas se < 0

Sendo:

= somatório da energia injetada pela central geradora no período;

= número de meses contados da medição até a medição que comprovou a regularização da tensão;

= energia injetada pela central geradora no faturamento posterior a regularização da tensão;

= tarifa vigente à época da medição que verificou níveis inadequados de tensão;

IPCA = correção de valores no período em que a unidade consumidora permaneceu com níveis de tensão fora dos limites estabelecidos.

4.3 Prazos e Condições da Restituição Financeira

Após a definição de como seria calculada a compensação financeira, foi observado na regulação vigente o que é estabelecido referente aos prazos e condições da restituição financeira. No mesmo Capítulo XV sobre a qualidade do serviço, a Seção III estabelece as condições de cumprimento de prazos e detalha como deve ser realizada a restituição ao consumidor.

Observando o Parágrafo 1 do Art. 440 e das alíneas “a” e “b” do inciso V do Art. 443, foi substituído a contagem do prazo violado para a comprovação da adequação dos níveis de tensão, e alterando de critério da distribuidora para critério do consumidor, chegando a seguinte redação:

“§ Para a compensação ao consumidor e demais usuários, devem ser consideradas as seguintes disposições:

I – A compensação deve ser realizada por meio de crédito na fatura em até 2 (dois) ciclos de faturamento subsequentes o mês em que for comprovada por medição apropriada a adequação dos níveis de tensão.

II – Se a compensação for maior que o valor a ser faturado, o crédito restante deve ser, a critério do consumidor:

a) realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo de crédito possível em cada ciclo; ou

b) pago por meio de crédito na conta corrente indicada pelo consumidor ou pelos demais usuários, cheque nominal ou ordem de pagamento;”

4.4 Redação Final da Regra Proposta de Compensação Financeira

“CAPÍTULO XV

DA QUALIDADE DO SERVIÇO

Seção II

Da Conformidade da Tensão

Art. No caso de a distribuidora não entregar tensão em regime permanente considerada adequada, o consumidor com geração distribuída conectada tem o direito de receber

compensação financeira adicional em sua fatura de energia, de acordo com os seguintes procedimentos:

§ 1º Ao comprovar que os níveis de tensão foram reestabelecidos na unidade consumidora, a distribuidora deve:

I – Verificar a energia injetada total pela central geradora desde a primeira medição que constatou os níveis de tensão fora dos padrões até a comprovação da solução, e calcular a geração média mensal neste período;

II – Utilizar o faturamento imediatamente posterior à comprovação da regularização da tensão para obter o valor de energia injetada pela central geradora;

III – Subtrair da geração média mensal calculada através do inciso I a energia injetada pela central geradora obtida no inciso II;

IV – Caso o valor obtido no inciso III seja negativo, providenciar a devolução ao consumidor; caso o valor seja positivo, não se aplica compensação financeira;

V – Para o cálculo das diferenças a devolver, a distribuidora deve aplicar a tarifa vigente à época da medição que constatou níveis de tensão fora dos padrões, devendo as diferenças serem atualizadas pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA;

§ 2º Para a compensação ao consumidor e demais usuários, devem ser consideradas as seguintes disposições:

I – A compensação deve ser realizada por meio de crédito na fatura em até 2 (dois) ciclos de faturamento subsequentes o mês em que for comprovada por medição apropriada a adequação dos níveis de tensão.

II – Se a compensação for maior que o valor a ser faturado, o crédito restante deve ser, a critério do consumidor:

a) realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo de crédito possível em cada ciclo; ou

b) pago por meio de crédito na conta corrente indicada pelo consumidor ou pelos demais usuários, cheque nominal ou ordem de pagamento;”

5. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso desse trabalho é referente a uma usina solar fotovoltaica de microgeração na potência de 61,92 kWp (quilowatt-pico), localizada na cidade de Carpina/PE, pertencente a uma escola particular. A modalidade de compensação dessa geração distribuída é de um autoconsumo remoto, já que o consumo a ser compensado não está no local de geração e a unidade consumidora conectada possui apenas geração.



