

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Flávia Victória Souto Duarte

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA MÚLTIPLAS UNIDADES
CONSUMIDORAS E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA UM CONDOMÍNIO**

Santa Maria, RS
2022

Flávia Victória Souto Duarte

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS E
PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UM CONDOMÍNIO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Engenheiro Eletricista**.

ORIENTADOR: Prof. Maurício Sperandio

Santa Maria, RS
2022

©2022

Todos os direitos autorais reservados a Flávia Victória Souto Duarte. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Professor João Belém 22, Ap 303 - Centro - Santa Maria/RS

Fone (0xx) 55 99909 6882; End. Eletr.: flavia1duarte@hotmail.com

Flávia Victória Souto Duarte

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS E
PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UM CONDOMÍNIO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 17 de fevereiro de 2022:

Maurício Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Fernando Schmidt, Dr. (UFSM)

Diego Dorneles Goulart, Me. (UFSM)

Santa Maria, RS
2022

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos que me auxiliaram nessa caminhada, dentre eles minha família: Vanilda Souto Duarte (mãe), Flavio Vitor Duarte (pai), Henrique Vieira Godoi (namorado). E ainda a todos os amigos e parentes que me acompanharam durante este tempo.

AGRADECIMENTOS

Bem, enfim acabou? Esses 5 anos passaram tão rápido mas, ainda lembro do dia em que chorando dei um abraço no meu pai para me despedir, afinal havia passado na federal em Engenharia Elétrica no campus de Cachoeira do Sul e não podia desperdiçar essa chance, e aquele choro foi o primeiro de muitos. Mas não durou muito e a saudade teve fim, no segundo semestre daquele ano passei novamente em Engenharia Elétrica, mas desta vez, em casa, em Santa Maria. Obrigada pai, por sempre fazer o melhor por mim e me dar a oportunidade de começar este curso mesmo que longe de casa. E obrigada mãe, por não ter soltado minha mão e ter ficado comigo distante do pai.

Foram tantas provas, almoços no RU, medo de não saber um conteúdo, surtos coletivos e não coletivos, vontade de desistir quando a coisa apertava. Mas também teve muita coisa boa, eletrofarmas, churrascos para comemorar o fim de semestre, jogos de truco para relaxar nos intervalos, e todas essas coisas agradeço aos futuros colegas de profissão por estarem comigo em todos esses momentos. Foi tudo tão bom. A faculdade é algo incrível, queremos terminar a faculdade logo e quando termina daríamos tudo para voltar.

Agradeço então, a todos que estiveram comigo nessa jornada, namorado, amigos e professores e em especial agradeço aos meus pais de terem me dado essa oportunidade de estudar em uma faculdade tão boa, de terem limpado minhas lágrimas e dos conselhos dados. Sem vocês eu não teria chegado nessa etapa da minha vida.

Além da família, agradeço aos meus mais que colegas, amigos que sempre me aguentarem, me ajudaram e me apoiaram em todas as horas. A Lara que tanto me ajudou nas atividades da faculdade quanto fora dela, e que teve surtos junto comigo para sair do curso, e ao Tomás que segurava a onda no meio dos nossos surtos, e que era uma pessoa essencial nessa caminhada.

Agradeço também ao meu namorado Henrique, por me acalmar e fazer eu desacelerar quando necessário. Que me ajudou de várias formas, mesmo que indiretamente. Sabia que eu te amo?

Por fim, agradeço ao professor Maurício Sperandio pela oportunidade e por confiar em mim para a elaboração desse estudo.

RESUMO

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UM CONDOMÍNIO

AUTORA: Flávia Victória Souto Duarte

ORIENTADOR: Maurício Sperandio

Com o esperado crescimento da demanda por energia, o setor elétrico encontra-se diante do desafio de se descarbonizar em função da necessidade de mitigar as alterações climáticas. Isto implica em uma busca por maiores níveis de eficiência e aumento da participação de fontes renováveis em sua matriz. Com as fontes renováveis, em função de suas potencialidades naturais, o setor elétrico é aquele onde encontram-se as condições mais propícias para uma expressiva difusão. A geração distribuída (GD) com aplicações de microgeração e minigeração distribuída, entre as modalidades de empreendimento de múltiplas unidades consumidora, geração compartilhada, autoconsumo remoto e geração local, se torna potencialmente viável para a autonomia energética de consumidores e conseqüente a redução no carregamento de redes elétricas de distribuição. Muitos países estão realizando investimentos maciços em fontes renováveis de energia no setor elétrico, havendo uma grande diversificação das fontes que compõem a matriz energética. Assim, o foco deste trabalho é realizar um projeto fotovoltaico para um condomínio verificando a modalidade de geração distribuída que melhor se encaixa este tipo de empreendimento.

Palavras-chave: Geração distribuída. Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. Geração compartilhada. Autoconsumo remoto. Sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

DISTRIBUTED GENERATION FOR MULTIPLE CONSUMER UNITS AND DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR A CONDOMINIUM

AUTHOR: Flávia Victória Souto Duarte

ADVISOR: Maurício Sperandio

With the expected growth in demand for energy, the electricity sector is faced with the challenge of decarbonizing itself due to the need to mitigate climate change. This implies a search for higher levels of efficiency and an increase in the share of renewable sources in its matrix. With renewable sources, due to their natural potential, the electricity sector is the one where the most favorable conditions for significant diffusion are found. Distributed generation (DG) with microgeneration and distributed minigeneration applications, between the modalities of multiple consumer units, shared generation, remote self-consumption and local generation, becomes potentially viable for the energy autonomy of consumers and consequent reduction in the charging of electricity. electrical distribution networks. Many countries are making massive investments in renewable energy sources in the electricity sector, with a great diversification of the sources that make up the energy matrix. Thus, the focus of this work is to carry out a photovoltaic project for a condominium, verifying the modality of distributed generation that best fits this type of enterprise.

Keywords: Distributed generation. Enterprise of multiple consumer units. Shared generation. Remote self-consumption. Photovoltaic system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Funcionamento da energia solar fotovoltaica.	18
Figura 2.2 – Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.	30
Figura 2.3 – Geração compartilhada.	34
Figura 2.4 – Autoconsumo remoto.	37
Figura 2.5 – Exemplo de autoconsumo remoto.	37
Figura 2.6 – Exemplo de autoconsumo remoto.	44
Figura 3.1 – Azimute e altura do sol em relação ao Norte.	47
Figura 3.2 – Trajetória do sol no verão e no inverno.	48
Figura 3.3 – Estrutura solo para módulos solares.	50
Figura 3.4 – Curva horas do dia x potência de saída do inversor.	53
Figura 4.1 – Pergunta "Você reside no Condomínio Providence?".	56
Figura 4.2 – Pergunta "Você tem interesse em um sistema de energia solar fotovoltaica?".	57
Figura 4.3 – Pergunta "Você conhece as vantagens de ter geração própria?".	57
Figura 4.4 – Pergunta "Você considera o valor da sua fatura de energia elétrica alta?". ...	58
Figura 4.5 – Pergunta "Qual é o valor médio da sua fatura de energia elétrica (R\$)?"	58
Figura 4.6 – Valor médio da fatura de energia elétrica (R\$) por participante.	59
Figura 4.7 – Localização do Condomínio Providence.	61
Figura 4.8 – Irradiação solar diária média mensal.	61
Figura 4.9 – Simulação obtida no <i>software</i> Radasol	62
Figura 4.10 – Local e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos no estaci- onamento 1	63
Figura 4.11 – Local e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos na quadra poliesportiva	63
Figura 4.12 – Local e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos no estaci- onamento 2	64
Figura 4.13 – <i>Datasheet</i> do módulo 590W Risen Energy.	66
Figura 4.14 – <i>Datasheet</i> do inversor Growatt 75 kW.	67
Figura 4.15 – Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.	70
Figura 4.16 – Instalação dos módulos nos estacionamentos.	71
Figura 4.17 – Instalação dos módulos na estrutura de carport solar.	72
Figura 4.18 – Consumo X Geração.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Consumo anual dos residentes do Condomínio Providence que participaram da pesquisa.	60
Tabela 4.2 – Irradiação solar local.	65
Tabela 4.3 – Valor presente líquido e taxa interna de retorno em 25 anos.	73
Tabela 4.4 – Consumo X Geração.	73
Tabela 4.5 – Médias dos consumos de cada participante.	75
Tabela 4.6 – Rateio da energia gerada.	76
Tabela 4.7 – Rateio do valor do sistema fotovoltaico.	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de energia solar fotovoltaica
A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
EMUC	Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras
EPI	Equipamento de Proteção Individual
GD	Geração Distribuída
GW	gigawatt
kV	quilovolt
kVA	quilovolt-ampère
kW	quilowatt
kWh	quilowatt-hora
kWh/ano	quilowatt hora por ano
kWh/mês	quilowatt hora por mês
kWh/m ²	quilowatt hora por metro quadrado
kWh/m ² /ano	quilowatt hora por metro quadrado por ano
kWh/m ² .dia	quilowatt hora por metro quadrado dia
kWp	quilowatt pico
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW	megawatt

