

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA - UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA – FEELT
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFAEL DE SOUZA RESENDE

**As mudanças na regulamentação de energia solar e seus impactos em um projeto
fotovoltaico residencial conectado à rede.**

UBERLÂNDIA
JANEIRO 2023

RAFAEL DE SOUZA RESENDE

**As mudanças na regulamentação de energia e solar e seus impactos em um projeto
fotovoltaico residencial conectado à rede.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima

**UBERLÂNDIA
JANEIRO 2023**

RAFAEL DE SOUZA RESENDE

As mudanças na regulamentação de energia e solar e seus impactos em um projeto fotovoltaico residencial conectado à rede.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Uberlândia, 09 de janeiro de 2023

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima
Orientador

Esp. Osmar Felipe Alves Eleodoro
Avaliador

Me. Vitor Fonseca Barbosa
Avaliador

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais Neiva e Elim, por terem me apoiado incondicionalmente em toda minha trajetória até aqui, por terem se sacrificado e feito de tudo para que minha graduação fosse possível.

Gostaria de agradecer ao meu finado amigo João Dias, por ter me apresentado ao mundo da engenharia e ao mercado de trabalho, ao me contratar para o meu primeiro emprego aos 14 anos.

Agradeço aos colegas e amigos que fiz, em especial ao Rafael Sandim, por ter sido minha principal dupla de estudo ao longo da graduação.

Agradeço aos professores, técnicos, secretários, à coordenação do curso, e a todos que de alguma forma agregaram à minha carreira acadêmica e profissional.

RESUMO

A energia solar fotovoltaica é a energia gerada pela conversão da radiação solar em eletricidade. No Brasil, a geração solar fotovoltaica é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuídas. Na presente data de apresentação desse trabalho, o sistema de compensação de energia, que até então, era regulado pela REN482/2012, passa a ser regulado pela Lei 14.300. Isso irá acarretar diversas modificações nos modelos de compensação de energia. O presente estudo tem como principal objetivo abordar o cenário futuro da energia solar no Brasil com a aprovação do Marco Legal da GD. O objetivo geral é estudar a viabilidade de implementação de energia solar em uma residência familiar no município de Uberlândia/MG, buscando demonstrar qual o impacto na viabilidade econômica dos projetos de microgeração instalado nesta. Os resultados obtidos demonstraram que o consumo do cliente, do modo que essa energia é injetada na rede, afeta diretamente na conta de energia da família.

Palavras-chave: Energia Renovável. Fotovoltaica. Sustentabilidade. Engenharia Elétrica.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is energy generated by converting solar radiation into electricity. In Brazil, photovoltaic solar generation is regulated by the National Electric Energy Agency (ANEEL), which establishes general conditions for the access of distributed micro and mini generation. In date of presentation of this work, the energy compensation system, which until then, was regulated by REN482/2012, will be regulated by Law 14,300. This will lead to several modifications in the energy compensation models. The main objective of this study is to address the future scenario of solar energy in Brazil with the approval of the Marco Legal da GD. The general objective is to study the feasibility of implementing solar energy in a family residence in the city of Uberlândia/MG, seeking to demonstrate the impact on the economic viability of the microgeneration projects installed there. The results obtained showed that the customer's consumption in the way that this energy is injected into the network, directly affects the family's energy bill.

Keywords: Renewable energy. photovoltaic. Sustainability. Electrical engineering..

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Instalação fotovoltaica conectada a rede.....	12
Figura 2 – Matriz energética brasileira de 2020.....	14
Figura 3 – Comparação da irradiação solar Brasil e Alemanha.....	16
Figura 4 – Funcionamento da energia solar fotovoltaica	18
Figura 5 – Evolução da Potência Instalada (MW) Operacional da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	21
Figura 6 – Unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021.....	22
Figura 7 – Distribuição entre as Unidades da Federação da Potência Instalada de SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída amparadas pela REN N° 482/2012.....	23
Figura 8 – Distribuição entre as Unidades da Federação da Potência Instalada de SFVCR de Geração Centralizada.....	24
Figura 9 – Volume acumulado conectado á rede [MW]	26
Figura 10 – Revisões da REN 482/2012	26
Figura 11 – Divisão da tarifa de energia.....	30
Figura 12 – Peso da TUSD Fio B na tarifa de eletricidade.....	31
Figura 13 - Resumo dos percentuais de cobrança com crescimento gradativo da taxa a cada ano.....	32
Figura 14 – Período de transição	35
Figura 15 – Representação das componentes tarifárias.....	36
Figura 16 – Irradiação solar no plano horizontal para localidades próximas.....	41
Figura 17 - Módulo Solar 330 Wp.....	44
Figura 18 – Curva I-V do módulo fotovoltaico.....	45
Figura 19 – Simultaneidade em residências	48
Figura 20 – Valores faturados - Fatura CEMIG	49
Figura 21 – Curva de valor pago pelo consumidor x Consumo médio mensal.....	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – REN482/12 x Lei 14.300/22.....	355
Tabela 2 – Histórico de consumo de energia elétrica para a residência.....	40
Tabela 3 – Perdas consideradas no sistema (Azambuja, 2022).....	43
Tabela 4 - Dados elétricos do módulo fotovoltaico.....	44
Tabela 5 – Novos valores para a fatura da CEMIG pós o período de vacância da Lei 14.300/22	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
EE	Eficiência Energética
FV	Fotovoltaica
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GT – GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MME	Ministério de Minas e Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	Objetivos.....	13
1.1.1	Objetivo geral.....	13
1.1.2	Objetivos específicos.....	13
2	REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.1	Matriz elétrica brasileira	14
2.2	Sistema de geração fotovoltaica.....	17
2.3	Geração distribuída de Energia Elétrica	19
2.4	Regulamentação no Brasil	24
3	METODOLOGIA.....	37
3.1	Definições de estudo de caso.....	37
4	MATERIAIS E MÉTODOS	39
4.1	Análise de perfil e consumo.....	39
4.2	Irradiância.....	40
4.3	Dimensionamento.....	41
4.4	Determinação do módulo.....	43
4.5	Dimensionamento do inversor.....	45
4.6	Geração x Consumo.....	46
5	CONCLUSÃO.....	522
	REFERÊNCIAS	54

1 INTRODUÇÃO

A proteção do meio ambiente tornou-se uma preocupação para os habitantes de todos os cantos do planeta, pois a matriz energética é composta essencialmente por combustíveis não renováveis, considerados uma ameaça ao meio ambiente. Para alcançar o desenvolvimento sustentável, é necessário ampliar as energias renováveis na matriz energética mundial.

Dessa forma, a busca por fontes alternativas se tornou uma solução viável tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental, tornando-se fator essencial para o desenvolvimento econômico de um país causando o mínimo impacto possível ao meio ambiente. Além dos benefícios sociais, econômicos e ambientais, o uso das fontes renováveis diversifica a matriz energética, reduzindo os riscos em abastecimento e possíveis crises energéticas (BORAN; BORAN; MENLIK, 2012; KABAK; DAĞDEVIREN, 2014). Crises essas, advindas a partir do declínio das reservas mundiais de petróleo, principalmente após a crise do petróleo da década de 1970, da potencial escassez de recursos naturais e do aumento da demanda por suprimentos energéticos devido ao impacto ambiental do uso de fontes de energia poluentes.

Por consequência disso, houve um aumento na participação das fontes renováveis na matriz elétrica (REN21, 2018). Seguindo a tendência mundial, observa-se no Brasil uma tendência de aumento da participação das fontes renováveis não hídricas, com destaque para a geração eólica e solar fotovoltaica, devido ao seu baixo impacto ambiental de implantação e de geração (EPE, 2018).

Nesse sentido, a energia solar – fonte renovável proveniente do sol – vem se apresentando como uma excelente energia alternativa às fontes não renováveis para atender à crescente demanda energética e expandir o acesso à energia em locais onde a implantação da rede elétrica convencional é técnica e economicamente inviável, principalmente nas áreas rurais. É importante destacar que o Brasil é um país com alto potencial de produção de energia solar, pois é beneficiado pela abundante radiação solar predominante em quase todos os meses do ano (CABRAL; VIEIRA, 2012). Essa evolução é mostrada na Figura 1, contabilizando-a a partir de 2013. Quando os dados começaram a ser coletados o número de instalações fotovoltaicas conectadas à rede era pouco mais de 100, hoje esse número fica em torno de 532 mil instalações.

Figura 1 - Instalação fotovoltaicas conectadas à rede.



Fonte: Greener, 2021

De acordo com o Balanço Energético de 2021, a microgeração e a minigeração distribuídas de energia elétrica tiveram um crescimento incentivado por ações regulatórias, como, por exemplo, a que estabelece a possibilidade de compensação do excedente produzido por sistemas de menor porte. Essas ações regulatórias tiveram início somente em 2012, com a Resolução Normativa nº 482/2012, que define as regras às quais os sistemas de geração distribuída podem ser conectados à rede (ANEEL, 2012).

Em janeiro de 2022, foi sancionada a Lei 14.300/2022, que instituiu, principalmente, a reunião de consumidores por meio de condomínio civil voluntário e edifício ou qualquer espécie de associação civil, composta por pessoas físicas ou jurídicas, desde que sejam instituídas especificamente para geração compartilhada e que todas suas unidades consumidoras sejam atendidas pela mesma distribuidora. Assim, passa-se a prestigiar mais a finalidade da reunião dos consumidores, do que a forma jurídica, garantindo-lhes maior liberdade para eleição do modelo que melhor se adequa às suas necessidades.

Apesar da alta disponibilidade dos recursos solares no território brasileiro, o sistema fotovoltaico é uma tecnologia de alto custo para os investidores, em que muitas vezes, o custo de implantação do sistema é superior à disponibilidade de recursos, exigindo assim, a viabilidade do projeto (IPEA, 2013). Isto posto, entende-se que a análise da viabilidade econômica deve ser realizada com procedimentos e parâmetros que indiquem com clareza os retornos sobre os investimentos (HOJI, 2010).

Diante disso, o presente trabalho se justifica por apresentar informações relevantes para a tomada de decisão de forma tempestiva, tendo como finalidade responder o seguinte

problema: Quais as mudanças na conta de energia em uma residência familiar composta por quatro pessoas situada na cidade de Uberlândia-MG sob a ótica da Lei 14.300/2022 caso elas adotassem energia solar?

Para encontrar as respostas desse problema, o estudo objetiva verificar a viabilidade econômica de um projeto de investimento de energia fotovoltaica em uma residência a partir do fornecimento da conta dos últimos doze meses da concessionária CEMIG sob a ótica da Lei N° 14.300, de 06 de janeiro de 2022.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo realizar uma análise da Resolução Normativa N° 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos do seguinte trabalho são:

- Breve estudo da matriz elétrica brasileira, geração fotovoltaica e geração distribuída.
- Revisão de alguns modelos de negócios fotovoltaicos existentes no mercado brasileiro.
- Estudo da Resolução Normativa N° 14.300/2022.
- Simulação do impacto da aprovação do Projeto de Lei N°14.300/2022 em um consumidor residencial.

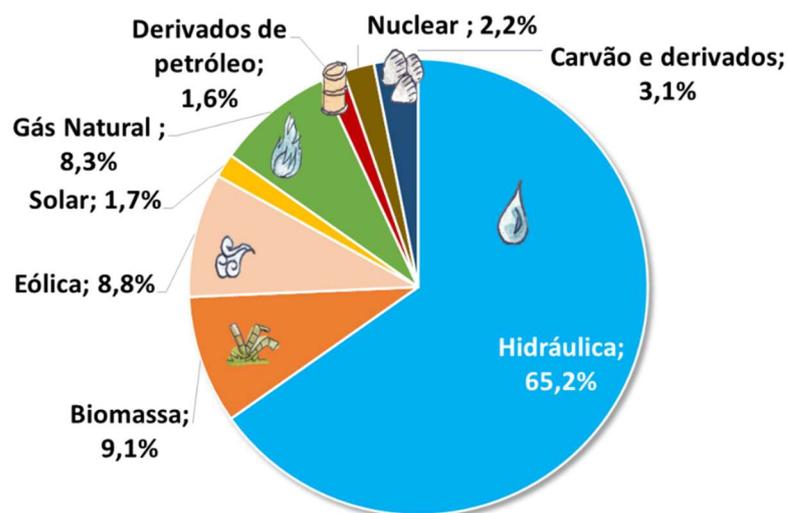
2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Matriz elétrica brasileira

A composição atual da matriz energética nacional tem destacada participação da energia hidráulica, ainda que o país tenha grande potencial para exploração de outras fontes de energias renováveis, como a eólica, a solar e a biomassa. Energia eólica - produzida a partir do vento; biomassa, energia gerada através do processo de combustão de produtos (insumos ou resíduos) orgânicos; e energia solar, aquela proveniente do efeito da luz e do calor do sol sobre materiais semicondutores, que podem ser transformados em energia térmica ou elétrica (GUERRA *et al.*, 2015).

Frente às demandas ambientais, o governo brasileiro instituiu em 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com a finalidade de aumentar o aproveitamento das fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas disponíveis na matriz energética brasileira. Considerando o ano base 2017, as principais fontes energéticas são: hidráulica, gás natural, biomassa, petróleo, carvão e energia eólica. Os combustíveis fósseis representam 17,1 % (2,5 % petróleo e derivados, 10,5 % gás natural e 4,1 % carvão e derivados), e as energias renováveis representam cerca de 80,4 % da matriz elétrica nacional, evidenciando a grande vantagem do Brasil, que se posiciona com uma menor dependência de recursos energéticos não renováveis (EPE, 2018).

Figura 2 - Matriz energética brasileira de 2020.



Fonte: BEN, 2021

Segundo a EPE (2021), o sistema elétrico nacional apresenta-se como um sistema essencialmente hidrotérmico de grande porte com predominância de usinas hidroelétrica, com apoio termoelétrico. As gerações hidroelétrica e termoelétrica contribuem para a estabilidade do sistema, sendo consideradas fontes firmes capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema; por sua vez, as fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica são consideradas fontes intermitentes de energia devido à variabilidade temporal elevada associada às condições meteorológicas presentes no local da usina (PEREIRA *et al.*, 2017).

Apesar da energia hidráulica ser considerada renovável, não quer dizer que essa energia não tenha seus malefícios - se considerar o impacto ambiental que a construção de uma usina hidrelétrica causa, observa-se inúmeros prejuízos para todo o ecossistema de uma região além de consideráveis impactos sociais na região que é construída. Por essa razão, os investimentos na área das demais energias renováveis têm aumentado nos últimos anos. A utilização da energia solar é, depois da eólica, a área a receber mais investimentos, visto que o potencial brasileiro para o aproveitamento desse tipo de energia é bem extenso (SOBRINHO; OLIVEIRA, 2016).