Figura 5.1 - Usina Solar Fotovoltaica do estudo de caso.

Fonte: Próprio autor.

Para essa instalação, foram utilizados 172 módulos de potência 360 W do fabricante Canadian Solar (modelo CS3U-360P) e 2 inversores, um na potência de 36 kW e outro de 12 kW, do fabricante Sungrow (modelos SG36KTL-M e SG12KTL-M). De acordo com o software PVSYST, que utiliza as coordenadas do local de instalação e o dimensionamento do sistema para calcular a viabilidade técnica da instalação, a previsão de energia produzida para essa usina solar fotovoltaica seria de 7.973 kWh/mês.

Tabela 5.1 - Previsão de energia injetada na rede mês a mês.

Mês	Previsão de Energia Injetada na Rede (kWh)
Janeiro	8802
Fevereiro	7854
Março	8505
Abril	7892
Maio	7307
Junho	6335
Julho	6728
Agosto	7407
Setembro	7997
Outubro	9014
Novembro	8982
Dezembro	8850
Média	7973

Fonte: Dados obtidos através do software PVSYST.

No dia 20 de agosto de 2020, a UFV teve o ponto de conexão aprovado pela distribuidora de energia local, consequentemente iniciando a injeção na rede de distribuição. Porém, nos primeiros meses de geração, a produção de energia da microgeração não obteve um rendimento satisfatório, com um valor de 40% no ano de 2020 e 55% no ano de 2021, calculados através da seguinte maneira:

(6)

Onde:

Energia Injetada (kWh): fornecida pela fatura mensal da unidade consumidora (adequada para este cálculo, já que não existe consumo no local, apenas geração);

Energia Injetada Prevista (kWh): calculada através do software PVSYST.

Tabela 5.2 - Média mensal de energia injetada a cada ano e rendimento de acordo com a previsão.

Ano	Média Mensal de Energia Injetada (kWh)	Rendimento
2020*	3191	40%
2021	4383	55%

Fonte: Dados retirados da fatura da unidade consumidora. Elaborado pelo autor.

Nota: *Apenas 4 meses de geração, já que a microgeração foi conectada no final de agosto.

Diante dessa situação, o consumidor acionou a distribuidora de energia em novembro de 2021 para verificar os níveis de tensão na unidade consumidora conforme procedimentos estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST. Foi instalado um equipamento de medição gráfica na unidade consumidora por um período de 168 horas, buscando obter 1008 leituras de tensão consecutivas.

Essa medição apontou níveis de tensão críticos, com índices de DRP de 3,77% e de DRC de 29,96%, quando o limite definido pela ANEEL é de 3% e de 0,5%, respectivamente, comprovando uma inconformidade no produto entregue pela rede de distribuição, sendo necessário providências de regularização.



INFORME DE MEDIÇÃO INADEQUADA

A(o) Sr(a).

Carpina, 02 de DEZEMBRO de 2021

Carta Nº:

Prezado(a) Cliente,

Em atenção a sua reclamação de 19/11/2021, referente ao contrato de fornecimento nº apresentamos a apuração dos fatos e providências adotadas.

Foram realizadas inspeção e medições no ponto de conexão que atende a esta unidade consumidora, tendo sido constatada a necessidade providências para regularização.

Resultado da Medição:

Data Inicial: 22/11/2021

Data Final: 29/11/2021

Tensão de Referência: 220,00 v.

DRP: 3,77

DRC: 29,96

Conclusão: CRÍTICA

DEFINIÇÃO E FAIXA DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DOS NÍVEIS DE TENSÃO

DRP = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária; DRP: 3,00%

DRC = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica; DRC: 0,50%

Após a conclusão das providências de regularização, serão efetuadas novas medições e a avaliação dos níveis da tensão de fornecimento será informada através de nova correspondência.

Continuamos à disposição para prestar quaisquer informações e esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

Figura 5.2 - Relatório de medição gráfica realizada pela distribuidora de energia.

Fonte: Próprio autor.