PEE	Programa de Eficiência Energética
PERS	Programa de Energia Renovável Social
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
REN 482/2012	Resolução Normativa n° 482, 2012
REN 687/2015	Resolução Normativa n° 687, 2015
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
VPL	Valor Presente Líquido
V	Volt
W	Watt
Wh/m ²	Watt hora por metro quadrado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÕES	14
1.1.1	Objetivos do estudo	15
1.1.2	Objetivos específicos	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
2.1.1	Funcionamento da energia solar fotovoltaica	17
2.1.2	Compensação de Energia	19
2.1.3	Vantagens e desvantagens da energia solar fotovoltaica	19
2.2	PRIMEIRA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	20
2.2.1	Compensação de créditos de energia	20
2.2.2	Distinção da potência do sistema entre os grupos consumidores	22
2.2.3	Definição da taxa mínima cobrada para cada grupo consumidor	22
2.3	PRINCIPAIS ALTERAÇÕES FEITA PELA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015 NA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012.....	23
2.3.1	Novos limites para microgeração e minigeração distribuída	23
2.3.2	Prazo de resposta da distribuidora	24
2.3.3	Padronização da solicitação de acesso	24
2.3.4	Ampliação da validade dos créditos	24
2.3.5	Detalhamento da fatura	25
2.3.6	Novas modalidades de geração distribuída	26
2.4	EMPREENHIMENTO COM MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS	26
2.4.1	Área comum do condomínio	27
2.4.2	Excedente de energia	28
2.4.3	Compensação da energia	28
2.4.4	Desligamento de uma das unidades consumidoras	29
2.4.5	Exemplificação de um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras	29
2.5	GERAÇÃO COMPARTILHADA	30
2.5.1	Características da geração compartilhada	31
2.5.2	Geração compartilhada por consórcio	31
2.5.3	Geração compartilhada em cooperativas	32
2.5.4	Desafios da geração compartilhada	32
2.5.5	Exemplo de geração compartilhada	33
2.6	AUTOCONSUMO REMOTO	34
2.6.1	Compensação de créditos energéticos no autoconsumo remoto	35
2.6.2	Vantagens do autoconsumo remoto	36
2.6.3	Exemplo de autoconsumo remoto	36
2.7	VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	38
2.8	NOVO MARCO REGULATÓRIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	39
3	METODOLOGIA	45
3.1	DEFINIÇÕES DO ESTUDO DE CASO.....	45
3.2	PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	46
3.2.1	Fatores básicos para o desempenho do sistema fotovoltaico e irradiação solar ..	46
3.2.2	Orientação do sistema solar fotovoltaico	47
3.2.3	Inclinação dos módulos solares	48

3.2.4	Área disponível	49
3.2.5	Estrutura solo	49
3.2.6	Consumo total e dimensionamento do sistema fotovoltaico	51
3.2.7	Arranjo dos módulos solares, proteção e cabeamento	54
4	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	56
4.1	RESPOSTAS OBTIDAS NO FORMULÁRIO	56
4.2	ORIENTAÇÃO, INCLINAÇÃO, ÁREA E IRRADIAÇÃO LOCAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	60
4.3	PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	65
4.4	ORÇAMENTO	72
5	CONCLUSÃO	78
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80

1 INTRODUÇÃO

Geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição e é realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es). A GD pode ocorrer com diversas fontes de energia sustentáveis como a energia solar fotovoltaica, eólica e de usinas hidroelétricas, além de possuir algumas vantagens em relação a geração central, pois, economiza investimentos em transmissão e também reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (PORTAL SOLAR, 2021).

Na primeira metade do século, a energia industrial era praticamente toda gerada localmente, sendo assim, a geração elétrica se dava perto do consumidor. Na década de 40 a geração em centrais de grande porte tornou-se mais barata, e com isso, os consumidores perderam o interesse pela GD e, conseqüentemente, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração também parou (INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENRGÉTICA, 2021).

Com a reforma do setor elétrico brasileiro na década de 90, a competição no serviço de energia ficou mais acirrada, criando concorrência e estimulando todos os potenciais elétricos com custos competitivos. Em meados dos anos 80, teve-se o fim do monopólio da geração elétrica, conseqüentemente o desenvolvimento de tecnologias voltou a ser incentivado com visíveis resultados na redução de custos (INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENRGÉTICA, 2021).

Em 2004, a GD é mencionada na Lei n° 10.848/04, brasileira, como uma das possíveis fontes de geração de energia. E a definição desta é feita pelo Artigo 14° do Decreto Lei n° 5.163 de 2004, que também mostra que a GD é uma alternativa de mitigar riscos de planejamento para as empresas distribuidoras de energia elétrica, que até então se opunham a este tipo de geração (PORTAL SOLAR, 2021).

A Resolução Normativa n° 482 (REN 482), criada em 2012, e posteriormente, sendo revisada pela Resolução Normativa n° 687 (REN 687), de 2015, estabelece as condições regulatórias para a inserção da geração distribuída na matriz energética brasileira, apresentando as seguintes definições:

- Microgeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados a rede com potência até 75 quilowatts (kW);
- Minigeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração quali-

ficada conectados a rede com potência superior a 75 kW e inferior a 5 megawatts (MW) (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

A geração distribuída no Brasil é baseada no *net metering*, onde os consumidores-geradores, após descontar o próprio consumo, obtêm crédito em suas contas pelo saldo positivo da energia gerada e inserida na rede pelo sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). Sempre que ocorrer esse saldo positivo, os consumidores receberão créditos de energia em quilowatts-hora (kWh), na próxima fatura, e terão até 60 meses para utilizá-los. No entanto, a energia excedente gerada pela GD não pode ser trocada entre eles. Quando a energia gerada localmente não é suficiente para atender as necessidades dos consumidores-geradores, a rede pode ser usada como *backup*, o que geralmente é o caso com fontes de energia intermitentes, como a energia solar fotovoltaica (SILVA; HOLLANDA; CUNHA, 2016).

1.1 MOTIVAÇÕES

A crise hídrica brasileira envolve diretamente a geração de energia, já que hidrelétricas responde pela maior parte de geração anual de energia do país e representava uma participação de 63,4%, em 2020. O Brasil está à beira de uma nova crise energética, ou seja, o sistema elétrico do país está sobrecarregado, o que pode levar a uma oferta insuficiente de energia, pois a demanda supera a oferta (SANTOS, 2021).

Para solucionar o problema da escassez de energia, o governo fez investimentos no setor elétrico que privilegiou usinas termoelétricas para criar uma base de segurança energética para o país, porém isso tem um custo, pois as termoelétricas utilizam combustíveis caros e, em alguns casos, poluentes. Algumas soluções para a escassez de energia é diversificar as fontes de energia elétrica do país, administrar melhor as reservas de água e investir em tratamento de água despoluindo rios e reaproveitando a água consumida (PORTAL SOLAR, 2016).

Uma alternativa de fonte de energia renovável e limpa é a solar fotovoltaica, que vem crescendo sua adesão entre os consumidores de energia elétrica nos últimos anos. A energia solar fotovoltaica é um tipo de energia utilizada na geração distribuída, pois, é gerada próximo do consumidor e pode ser interligada na rede elétrica de baixa tensão. O saldo positivo de energia de um gerador-consumidor é injetado na rede e se torna crédito de energia, que pode ser gerenciado pelas concessionárias para suprir as necessidades da rede.

1.1.1 Objetivos do estudo

Este estudo visa entender a geração distribuída no Brasil, as normas que são aplicáveis a essa geração e sua evolução, assim como entender as modalidades permitidas para a geração distribuída. O estudo de caso realizado neste trabalho é um projeto de sistema fotovoltaico para um condomínio horizontal na cidade de Santa Maria no estado do Rio Grande do Sul.