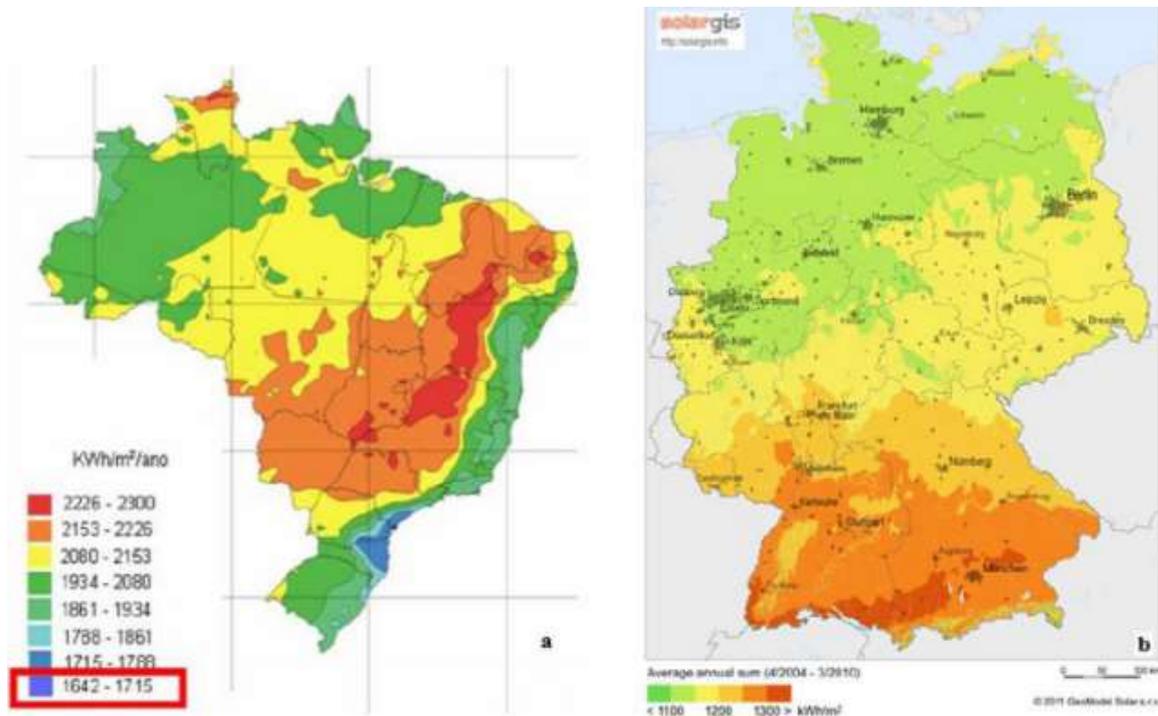
Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), um dos fatores mais importantes para determinar a viabilidade econômica financeira de um sistema fotovoltaico é a quantidade de radiação solar emitida na localização geográfica do estabelecimento onde irá ser realizada a instalação do equipamento, pois sua eficiência energética está diretamente ligada à irradiação solar do local. Apesar de ser um dos países com maior potencial fotovoltaico do mundo, segundo dados da ANEEL, o Brasil ainda não aparece no ranking mundial solar fotovoltaico (FV) que classifica os países por capacidade de geração instalada.

O Brasil, por se localizar em uma zona tropical e estar próximo da linha do equador, possui grande potencial para geração de energia elétrica de fonte solares, uma vez que possui níveis de intensidade solar maiores que diversos países, principalmente europeus, como a Alemanha, França e Espanha que investem em larga escala em projetos para potencializar a utilização desse tipo de matriz energética. Apesar disso, o uso da fonte solar para geração de energia elétrica no Brasil ainda não ostenta a mesma importância quando comparado com outros países, principalmente no que se diz respeito ao desenvolvimento de outras fontes renováveis de energia, como por exemplo a eólica e de biomassa (FERREIRA, 2020).

É possível perceber no mapa de irradiação solar da Figura 3 que a região menos ensolarada do Brasil apresenta índices solares em torno de 1642 kWh/m², que estão acima dos valores apresentados na área de maior incidência solar da Alemanha, a qual recebe cerca de

1300 kWh/m² (SILVA,2007). No entanto, apesar de apresentar melhores condições climatológicas, na comparação mercadológica, o Brasil está a atrás do país europeu.

Figura 3 - Comparação da irradiação solar Brasil e Alemanha.



Fonte: Salamoni, 2007

Em 2017, o Brasil atingiu a marca de um gigawatt (GW) de geração de energia apenas em projetos que contavam com a fonte solar fotovoltaica conectados na matriz elétrica nacional, de acordo com um levantamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). A potência produzida, se tornou assim, suficiente para abastecer cerca de 500.000 residências, com uma fonte de energia renovável, limpa, sustentável e competitiva, com a potencialidade de atender o consumo residencial de dois milhões de brasileiros.

Segundo a ABSOLAR, cinco anos depois, em 2022, o país conseguiu ultrapassar treze GW de potência operacional da fonte solar fotovoltaica em sistemas de médio e pequeno portes instalados em telhados, fachadas e terrenos e em grandes usinas centralizadas.

Embora nosso país esteja passando por um momento de crise, investir em pesquisa e adoção de fontes alternativas de energia, incluindo a energia solar, traz muitas vantagens. Do ponto de vista energético, o uso da energia solar contribui para diversificar a matriz, melhorar a segurança do abastecimento, reduzir as perdas e aliviar transformadores e alimentadores. Do ponto de vista socioeconômico ambiental, contribui para redução de emissões, não usa

desmatamentos extensivos ou inundações para abrir caminho para barragens, não perturba e altera significativamente os habitats naturais de vários organismos, cria empregos locais, aumenta a renda e o investimento.

2.2 Sistema de geração fotovoltaica

No mundo atual, a busca por fontes alternativas de energia está se tornando cada vez mais necessária, principalmente devido à escassez de recursos naturais, como a diminuição das chuvas e a consequente redução da energia produzida pelas hidrelétricas, que está relacionada à necessidade de usinas térmicas, resultando em um aumento acentuado dos preços da eletricidade. Além disso, pela necessidade de explorar recursos renováveis que tragam flexibilidade e sustentabilidade em seu uso.

Diante deste cenário, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma tecnologia em constante avanço, no Brasil e no mundo (ALMEIDA et. Al,S/D). Segundo IEA (2014) a demanda por energia no Brasil deverá aumentar em 40% entre 2015 e 2050. Nesse período, o petróleo deverá sofrer uma redução de aproximadamente 12%, o que é um indicativo de que as fontes renováveis de energia elétrica devam intensificar sua participação.

O aproveitamento da energia solar pode ser realizado diretamente para iluminação, aquecimento de fluidos e ambientes ou ainda para geração de potência mecânica ou elétrica, como fonte de energia térmica. De acordo com o Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica (2014), energia fotovoltaica corresponde à energia obtida como consequência do efeito fotoelétrico, esse ocorre através das células fotovoltaicas, que se configuram como os elementos básicos para que o referido processo aconteça. Sendo essas células manufaturadas com materiais semicondutores, quando expostos à luz solar (fluxo de partículas - fótons), transformam diretamente esta luz em energia elétrica. Dessa forma, esse tipo de geração de energia serve-se do efeito fotovoltaico para converter a energia solar em eletricidade, que por sua vez pode ser utilizada em sistemas isolados ou interligada na rede de distribuição(Lima, 2019).

O sistema de energia solar fotovoltaica conectado na rede é chamado de *on-grid*, e atua com a injeção de energia diretamente na rede elétrica. O sistema fotovoltaico sem conexão com a rede é chamado de *off-grid*, funcionando por meio de baterias que armazenam eletricidade. Já o sistema híbrido tem sua operação de modo simultâneo, entre *on-grid* e *off-grid*, fazendo com que seu trabalho ocorra conectado à rede, enquanto o banco de baterias está carregando, e vice-versa (VASCONCELOS,2021).

Na Figura 4, retirada do site Portal Solar, mostra o funcionamento da energia solar fotovoltaica.

Figura 4 – Funcionamento da energia solar fotovoltaica



Fonte: Portal Solar, 2019

O módulo solar, representado pelo número 1 na Figura 4 acima, gera a energia solar fotovoltaica, onde os módulos solares são conectados uns aos outros e então conectados no inversor solar. O inversor solar, representado pelo número 2, converte a corrente contínua gerada pelos módulos solares em corrente alternada. Fica entre os módulos solares e o quadro de distribuição, de modo que a energia já convertida possa ser consumida antes pelas cargas locais. A energia elétrica que sai do inversor solar vai para o quadro de luz, representado por 3, e é distribuída na unidade consumidora onde está instalada, essa energia é usada por utensílios e equipamentos elétricos (PORTAL SOLAR, 2019).

Segundo o mesmo autor, após a instalação do sistema fotovoltaico, o medidor de energia elétrica unidirecional é substituído por um medidor de energia elétrica bidirecional, representado pelo número 5. Esse medidor mede o quanto de energia elétrica foi gerada e não foi utilizada por nenhum equipamento. Essa energia gerada e não utilizada na hora de sua geração, vai para a rede da distribuidora gerando créditos. Por outro lado, de noite quando não há incidência de radiação solar, ou seja, quando não há geração de energia por meio do sistema fotovoltaico, os equipamentos da unidade consumidora utilizam a energia vinda da rede da concessionária de energia e o medidor de energia elétrica mede este consumo.

Todo o sistema de geração distribuída de uma unidade consumidora gera energia ativa, que é medida em watts (W). Se essa energia não for consumida por nenhuma carga elétrica no momento de sua geração ela é injetada na rede da concessionária, ou seja, ela é emprestada gratuitamente para a rede da distribuidora local e posteriormente ela será compensada sobre o consumo de energia elétrica ativa, também em watts, dessa mesma unidade consumidora ou de outra (SANTANA,2021).

Os créditos de energia de cada sistema solar são medidos em kWh. Ao receber a fatura de energia no final do mês, estará exposto quanto de energia foi consumida da rede e quanta energia foi injetada na rede. Quando a injeção de energia é maior do que a consumida, terá créditos de energia, garantindo mais economia na fatura de energia elétrica. Dessa forma, os créditos de energia podem ser utilizados para compensar a energia consumida em outra unidade consumidora, conforme cada modalidade que será exposta neste trabalho, regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (RESOLUÇÃO NORMATIVA N°687,2015).

2.3 Geração distribuída de Energia Elétrica

A forma tradicional de geração de energia elétrica é chamada Geração Centralizada (GC), sendo composta por grandes usinas geradoras localizadas em locais específicos apropriados. A distribuição da energia gerada até o consumidor final é efetuada através de extensas linhas de transmissão e distribuição. A GC é caracterizada por possuir um número relativamente pequeno de usinas geradoras, porém, em sua maioria de grande porte (BOEFF, 2013).

A GC utilizada na geração de energia é aquela em que se tem um ponto de geração, normalmente distante das maiores cargas, o que acarreta longas linhas de transmissão até que essa energia seja distribuída.

Já a Geração Distribuída (GD) é uma alternativa à GC, estando em crescente processo de expansão no mundo. A GD é caracterizada pela existência de inúmeras fontes geradoras de pequeno porte localizadas junto à unidade consumidora (UC). Nesta configuração, segundo Ackermann (2001), a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. A potência instalada, nesta definição, não é considerada relevante para sua caracterização. O autor, neste mesmo trabalho, divide a geração distribuída em função da potência em micro (até 5 kW), pequena (de 5 kW a 5 MW), média (de 5 MW a 50 MW) e grande (de 50 MW a 300 MW), valores que consideram

a realidade americana. No Brasil, a geração distribuída é geralmente limitada superiormente por uma potência instalada de 30 MW ou de 50 MW.

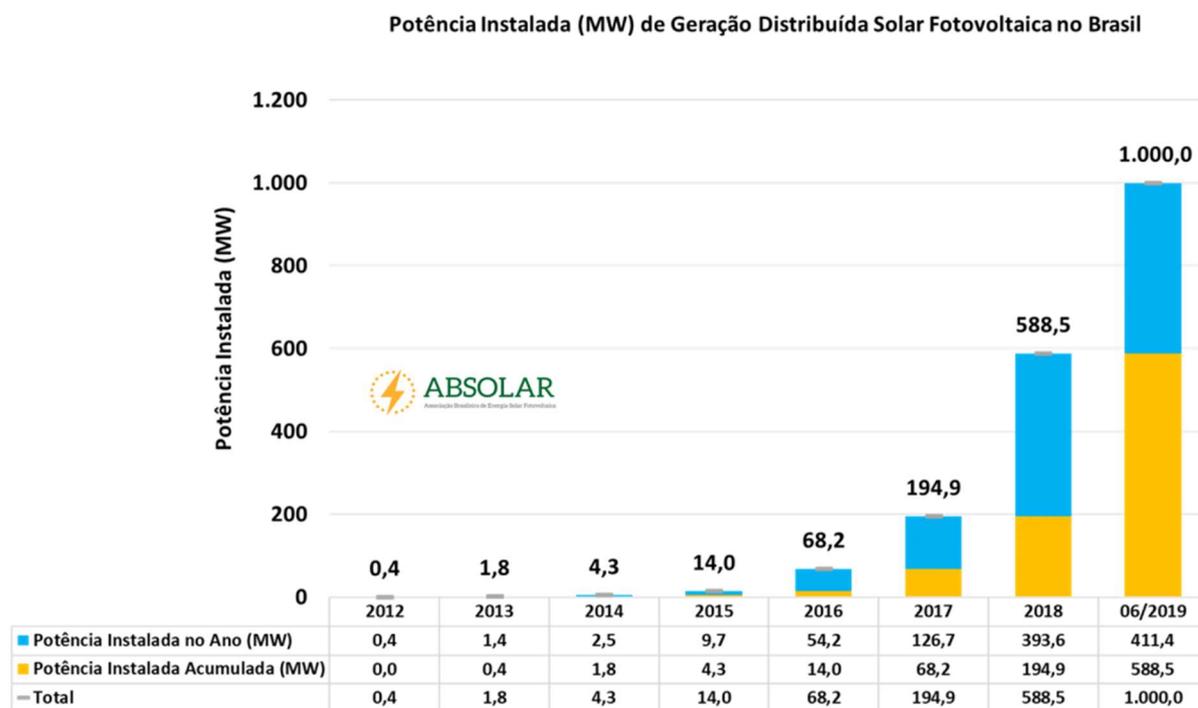
Dentre as principais vantagens da GD sobre a geração centralizada podemos destacar a economia na construção de subestações, grandes usinas geradoras e a instalação de longas linhas de transmissão (LT) resultando na redução das perdas elétricas, melhorando a estabilidade e a qualidade do serviço.