De acordo com as equações fornecidas pelo módulo de qualidade de fornecimento de energia elétrica da ANEEL e com os indicadores obtidos pela medição gráfica, é possível calcular a quantidade de leituras nas faixas precárias e críticas durante o período da medição:

(1)

(2)

Ou seja, 4% das leituras realizadas foram precárias e 30% das leituras foram críticas, totalizando 34% de leituras fora da faixa de tensão adequada no período de uma semana (168 horas).

Através da fatura da unidade consumidora, é possível calcular o encargo do uso do sistema de distribuição no mês de referência da medição realizada pela distribuidora (dezembro de 2021):

(4)

DADOS DO CLIENTE				DATA DE VENCIMENTO		DATA DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL		CONTA CONTRATO	
ENDEREÇO DA UNIDADE CONSUMIDORA				TOTAL A PAGAR (R\$)		DATA DA APRESENTAÇÃO		Nº DO CLIENTE	
						NÚMERO DA NOTA FISCAL		Nº DA INSTALAÇÃO	
As condições gerais de fornecimento (Resolução ANEEL 414/2010), tarifas, produtos, serviços prestados e tributos se encontram à disposição, para consulta em nossas unidades de atendimento e no site neoenergia pernambuco.com.br				CLASSIFICAÇÃO					
				B3 COMERCIAL - OUTROS SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES Conv. Monômnia - Trifásico					
				RESERVADO AO FISCO					
DESCRIÇÃO DA NOTA FISCAL									
		QUANTIDADE	PREÇO(R\$)	VALOR(R\$)	Tarifas Aplicadas Consumo Ativo(kWh)-TUSD0,34515000 Consumo Ativo(kWh)-TE0,27433000 HISTÓRICO DO CONSUMO DEZ 21100 NOV 21100 OUT 21100 SET 21100 AGO 21100 JUL 21100 JUN 21100 MAI 21100 ABR 21100 MAR 21100 FEV 210 JAN 210 DEZ 20100				
Consumo Ativo(kWh)-TUSD		100,0000000	0,49030470						
Consumo Ativo(kWh)-TE		100,0000000	0,38970097						
Acréscimo Bandeira AMARELA									
Contrib. Ilum. Pública Municipal									
TOTAL DA FATURA									
INFORMAÇÕES DE TRIBUTOS									
ICMS		PIS		COFINS					
BASE DE CALCULO	%	VALOR DO IMPOSTO	BASE DE CALCULO	%	VALOR DO IMPOSTO	BASE DE CALCULO	%	VALOR DO IMPOSTO	
108,17	25,00	27,04	81,12	1,09	0,88	81,12	5,05	4,09	

Figura 5.3 - Fatura da unidade consumidora referente ao período que foi realizada a medição gráfica.

Fonte: Próprio autor.

Diante das informações obtidas no relatório da medição gráfica e na fatura mensal, todos os valores para a equação que define a compensação financeira para unidades consumidoras com transgressão aos níveis de tensão são conhecidos, chegando ao valor financeiro final:

k1=3, visto que $DRP > DRP$ limite

$k_2=7$, visto que $DRC > DRC$ limite, para atendimento em baixa tensão

(3)

Tabela 5.3 - Ciclo de Leitura, Energia Injetada e Compensação Financeira da unidade consumidora.

Ciclo de Leitura	De	Até	Energia Injetada (kWh)	Compensação Financeira
jan/22	11/12/2021	10/01/2022	6245	R\$ 71,96
fev/22	11/01/2022	08/02/2022	5909	R\$ 71,96
mar/22	09/02/2022	10/03/2022	6274	R\$ 71,96
abr/22	11/03/2022	08/04/2022	5913	R\$ 71,96
mai/22	09/04/2022	10/05/2022	6389	R\$ 71,96
jun/22	11/05/2022	08/06/2022	4011	R\$ 71,96
jul/22	09/06/2022	11/07/2022	5870	R\$ 71,96
ago/22	12/07/2022	10/08/2022	5699	R\$ 71,96
set/22	11/08/2022	12/09/2022	6699	R\$ 71,96
out/22	13/09/2022	10/10/2022	6360	R\$ 71,96
nov/22*	11/10/2022	10/11/2022	6847	R\$ 71,96
dez/22	11/11/2022	12/12/2022	8023	R\$ 71,96
Total			74239	R\$ 863,52

Fonte: Faturas da unidade consumidora.