1.1.2 Objetivos específicos

- Realizar estudo das modalidades de geração distribuída existentes;
- Analisar o funcionamento de um sistema fotovoltaico, suas vantagens e desvantagens;
- Projetar um sistema fotovoltaico para um condomínio horizontal.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As regras da geração distribuída vem passando por alterações, na Lei nº 10.848/04 de 2004 ela é definida e mencionada como possível fonte de geração de energia. Em 2012 a Resolução Normativa nº 482 define os limites de potência instalada para micro e minigeração e ainda regulamenta o sistema de compensação de créditos energéticos. Em 2015 a REN 482 é revisada e passa a valer a Resolução Normativa nº 687, de 2015, e suas principais mudanças são a redefinição dos limites de potência para a micro e minigeração, e, ainda cria novas modalidades de compensação de créditos de energia. No início de 2022, foi publicado o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil, Lei 14.300/2022, que estabelece regras coerentes para a geração distribuída.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia elétrica gerada através da conversão direta da luz do sol. E sua história começa em 1839 com o físico Edmond Becquerel, ele descobriu o efeito fotovoltaico, processo no qual um material gera uma voltagem ou corrente elétrica quando exposto à radiação eletromagnética (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019b).

Anos depois, em 1883, Charles Fritts, marcou o início da tecnologia fotovoltaica, criando a primeira célula solar feita de selênio, finamente revestido de ouro. A célula solar produzia uma corrente contínua (CC), constante e de força considerável. A célula, contudo, possuía eficiência máxima de conversão elétrica de apenas 2%. Atualmente, as células fotovoltaicas possuem eficiência de 15% a 20% (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019b).

Alessandro Volta, reconhecido como o pioneiro da eletricidade e da potência deu o nome da tecnologia fotovoltaica. Em 1954, a Bell Laboratories criou a primeira célula solar de silício, com 6% de conversão. No entanto, a invenção possuía alto custo. Desde os anos de 1970 e 1980 a energia solar fotovoltaica vem registrando quedas dos preços no mundo inteiro (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019b).

Ainda é pequena a porcentagem do uso da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. O índice está em 1,7%, segundo dados de 2021 da Associação Brasileira de energia solar fotovoltaica (ABSOLAR), porém ela já ocupa a terceira posição entre as fontes renováveis

com maior capacidade instalada, sendo 486 gigawatts (GW) mundiais, atrás apenas da fonte hídrica, 1172 GW e eólica, 564 GW. Entretanto, com um fator de capacidade baixo, entre 0,2 e 0,15, enquanto que as usinas eólicas chegam a 0,4 e as hidrelétricas perto de 0,9, como exemplo, a Usina Hidrelétrica de Itaipu, que atingiu 99,79% de geração em relação a capacidade disponível no ano de 2020. (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019b).

2.1.1 Funcionamento da energia solar fotovoltaica

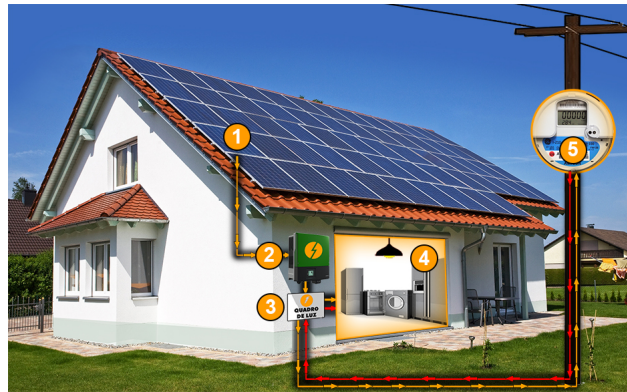
As formas de utilizar a energia solar fotovoltaica são diversas, desde o uso em áreas rurais para irrigação, na iluminação de locais públicos, em residências para geração de eletricidade, até em indústrias para movimentação de turbinas ou aquecimento de líquidos. Além de ser uma energia alternativa, ela é renovável e limpa e apresenta várias vantagens em relação às outras fontes de energia (VASCONCELOS, 2021).

Os módulos solares são capazes de captar a luz do sol e, por meio do efeito fotovoltaico, gerarem correntes elétricas contínuas, que através do inversor solar são convertidas em correntes alternadas (CA). Então, a eletricidade é distribuída no local ou é acumulada como créditos (VASCONCELOS, 2021).

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* e, funciona 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 2.1, retirada do site Portal Solar, mostra o funcionamento da energia solar fotovoltaica.

Figura 2.1 – Funcionamento da energia solar fotovoltaica.



Fonte: (PORTAL SOLAR, 2019)

O módulo solar, representado pelo número 1 na Figura 2.1 acima, gera a energia solar fotovoltaica, os módulos solares são conectados uns aos outros e então conectados no inversor solar (PORTAL SOLAR, 2019).

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 (PORTAL SOLAR, 2019).

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).

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, representado pelo número 4, na hora de sua geração, o excedente de energia vai para a rede da distribuidora gerando créditos (PORTAL SOLAR, 2019).

Assim como, de noite quando não há incidência de radiação solar, portanto não há geração de energia por meio do sistema fotovoltaico, os equipamentos em uso utilizam a energia vinda da rede da concessionária de energia e o medidor de energia elétrica mede este consumo (PORTAL SOLAR, 2019).

Para que haja um bom funcionamento do sistema solar, os módulos solares devem ser lavados frequentemente. Nos locais que tenham muita poeira, recomenda-se que, o processo seja feito a cada 4 meses (PORTAL SOLAR, 2019).

2.1.2 Compensação de Energia

Os créditos de energia de cada sistema solar são medidos em kWh. Para cada kWh gerado em excesso pelo sistema solar fotovoltaico será recebido 1 crédito de kWh para ser consumido nos próximos 60 meses (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

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 (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

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).

2.1.3 Vantagens e desvantagens da energia solar fotovoltaica

As vantagens da energia solar fotovoltaica são várias, além das citadas anteriormente tem-se a fácil manutenção, o tempo de vida útil dos equipamentos e a vantagem ecológica. Mas, sua principal vantagem é a redução na fatura de energia elétrica (PORTAL SOLAR, 2019).

O consumidor que gera sua própria energia elétrica consegue redução expressiva da sua fatura de energia elétrica, com o pagamento da taxa mínima à concessionária, a fatura de energia elétrica reduz até 95% (PORTAL SOLAR, 2019).

O valor inicial de investimento para um sistema fotovoltaico é alto mas, a própria economia na tarifa de energia pode financiar o projeto. Assim, o cliente desembolsa uma pequena parte, e paga o financiamento do sistema com a própria economia que fará (PORTAL SOLAR, 2019).

Ao atingir o tempo de retorno do investimento, *payback*, o proprietário do sistema fotovoltaico começará a ter uma economia em relação ao que se pagava anteriormente na fatura de energia elétrica sem o sistema durante o restante da sua vida útil. Além de agregar valor de revenda ao imóvel (PORTAL SOLAR, 2019).

Ela também gera empregos de qualidade, na instalação, fabricação, distribuição, vendas e projetos. O setor também é importante na atração de investimentos estrangeiros e de empresas

privadas no Brasil (PORTAL SOLAR, 2019).

Além do elevado custo inicial, comentado anteriormente, a energia fotovoltaica tem a desvantagem de não gerar energia a noite e ter baixa geração nos dias com pouca incidência de sol. Após a vida útil do sistema os módulos solares e o inversor acabam se tornando resíduos de difícil descarte (PORTAL SOLAR, 2019).

2.2 PRIMEIRA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A Resolução Normativa n° 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica de 17 de abril de 2012, foi o marco regulatório que permitiu aos consumidores realizarem a troca da energia gerada com a da rede elétrica, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, criando as regras de compensação de créditos, distinção da potência do sistema entre os grupos consumidores e também definiu a taxa mínima cobrada para cada grupo consumidor.

Todo consumidor que possui cadastro ativo no Ministério da Fazenda, por um Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou um Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ), tem o direito de conectar seu próprio sistema de geração de energia, a partir de energias renováveis, paralelamente à rede de distribuição da concessionária (SANTANA, 2021).

Também, definiu-se a potência do sistema para se enquadrar como microgeração distribuída ou minigeração distribuída. Para que uma central geradora de energia elétrica caracterize-se como microgeração distribuída de energia deve possuir potência instalada menor ou igual a 100 kW, e minigeração distribuída deve possuir uma potência instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

2.2.1 Compensação de créditos de energia

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).

A compensação dos créditos de energia é feita no final do mês, em que o valor medido da energia injetada na rede será devolvido para o consumidor na forma de créditos energéticos, através da fatura de energia elétrica, e então, o consumidor terá um desconto no total a pagar. Se houver mais de uma unidade consumidora beneficiária desse sistema, ambas devem estar no mesmo titular em CPF ou CNPJ, como matriz e filial, e na mesma área de concessão da distribuidora de energia, cabendo ao proprietário do sistema de geração, definir a ordem de compensação das unidades restantes, já que a unidade consumidora geradora deve, necessariamente, ser a primeira a ter seu consumo compensado (SANTANA, 2021).