Na GD a energia elétrica gerada pode tanto alimentar a própria UC quanto ser exportada para a rede de distribuição sendo utilizada por outra unidade consumidora. Por reduzir as distâncias entre a unidade geradora e unidade consumidora, a GD favorece o descongestionamento e a redução das perdas dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (TIEPOLO, 2015).

Considera-se GD toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75 % (FGV, 2016). Segundo o Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída, a existência de pequenos geradores com certa proximidade às cargas pode propiciar diversas vantagens para o sistema elétrico, nessas se destacam a prolongação do prazo em que seria necessário investir na expansão dos sistemas de distribuição e transmissão; o impacto ambiental reduzido; a melhora do nível de tensão da rede nos períodos de maior demanda e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016) .

Ainda seguindo as informações fornecidas pela associação, apenas trinta países no mundo possuem uma geração de energia maior que 1 GW da fonte solar fotovoltaica, colocando assim o Brasil como grande destaque internacional nesse quesito. O primeiro GW de produção solar fotovoltaico do Brasil é resultado do amplo crescimento dos mercados de GC e geração distribuída no ano de 2017. Na GC, foi de extrema relevância a inauguração de grandes usinas solares fotovoltaicas, que foram contratadas pelo governo federal em leilões de energia elétrica realizados nos anos de 2014 e 2015 (ANEEL, 2016). Na Figura 5 é possível observar a evolução da GD da energia fotovoltaica no Brasil de 2012 a 2019.

Figura 5 – Evolução da Potência Instalada (MW) Operacional da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.

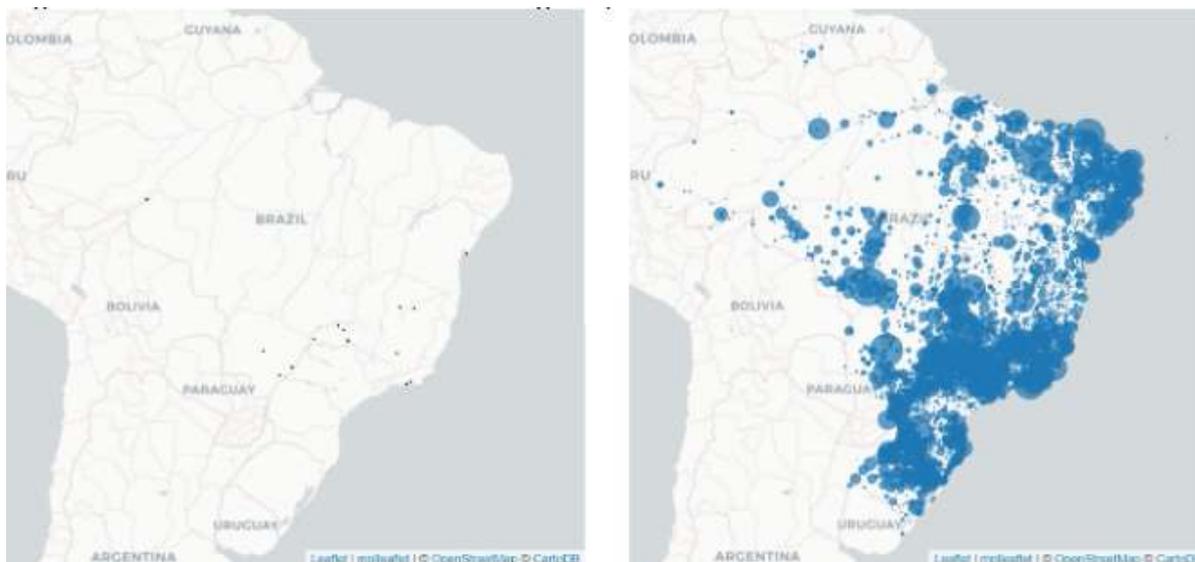


Fonte: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2019

O Brasil, conforme o Ministério de Minas e Energia (2017), possuía, ao final de 2016, 81 MW de energia solar fotovoltaica instalados, sendo 24 MWp de GC e 57 MWp de GD. A capacidade brasileira não coloca o Brasil entre os vinte maiores líderes mundiais em produção, todos com capacidade instalada superior a 1 GWp.

Segundo Scolari (2019), observa-se que os SFV de GD encontram-se localizados, em sua maioria, nas regiões Sul e Sudeste, próximos aos grandes centros de carga e locais de maior poder aquisitivo, não tendo relação direta com o potencial fotovoltaico da região, como pode ser observado na Figura 6, onde o tamanho do marcador é proporcional ao número de unidades em cada município. Isso é devido ao fato que os SFV de GD estão instalados em sua grande maioria junto à própria unidade consumidora, não podendo sofrer alterações quanto ao local de instalação para coincidir aos locais de maior irradiação. Uma vez que os SFV de GD não se concentram nos locais de maior irradiação, adotam-se medidas para que a irradiação existente no local seja aproveitada ao máximo, através do posicionamento do painel FV à direção norte e inclinação do painel tanto quanto possível na mesma inclinação da latitude.

Figura 6 – Unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021.



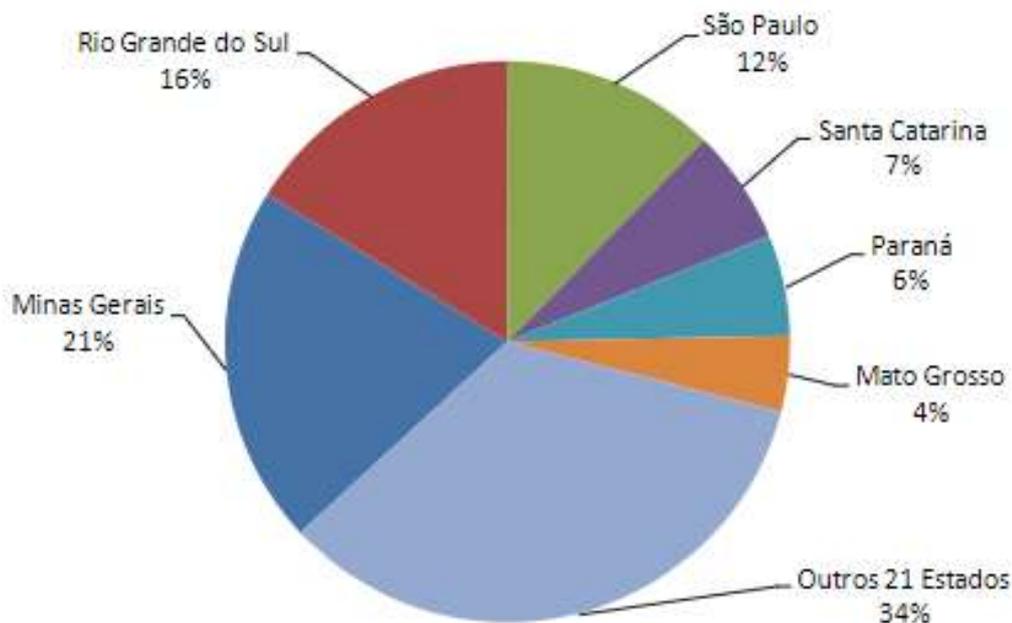
Fonte: ANEEL, 2022

Já os SFV de GC, estão localizados principalmente na região nordeste, em locais de grande irradiação, e não nos grandes centros urbanos. Este comportamento é explicado pelo fato de as grandes usinas FV centralizadas possuem um aprofundado estudo técnico antes de sua implantação, onde são escolhidos os locais de maior irradiação anual, privilegiando assim a geração de energia elétrica.

Na Figura 7 é possível observar a distribuição da potência FV de micro e minigeração distribuída entre as Unidades da Federação. Seis estados brasileiros possuem 66% da capacidade fotovoltaica instalada do país, com os 34% restantes alocados em outras 21 unidades da federação. Dos seis estados, cinco estão nas regiões Sul e Sudeste. Todos os estados possuem pelo menos um SFV de geração distribuída instalado. Os três maiores SFVs distribuídos estão localizados em Minas Gerais. Os 100 maiores sistemas instalados juntos respondem por 13 % de toda a geração distribuída instalada no Brasil.

Figura 7 – Distribuição entre as Unidades da Federação da Potência Instalada de SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída amparadas pela REN N° 482/2012.

Distribuição da Potência FV de Geração Distribuída

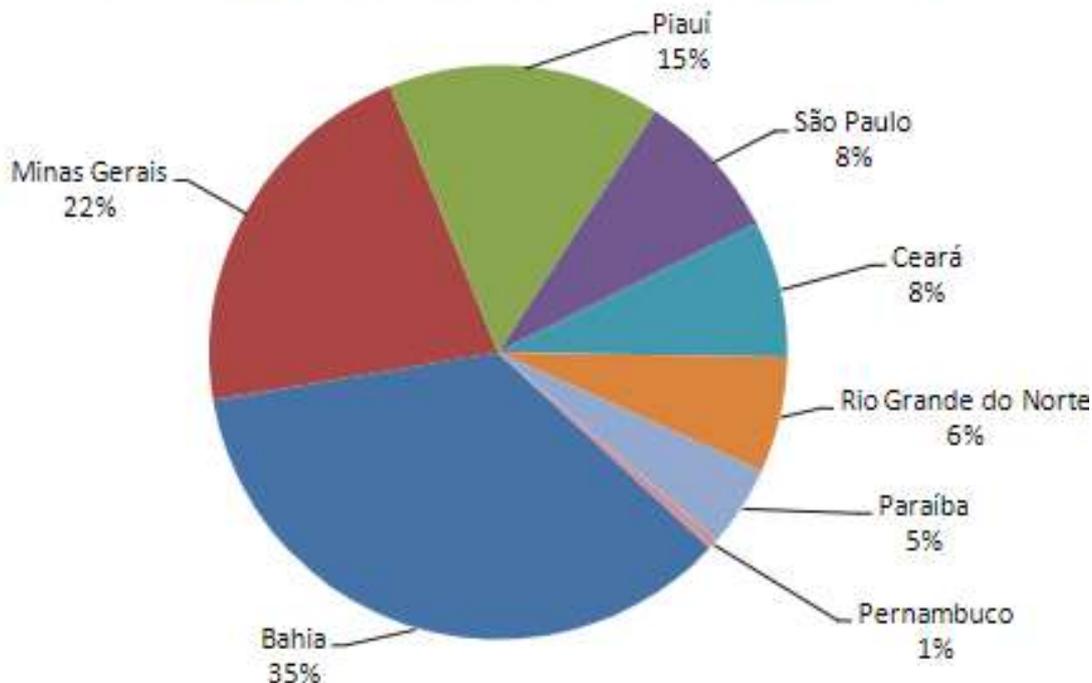


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2019

Quando se analisa a distribuição da geração FV centralizada nos estados brasileiros observa-se que todos os SFV estão localizados em apenas 8 estados, sendo seis destes estados localizados na região Nordeste e na região Sudeste, conforme mostram a Figura 7 e Figura 8. Ao se distribuir os 1.776 MW instalados de potência FV de GC por estes cinco estados, observa-se que 72 % desta potência está concentrada em apenas três estados: Bahia, Minas Gerais e Piauí. A região nordeste possui 70 % de toda a potência instalada de forma centralizada no Brasil. O estado de Minas Gerais além de possuir 22 % da potência FV centralizada instalada, também possui a maior potência instalada de SFVCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) de micro e minigeração distribuída.

Figura 8 – Distribuição entre as Unidades da Federação da Potência Instalada de SFVCR de Geração Centralizada.

Distribuição da Potência FV de Geração Centralizada



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2019

2.4 Regulamentação no Brasil

A energia fotovoltaica é uma energia limpa e sustentável, pois provém de fontes de energia solar. A conversão desta energia é realizada por meio de sistemas fotovoltaicos, cujo investimento custa recursos financeiros, que por vezes não correspondem à disponibilidade do local de instalação. Como tal, tomar a decisão errada pode tornar o investimento inviável. Dessa forma, é fundamental compreender as técnicas e ferramentas que suportam a qualidade da informação e reduzem os riscos do investimento.

No final de 2008, duas importantes iniciativas foram tomadas pelo governo federal, permitindo uma maior discussão sobre a energia solar fotovoltaica no país. Foi criado, no campo do Ministério de Minas e Energia (MME) o GT – GDSF (Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos) através da portaria N° 36/2008, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados à elaboração de uma proposta de política de utilização da energia solar fotovoltaica conectada à rede, especialmente em edificações urbanas (JANNUZZI, 2009).

A potência solar brasileira instalada de GD conectada à rede cresce significativamente a cada ano. Ela pode ser dividida em duas modalidades: microgeração e minigeração distribuída. Ambas utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (RODRÍGUEZ, 2002).

Segundo mesmo autor, o sistema de GD oferece como vantagem a possibilidade de redução de custos do setor elétrico; a redução das perdas de transmissão e distribuição; possibilidade de utilização em áreas onde a distribuição central é restrita; possibilidade de menores custos em relação à compra de energia de concessionárias; aumento do mix de geração de energia no país; promoção do desenvolvimento local e minimização de impactos ambientais.

A partir daí, algumas resoluções abordaram aspectos da geração distribuída em seu conteúdo e, então houve a necessidade da criação de uma resolução normativa que estabelecesse condições para o acesso à geração distribuída, foi então que em 2012 foi aprovada a Resolução Normativa N° 482/2012.

Essa resolução normatiza que a diferença entre as modalidades é que a microgeração distribuída se refere a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 megawatt (MW), como é definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica:

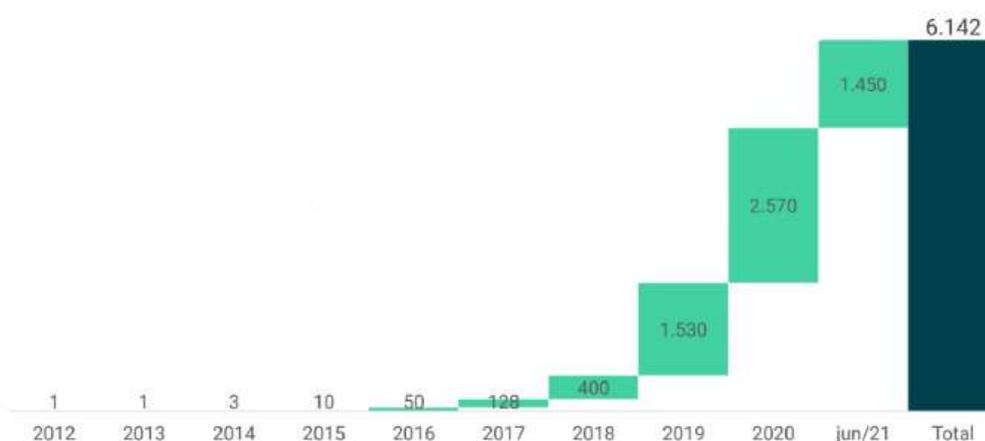
- I- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- III -sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Além disso, os custos de eventuais mudanças na instalação ficam a cargo da concessionária no caso de microgeração distribuída e, no caso de minigeração, tais despesas são dever do próprio consumidor que estiver interessado. Os custos de operação e a medição ficam a cargo da concessionária, não importando a potência instalada na unidade consumidora. Eventuais danos ao sistema elétrico, caso sejam comprovadamente ocasionados por irregularidades na unidade consumidora que tenha micro ou minigeração distribuída fora das

normas de operação da concessionária, implicarão na impossibilidade da utilização dos créditos de energia ativa geradas no sistema de compensação durante o período (ANDRADE, 2019).