Nota: *Ciclo de faturamento em que foi concluída a melhoria de rede.

O início dessa compensação financeira teve início no mês de janeiro de 2022, logo no mês subsequente ao mês da medição realizada pela distribuidora e permaneceu durante todo o ano (12 meses), visto que a medição gráfica que comprovou que os níveis de tensão foram reestabelecidos foi realizada no dia 12/12/2022, data que encerrou o ciclo de faturamento do mês de dezembro/22.

Já a melhoria de rede realizada pela distribuidora de energia foi concluída no dia 27/10/2022, conforme comunicação enviada pela distribuidora, 342 dias após a reclamação inicial do consumidor referente a qualidade de fornecimento de energia. Importante ressaltar que não existe prazo regulatório para essa adequação, devendo a distribuidora de energia compensar o consumidor até a comprovação da solução do problema com uma nova medição:

“Após melhoria realizada, com substituição de rede baixa tensão em 27/10/2022. Logo após, foi realizada medição gráfica no período de 06 a 12/12/2022, sendo constatado nível de tensão adequado.”

- Comunicação recebida pelo titular da unidade consumidora através do e-mail da distribuidora de energia.

Tabela 5.4 - Rendimento da microgeração mês a mês (2022).

Ciclo de Leitura	Energia Injetada Prevista (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Rendimento
jan/22	8802	6245	71%
fev/22	7854	5909	75%
mar/22	8505	6274	74%
abr/22	7892	5913	75%
mai/22	7307	6389	87%
jun/22	6335	4011	63%
jul/22	6728	5870	87%
ago/22	7407	5699	77%
set/22	7997	6699	84%
out/22	9014	6360	71%
nov/22	8982	6847	76%
dez/22	8850	8023	91%
Média	7973	6187	78%

Fonte: Dados retirados da fatura da unidade consumidora e obtidos através do software PVSYST.

Embora a substituição da rede de baixa tensão tenha sido realizada durante o ciclo de faturamento do mês de novembro/22, apenas no mês de dezembro/22 houve um ciclo completo com os níveis de tensão adequados.

Pela primeira vez desde a data de conexão, a microgeração atingiu um rendimento acima de 90% do previsto do mês de referência (91% no mês de dezembro de 2022), além de também ser a primeira vez que a energia injetada de um mês (8023 kWh) superou a média mensal prevista (7973 kWh, conforme Tabela 5.1).