De acordo com (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012), os créditos energéticos da unidade consumidora que não forem utilizados até o fim do mês, já que a geração de energia elétrica pela central geradora pode ser superior à consumida pela unidade, o que ocasiona no acúmulo de créditos, podem ser compensados em até 36 meses, a contar do dia de sua geração.

Também foi definido que a fatura deverá conter a informação de possível saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em kWh, por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

Exemplificando melhor como acontece a compensação de energia, imagina-se que um cliente possua geração própria em sua residência. Em um mês houve um consumo de 200 kWh de energia, e uma geração de 300 kWh. Ou seja, ele produziu 100 kWh a mais do que consumiu neste mês. Este excedente é devolvido para a rede da distribuidora e transformado em créditos de energia pelo sistema de compensação. No mês seguinte, o cliente consumiu 400 kWh e gerou os mesmos 300 kWh, ou seja, consumiu mais do que gerou. Porém, a concessionária vai abater os 300 kWh que foram gerados no mês, mais os 100 kWh de créditos obtidos no mês anterior e o saldo de créditos ao final do mês será zero. Assim, nesses dois meses o cliente pagará apenas o custo de disponibilidade, obrigatório, e os impostos aplicáveis.

A energia injetada na rede, no entanto, nem sempre é igual a energia gerada. Por exemplo, no caso em que a central gere 100 kWh e simultaneamente consuma 30 kWh, o medidor registrará a injeção de 70 kWh na rede de distribuição, porque parte da energia gerada foi consumida pela unidade, sem ter passado pelo medidor.

2.2.2 Distinção da potência do sistema entre os grupos consumidores

A REN 482 definiu, para os diferentes consumidores, a potência instalada das centrais geradoras. Para os consumidores de alta tensão, ou seja, aqueles que são atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 quilovolts (kV) ou por sistema subterrâneo de distribuição, denominados de consumidores do grupo A, caracterizado pela tarifa binômia, que é aplicada ao consumo e à demanda faturável, a potência total da central geradora fica limitada à demanda contratada presente na fatura de energia elétrica elétrica da unidade consumidora (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

Para os consumidores de baixa tensão, que são atendidos por tensão inferior a 2,3 kV, denominados consumidores do grupo B, caracterizado pela tarifa monômia, que é aplicável apenas ao consumo, a potência das centrais limita-se à potência disponibilizada para a unidade (SANTANA, 2021).

Quando houver a necessidade de instalar um sistema gerador com potência superior às potências definidas pela REN 482, o consumidor do grupo A tem a possibilidade de solicitar aumento da demanda contratada, e o consumidor do grupo B o aumento da carga instalada (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

As definições de potência instalada para as centrais geradoras, garantem que nenhum consumidor instalará em sua unidade consumidora um gerador de energia elétrica maior que a potência que aquele local consegue suportar, evitando assim, problemas elétricos e dando segurança para a concessionária de energia elétrica (SANTANA, 2021).

2.2.3 Definição da taxa mínima cobrada para cada grupo consumidor

Para o grupo A de consumidores de energia, definiu-se que o valor a ser pago pelo faturamento da energia é de, no mínimo, o valor referente à demanda contratada. Pois, existe a possibilidade da geração suprir completamente o consumo ativo de energia elétrica, não havendo faturamento excedente a ser cobrado (SANTANA, 2021).

Em outros casos, o faturamento é baseado no consumo de energia durante os horários de ponta e fora de ponta, já subtraídos os créditos energéticos do sistema de compensação no mesmo horário em que foi gerado. Além disso, mesmo após a compensação, quando o crédito de energia gerado por uma unidade consumidora é maior do que a energia que ela consome da

rede, a parte restante pode ser utilizada para compensar o consumo de energia do posto horário seguinte. Deve ser observada a proporção entre os valores das tarifas de energia (TE) para os diferentes postos tarifários, já que o valor de 1 kWh produzido fora do horário de ponta possui um valor de TE inferior ao valor de 1 kWh produzido durante o horário de ponta (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

Os consumidores de baixa tensão, grupo B, podem reduzir todo o consumo de eletricidade por meio do sistema gerador. Dessa forma, os consumidores poderão zerar a fatura de energia elétrica. Porém, para que a concessionária mantenha o serviço em funcionamento, é feita a cobrança de todos os clientes deste grupo um custo mínimo, denominado custo de disponibilidade. Portanto, mesmo que o consumidor gere 100% da energia necessária no mês, ele continuará pagando o preço base da conta, em outras palavras a fatura de energia elétrica não será zerada em nenhum momento (SANTANA, 2021).

2.3 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES FEITA PELA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015 NA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012

A Resolução Normativa n° 687, de 24 de novembro de 2015 da ANEEL, fez grandes atualizações e melhorias na Resolução Normativa n° 482, o que impactou diretamente sobre o mercado de energia elétrica para micro e minigeradores distribuídos, pois foi criado novos nichos de consumidores e possibilidades de negócios. As melhorias são apresentadas a seguir.

2.3.1 Novos limites para microgeração e minigeração distribuída

A potência limite para microgeração e minigeração distribuída sofreram alterações, ficando para:

Microgeração: Redução da potência máxima permitida para o sistema gerador de energia elétrica através de fontes renováveis, de 100 kW para potência instalada inferior ou igual a 75 kW.

Minigeração: Aumento de 1 MW para 5 MW, ficando o sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis, como solar, eólica, biomassa e

cogeração qualificada.

O aumento da potência na minigeração distribuída viabilizou a instalação de plantas maiores, tornando a geração própria de energia com compensação de créditos viável para condomínios, organizações comerciais, industriais e outros empreendimentos que requeiram maior potência.

2.3.2 Prazo de resposta da distribuidora

Para a distribuidora emitir o parecer de acesso sobre uma solicitação feita por um consumidor que deseje se integrar ao sistema de compensação, o prazo legal ficou definido de 60 dias (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Esse prazo, faz com que as centrais de geração distribuída entrem em operação mais rápido, o que faz com que a unidade consumidora comece a gerar sua energia mais rapidamente, e já compense seus créditos.

2.3.3 Padronização da solicitação de acesso

Com a padronização dos formulários de solicitação, que orientam as distribuidoras a seguirem um padrão, houve a redução do tempo de concessão do acesso (SOLAR VIEW, 2020a).

2.3.4 Ampliação da validade dos créditos

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 (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012) (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

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 N° 687, 2015).

2.3.5 Detalhamento da fatura

A fatura de energia elétrica dos consumidores que geram energia própria por microgeração ou minigeração deve apresentar informações que permitam o acompanhamento da compensação de créditos, a cada ciclo de faturamento (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015), entre elas:

- Informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;
- O saldo anterior de créditos em kWh;
- A energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;
- A energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;
- Histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;
- O total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;
- O total de créditos expirados no ciclo de faturamento;
- O saldo atualizado de créditos;
- A próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

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 (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

2.3.6 Novas modalidades de geração distribuída

Além de gerar e consumir energia elétrica no mesmo local, a REN 687 autorizou três novas modalidades de geração distribuída: os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a geração compartilhada e o autoconsumo remoto.

Além das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, as unidades consumidoras integrantes de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto também podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, sendo os consumidores livres ou especiais excluídos deste sistema (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

2.4 EMPREENDIMENTO COM MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS

Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC) é uma nova modalidade autorizada pela REN 687/2015, que faz parte da geração distribuída e pode participar do sistema de compensação de energia elétrica.

As unidades consumidoras que queiram participar do EMUC, seja em condomínios verticais ou horizontais, devem estar localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Uma das características do EMUC é que existem várias unidades consumidoras independentes que consomem energia elétrica, ou seja, cada integrante tem sua própria fatura de energia elétrica, e a área de uso comum também tem sua unidade consumidora própria, de responsabilidade de um condomínio. Na área comum, que é compartilhada entre os condôminos, é onde será implantada a microgeração ou minigeração distribuída (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018).

Nessa modalidade de geração, a administradora do condomínio irá representar a entidade responsável pelo sistema gerador, através de um CNPJ. Ela também será responsável pelo controle dos participantes do empreendimento e pelas parcelas que cada condômino terá direito sobre o crédito energético. Os créditos energéticos gerados serão divididos entre os condôminos participantes e a área comum do condomínio (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018).