Como mostra a Figura 9, de 2012 quando foi aprovada a REN N°482/2012 até junho de 2021 obteve-se um valor acumulado de 6142 MW de potência instalada, tendo um recorde em 2020 de 2570 MW de geração FV conectada à rede, isso corresponde a aproximadamente 1,6 % da energia gerada no país.

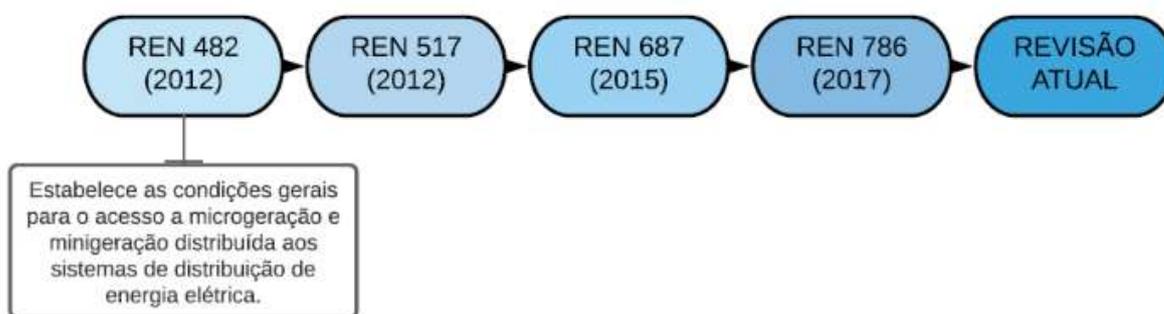
Figura 9 – Volume acumulado conectado à rede [MW]



Fonte: Greener, 2021

A Figura 10 ilustra o histórico de alterações na REN N°482/2012 desde sua aprovação até o presente momento, que serão melhor abordadas a seguir:

Figura 10 – Revisões da REN 482/2012



Fonte: Scheriefer, 2022

Com o decorrer dos anos houve a necessidade do melhoramento do sistema, para torná-lo mais atrativo. Então, com intuito de reduzir os custos, diminuir o tempo de para a conexão da GD, aumentar o público-alvo, melhorar o sistema de compensação, foram realizadas

alterações na REN nº 482/2012. Em 24 de novembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687 (REN nº 687/2015), que revisou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2015).

No texto original da REN 482, a validade dos créditos de energia para compensação era de apenas 36 meses. Com a REN 687, os créditos de energia para compensação passaram a valer por 60 meses. Após este período, se não forem compensados, eles expirarão. O prazo para os créditos expirarem é contado a partir do mês em que foram faturados. Ainda, quando encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica a que foram destinados (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, 2015).

Ademais, segundo Santana (2016), além do aumento do prazo para uso dos créditos energéticos, o período para a aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária mudou de 82 para 34 dias e a potência limite para micro e minigeração distribuída também sofreu alteração, reduzindo a potência de geração de energias de 100 para 75KW.

Nessa mesma resolução se define que para as unidades consumidoras que fazem parte do sistema de compensação de energia elétrica, mas que não possuam micro ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver.

Além disso, a REN 687/2015 é a resolução que dita as normas e regras base que as concessionárias fornecedoras de energia elétrica devem seguir. Esta resolução definiu e segmentou os níveis de carga instalada de geração, criando categorias, das quais as principais são:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; **II - minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Além da criação das categorias de geração, a REN 687/2015 definiu a algumas modalidades de geração, que podem ser:

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada; **VIII – autoconsumo remoto:** caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”
(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Em 17 de outubro de 2017 uma pequena alteração foi feita novamente a resolução 482/2012 no que diz respeito à minigeração distribuída. Foi aprovada a Resolução Normativa 786/2017 que altera a minigeração distribuída de central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW para 75 kW e menor ou igual a 5 MW (BRASIL; ANEEL, 2017).

Recentemente, houve a aprovação da Lei 14.300 de 06 de janeiro de 2022, criando o marco legal da energia distribuída no país, alterando regras já existentes e estabelecendo novas regras para os novos adquirentes de kits geradores de energia solar. Essa alteração tornou mercado mais atrativo, pois estabelece diversas oportunidades e desafios para o setor. Esta resolução estabelece mudanças significativas em diversos temas como valoração dos créditos, onde anteriormente existia a compensação integral de todas as componentes tarifárias, agora algumas componentes deixarão de ser compensadas gradualmente e de maneira escalonada. Outro ponto de destaque está na possibilidade de comercializar os excedentes de energia com as distribuidoras por meio de chamada pública ainda a ser regulamentada pela ANEEL (AGUIAR, 2022).

Em relação à potência instalada, teve uma grande mudança na parte de minigeração distribuída, que para fontes não despacháveis reduziu o limite de 5MW, como era na REN482, para 3MW.

XIII – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 14.300, 2022).

Sendo:

- **Fontes despacháveis:** as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d’água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três

megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto.

- **Fontes não despacháveis:** solar fotovoltaica sem armazenamento, e demais fontes não listadas acima. Ou seja, para essas fontes, o PL 5829/2019 propõe uma diminuição do limite de potência instalada para minigeração para 3 MW. Por esse motivo, pode provocar uma redução do mercado potencial e escalabilidade da Mini GD para estas fontes.

Segundo a Intelbras (2022), embora traga outras mudanças, a principal regra da nova lei diz respeito ao pagamento de uma taxa que altera a composição da conta de luz, e é por isso que ela é conhecida como lei da “taxação do sol”. Nesse sentido, as pessoas que adquirirem um sistema fotovoltaico a partir de 2023 serão incluídos na nova regra. Basicamente, quem gera energia solar passa a pagar pelo uso da infraestrutura disponibilizada pela distribuidora nos períodos em que não há geração simultânea, ao contrário do que acontecia até então. Essa taxa refere-se ao pagamento do antes isento Fio B, parte da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

Para explicar a nova taxa deve-se entender alguns dos conceitos abaixo:

- **TUSD:** corresponde ao valor monetário utilizado no faturamento mensal dos consumidores quanto ao uso de energia elétrica do sistema de distribuição de energia. É dividido entre Fio A, custos de subestação e integração nacional e o Fio B.
- **Fio A:** Segundo Energês, e o valor pago pelos custos de infraestrutura (transmissão e manutenção) das linhas de transmissão de energia, ou seja, pelo trecho entre a usina geradora e a distribuidora.
- **Fio B:** Determinado pela concessionária e validado anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Fio B é o valor pago pelas linhas de transmissão da distribuidora até a residência, ou seja, referente ao custo dos serviços prestados pela distribuidora de energia. Ele varia de acordo com a região do país.
- **Composição da conta de luz:** A conta de luz se divide entre a Tarifa de Energia (TE) e a TUSD. No valor da TUSD também estão incluídos outros encargos, além das perdas que podem acontecer no sistema da distribuidora como mostrado na Figura 11. Na conta de luz também constam impostos como ICMS e PIS/COFINS, todos aplicados diretamente ao KWh, além das bandeiras tarifárias pagas a cada KWh de acordo com a categoria (bandeira verde, amarela, vermelha e preta). Por fim, ainda há uma taxa pelos serviços como iluminação pública.

Figura 11 – Divisão da tarifa de energia.

Tarifa de Energia					
TE		TUSD			
Energia	Encargos	Fio A	Fio B	Encargos	Perdas

Fonte: Intelbras, 2022

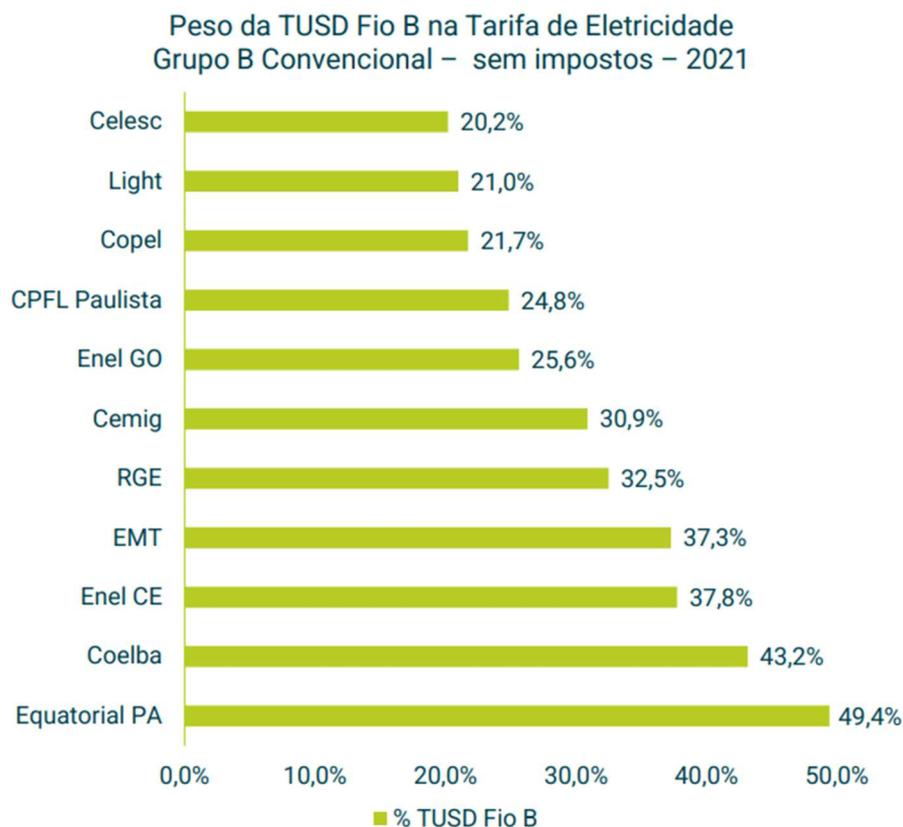
- Simultaneidade:** Termo que designa o momento em que há a geração e o consumo simultâneo de energia, o que acontece ao longo do dia quando os painéis fotovoltaicos estão gerando energia e imediatamente sendo consumida pelo imóvel. O Fio B é cobrado pelos períodos em que não há simultaneidade, ou seja, nos momentos em que se precisa injetar energia na rede da distribuidora e assim, faz uso da estrutura dela. Na simultaneidade, a energia não passa pelo medidor de energia, portanto, não incidirá cobrança de Fio B nesta parcela.

Anteriormente ao estabelecimento dessa lei, as regras para quem faz uso da micro ou minigeração distribuída no Brasil eram definidas até então pela ANEEL por meio de resoluções normativas. Uma das principais regras diz respeito à compensação de créditos na conta de luz, ou seja, todo consumidor que utiliza fontes de energia renováveis para gerar a própria energia com conexão à distribuidora local teriam um crédito abatido na conta de luz (INTELBRAS, 2022). Ou seja, a dedução do Fio B só impacta o montante de energia exportado para a rede elétrica da concessionária, não impacta a energia gerada e consumida instantaneamente na unidade consumidora.

Segundo mesmo autor, pelo novo sistema, o consumidor, produz energia solar para a sua casa e “empresta” a sobra para a concessionária. Em troca, ela compensa créditos na conta de luz, diminuindo o valor total a ser pago em até 95%. O valor desse crédito dependia da quantidade de energia produzida e direcionada para a distribuidora utilizar, mas funcionava na proporção de 1 para 1, a cada 1 kWh emprestado = 1 kWh em crédito.

Tudo que era injetado na rede poderia ser consumido sem pagar taxas por isso, claro, ainda pagando as taxas tributárias de PIS e COFINS, mas que não tem a ver com componentes tarifárias. Mas a partir do dia 07/01/2023, irá começar um sistema de compensação parcial, onde será necessário pagar o Fio B, referente a distribuidora de energia. O Fio B equivale em média de 30% da redução desse crédito injetado (PETERS JUNIOR, 2022).

Figura 12 – Peso da TUSD Fio B na tarifa de eletricidade.