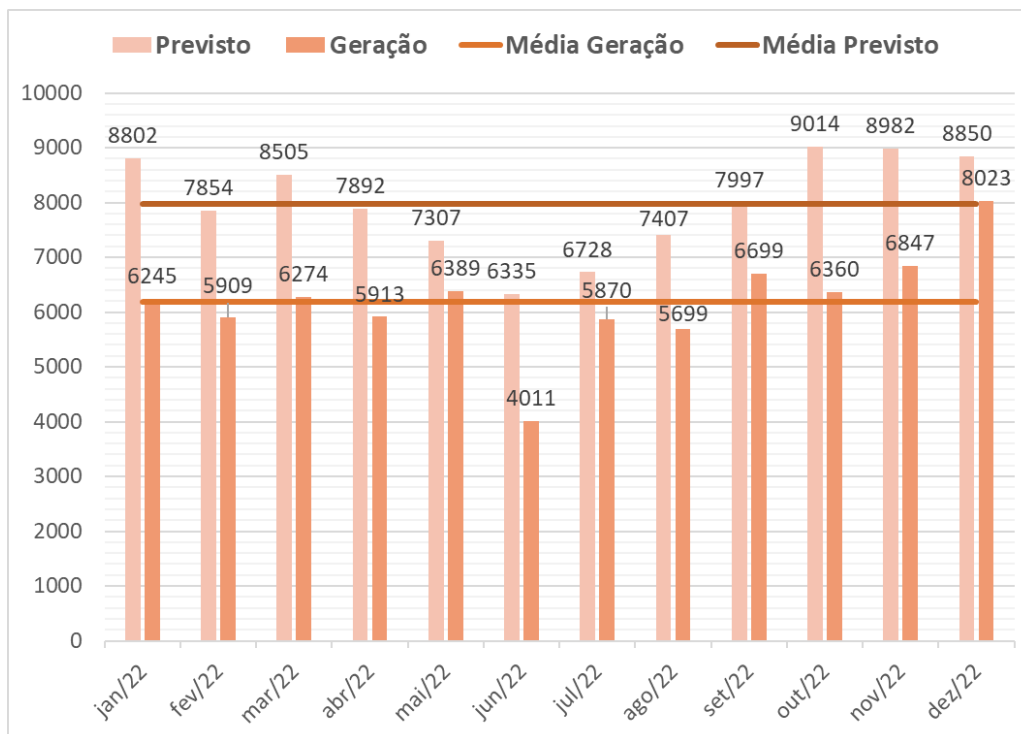


Figura 5.4 - Gráfico da energia injetada prevista e realizada a cada mês (2022).

Fonte: Dados retirados da fatura da unidade consumidora e obtidos através do software PVSYST. Gráfico elaborado pelo autor.

Média Energia Injetada Prevista = 7973 kWh/mês

Média Energia Injetada = 6187 kWh/mês

(Conforme Tabela 5.4)

É possível estimar o prejuízo financeiro que o consumidor teve durante os meses em que havia uma comprovação da má qualidade do fornecimento de energia. Calculando a diferença entre a geração prevista e a geração realizada em cada mês do ano, multiplicada pela tarifa do mês de referência:

(7)

(8)

(9)

Tabela 5.5 - Cálculo do prejuízo financeiro estimado considerando a geração prevista.

Ciclo de Leitura	Energia Injetada Prevista (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Diferença (kWh)	Tarifa	Prejuízo Mensal
jan/22	8802	6245	2557	R\$ 0,88	R\$ 2.241,81
fev/22	7854	5909	1945	R\$ 0,83	R\$ 1.613,29
mar/22	8505	6274	2231	R\$ 0,85	R\$ 1.898,76
abr/22	7892	5913	1979	R\$ 0,86	R\$ 1.707,69
mai/22	7307	6389	918	R\$ 0,89	R\$ 812,89
jun/22	6335	4011	2324	R\$ 1,03	R\$ 2.394,71
jul/22	6728	5870	858	R\$ 1,03	R\$ 885,78
ago/22	7407	5699	1708	R\$ 0,91	R\$ 1.553,62
set/22	7997	6699	1298	R\$ 0,90	R\$ 1.165,61
out/22	9014	6360	2654	R\$ 0,90	R\$ 2.388,05
nov/22	8982	6847	2135	R\$ 0,91	R\$ 1.944,64
dez/22	8850	8023	827	R\$ 0,90	R\$ 748,27
Total					R\$ 19.355,14

Fonte: Dados retirados da fatura da unidade consumidora e obtidos através do software PVSYST.

Desta forma, o prejuízo financeiro estimado, considerando uma performance de 100% da UFV, no período em que a microgeração teve geração impactada pela qualidade do fornecimento de energia é de R\$ 19.355,14.

Entretanto, como não existe nenhuma garantia de que a microgeração instalada conseguiria atingir a geração prevista no período, é possível estimar o prejuízo financeiro considerando um rendimento médio de 91%, que foi o valor obtido no único ciclo de faturamento após a melhoria de rede (dezembro/22), chegando ao valor de R\$ 11.575,33.

Tabela 5.6 - Cálculo do prejuízo financeiro estimado considerando performance média anual da UFV de 91%.