2.4.1 Área comum do condomínio

O Código Civil, que regula muitas questões de Direito Condominial, traz regras que dão margem à interpretação dupla sobre o que é área comum ou privativa relacionada à telhados. O segundo parágrafo do artigo 1.331, estabelece que o telhado é uma parte comum, nos edifícios, e que será utilizado em comum pelos condôminos. No parágrafo quinto, diz que o terraço de cobertura é parte comum, salvo disposição contrária da escritura de constituição do condomínio (FIBER SALS, 2020).

Em relação aos custos de manutenção do telhado, o artigo 1.344 fala que as despesas da conservação do terraço de cobertura são de responsabilidade do proprietário. Ainda, o artigo 1.340, diz que as despesas relativas as partes comuns de uso exclusivo de um condômino, ou de alguns deles, incumbem a quem delas se serve (FIBER SALS, 2020).

Então, interpreta-se que, a área do terraço de cobertura é privativa quando é acessada apenas pelo apartamento do último andar, ou seja, se apenas o condômino puder usufruir desse espaço e a responsabilidade pela manutenção e pelos danos causados pela ausência de conservação será do proprietário (EMPREENDER BR, 2021).

E quando o teto da última unidade é formado pela laje, o telhado é considerado área comum, que é de total responsabilidade do condomínio. As obras de conservação e reparo são de responsabilidade do condomínio, em casos de eventuais danos que forem causados a outras unidades. A manutenção deles é para o benefício da coletividade (EMPREENDER BR, 2021).

No caso que se deseja verificar a quem pertence o telhado o ideal é verificar se a convenção deixa claro o que é área comum quando fala-se em telhados ou lajes de cobertura (EMPREENDER BR, 2021).

Para condomínios de casas, o novo Código Civil traz alguns conceitos, porém nada muito explícito sobre os telhados das casas. Apenas que, as casas térreas ou assobradas deve ser discriminada a parte do terreno ocupada pela edificação e também aquela eventualmente reservada como de utilização exclusiva dessas casas, como jardim e quintal e também partes comuns (CHALHUB, MELHIM, 2021).

Com relação a locação das áreas comuns, para instalação de antenas de telefonia móvel e placas de publicidade, não há qualquer proibição legal. A locação deverá ser aprovada pela unanimidade dos condôminos reunidos em assembleia especificamente convocada para esse fim (JUNIOR, LUIZ, 2021).

Conclui-se que, para condomínios verticais, de dois ou mais andares, o telhado é área

comum quando todos os moradores tiverem acesso à ele, logo poderá ser usado para colocar o sistema fotovoltaico da modalidade de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. Em condomínios horizontais os telhados das casas são de propriedade privada não podendo ser utilizados para colocar o sistema fotovoltaico do empreendimento de múltiplas unidades consumidoras.

2.4.2 Excedente de energia

A potência que é disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento será o limite de potência que poderá ser instalado em uma central geradora de um EMUC (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Para esta modalidade, o excedente de energia é igual à energia injetada na rede, diferentemente das outras modalidades, em que o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Isso significa que toda a energia que for gerada pelo sistema será considerada como energia injetada na rede, isto se dá pelo fato de que não é possível dividir, em tempo real e de maneira certa, o quanto de energia vai para cada consumidor. E também, se somente fosse considerada como energia injetada aquela que sobrasse após o abatimento do consumo da área comum, se o consumo do condomínio fosse alto, não sobraria injeção para compartilhar com os condôminos participantes (CEMIG, 2016).

2.4.3 Compensação da energia

A definição prévia do rateio dos créditos entre os integrantes do condomínio caberá ao responsável pelo sistema. A divisão dos créditos energéticos será proporcional à quanto cada um investiu no sistema (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018).

Para o caso dos EMUCs, somente a unidade que possua o sistema de microgeração ou mineração conectado, deverá efetuar a troca do medidor de energia elétrica unidirecional para um bidirecional, não sendo necessário que todos os integrantes do empreendimento façam a troca do relógio medidor, já que eles apenas irão receber os créditos gerados (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018).

2.4.4 Desligamento de uma das unidades consumidoras

No caso em que, uma unidade consumidora faça o desligamento da energia, os possíveis créditos energéticos existentes no momento do desligamento, permanecerão disponíveis para o titular da unidade desligada por até 60 meses após o faturamento em que eles foram gerados (CEMIG, 2016).

Os consumidores que continuarem no rateio, conforme o artigo 7º da REN 482, devem solicitar alteração no percentual de energia excedente destinado a cada unidade consumidora. A solicitação deve ser comunicada por escrito e com antecedência mínima de 60 dias junto à distribuidora (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, 2012).

Caso não seja feito esse procedimento, os créditos futuros que seriam disponibilizados à unidade consumidora que foi desligada, serão realocados para o titular da unidade consumidora onde encontra-se instalada a micro ou minigeração (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018).

2.4.5 Exemplificação de um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras

Conforme foi exemplificado pela (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018) para o EMUC, imagina-se um condomínio vertical, em que a maioria ou a totalidade dos moradores, após o conhecimento das vantagens da geração distribuída, como exemplo a energia solar fotovoltaica, se unam e instalem um sistema fotovoltaico na cobertura do edifício, ou outra área comum, como mostra a Figura 2.2, que é uma área comum compartilhada entre os condôminos.

Os condôminos participantes poderão decidir se o sistema a ser instalado irá suprir somente a energia gasta nas áreas comuns do edifício, somente a energia consumida pelos apartamentos ou de ambos. Quando isso for decidido, o responsável legal pelo condomínio, a administração ou o proprietário do empreendimento fará a aquisição do projeto fotovoltaico junto a uma empresa prestadora de serviço. Após a elaboração do projeto e instalação do sistema deve-se fazer a solicitação de conexão junto a distribuidora local (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018).

Quando o sistema já estiver instalado, conectado e funcionando, a geração de energia dependerá apenas da luz do sol e a energia gerada será injetada integralmente na rede elétrica, computada pela distribuidora e transformada em créditos energéticos.

A Figura 2.2 mostra um exemplo de empreendimento com múltiplas unidades consumi-

doras instalado em área comum.

Figura 2.2 – Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.



Fonte: (TORUS ENERGY, 2020)

2.5 GERAÇÃO COMPARTILHADA

A geração compartilhada é uma modalidade de geração distribuída de energia, criada em 2015, através da REN 687 da ANEEL. Nessa modalidade, dois ou mais consumidores, tanto pessoa física ou jurídica, se reúnem em uma cooperativa ou consórcio e passam a compartilhar a energia gerada em um único sistema de micro ou minigeração. Para que haja esse compartilhamento de energia é preciso que os consumidores estejam na mesma área de concessão da distribuidora, mas não precisam ser vizinhos (BOUHID, 2018).

A cooperativa ou o consórcio será a entidade portadora de CNPJ que irá representar e administrar o sistema gerador. Também compete ao titular da unidade consumidora onde será instalada a central geradora definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, por escrito, e com antecedência mínima de 60 dias da sua aplicação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

O critério para divisão de energia excedente é livre, e cada consórcio ou cooperativa definirá o percentual que será alocado para seus integrantes. Quando encerrar o ciclo de faturamento e a compensação de energia neste ciclo, os créditos que sobrem deverão permanecer na unidade consumidora a que foram destinados (CEMIG, 2016).

2.5.1 Características da geração compartilhada

A central geradora deverá ser instalada em um terreno diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada, ou seja, a central compartilhada deverá estar em um local e o consumo deverá ocorrer em outros locais, mas dentro da mesma área de concessão (BOUHID, 2018).

Quando o sistema entrar em operação começará a gerar energia e os créditos gerados pela usina passarão a ser compartilhados entre as empresas integrantes do consórcio. O excedente que for produzido gerará créditos em kWh, que passarão a constar na fatura seguinte e poderão ser consumidos em até 60 meses (BOUHID, 2018).

Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão da geração compartilhada serão de responsabilidade do interessado. Esses custos correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e os componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

No caso em que um dos integrantes do consórcio solicite o desligamento, os eventuais créditos de energia ativa, existentes no momento do encerramento da relação contratual de uma das unidades consumidoras, serão contabilizados no nome do titular da unidade consumidora, com validade de 60 meses após o faturamento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Igualmente, como no caso dos EMUCs, deve-se pedir a alteração no percentual de energia excedente destinado a cada unidade consumidora junto à distribuidora. Se o procedimento não for realizado, os créditos futuros que seriam destinados à respectiva unidade consumidora que efetuou desligamento, serão realocados para o titular da unidade consumidora onde encontra-se instalada a micro ou minigeração (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

2.5.2 Geração compartilhada por consórcio

Os consórcios de geração distribuída são formados por empresas que firmam um contrato para definir como cada parte vai usufruir da compensação, entre outros aspectos. De acordo com os pareceres jurídicos da Procuradoria Federal junto à ANEEL, existem dois modelos de consórcio (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

- Se o consórcio possui personalidade jurídica, sendo o titular da unidade consumidora com geração distribuída, é preciso seguir a Lei n° 6.404/76 e a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil n° 1.634/2016;
- Se a titularidade da unidade consumidora com geração distribuída é conferida à administradora do consórcio, que deve apresentar comprovante de inscrição no CNPJ, deve-se seguir a Lei n° 11.795/2008 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Vale ressaltar que no consórcio a associação deve ter pelo menos duas pessoas objetivando as mesmas coisas e os outros consorciados podem ser pessoas jurídicas ou físicas.