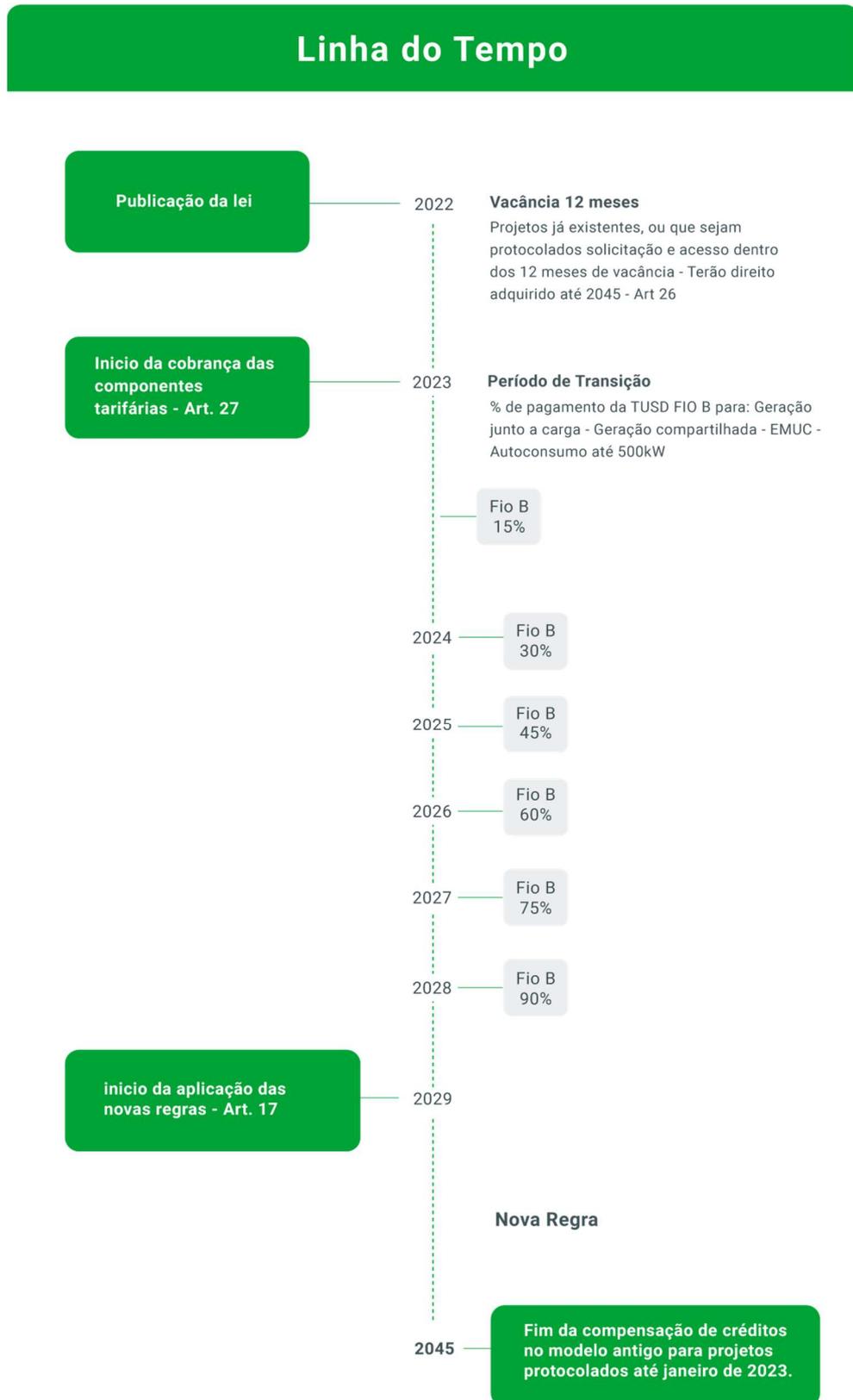


Fonte: Greener, 2022

Pela nova legislação os créditos passaram a ser tributados para pagar as distribuidoras por investimentos em infraestrutura e rede. Isso significa que quando a energia remanescente for direcionada à concessionária, será cobrada uma tarifa, cujo valor ainda é determinado pela ANEEL. A agência tem até julho de 2023 para comunicar a definição do total.

A cobrança da nova taxa não será imediata, com prazos diferentes a depender do modelo de geração própria e da data em que houve a protocolização do projeto junto à concessionária. As novas regras passam a valer em janeiro de 2023. Abaixo é possível visualizar um resumo de como foram definidos percentuais com crescimento gradativo da taxa a cada ano, conforme informado na descrição da lei:

Figura 13 - Resumo dos percentuais de cobrança com crescimento gradativo da taxa a cada ano.



Dessa forma, a nova lei influenciará a vida de quem já utiliza o Sol como fonte de energia e aqueles que têm esse objetivo da seguinte forma:

- **Já possui um sistema instalado:** benefícios seguem até 2045 normalmente, nada precisa ser feito nesse sentido.
- **Não possui um sistema instalado:** protocolar o pedido até 6 de janeiro de 2023. Importante atentar-se ao prazo e antecipar o pedido, caso seja reprovado conseguir ajustar a tempo de solicitar novamente.
- **Possui autoconsumo remoto maior de 500 kW ou geração compartilhada com mais de 25% de créditos:** não é possível manter, visto que as normas atuais serão finalizadas em janeiro de 2023, com início das novas regras.

Portanto, na lei, estão dispostas duas situações em que a incidência da taxa ocorrerá a partir da validade da lei, sendo elas unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto e unidades na modalidade geração compartilhada que detenham 25% ou mais da participação do excedente de energia elétrica. Nesses casos a cobrança será de 100% do Fio B, 40% do Fio A e 100% dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P & D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

Por fim, a nova lei determina que mesmo que a unidade consumidora injete mais energia do que consuma, sua fatura de energia nunca será igual a zero. Existe um valor mínimo para subsidiar o Custo de Disponibilidade, equivalente, ao valor de certa quantidade de energia, em conformidade com a ligação (monofásica (30 kWh), bifásica (50 kWh) ou trifásica (100 kWh)).

Dessa forma, a compensação dos créditos pelo sistema fotovoltaico respeita a regra do Custo de Disponibilidade, caso uma unidade injete na rede uma quantidade de créditos maior que o consumo local e esse consumo for menor que o custo de disponibilidade, o consumidor pagará apenas o valor referente ao custo de disponibilidade e a quantidade de energia injetada ficará como saldo. Saldo esse pode ser utilizado durante 60 meses ou serem distribuídos para unidades consumidoras que estejam sob a mesma titularidade (LIMA, 2022).

Essa regra se aplica aqueles que já possuíam um sistema instalado, ou aos que protocolaram seu projeto junto à distribuidora até 06/12/2023.

Essa é uma mudança importante para o consumidor, pois na REN N°482/2012, caso a unidade injetasse na rede uma quantidade de créditos maior do que o consumo local e menor que o custo de disponibilidade, ele pagaria pelo custo de disponibilidade e perderia esses créditos. Caso a unidade tivesse um saldo positivo ainda maior do que o custo de disponibilidade, ele pagaria pelo custo de disponibilidade, e seus créditos seriam apenas a

diferença entre o saldo e o custo de disponibilidade. Essa situação ficou conhecida comumente como “tarifa dupla”.

Sobre a regra de disponibilidade para usinas de até 75 kW, houve uma modificação que é descrita na lei 14.300, descrita no artigo 16º:

Art. 16º Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação (Lei N° 14.300, 2022)

No caso dos clientes que protocolarem seus projetos após a data de 06/12/2023, o consumidor só irá pagar o Custo de Disponibilidade, caso a energia consumida, desconsiderando as compensações, for inferior ao consumo mínimo – 50kWh para consumidores bifásicos por exemplo – conforme descrito no §1º do artigo 16º:

§ 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no **caput** do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente (Lei N° 14.300, 2022).

A lei 14.300/2022 trouxe vários pontos que colocam como questão de análise a viabilidade de certos projetos que baseados na REN 482/2012 eram rentáveis. Muitas das mudanças trazidas pela normativa se referem a questões burocráticas que envolvem o momento que antecede a instalação da usina, tais como troca de regras de solicitação de parecer de acesso, troca de titularidade, acordos para cumprimento de solicitação de acesso, entre outros. Para esse presente estudo será julgado de forma explicativa e sem juízo de valor, os impactos causados apenas para os consumidores que se enquadram no grupo B, como mostrado na Tabela 1 abaixo:

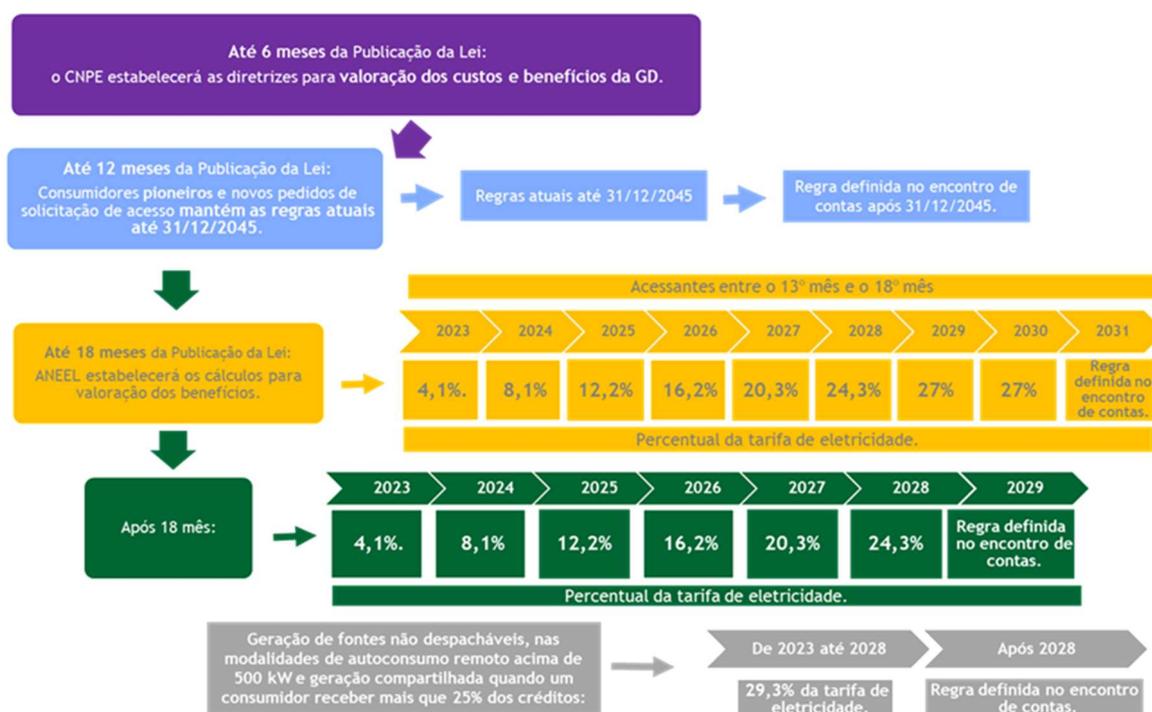
Tabela 1 – REN482/12 x Lei 14.300/22

Tema	Como era a REN 482/2012	Lei 14.300/22
Direito adquirido	Não existia garantia – competência da ANEEL para alterar a Resolução 482/12	Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei fica o regime atual até 31/12/2045
Valoração dos créditos	Compensação de 100 % das componentes tarifárias	Algumas componentes deixarão de ser compensadas de forma gradual e escalonada de acordo com a regra de transição prevista (6 anos – utilização da CDE). A partir de 2029 nova entrada com “regra nova”.
Compensação das componentes tarifárias	A REN 482 poderia ser alterada a qualquer momento pela ANEEL – cenário “Alternativa 5” (compensação apenas TE – Energia)	Encontro de “contas” a ser feito em até 18 meses da publicação da Lei, a partir de diretrizes do CNPE (6 meses). A ANEEL será obrigada a considerar o cálculo do SCEE de todos os benefícios ao sistema da GD.

Fonte: Adaptado de Análise do Marco Legal, ABSOLAR, 2022

O direito adquirido protege o consumidor que protocolar o pedido de solicitação de acesso até doze meses após a publicação da lei, prazo esse que é denominado como período de vacância, isso traz segurança para que o consumidor que estava com seu projeto em andamento no momento na instauração da lei não seja prejudicado pelas modificações do sistema.

Figura 14 – Período de transição

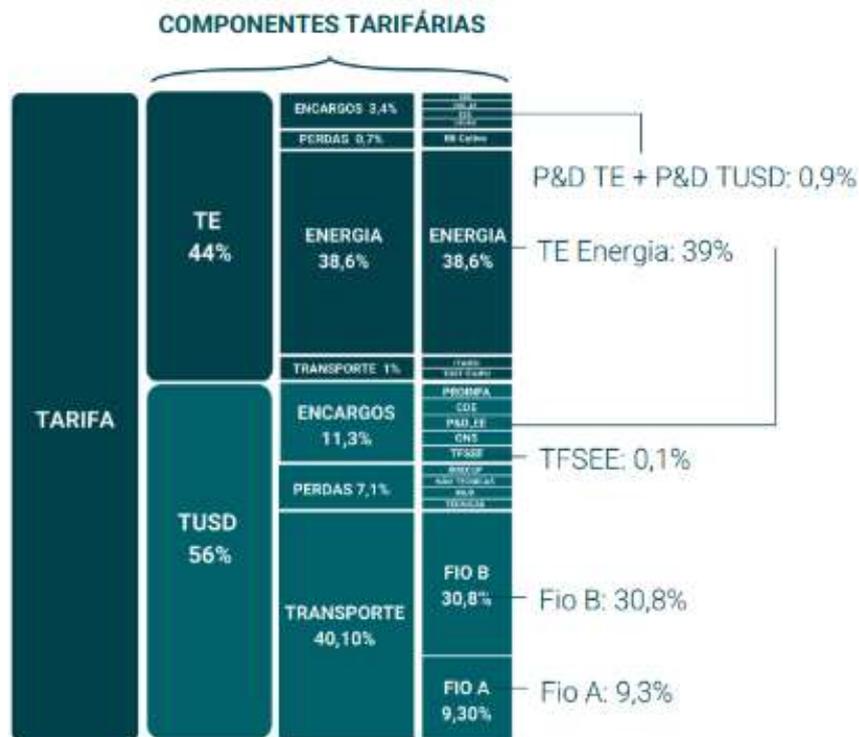


Fonte: ABSOLAR, 2022

A respeito da valoração dos créditos foi modificado o percentual de compensação das componentes tarifárias. Enquanto no sistema regido pela REN 482/2012 era compensado 100%

das componentes tarifárias, na Lei 14.300 foi retirada a compensação da componente FIO B. A componente FIO B está presente na parcela TUSD da fatura, ela representa em média 30% da fatura de energia elétrica, dado obtido através da análise feita entre as 58 distribuidoras mais relevantes no país (Greener,2022). A Figura 15 ilustra quanto representa o FIO B na tarifa de energia.

Figura 15 – Representação das componentes tarifárias



Fonte: Greener, 2022

A cobrança da componente fio B será cobrada de forma gradativa até o ano de 2029, espaço de tempo denominado de período de transição. Após esse período a cobrança será feita em valor integral.

3 METODOLOGIA

O presente trabalho se faz necessário para analisar a viabilidade técnica-financeira para implantação de SFV para a geração de energia elétrica como forma de suprir a demanda energética de uma residência familiar de quatro pessoas. Diante disso, será explorado nesse capítulo o tipo de metodologia e procedimentos necessários utilizados, assim como a descrição do local onde o estudo foi realizado, descrição dos recursos locais para a implantação do SFV, assim como dimensionamento do mesmo para que se possa dar mais consistências e validade técnico-científico ao presente trabalho.

3.1 Definições de estudo de caso

A análise da viabilidade econômico-financeira de um projeto de investimento em energia fotovoltaica foi feita por meio de um estudo de caso, realizado em uma residência familiar composta por quatro pessoas, localizada na cidade de Uberlândia - MG

Buscando avaliar a viabilidade da implantação do SFV, o estudo foi realizado em cinco fases:

Fase I: O primeiro momento é caracterizado por um diálogo com a família para entender as necessidades do projeto e as razões para a realização de um estudo de viabilidade econômica. Logo após, calcula-se a média do consumo da unidade nos últimos 12 meses, subtraindo o custo de disponibilidade da média final, já que ele sempre será cobrado.

$$\begin{aligned} \text{Por exemplo: Média} &= 478,83 \text{ KWh e aí faz-se} \\ &= 428,83 - 50 \cong 378,83 \text{ KWh} \end{aligned}$$

Fase II: A segunda etapa consiste em coletar dados sobre a radiação solar média para cada mês da cidade, para obter um cálculo da radiação média mensal. Tais informações foram encontradas no site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito - CRESESB, através do software Sun data. Sun data é uma ferramenta que suporta o cálculo do dimensionamento do sistema fotovoltaico. Este programa fornece valores mensais diários de radiação solar para qualquer localização geográfica do Brasil com informações de coordenadas geográficas como latitude e longitude (CRESESB, 2018). A relevância desta informação está relacionada ao potencial da cidade em estudo para geração de energia elétrica através da energia solar.