Ciclo de Leitura	Energia Injetada Prevista (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Diferença (kWh)	Tarifa	Prejuízo Mensal
jan/22	8010	6245	1765	R\$ 0,88	R\$ 1.547,28
fev/22	7147	5909	1238	R\$ 0,83	R\$ 1.026,98
mar/22	7740	6274	1466	R\$ 0,85	R\$ 1.247,30
abr/22	7182	5913	1269	R\$ 0,86	R\$ 1.094,79
mai/22	6649	6389	260	R\$ 0,89	R\$ 230,56
jun/22	5765	4011	1754	R\$ 1,03	R\$ 1.807,21
jul/22	6122	5870	252	R\$ 1,03	R\$ 260,65
ago/22	6740	5699	1041	R\$ 0,91	R\$ 947,25
set/22	7277	6699	578	R\$ 0,90	R\$ 519,29
out/22	8203	6360	1843	R\$ 0,90	R\$ 1.658,08
nov/22	8174	6847	1327	R\$ 0,91	R\$ 1.208,34
dez/22	8054	8023	31	R\$ 0,90	R\$ 27,60
Total					R\$ 11.575,33

Fonte: Dados retirados da fatura da unidade consumidora e obtidos através do software PVSYST.

Comparando esses dois resultados estimados com a compensação financeira recebida pelo consumidor durante o período (R\$ 863,52, conforme Tabela 5.3), verifica-se que a fórmula existente para os casos de transgressão dos níveis de tensão do Módulo 8 de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica não restitui o consumidor que teve o funcionamento da geração distribuída impactada.

Tabela 5.7 - Análise do prejuízo estimado e da compensação recebida do estudo de caso.

Estudo de Caso	%	Situação	Valor
Rendimento Real	78%	Compensação Recebida	R\$ 863,52
Rendimento Estimado	91%	Prejuízo Estimado	R\$ 11.575,33
Rendimento Estimado	100%	Prejuízo Estimado	R\$ 19.355,14

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1 Resultados a partir da Proposição de Compensação Financeira

Utilizando os dados da microgeração e do faturamento da unidade consumidora apresentados no estudo de caso deste trabalho, juntamente com a geração prevista, é possível simular a compensação financeira do modelo proposto, chegando nos seguintes resultados:

(5)

= 74.239 kWh (Conforme Tabela 5.3)

= 12 meses (Conforme Tabela 5.3)

= R\$ 0,88000567 (Obtida na fatura referente ao mês de dezembro/21)

IPCA no período = 1,06557070 (Fonte: Calculadora do Banco Central do Brasil)

Sendo o único fator variável, o valor da energia injetada estimada (Conforme Tabela 5.1):

Vale ressaltar que o sinal negativo no resultado significa que o valor é devido pela distribuidora ao cliente, caso o valor fosse positivo, não haveria compensação financeira para esse caso. Além disso, o cliente também recebe a compensação financeira

calculada através do Módulo 8 do PRODIST, já que a tensão também o prejudica como consumidor:

(Conforme Tabela 5.3)

Sendo assim, chega-se aos valores de compensação total devido ao cliente:

Tabela 5.8 - Resultados do modelo de compensação proposto.

Rendimento Estimado	Compensação até a regularização (PRODIST)	Compensação posterior a regularização (PROPOSTA)	Total
78%	R\$ 863,52	R\$ 364,77	R\$ 1.228,29
91%	R\$ 863,52	R\$ 12.022,36	R\$ 12.885,88
100%	R\$ 863,52	R\$ 20.101,65	R\$ 20.965,17

Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando os valores obtido nos resultados do modelo de compensação financeira proposto com os resultados analisados no estudo de caso, é possível concluir que a compensação financeira proposta atende os pré-requisitos de ressarcir de maneira justa os consumidores com microgeração conectada à rede.

Tabela 5.9 - Resumo dos resultados do estudo de caso.

Estudo de Caso	Rendimento	Situação	Valor
Rendimento Real	78%	Compensação Recebida	R\$ 863,52
Rendimento Estimado	91%	Prejuízo Estimado	R\$ 11.575,33
Rendimento Estimado	100%	Prejuízo Estimado	R\$ 19.355,14

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5.10 - Resumo dos resultados da proposição de compensação financeira.