2.5.3 Geração compartilhada em cooperativas

As regras gerais da constituição de cooperativas são os artigos 1.093 a 1.096 do Código Civil e a lei n° 5.764/71. O projeto de geração e a cooperativa devem ser cadastrados junto à concessionária de distribuição de energia (BOUHID, 2018).

As características da cooperativa são, possuir no mínimo 20 pessoas físicas com objetivos similares, neste caso reunindo-se para gerar sua própria energia, e um estatuto regulamentador com valores de cotas, ou seja, o rateio dos créditos de energia, e um modelo de negócios (SOLAR VIEW, 2020b).

O instrumento jurídico adequado para comprovar a solidariedade existente entre os integrantes do consórcio ou da cooperativa, é seu ato constitutivo ou contrato de participação em consórcio (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

2.5.4 Desafios da geração compartilhada

A modalidade da geração compartilhada possui diversos desafios, já que, a quantidade de informações geradas por um sistema de geração distribuída, com várias unidades consumidoras, é maior do que um sistema que atende apenas um consumidor. A comprovação da economia que cada cliente está tendo com o abatimento dos créditos de geração também se torna um desafio (NEVES, 2021).

As diversas faturas que fazem parte do sistema de compensação de energia, possuem diferentes informações a serem coletadas, organizadas e analisadas, desde a medição do consumo,

até a atribuição de créditos de compensação de energia, de acordo com a cota de participação de cada unidade consumidora na usina (NEVES, 2021).

No caso em que uma unidade consumidora esteja acumulando créditos de energia enquanto outra esteja economizando menos que o previsto em contrato, é necessário fazer a análise entre os consumidores participantes do rateio para que haja o ajuste adequado das cotas, já que, o ponto ótimo não é fixo e pode mudar (NEVES, 2021).

2.5.5 Exemplo de geração compartilhada

Exemplificando, conforme o (BOUHID, 2018), se um proprietário de um comércio nota as vantagens da geração distribuída e decide gerar a própria energia e então, se une a outros empresários da sua região por meio de consórcio ou cooperativa para que, juntos, invistam na instalação de um sistema de energia oriunda de fontes renováveis, como exemplo, a solar. Este sistema irá beneficiar e proporcionar economia nas contas mensais de energia elétrica.

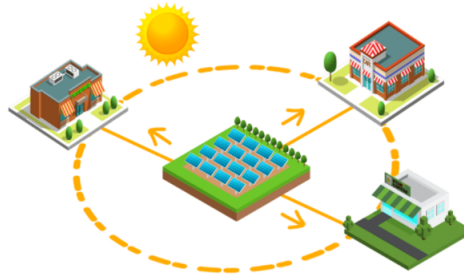
Para isso, o projeto do sistema fotovoltaico é fundamental, tanto para a formalização do contrato junto à distribuidora de energia da região, quanto para se ter uma noção do valor a ser investido na usina. Desse modo, a empresa de energia solar fotovoltaica vai realizar um estudo para definir a capacidade mínima que precisa ser instalada para atender a todas as empresas integrantes do consórcio/cooperativa (BOUHID, 2018).

Elaborado o projeto, o local em que decidirem instalar a usina, deverá ser um terreno em local diferente das sedes de suas empresas, uma propriedade rural, por exemplo, e lá passará a ser a usina de geração de energia. Caso o terreno escolhido não seja de propriedade de nenhuma das empresas, é preciso verificar se ele está cadastrado na distribuidora de energia que atende a região. Desse modo, o proprietário, o locatário ou o arrendatário solicitará a conexão junto à distribuidora, como unidade consumidora com o nome do consórcio ou cooperativa (BOUHID, 2018).

O terreno onde a usina será instalada não precisará ter consumo local de energia, pois ele apenas a fornecerá para as unidades cadastradas. Nesse caso, existirá apenas a contratação da potência, que será disponibilizada pela distribuidora.

Toda energia gerada será, então, compensada nas unidades consumidoras de todos os participantes do consórcio. Dependendo da capacidade de geração instalada (BOUHID, 2018). A Figura 2.3 exemplifica a geração compartilhada.

Figura 2.3 – Geração compartilhada.



Fonte: (EPHOS, 2020)

2.6 AUTOCONSUMO REMOTO

Assim como o empreendimento de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, o autoconsumo remoto é uma das novas modalidades de geração distribuída autorizadas pela REN 687.

O autoconsumo remoto possibilita a instalação de uma central geradora em uma unidade consumidora e a compensação de créditos energéticos em mais unidades consumidoras, diferentes do local da central, mas que estejam na mesma área de concessão da distribuidora de energia (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

As unidades consumidoras para se encaixarem no autoconsumo remoto devem estar em mesma titularidade. Podem estar cadastradas em CNPJ, por exemplo, matriz e filial, ou em CPF, exemplo, casa residencial e casa da praia (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Não é permitido utilizar os créditos de energia de uma unidade consumidora com geração distribuída registrada em CNPJ em um imóvel registrado em um CPF. O autoconsumo é intransferível e só é permitido quando ambas as unidades estão sob o mesmo documento (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Cabe ao titular da unidade consumidora onde ocorre a geração, definir o percentual de energia excedente que deverá ser destinada a cada unidade consumidora que participa do sistema de compensação. A compensação de energia deve ser feita primeiro no local onde ocorreu a geração e, após, nos demais locais (PORTAL SOLAR, 2020).

Para os consumidores do grupo B, mesmo que a unidade consumidora injete mais energia do que consuma, sua fatura de energia nunca será igual a zero. O custo de disponibilidade,

ou taxa mínima, é um valor cobrado pelas concessionárias por disponibilizar a energia elétrica no ponto de consumo. Assim, mesmo que não exista qualquer consumo de energia, a disponibilidade de energia precisa ser ressarcida (CEMIG, 2016).

Os valores mínimos são conforme o padrão de conexão:

- 30 kWh para padrão monofásico;
- 50 kWh padrão bifásico;
- 100 kWh padrão trifásico.

Os valores em kWh são multiplicados pelo valor da tarifa de cada concessionária (CEMIG, 2016).

O faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Assim como nas modalidades anteriores, no momento do encerramento do contrato, os eventuais créditos de energia ativa existentes até o momento, deverão ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora, pelo prazo máximo de 60 meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

2.6.1 Compensação de créditos energéticos no autoconsumo remoto

A unidade consumidora que possuir geração própria tem seu consumo mensal prioritariamente compensado e, quando o sistema é instalado em lote vazio, esta unidade passa a constar como unidade consumidora (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019a).

Se no momento da geração há consumo de energia, essa geração será utilizada para abater o consumo instantâneo. Quando há geração de energia e não há o consumo, o excedente de energia é injetado na rede. Ao final do faturamento, os créditos que foram injetados na rede são primeiramente compensados no lugar da instalação da central geradora, e, posteriormente, na unidade consumidora participante do rateio de energia, de acordo com porcentagens definidas (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019a).

Depois da compensação de créditos nas unidades consumidoras, o eventual crédito que sobrar é válido por 60 meses, contando a partir do dia em que foi gerado, e pode ser usado para compensar a energia no mês em que a energia gerada for menor que a consumida (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

2.6.2 Vantagens do autoconsumo remoto

As vantagens da modalidade de autoconsumo remoto são diversas. Entre elas, a redução do valor da fatura de energia elétrica, desde que o dimensionamento do sistema esteja adequado ao consumo mensal da unidade consumidora (PORTAL SOLAR, 2020).

A geração de créditos energéticos para abatimento do consumo em outras unidades consumidoras de mesma titularidade da central geradora, também se mostra bem vantajosa, no caso em que, por exemplo, a residência não há um espaço propício para a instalação de uma central geradora, pode-se instalar uma usina em qualquer outra localidade. Também aplica-se para locais com muito sombreamento ou índice de irradiação solar baixo (PORTAL SOLAR, 2020).