Fase III: Análise da conta de energia com base no cálculo do consumo médio (kWh) da unidade explicado na Fase I, sendo possível analisar informações relacionadas à dimensão do projeto, como por exemplo:

- a) Cálculo da potência instalada em KWp;
- b) Quantidade necessária de módulos fotovoltaicos;
- c) Estimativa de energia produzida, tendo como base o Índice de Radiação Solar diário (IRS) incidente da cidade de Uberlândia – MG;
- d) Consultar a classe do consumidor na fatura da concessionária de energia (monofásica, bifásica, trifásica)
- e) Calcular potência do sistema fotovoltaico (*PFV*)
- f) Descrição e quantidade dos equipamentos necessários; e
- g) Análise da viabilidade levando em conta se residência adotasse ou não o sistema de energia solar.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo é trabalhado o desenvolvimento do projeto, fatores físicos como a localização, inclinação e irradiância na região bem como fatores financeiros como o preço da energia elétrica.

4.1 Análise de perfil e consumo

Para iniciar o dimensionamento do sistema fotovoltaico é necessário partir do ponto de quantificação de energia gerada em que o consumidor necessita. Isso é feito analisando a princípio determinados custos inseridos na fatura como TE, TUSD, Iluminação pública, impostos e encargos setoriais. Além disso, conforme os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL, há algumas informações obrigatórias em toda fatura. São elas:

- Identificação;
- Endereço do consumidor;
- Grupamento (A ou B);
- Tipo de conexão (monofásico, bifásico ou trifásico);
- Energia consumida;
- Demanda contratada;
- Demanda medida;
- Impostos; e
- Histórico de faturamento.

Os grupos tarifários são utilizados para fazer o enquadramento do consumidor, em função do nível de tensão fornecida. Há dois grupos, com vários subgrupos em cada um: O Grupo B e o Grupo A.

Segundo a SolarView (2020), o grupo A são consumidores que recebem energia elétrica em tensão iguais ou superiores a 2,3 kV (alta tensão), utilizando ramais trifásicos, ou são atendidos por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Consumidores desse grupo não pagam Custo de Disponibilidade, mas são obrigados a contratar da concessionária uma certa demanda de potência (kW), com valor igual ou superior a 30 kW. Pagam tanto pela energia ativa (kWh) quanto pela energia reativa (kVArh), e também pagam se ultrapassarem a demanda contratada (kW). Assim, as tarifas deste grupo são binômias (consumo e demanda).

O grupo B é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV (baixa tensão), caracterizado pela tarifa monômnia. Ou seja, o consumidor paga pela

eletricidade e pelo uso da rede de uma única forma volumétrica, em R\$/kWh (ANEEL, 2019).

A tarifa do grupo B possui os seguintes subgrupos:

- B1 – Residencial
- B2 – Rural
- B3 – Demais Classes
- B4 – Iluminação Pública

No caso desse trabalho, levou-se em consideração uma residência familiar de classe residencial bifásico, na modalidade tarifária B1. O consumo médio anual dessa unidade é de $510 - 50 = 460$ kWh/mês, baseado no consumo de energia elétrica de 12 meses (Tabela 22) e as coordenadas geográficas de uma residência localizada no município de Uberlândia, com tarifa de R\$ 1,06 (com encargos) (CEMIG, 2022). Em média esse consumidor recebe uma conta de energia no valor de R\$ 487,60, no valor já considerando encargos e impostos.

Tabela 2 – Histórico de consumo de energia elétrica para a residência.

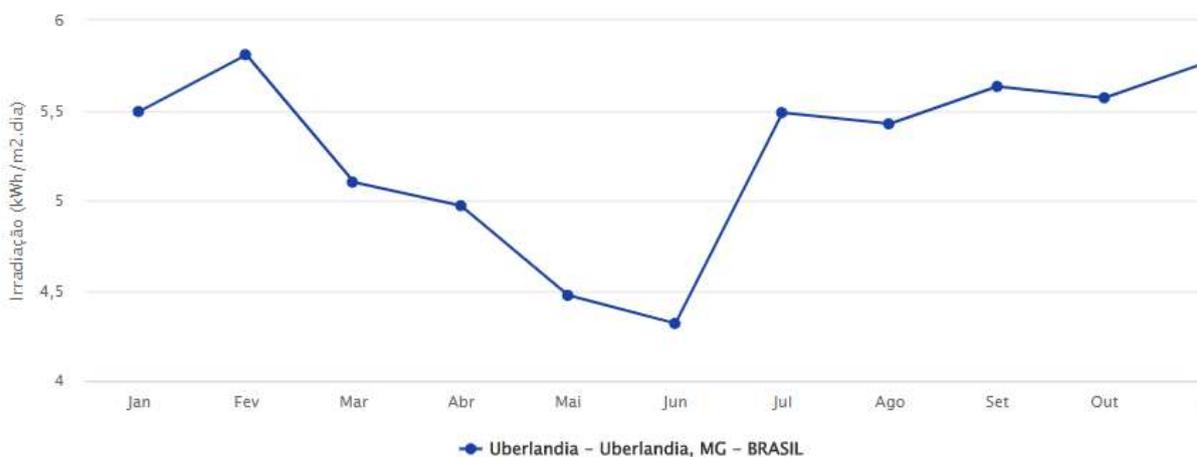
Mês	Consumo de Energia (kWh)	Mês	Consumo de Energia (kWh)
Janeiro	702	Julho	265
Fevereiro	662	Agosto	328
Março	588	Setembro	443
Abril	515	Outubro	601
Maio	593	Novembro	564
Junho	373	Dezembro	481

Fonte: Autor (2022).

4.2 Irradiância

A irradiância apenas da localização e de fatores externos que influenciam em sombreamento com poluição e chuvas. Na base de dados da CRESEB (2022) na cidade de Uberlândia temos que a irradiação solar média no município é:

Figura 16 – Irradiação solar no plano horizontal para localidades próximas.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022

4.3 Dimensionamento

O dimensionamento de energia solar pode ser definido como o estudo e a análise das especificidades do local em que o sistema fotovoltaico será implementado, bem como a identificação e a escolha de quais equipamentos deverão ser utilizados na produção de energia. Ou seja, consiste no planejamento da instalação.

Para o dimensionamento do projeto é necessário determinar a especificação do módulo e suas características, inversor, dispositivos de proteção, bem como a disposição do sistema. Além disso, o dimensionamento foi feito para as condições ideais, ou seja, considerou-se que haveria espaço suficiente para a instalação, orientação dos módulos no sentido norte e inclinação do telhado aproximadamente igual à latitude do local.

Para dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico a ser instalado na residência é necessário saber o consumo mensal em kWh, para isso, faz-se o levantamento das contas de energia ou a média do consumo mensal dos participantes do empreendimento, a potência que deverá ser suprida será a soma de todos os consumos envolvidos. Após, abate-se o valor em kWh da taxa mínima cobrada todo mês dependendo do padrão de entrada onde o sistema será colocado, pode ser monofásico, bifásico ou trifásico, no caso estudado é o bifásico. Com base neste consumo calcula-se a potência teórica do sistema, mostrada na equação (3):

$$PFV = \frac{C_{\text{médio-Classe consumidor}}}{Irr \times \text{Dias do Mês} \times e} \quad (3)$$

onde, PFV é a potência do sistema em quilowatt pico (kWp), $C_{\text{médio}}$ será o consumo médio de energia [kWh], Classe do consumidor na fatura da concessionária de energia (monofásica, bifásica, trifásica) [kWh], Irr é a da radiação solar do local [kWh/m²/ano] obtido no site do CRESESB, e e é eficiência do sistema [%] (RAIMUNDO, 2018).

Para calcular a energia produzida por painel, tomaremos como base a irradiação, a área do módulo e a sua eficiência, utilizando a equação (4) (COSTA,2010):

$$E_p = G_M \times A \times e \quad (4)$$

onde, E_p é a energia produzida [kW], G_M é geração por módulo [kWh/m²/dia], A é área do módulo [m²] e e é a eficiência do módulo.

O número de módulos necessários pode ser calculado utilizando a equação (5) (AZAMBUJA, 2022):

$$N_m = \frac{E_d}{E_p} \quad (5)$$

onde, N_m é número de módulos, E_d é a energia demandada mensalmente [kWh/mês] – que nesse caso seria o termo $C_{\text{médio}}$ – *Classe consumidor*, caracterizado na equação 3 – e E_p é a energia produzida por módulo por mês [kWh/mês].

Para se obter quais seriam as perdas devido ao funcionamento natural do sistema, obstáculos e degradação contínua dos módulos foram feitos os seguintes cálculos, dados pela equação (6) e ilustrados na Tabela 3 baseada na pesquisa de Azambuja (2022):

$$E = E_n \times (1 - Perd) \quad (6)$$

onde, E_n é a energia produzida e $Perd$ é a perda da potência obtida.

Tabela 3 – Perdas consideradas no sistema (Azambuja, 2022).

Fator	Perda
Perdas por sombreamento totais	0,0 %
Perdas por aumento de temperatura	7,1 %
Perdas por descasamento	5,0 %
Perdas por corrente contínua	1,5 %
Outras perdas	5,0 %
Perdas na conversão	1,7 %
Eficiência Total (rend. %)	18,8 %

Fonte: Azambuja, 2022

Por fim, a área de instalação pode ser calculada de acordo com a Equação 7 (AZAMBUJA, 2022) que utiliza o número de módulos a ser instalado e a área deles.

$$\text{Área de instalação} = N_m \times A \quad (7)$$

4.4 Determinação do módulo

Para a escolha do módulo deve-se considerar o consumo médio da unidade consumidora que deverá ser suprido total ou parcialmente pelo conjunto gerador de energia.

Para determinar o número de módulos a serem utilizados, deve-se levar em consideração vários fatores, como as especificações técnicas do módulo a ser escolhido bem como as dimensões do telhado onde o sistema fotovoltaico (FV) vai ser instalado e a irradiação no local. Como é necessário a informação da potência dos módulos, foi realizada uma pesquisa de mercado para encontrar o módulo mais adequado para a realização do projeto. Os critérios utilizados foram a disponibilidade de mercado, além de sua consolidação e preço.

A GCL lançou em 2016 módulos de até 330 Wp com eficiência de até 17 %. Foram escolhidos os módulos multicristalinos da fabricante GCL, modelo GCL-P6/72 (Figura 17) de 72 células, tecnologia bifacial, 1,956 m x 0,992 m.

Figura 17 - Módulo Solar 330 Wp.



Fonte: GCL, 2022

A Tabela 4 mostra os dados elétricos do módulo, os dados são para uma irradiação de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C .

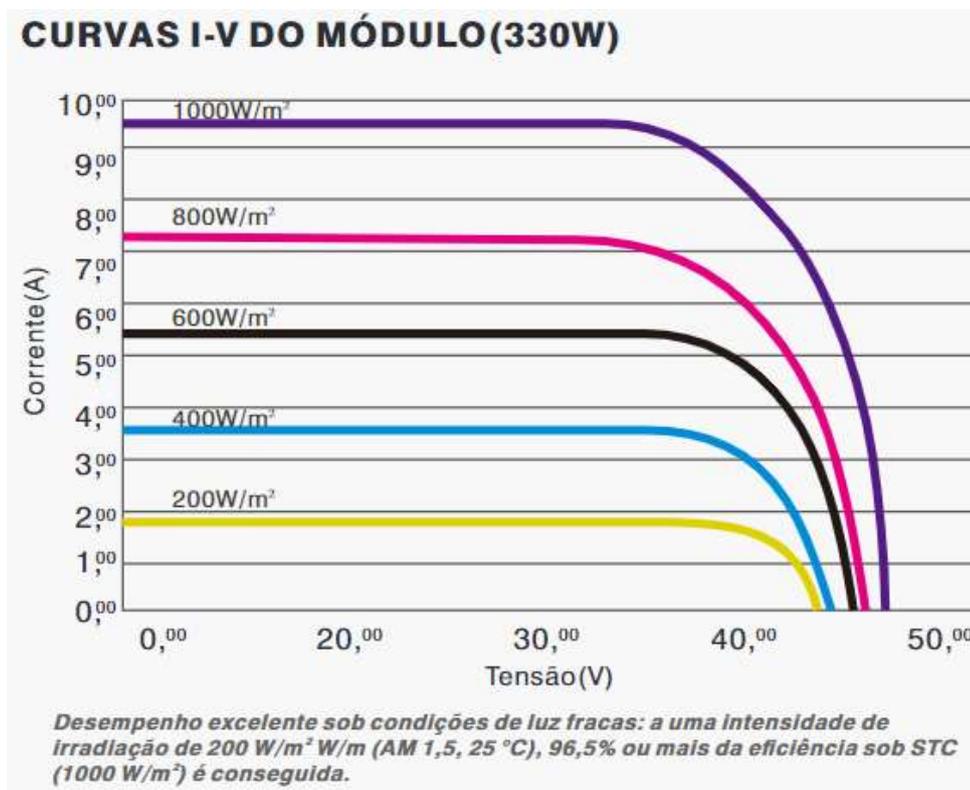
Tabela 4 - Dados elétricos do módulo fotovoltaico.

Potência nominal	330 Wp
Tensão de operação	37,8 V
Corrente de operação	8,73 A
Tensão de circuito aberto	46,2 V
Corrente de curto-circuito	9,33 A
Eficiência	17 %
Temperatura de operação	-40°C a 85°C
Tensão máxima suportada	1000 V

Fonte: GCL, 2016

Os dados são estáticos, em valores de referência. Para entender o comportamento dos módulos podemos avaliar as curvas I-V variando a temperatura do módulo e a irradiação média. A Figura 18 – Curva I-V do módulo fotovoltaico. mostra a relação:

Figura 18 – Curva I-V do módulo fotovoltaico.



Fonte: GCL, 2016

Dessa forma, é perceptível que a corrente varia de acordo com a irradiação, tendo uma pequena variação na tensão.