Modelo de Compensação Proposto	Rendimento	Situação	Valor
Rendimento Estimado	78%	Compensação Recebida	R\$ 1.228,29
Rendimento Estimado	91%	Compensação Recebida	R\$ 12.885,88
Rendimento Estimado	100%	Compensação Recebida	R\$ 20.965,17

Fonte: Elaborado pelo autor.

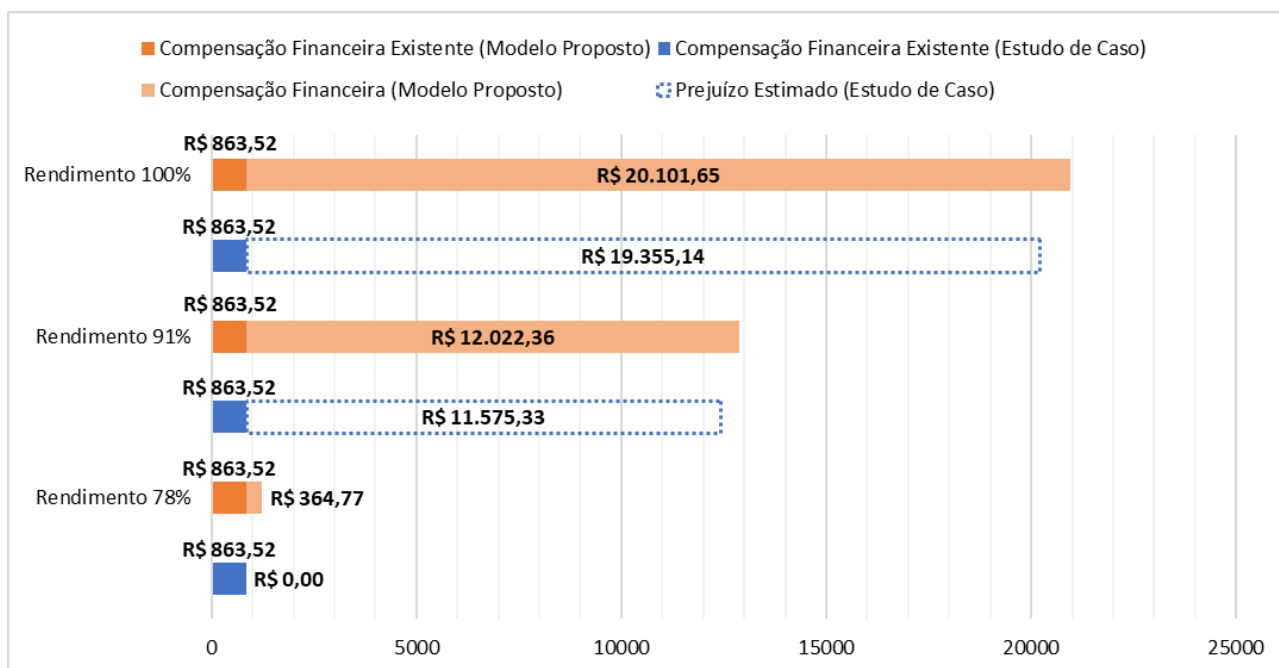


Figura 5.5 - Gráfico da comparação do modelo de compensação proposto com os resultados do estudo de caso.

Fonte: Elaborado pelo autor.

6. CONCLUSÃO

Os resultados do prejuízo financeiro estimado no estudo de caso e da compensação obtida pela proposição de compensação financeira comprovam a lacuna regulatória apresentada no desenvolvimento do trabalho. Além disso, essa comprovação também se dá pelo fato de o rendimento da central geradora ter atingido valores satisfatórios apenas após a regularização dos níveis de tensão pela distribuidora de energia, 91% de rendimento no mês subsequente à substituição da rede de baixa tensão pela distribuidora.

O fato do valor da compensação financeira recebida pelo cliente mensalmente na fatura ser significativamente inferior em comparação ao quanto a microgeração deixou de produzir reforça ainda mais o problema apresentado: compensação financeira recebida de R\$ 863,52 com um rendimento real de 78%, comparada ao prejuízo financeiro estimado de R\$ 11.575,33 considerando um rendimento médio de 91% e de R\$ 19.355,14 considerando um rendimento médio de 100%.