2.6.3 Exemplo de autoconsumo remoto

Imagina-se que, um consumidor, denominado de UC1, é atendido em baixa tensão, e possui um terreno com uma central de microgeração. O mesmo, tem sob sua titularidade outras duas unidades consumidoras, também atendidas pela mesma concessionária de energia da central geradora a Figura 2.4 serve como exemplo.

Figura 2.4 – Autoconsumo remoto.



Fonte: (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2019a)

Por exemplo, se ambas as unidades forem trifásicas, possuem o custo de disponibilidade equivalente ao valor de 100 kWh. Decidiu-se o rateio da energia excedente como, 70% para UC2, e 30% para UC3. Na Figura 2.5, retirada da Cartilha de Faturamento para Geração Distribuída, mostra um exemplo numérico.

Figura 2.5 – Exemplo de autoconsumo remoto.

Injeção > Consumo => Energia Excedente

Consumo, injeção e faturamento de UC1 em janeiro			
Consumo UC1 (kWh)	Injetado UC1 (kWh)	Energia Excedente UC1 (kWh)	Consumo faturado UC1 (kWh)
300	1.704	1.404	100

Faturado o custo de disponibilidade

Consumo, créditos recebidos e faturamento de UC2 em janeiro				
Consumo UC2 (kWh)	Crédito alocado para UC2 (kWh)	Crédito utilizado UC2 (kWh)	Crédito acumulado UC2 (kWh)	Energia faturada UC2 (kWh)
927	983	927	56	100

Consumo, créditos recebidos e faturamento de UC3 em janeiro				
Consumo UC3 (kWh)	Crédito alocado para UC3 (kWh)	Crédito utilizado UC3 (kWh)	Crédito acumulado UC3 (kWh)	Energia faturada UC3 (kWh)
391	421	391	30	100

Recebidos do excedente da UC1

Fonte: (CEMIG, 2016)

Considerando o mês de janeiro como exemplo, a UC1 consumiu no mês 300 kWh e injetou 1.704 kWh na rede, tendo uma energia excedente de 1.404 kWh.

O excedente de energia de 1.404 kWh será alocado para as outras duas unidades consumidoras. Sendo 70% para UC2, chegando no total de 983 kWh e 30% para UC3, ficando com

421 kWh.

Os consumos da UC2 e da UC3 são menores que os créditos que elas receberam da UC1. Como todo o consumo do mês de janeiro foi abatido pelos créditos gerados, todas as três unidades pagarão o custo de disponibilidade.

No próximo mês, os 86 kWh que sobraram de créditos serão acumulados e poderão ser usados para abater o próprio consumo nas unidades receptoras UC2 e UC3. Como a unidade geradora UC1 sempre transfere toda a energia excedente, ela nunca tem créditos acumulados de meses anteriores, a não ser que queira.

2.7 VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A REN 687 definiu que a distribuidora não poderá incluir no sistema de compensação de energia elétrica os consumidores que forem detectados no documento que comprove a posse ou propriedade do imóvel onde tenha uma central geradora de energia elétrica, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica. Em outras palavras, os consumidores com micro ou minigeração não podem condicionar o pagamento de aluguel ou do valor da compra de um imóvel à energia gerada pela unidade consumidora, isso se caracteriza como comercialização de energia (RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, 2015).

Todas as modalidades de geração inclusas na REN 687 contemplam a geração de energia elétrica para consumo próprio, não havendo monetização sobre essa geração. O que pode ser comercializado é o ativo, ou seja, o conjunto de equipamentos que compõem o sistema e não a geração de energia elétrica, em kWh (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

No entanto, o arrendamento de telhados para que outra pessoa instale e explore a micro ou minigeração é permitida. E, nesse caso, o empreendimento seria caracterizado como auto-consumo remoto. A central geradora a ser instalada no telhado não pode estar ligada ao mesmo medidor de energia da unidade do proprietário do telhado. É necessário solicitar à distribuidora de energia local a ligação de uma nova unidade consumidora, com um novo medidor de energia em nome da pessoa ou empresa que alugará o telhado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

2.8 NOVO MARCO REGULATÓRIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No dia 6 de janeiro de 2022 foi publicado o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil no Diário Oficial da União que trata dos componentes tarifários, transição, direito adquirido e em como esses componentes vão ter que ser valorados pela ANEEL (BADRA, 2022)

Após sanção, com vetos, do presidente Jair Bolsonaro a Lei nº 14.300/2022 estabelece regras claras e coerentes para essa modalidade de geração própria de energia solar fotovoltaica. O conceito de GD no Brasil foi introduzido inicialmente, pela REN 482 e revisada pela REN 687 da ANEEL (BADRA, 2022).

A nova legislação prevê um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados da data de publicação da Lei, chamado período de vacância, ou seja, todos os projetos em GD, já instalados ou cuja solicitação de acesso ocorram até o dia 6 de janeiro de 2023, serão válidos nas regras atuais de compensação de energia previstas na REN 482, até o dia 31 de dezembro de 2045 (BADRA, 2022).

A Lei nº 14.300/2022 teve dois vetos, uma no Artigo 11 e outra no Artigo 28. O veto do Artigo 11 retirava usinas flutuantes da vedação da divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência. Segundo Tassio Barboza, Secretário-Adjunto de Assuntos Técnicos do Instituto Nacional de Energia Limpa, os impactos desse veto não deverão ser grandes, já que as usinas flutuantes são, geralmente, desenvolvidas em projetos muito específicos para pesquisa e desenvolvimento. Foi entendido que não considerar este loteamento seria uma forma de burlar o limite legal do tamanho das usinas (SOLAR INOVE, 2022). Já o veto do Artigo 28 enquadrava projetos de minigeração distribuída como projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica no âmbito do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e outros programas, em relação a este veto, o secretário acredita que deve trazer impactos negativos. Tudo indica que as associações do setor de energia solar fotovoltaica irão tentar derrubar o veto, que irá facilitar o acesso ao crédito aos investidores (SOLAR INOVE, 2022).

Pode-se fazer uma comparação entre a REN 482 e a Lei 14.300 dentre as várias mudanças realizadas na GD no Brasil destacam-se os limites da potência instalada da minigeração distribuída, fontes despacháveis, novos institutos jurídicos de reunião de consumidores na geração compartilhada, direito adquirido e período de transição, novo regime tarifário das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, apresentação da garantia de fiel cumprimento, impossibilidade de comercializar parecer de acesso e transferir

titularidade da unidade consumidora, exposição contratual involuntária das distribuidoras, contratação de serviços ancilares de geração distribuída, não incidência das bandeiras tarifárias sobre os excedentes, chamadas públicas de comercialização de excedentes, custo de disponibilidade, grupo B optante, instalações de iluminação pública no SCEE, definição de diretrizes, custos e benefícios da geração distribuída e criação do Programa de Energia Renovável Social (PERS) (CHEQUER; BROWN, 2022). Tais mudanças serão comentadas a seguir.

Os limites de potência instalada para a minigeração distribuída foram diferenciados em relação ao tipo de fonte. Para as fontes despacháveis o limite de potência instalada é maior que 75 kW ou menor ou igual a 5 MW, já para fontes não despacháveis, devem ter a mesma potência mínima citada acima, mas não podem ultrapassar 3 MW. E a divisão da central geradora em unidades menores para seu enquadramento como micro ou minigeração distribuída continuou vedada (CHEQUER; BROWN, 2022).

As fontes consideradas despacháveis segundo a Lei 14.300 são as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fotovoltaica, com baterias com capacidade de armazenamento de, no mínimo, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora que possam ser despachadas local ou remotamente, neste caso são limitadas a 3 MW de potência instalada (CHEQUER; BROWN, 2022).

Agora, além dos consórcios e cooperativas os consumidores poderão se reunir por meio de condomínio civil voluntário e edilício ou qualquer espécie de associação civil, composta por pessoas físicas ou jurídicas, desde que sejam constituídas especificamente para geração compartilhada e que todas suas unidades consumidoras sejam atendidas pela mesma distribuidora (CHEQUER; BROWN, 2022).

Para os consumidores com GD existentes na data de publicação da Lei ou que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses contados da referida data, as regras vigentes na REN 482 seguirão aplicáveis até o final de 2045. O faturamento destas unidades se dará apenas sobre a energia consumida que a injetada não for capaz de suprir (CHEQUER; BROWN, 2022).

Para os consumidores que protocolarem solicitação de acesso após 12 meses da publicação da Lei terão direito a um período de transição de 6 anos, no qual gradualmente incidirá sobre a energia ativa compensada percentuais das componentes tarifárias, que são relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória dos ativos

de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição. As porcentagens nesses 6 anos será, 15% em 2023, 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027, 90% em 2028 e 100% em 2029 (CHEQUER; BROWN, 2022).