Com base na Equação 3 a potência teórica do sistema para abater os 100% do consumo será de 3,53 kWp. Posteriormente, foi calculado a energia produzida por painel, onde obteve-se um número de módulos de $N_m \cong 11,56$. No entanto, o dimensionamento deve prever o aumento do consumo de energia pelos participantes e também uma folga na geração, já que nos meses de inverno a geração reduz. Com isso, a potência do sistema será dimensionada em torno de 120%. Com isso, serão necessários 14 módulos para a residência. Por fim, no cálculo da área de instalação, foi acrescentado 5 cm na lateral de cada módulo para a instalação da estrutura que ocupa este espaço, obtendo *área de instalação* $\cong 29,26$.

4.5 Dimensionamento do inversor

Segundo a ECOA Energias Renováveis (2020), define que o inversor seja adequado para a potência adotada no sistema, tensão de fornecimento da concessionária e número de fases do disjuntor onde será ligado o sistema fotovoltaico. Quando a potência do inversor for menor que a potência dos módulos ele irá limitar a potência do sistema, pois é este equipamento que

faz a transformação da corrente contínua em corrente alternada e então disponibiliza essa energia na rede, ou seja, a energia gerada fica limitada pela potência de saída do inversor. Porém, caso um sistema seja dimensionado com potência instalada inferior a potência do inversor, o sistema ficará limitado a potência dos módulos fotovoltaicos.

Além disso, segundo o mesmo autor, quando o inversor é sobrecarregado existe um ganho de produção energética ao longo do tempo, essa sobrecarga é chamada de *oversizing*, que é um sistema dimensionado com um inversor de menor potência máxima do que a soma de potência máxima dos módulos fotovoltaicos do mesmo sistema. Este sobrecarregamento garante uma maior eficiência do sistema, elevando a capacidade total do inversor com maior frequência e também garante a melhor opção economicamente. Outro ponto é que os inversores perdem eficiência quando trabalham em uma faixa de potência cerca de 25 % inferior à sua capacidade. Então, quando os módulos solares são superdimensionados o inversor em média passa menos tempo trabalhando com menor eficiência.

O inversor deve ter potência nominal igual ou maior a capacidade total do sistema, calculada através da equação (9) (AZAMBUJA, 2022):

$$P_t = PFV \times Q_m \quad (9)$$

onde: P_t é a potência total do sistema [W], PFV é a potência máxima por módulo [Wp] dada pela Equação (3) e N_p é o número de módulos dada pela Equação (5). Como a potência do inversor deve ser $\geq 20\%$ da potência dos módulos, tem-se $P_t = [3,17; 4,75]$ [kW].

4.6 Geração x Consumo

De acordo com as Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 414 da ANEEL, o consumidor, mesmo com sua micro ou minigeração distribuída, deve arcar com os custos de disponibilidade de energia. Isto é, o consumidor deve pagar um valor à concessionária por disponibilizar a infraestrutura elétrica e garantir o fornecimento energético. Como dito na seção 4.1, a residência do estudo de caso é bifásica, e, portanto, de acordo com a ANEEL, deve pagar o custo equivalente ao consumo de 50 kWh. Contudo, o consumidor pode contar com estes 50 kWh para os meses em que a geração injetada na rede for menor do que o consumo retirado da rede. Desta forma, o projetista poderia contabilizar 50 kWh a menos no consumo da residência para efeito de cálculos, para aqueles meses em que supostamente o consumo seria maior do que a geração.

A partir de janeiro de 2023 esse mesmo consumidor terá sua energia injetada tarifada em 28 %. Para exemplificar e demonstrar o impacto causado a partir desta informação foi elaborado o seguinte cálculo obtido pela Equação (11):

$$VC = C_{\text{mensal}} \times (1 - \% FS) \times T_{\text{ano}} \times V_{kWh} \quad (11)$$

onde, C_{mensal} será o consumo mensal de energia [kWh], % FS é o fator simultaneidade, T_{ano} é a nova taxa abordada na seção 4.1 que será escalonada anualmente de acordo com a Figura 13 e V_{kWh} é o valor do kWh [R\$].

O fator simultaneidade pode variar entre 0 e 100 % e é dado por:

$$\% FS = \frac{E_{ac}}{E_g} \quad (11)$$

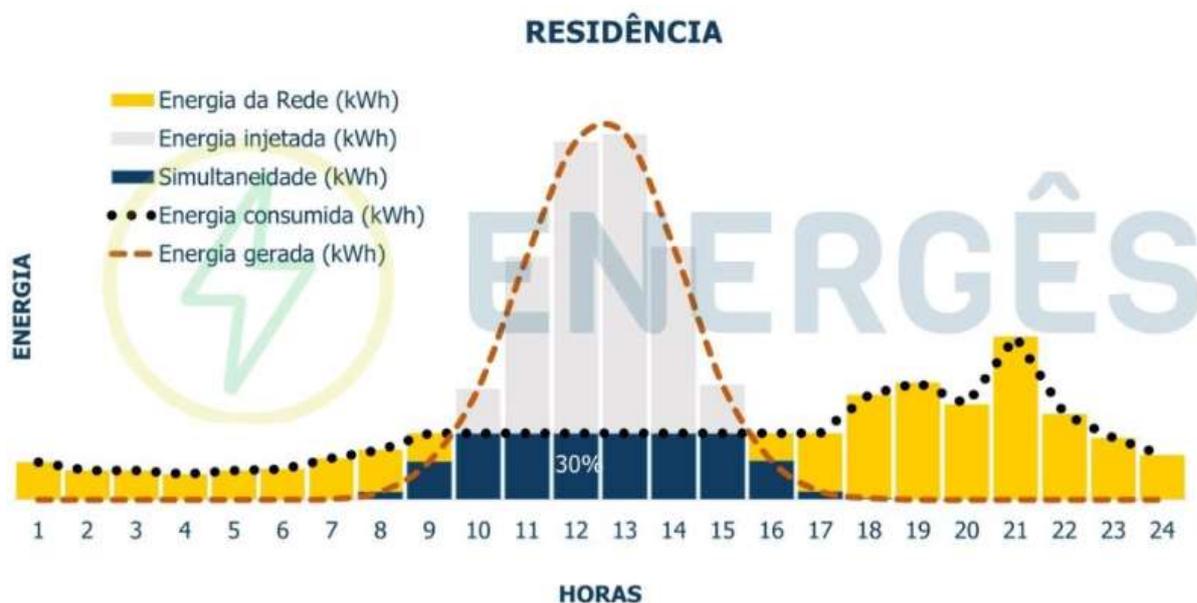
onde, E_{ac} é energia autoconsumida e E_g é a energia gerada, sendo:

$$E_{ac} = E_g - E_{inj} \quad (11)$$

onde, E_i é a energia injetada.

Para essa pesquisa, será utilizado o exemplo de simultaneidade em residências fornecido pela ENERGENS (2022):

Figura 19 – Simultaneidade em residências



Fonte: ENERGÊS, 2022

Durante o dia, a família inteira não fica em casa e alguns eletrodomésticos como geladeira, fogão e microondas se mantêm ligados. Dessa forma, 30% da energia gerada é consumida durante o dia e os outros 70% são injetados na rede gerando créditos. Assim, o maior consumo de energia é noturno (horário em que a família toda está em casa) essa unidade consumidora possui simultaneidade baixa, o que é típico de consumidores residenciais.

Segundo a CEMIG, o valor pago para o subgrupo B1 no momento do estudo era de 0,76005000 R\$/kWh (Bandeira verde sem adicional de bandeiras e sem impostos), e como a residência estudada neste trabalho é bifásica, temos que o Custo de Disponibilidade é de R\$ 38,00/mês, ou R\$ 456,03/ano. Como dito anteriormente, de acordo com a nova regra, quem instalar um sistema fotovoltaico a partir de 2023 terá um aumento escalonado com incrementos de 15 % no valor do fio B ao ano, como explicado na Figura 13, até completar o pagamento de 100 % dessa tarifa em 2029.

A partir dos valores informados na fatura de energia pode ser elaborada uma perspectiva de como ficará a realidade do cliente após a vigência da lei 14.300. Vale ressaltar que em todos esses cálculos, será considerado o valor do kWh sem impostos, e também será desconsiderado o valor de Contribuição de Iluminação Pública.

Os principais pontos a serem observados são o custo de energia elétrica e seu preço representados na Figura 20, a seguir:

Figura 20 – Valores faturados - Fatura CEMIG

VALORES FATURADOS			
Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Energia Elétrica kWh	515	1,05882353	545,27
ENCARGOS/COBRANÇAS			
Descrição			Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública			51,28
TARIFAS APLICADAS (Sem Impostos)			
Energia Elétrica kWh		0,76005000	
ADICIONAL BANDEIRAS (Já incluído no Valor a Pagar)			
BANDEIRA ESCASSEZ HÍDRICA			101,86

Fonte: Fatura CEMIG, 2022

Serão dois fatores que serão diretamente afetados pela implantação da lei 14.300/2022. O primeiro fator é o custo de disponibilidade, que é cobrado em duplicidade, como explicado na seção 2.4.

O segundo fator aponta que o consumidor tem o aproveitamento total da energia injetada, compensando 100 % do valor injetado, dessa forma, o valor da energia injetada é igual a energia compensada, tanto em valor como em kWh. Quando a lei entrar em vigor, a quantidade de créditos injetados permanece a mesma, entretanto, o valor de créditos em R\$ será alterado, com isso o consumidor não verá o mesmo desconto na compensação dos créditos no valor total da fatura tendo que pagar a diferença entre os valores. Com a mudança imposta pela Lei 14.300/22 e considerando a Equação (11), para um mesmo valor da fatura da Figura 20, pressupondo que o preço não mude:

Tabela 5 – Novos valores para a fatura da CEMIG pós o período de vacância da Lei 14.300/22

Ano	Início da cobrança dos 28 % do Fio B	Valor pago anualmente
Ano 01	15,00 %	R\$ 150,92
Ano 02	30,00 %	R\$ 301,84
Ano 03	45,00 %	R\$ 452,75
Ano 04	60,00 %	R\$ 603,67
Ano 05	75,00 %	R\$ 754,59
Ano 06	90,00 %	R\$ 905,51
Ano 07	100,00 %	R\$ 1.006,12

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Para essa cálculo, foi utilizado a Equação 11, onde VC é o Valor pago anualmente, C_{mensal} é o consumo mensal de 510 kWh, que é o consumo médio mensal da residência, o $\% FS$ é 30%, T_{ano} é o produto de 30,9% (TUSD Fio B Cemig) pela taxa anual de que vai aumentando gradativamente de acordo com a tabela 5 (15%, 30%, 45%, etc), e o $VkWh$ é de 0,76005000 R\$/kWh.

Nesse caso, conforme esperado, observa-se um valor crescente de tarifa, ao longo dos anos. Vale lembrar que nesse caso, conforme o inciso 1º do artigo 26, mencionados na seção 2.4., não é mais cobrado Custo de Disponibilidade, pois a residência consome mais do que 50kWh. Observa-se que a geração de energia solar é vantajosa, uma vez que caso este padrão de consumo seja mantido para uma casa sem geração de energia, o valor cobrado seria de:
 $0,76005000 * 510 * 12 = \text{R\$ } 4.651,51$ anuais.

Com a geração, o valor varia de acordo com a TUSD, que com o passar dos anos e o aumento gradativo da taxa seria de R\$ 150,92 à R\$ 1.006,12 anuais, o que representa uma economia anual de $\text{R\$ } 4.651,51 - \text{R\$ } 150,92 = \text{R\$ } 4.500,59$ nos primeiros anos, e $\text{R\$ } 4.651,51 - \text{R\$ } 1.006,12 = \text{R\$ } 3.645,36$ quando a taxa atingir seu valor máximo.

De acordo com a regulamentação anterior, a economia anual dessa unidade seria basicamente de $\text{R\$ } 4.651,51 - \text{R\$ } 456,03 = \text{R\$ } 4.195,48$.

No entanto, um valor que não foi analisado aqui é o da dupla cobrança do custo de disponibilidade, uma vez que no cenário anterior, o custo referente a 50kWh era pago e ainda assim descontado dos créditos gerados pela unidade, em caso de geração maior do que consumo. Ou seja, além do valor pago pelo custo de disponibilidade, havia-se um prejuízo de 50kWh por mês, pois esse valor deveria ser utilizado como crédito. Convertendo em reais, podemos assumir que eram descontados mensalmente R\$ 38,00 ou R\$ 456,00 anuais. Dito isso, fazendo uma análise de 10 anos, temos a seguinte situação entre os dois cenários. O valor pago na nova regulamentação seria de:

$$150,92 + 301,84 + 452,75 + 603,67 + 754,59 + 905,51 + 1.006,12 + 1.006,12 + 1.006,12 + 1.006,12 = \text{R\$ } 7.193,76$$

Já o valor pago na regulamentação anterior:

$$456 * 10 = \text{R\$ } 4.560$$

Além disso, convertendo-se os 50kWh perdidos devido a cobrança do custo de disponibilidade em reais, temos:

$$456 * 10 = \text{R\$ } 4.560$$

Ou seja, a unidade consumidora pagaria R\$ 4.560 e deixaria de acumular o equivalente a R\$ 4.560 em kWh, totalizando R\$ 9.120. Portanto, sob a nova regulamentação, teríamos um ganho de $R\$ 9.120,00 - R\$ 7.193,76 = R\$ 1.926,84$.

5 CONCLUSÃO

No cenário atual de crise hídrica, a fonte solar se posiciona como uma importante aliada de curto e médio prazo contribuindo para menor dependência de hidrelétricas no fornecimento de energia.

Além do fator de descentralização energética, o fator de atratividade também contribuiu para colocar a fonte em destaque. A elevação das tarifas de eletricidade ao longo do ano tem aumentado a atratividade dos projetos fotovoltaicos em todo o país, mesmo diante do cenário de valorização do dólar e de elevação de preços de equipamentos. Na sequência, o preço também se mostrou fator decisivo para o consumidor comercial.

Este estudo propôs desenvolver uma análise técnica e de viabilidade econômica de um estudo de caso da implementação de um sistema fotovoltaico sob a ótica da REN 14.300/22 em uma residência unifamiliar no município de Uberlândia, Minas Gerais, onde a demanda média era de 460 kWh/mês. O trabalho baseou-se em uma revisão bibliográfica sobre a regulamentação brasileira sobre a energia solar e assuntos pertinentes ao tema, para então embasar uma análise do novo cenário a partir da sanção do Marco Legal.