Com a proposição de compensação financeira apresentada para os consumidores com geração distribuída conectada baseada em trechos da Resolução Normativa nº 1000/2021, foram obtidos valores que compensam de maneira justa os consumidores-geradores que tiveram rendimento impactados. Com um rendimento médio de 78%, a compensação financeira seria de R\$ 1.228,29, de 91% seria de R\$ 12.885,88 e de 100% seria de R\$ 20.965,17, todas compatíveis com os prejuízos estimados calculados no estudo de caso.

Por fim, essa lacuna regulatória deve ser observada pela ANEEL nas próximas revisões do Módulo 8 do PRODIST e na REN nº1000/2021 para atender a necessidade dos consumidores com geração distribuída, que crescem cada vez mais no país. Entretanto, o mais importante é que sejam analisadas maneiras de verificar a tensão das unidades consumidores preventivamente e não apenas após solicitação do consumidor e que sejam estudadas alternativas técnicas para evitar ou minimizar as alterações nos níveis de tensão da rede de distribuição.

7. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Cartilhas Educativas**.

Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/conteudo-educativo/cartilhas-educativas>. Acesso em 11 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece Condições Gerais para o Acesso de Microgeração e Minigeração Distribuída aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica – **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 11 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 – **Resolução Normativa nº 687/2015**. Brasília, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 11 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica – **Resolução Normativa nº 1000/2021**. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em 11 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – **Resolução Normativa nº 956/2021**. Brasília, 2021 Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em 9 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relação de Empreendimentos de Geração Distribuída**. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em 11 jan. 2023.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>. Acesso em: 17 jan. 2023.

BEZERRA, Francisco Diniz. **Micro e Minigeração Distribuída e suas Perspectivas com a Lei 14.300/2022**. BNB, Fortaleza, 2022. Disponível em: s1dspp01.dmz.bnb:8443/s482-dspace/handle/123456789/1342. Acesso em: 21 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto n. 5.163/2004**, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Diário Oficial da União. Brasília, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 12 jan. 2023.

BRASIL. **Lei n. 14.300/2022**, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Diário Oficial da União. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 11 jan. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional (BEN) 2022**: Ano base 2021, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>. Acesso em 11 jan. 2023.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. 1º. Semestre 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-1-semester/>. Acesso em: 21 jan. 2023.

IBERDROLA. Inográfico: Como funcionam as usinas fotovoltaicas? 2023. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/que-e-energia-solar-fotovoltaica>. Acesso em: 22 jan. 2023.

MATTAR, Carlos Alberto Calixto. Da gênese à implantação dos procedimentos de distribuição—PRODIST: desafios e oportunidades. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/1439>. Acesso em: 18 jan. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica – ProGD**. 2015. Disponível em:

<http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>

Acesso em: 22 jan. 2023.

PIMENTEL, Julia Pellizzon. **Análise do marco legal da geração distribuída**.

Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2022. Disponível em:

<http://hdl.handle.net/11449/236058>. Acesso em 18 jan. 2023.

RAMOS, Arthur Peramos. **REN 482 - “Revolução” normativa 482. Os efeitos da resolução 482 no mercado de energia**. Universidade de São Paulo: PECE, 2017.

Disponível em: <https://repositorio.usp.br/directbitstream/0fcd4342-3b4b-42ad-b40f-a2e8c52ec879/ARTHUR%20PERAMOS%20RAMOS%202017.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2023.

REVISTA CONSULTOR JURÍDICO. **Ponderações acerca da incidência de ICMS na geração distribuída de energia elétrica**. De 22 de abril de 2022. Disponível em:

<https://www.conjur.com.br/2022-abr-23/opiniao-incidencia-icms-geracao-distribuida-energia>. Acesso em 17 jan. 2023.

RODRIGUES, João Marcelo de Lima. **Estudo de multicasos acerca dos impactos da sobretensão da rede elétrica do RN na geração de energia das usinas fotovoltaicas**.

Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Mossoró, 2021. Disponível em:

<https://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/7163>. Acesso em: 22 jan. 2023.