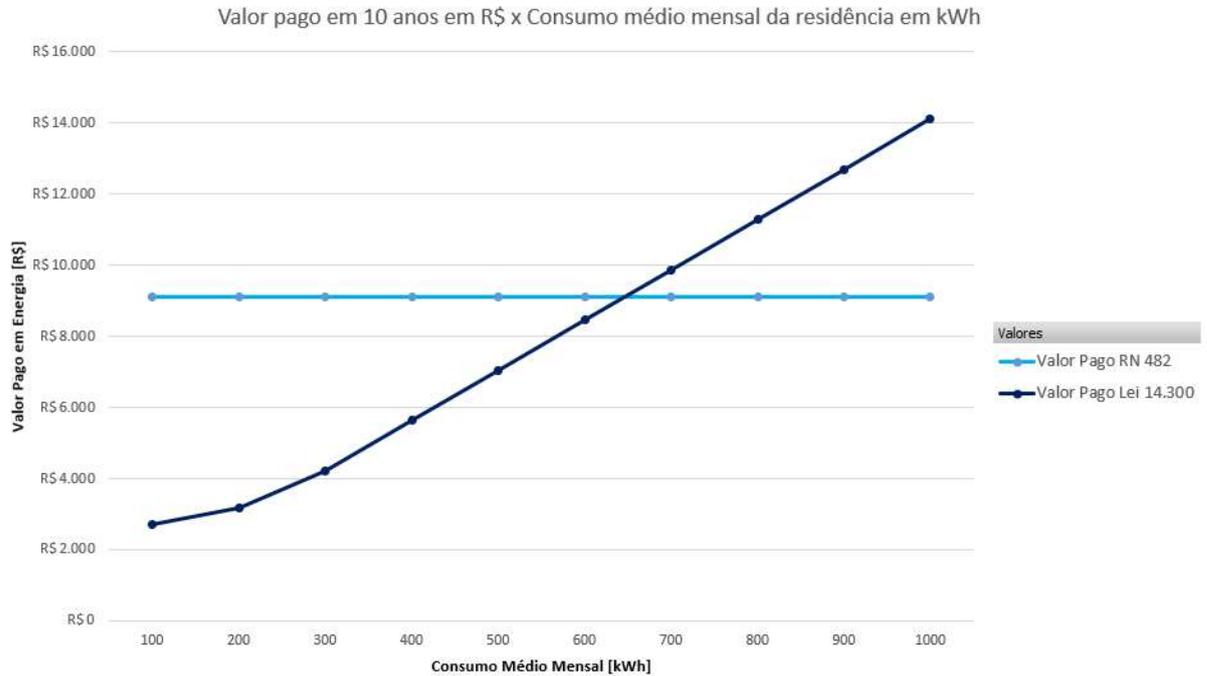
Pode-se concluir que o Marco Legal tem menor impacto ou, a depender do caso, pode até beneficiar consumidores pequenos que desejam instalar sistemas de micro GD, mantendo ou ainda, melhorando as condições de viabilidade econômica, em relação à REN 482/2012.

No caso deste estudo, foi notável que no caso de uma residência com quatro moradores e grupo tarifário B, o efeito positivo da mudança de regra do custo de disponibilidade é capaz de neutralizar o efeito negativo do pagamento da parcela Fio B na compensação.

Entretanto, ainda tratando-se de grupo tarifário B, caso se tratasse de um sistema de maior porte bifásico - com maior demanda energética – o efeito positivo do custo de disponibilidade seria menor e o efeito negativo do pagamento da parcela Fio B seria maior na compensação. Isso acarretaria uma piora na viabilidade econômica em comparação à regulamentação anterior.

A partir dos modelos de cálculo apresentados nesse trabalho, é possível levantar uma curva de valor pago em 10 anos pelo consumidor bifásico versus o consumo médio mensal da residência sob cada regulamentação, visando estimar a partir de qual consumo médio a Lei 14.300 proporciona menos economia do que a RN 482. Essa curva pode ser observada na Figura 21:

Figura 21 – Curva de valor pago pelo consumidor x Consumo médio mensal



Fonte: Autor, 2023

Observa-se que a partir de um consumo médio mensal de aproximadamente 650kWh, o valor pago pela unidade consumidora considerando a Lei 14.300 seria maior do que o valor pago considerando a RN 482.

Para trabalhos futuros recomenda-se fazer a análise de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico através das técnicas de análise de investimento como Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback simples* e *Payback* descontado, e a Taxa Interna de Retorno (TIR), assim como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e taxas de reajustes anuais.

REFERÊNCIAS

1. ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. __, p. 195-204. 2001
2. AGUIAR, F. M. de. Estudo para aplicação de usinas virtuais de energia no Brasil, 61f. Projeto de diplomação (Graduação de Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2022.
3. ANEEL. Caderno temático Micro e Minigeração distribuída 2ed. 2016.
4. Custo da energia que chega aos consumidores, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 30 mai. 2022.
5. Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. 2019. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp> >. Acesso em 15 mai. 2022.
6. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. 2017. p.74.
7. Relatório ANEEL 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. -Brasília: ANEEL, 2013.
8. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição –PRODIST.
9. ANDRADE, J. R. A. de. Viabilidade da implantação de energia eólica em condomínios horizontais -estudo de caso: Condomínio Residencial Paraíso de Maracajaú/RN. 21 f.: il. Artigo científico (graduação) -Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Civil. Natal, RN, 2019.

10. ALMEIDA, E. Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica. Artigo de Conclusão de Curso de Engenharia Bioenergética da FEA-FUMEC. Disponível em < www.fumec.br/revistas/eol/article/download/3574/1911>. Acesso em: 20 mai. 2022.
11. ASSAF NETO, Alexandre. Finanças corporativas e valor. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2014.
12. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Energia solar fotovoltaica atinge primeiro gigawatt no Brasil. São Paulo, 2018. Disponível em: <<http://absolar.org.br/energia-solar-fotovoltaica-atinge-primeiro-gigawatt-no-brasil.html>>. Acesso em: 06 mai. 2022.
13. Brasil ultrapassa marca histórica de 13 GW de energia solar instalada. São Paulo, 2022. Disponível em: < Disponível em: <<http://absolar.org.br/energia-solar-fotovoltaica-atinge-primeiro-gigawatt-no-brasil.html>>. Acesso em: 06 mai. 2022.
14. >. Acesso em: 20 jun. 2022.
15. Azambuja, A. V. R. ESTUDO E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA A CASA DO ESTUDANTE UFGD. TCC (Graduação em Engenharia de Energia)- Universidade Federal da Grande Dourados, 2022.
16. BOEFF, Luís F. Relé de Potência Reversa. In: Salão UFRGS 2013: SIC -XXV Salão de Iniciação Científica da UFRGS. Porto Alegre, 2013. Disponível em: < https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/93218/Resumo_32448.pdf>. Acesso em 19 mai. 2022.
17. BORAN, F. E.; BORAN, K.; MENLIK, T. The Evaluation of Renewable Energy Technologies for Electricity Generation in Turkey Using Intuitionistic Fuzzy TOPSIS. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, v. 7, n. 1, p. 81–90, 2012
18. BRASIL; ANEEL. Resolução Normativa N°786/2017 - Altera a Resolução Normativa n°482, de 17 de abril de 2012. 2017.
19. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2019: ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

20. CABRAL, I., VIEIRA, R. Viabilidade econômica x Viabilidade ambiental do uso de energia fotovoltaica no caso brasileiro: uma abordagem no período recente. III Congresso Brasileiro de Gestão ambiental. Goiânia/GO, 2012.
21. CRESESB. Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito. Potencial SunData v.3.0. 2018. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> > Acesso em: 18 mai. 2022.
22. COSTA, H. J. S. Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2010. Disponível em:<<http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2011.1/HIGOR>>. Acesso em: 15 jul. 2022.
23. DUARTE, F. V. S. Geração distribuída para múltiplas unidades consumidoras e projeto de um sistema fotovoltaico para um condomínio. Trabalho de conclusão de curso (Graduação – Engenharia Elétrica), 85 f. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2022.
24. ECOA ENERGIAS RENOVÁVEIS. Oversizing: o que é, e a sua importância em um sistema solar fotovoltaico! Ecoa Energias Renováveis, 2020. Disponível em:<<https://www.ecoenergias.com.br/2020/06/26/oversizing-sistema-solar-fotovoltaico/>>. Acesso em 12 jul. 2022.
25. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional 2018: ano base 2017. Brasília, 2018. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018.pdf> >. Acesso em 31 de dezembro de 2018.
26. Empresa de Pesquisa. Balanço energético nacional 2021: Ano base 2020 – Relatório final.
27. FERREIRA, E. J. da S. Plano de viabilidade para a implantação da energia fotovoltaica na Faculdade de Ciências da Saúde do Trairi - Facisa/UFRN. Natal, 2020. 50f. Dissertação (mestrado) -Centro de Ciências Humanas, Letras e Artes, Programa de Pós-

- Graduação em Gestão de Processos Institucionais, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2020.
28. FGV. Caderno de recursos energéticos distribuídos. [S.l.]: Fundação Getúlio Vargas, 2016 JANNUZZI, Gilberto de Martinho (coord). Sistemas Fotovoltaicos Conectados á Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação. Campinas, SP: International Energy Initiative para a América latina (IEI-LA) e Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2009.
 29. GREENER. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1ºSemestre de 2021. 2021. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1-semester-de-2021/>>.
 30. GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB –CEPEL, 2014
 31. GUERRA, J. B. S. O. DE A. et al. Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: Supply and demand and mitigation forecasts. Journal of Cleaner Production, v. 103, p. 197–210, 2015
 32. HOJI, M. Administração Financeira e Orçamentária: Matemática Financeira Aplicada, Estratégias Financeiras, Orçamento Empresarial. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2012.
 33. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY -IEA. Key World Energy Statistics 2014. Paris: OECD Publishing, 2014. Disponível em:<https://www.oecd-ilibrary.org/energy/key-world-energy-statistics-2014_key_energ_stat-2014-en>. Acesso em: 06 mai. 2022.
 34. LIMA, G. C. Eficiência energética e energia solar fotovoltaica em prédios públicos no setor de educação no Nordeste do Brasil: o caso da expansão do IFRN.Tese (Doutorado em Planejamento Energético) -Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto Alberto Luiz Coimbra de pós-graduação e pesquisa de engenharia. Rio de Janeiro, 2019.

35. LOPES, A. M. do N., ANDRADE, J. T. de. O marco legal da geração de energia fotovoltaica no brasil: Uma análise da lei Nº 14.300/2022 e seus impactos tributários. Artigo científico (Graduação em Direito), Ânima educação, Mossoró, 2020.
36. MANSON; M. L., LAURINDO, M. P., da SILVA, Y. L. P. Sistema fotovoltaicos como alternativa para investimentos imobilizados. 63f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharel – Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2022.
37. Ministério de Minas e Energia (MME). Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico –dezembro de 2016. Brasília: MME, 2017.
38. PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F., J. L. de; RUTHER, Ricardo; ABREU, Samuel L. de; TIEPOLO, Gerson M.; PEREIRA, Silvia V.; SOUZA, Jefferson G. de. Atlas Brasileiro de Energia Solar –2ª Edição. São José dos Campos, 2017. Disponível em: < http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html >. Acesso em 01 de março de 2018.
39. PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F., J. L. de; RUTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, Silvia V.; SOUZA, Jefferson G. de. Atlas Brasileiro de Energia Solar –2ª Edição. São José dos Campos, 2017. Disponível em: < http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html >. Acesso em 01 mai. 2022.
40. PETERS JUNIOR, G. Principais Mudanças da Lei 14.300/2022. Solar Inove, 2022. Disponível em: <<https://blog.solarinove.com.br/principais-mudancas-da-lei-14-300-2022/>> . Acesso em: 20 jun. 2022.
41. PORTAL SOLAR. Como Funciona a Energia Solar. Portal Solar, 2019. Acesso em 10 jun. 2022. Disponível em:<<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-energia-solar.html>>.
42. RAIMUNDO, T. Curso projetando e dimensionando sistema fotovoltaico. [S.l.: s.n.], 2018. 94-116 p.

43. RESOLUÇÃO NORMATIVA N°687. Resolução Normativa n°687. [S.l.], 2015
44. REMER, D. S.; NIETO, A. P. A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 1: Net present value and rate of return methods. *International Journal of Production Economics*, v. 42, n. 1, p. 79-96, 1995.
45. REN21. Renewable 2018 – Global Status Report. 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf>. Acesso em 30 mai. 2022.
46. RODRÍGUEZ, C. R. C.; JANNUZZI, G. Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.
47. SANTANA, L. Resolução 482 da ANEEL: 3 Principais Pontos Comentados [+BÔNUS]. BlueSol Energia Solar, 2021. Acesso em 08 jun. 2022. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/resolucao-482-da-aneel-guia-completo/>>.
48. SANTANA, F. Souza. PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA A UFRJ. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ, 2014.
49. SCHRIEFER, D. H. Sch Estudo da alteração da Resolução Normativa n° 482/2012 e seus impactos no mercado de geração fotovoltaica. 53 f. Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica, 2022
50. SCOLARI, B. S. Panorama da inserção da geração fotovoltaica conectada à rede amparada pela REN N° 482/2012 da ANEEL no Brasil, Paraná e em Curitiba. 147f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Curitiba, 2019.

51. SILVA, R. de. O. Remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil: a situação das obrigações especiais e dos ativos totalmente depreciados. 2013.
52. SOBRINHO; O. L. Desenvolvimentos e Pesquisas na Terceira Geração de Células Fotovoltaicas. 2016.
53. SOLARIZE. Vantagens da taxa mínima com a nova lei 14.300 - entenda o cálculo do Custo de Disponibilidade. Solarize. 2022. Disponível em: < <https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/520-vantagens-da-taxa-minima-com-a-nova-lei-14-300-entenda-o-calculo-do-custo-de-disponibilidade>>. Acesso em: 20 jun. 2022.
54. SOLARVIEW. O que são grupos tarifários? Solarview.zendesk. 2022. Disponível em: < <https://solarview.zendesk.com/hc/pt-br/articles/360052569752-O-que-s%C3%A3o-grupos-tarif%C3%A1rios->>. Acesso em: 10 jul. 2022.
55. SWITCHED ON KIDS. How does solar energy provide electricity. Switched on kids. Responsável em: < <https://www.switchedonkids.com.au/understand-solar-energy-and-practical-application/>>. Acesso em: 04 jun. 2022.
56. TIEPOLO, Gerson M. Estudo do Potencial de Geração de Energia Elétrica Através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede no Estado do Paraná. Tese (doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas –PPGEPS. Curitiba, 2015.
57. VASCONCELOS, P. Como criar um negócio de energia solar fotovoltaica 100% do zero.[S.l.]: Instituto Solar, 2021. 14-100 p.
58. ZILLES, R. Perspectivas de Aplicação de sistemas de Geração Fotovoltaica Conectados à Rede Elétrica no País. In Seminário de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica – Abinee, 2011. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/3zilles.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2022.