Para os consumidores que protocolarem solicitação de acesso entre o 13º e 18º mês contados da publicação da Lei terão tratamento diferenciado e o novo regime tarifário da Lei será aplicável somente no início de 2031, ou seja, com período de transição de 8 anos (CHEQUER; BROWN, 2022).

Ademais, até o ano de 2028, para minigeração distribuída acima de 0,5 MW com fonte despachável nas modalidades autoconsumo remoto ou geração compartilhada, cujo único titular detenha 25% ou mais da participação do excedente, ocorrerá o faturamento com a incidência de, 100% das componentes tarifárias descritas acima, 40% das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão e dos transformadores de potência com tensão inferior a 230 kV da rede básica, das demais instalações de transmissão compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou distribuição e 100% dos encargos pesquisa e desenvolvimento, eficiência energética e taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (CHEQUER; BROWN, 2022).

Após o período de transição, as unidades consumidoras participantes do SCEE serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou demanda, das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia elétrica e todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelos sistemas de GD serão abatidos (CHEQUER; BROWN, 2022).

Os novos sistemas de minigeração distribuída deverão apresentar garantia de fiel cumprimento, com vigência de até 30 dias após a conexão ao sistema de distribuição, nos seguintes montantes, 2,5% do investimento para minigeração com potência instalada maior que 0,5 MW e menor que 1 MW e 5% do investimento para minigeração com potência instalada maior ou igual a 1 MW. A obrigação não se aplica à geração compartilhada com formação de consórcio/cooperativa e às múltiplas unidades consumidoras. Para os projetos com parecer de acesso válido e potência instalada superior a 0,5 MW, deverá ser aportada garantia de fiel cumprimento em até 90 dias contados da publicação da Lei ou ser firmado contrato com a distribuidora no referido prazo, sob pena de cancelamento do parecer de acesso (CHEQUER; BROWN, 2022).

A nova Lei da GD proíbe a comercialização de pareceres de acesso e a transferência de titularidade ou do controle societário do titular da unidade consumidora com GD indicado no

parecer de acesso antes da solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora, só sendo possível a transferência da titularidade após a solicitação de vistoria, que ocorre após a conclusão da construção e instalação da GD, sendo destinados os créditos de energia elétrica à unidade consumidora a partir do 1º ciclo de faturamento subsequente à transferência (CHEQUER; BROWN, 2022).

A contratação de energia elétrica em excesso das distribuidoras, em razão da adesão dos consumidores com sistemas de GD ao SCEE, será considerada como exposição contratual involuntária, definida como o não atendimento à totalidade do mercado de energia das distribuidoras (CHEQUER; BROWN, 2022).

As distribuidoras poderão contratar para fornecer serviços auxiliares por parte dos micro e minigeradores distribuídos, seja de fonte despachável ou não, os quais serão remunerados segundo regulamentação da ANEEL. De um modo geral, os serviços ancilares garantem a operação desejável dos sistemas elétricos. Por lei, tais serviços destinam-se a melhorar a eficiência e a capacidade, reduzir o investimento pelas distribuidoras e o acionamentos termoelétricos em sistemas isolados (CHEQUER; BROWN, 2022).

As bandeiras tarifárias incidirão apenas sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado e não sobre a energia excedente que foi compensada. Isto faz com que, o SCEE não sofra tanto com a oscilação dos custos de energia, sobretudo em contextos de crise hídrica, abastecimento e o consequente acionamento de usinas mais caras o que torna a geração distribuída ainda mais atrativa (CHEQUER; BROWN, 2022).

Com a nova Lei as distribuidoras poderão realizar chamadas públicas com vistas ao credenciamento de interessados em comercializar, nas suas áreas de concessão, os excedentes de energia elétrica oriundos dos sistemas de GD para a posterior compra de tais excedentes (CHEQUER; BROWN, 2022).

O custo de disponibilidade, para consumidores que protocolarem a solicitação de acesso após 12 meses, contados da publicação da Lei, será pago caso o consumo seja inferior ao consumo mínimo faturável determinado pela ANEEL. Para consumidores do grupo B com microgeração local de até 1,2 kW de potência instalada, será reduzido até 50% o custo de disponibilidade aplicável aos demais consumidores equivalentes (CHEQUER; BROWN, 2022).

A modalidade B-Optante está garantida para as unidades do Grupo A com GD local, cuja potência nominal dos transformadores seja igual ou inferior a 1,5 do limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, ou seja, 112,5 quilovolt-ampère (kVA) e o faturamento

será idêntico às unidades conectadas em baixa tensão. Ou seja, não mais para hotéis ou para geração remota (CHEQUER; BROWN, 2022).

Também poderá participar do SCEE a rede pública municipal de iluminação, sendo considerada uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída caso atenda aos requisitos regulamentares da ANEEL (CHEQUER; BROWN, 2022).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em até 6 meses a partir da publicação da Lei, deverá estabelecer diretrizes para valoração dos custos e benefícios da geração distribuída, considerando os benefícios locais da GD ao sistema elétrico e as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição. Neste contexto, a ANEEL deverá estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios em até 18 meses (CHEQUER; BROWN, 2022).

Com o objetivo de democratizar as energias renováveis, a Lei criou o PERS, que promoverá investimentos na instalação de sistemas de fontes renováveis para beneficiar os consumidores da subclasse residencial de baixa renda. Entre outras disposições legais, vale destacar que, o programa será fornecido por recursos do Programa Eficiência Energética (PEE), de recursos complementares ou parte da receita de outros distribuidores. A operacionalização do PERS será pela apresentação de plano de trabalho ao Ministério de Minas e Energia (MME) e realizado pelas distribuidoras de chamadas públicas para credenciar empresas e chamadas concorrenciais para contratar prestadores de serviços, a fim de implementar as instalações dos sistemas de fontes renováveis (CHEQUER; BROWN, 2022).

Qualquer norma que vier a modificar as regras da micro ou minigeração distribuída deverá ser publicada com 90 dias de antecedência e a ANEEL e as distribuidoras de energia deverão adequar os seus regulamentos em até 180 dias após a publicação da nova lei. A forma como a energia será medida e gerida pelas empresas, daqui em diante, é a grande inovação debatida pelo setor elétrico (MEYER, MARINA, 2022).

Algumas comparações entre a REN 482/2012 e a Lei 14.300/2022 são mostradas na Figura 2.6 abaixo.

Figura 2.6 – Exemplo de autoconsumo remoto.

Tema	Como era a REN 482/2012	Lei 14.300/2022
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 mantido 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
Demanda das Usinas	TUSD C	TUSD G (até 70% menor que a TUSD C)
Custo de Disponibilidade	Cobrado em duplicidade na prática	Deixará de ser cobrado em duplicidade
Geração Compartilhada	Via Consórcio (PJ) ou Cooperativa (PF)	Flexibilização, Via Consórcio, Cooperativa, Associação e Condomínio civil (voluntário ou edilício)
Potência Máxima	Em regra até 5 MW para todas as fontes de energia	Até 3 MW para solar (não despacháveis) e até 5 MW para as demais fontes (despacháveis)
Titularidade	Unificar titularidade era uma prática de mercado sem respaldo legal/regulatório	Previsão legal expressa para unificação (pode ser solução para ICMS na geração compartilhada)
Distribuição de Créditos	Prazo de 60 dias para análise da Distribuidora	Prazo caiu para 30 dias
Troca de Titularidade	A qualquer momento, a partir da assinatura do CUSD e do CCER	(i) a transferência de titularidade dos projetos já conectados não implicará na perda dos benefícios já obtidos anteriormente; (ii) será permitida a transferência de titularidade ou transferência de controle, até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora
Garantia de fiel cumprimento (caução)	Não há necessidade	2,5% do investimento potência entre 500kW e 1.000 kW e 5% para sistemas maiores que 1.000 kW. Projetos superiores a 500kW devem apresentar garantia em até 90 dias da publicação da lei. Não se aplica à geração compartilhada, EMUC e para os casos em que o CUSD seja firmado em 90 dias da lei
B (optante)	Entendimento atual é de que consumidor não poderia ser B optante com usina minigeração	Permitido B optante com usina junto à carga até 112,5 kW
Prazo para cadastro/porcentagem	60 dias a partir do envio dos dados	30 dias a partir do envio dos dados
Programa para GD em baixa renda	Não existia vedação, mas a ANEEL não recomendava a prática	Fica vedada expressamente comercialização de pareceres de acesso
Comercialização de Energia	Vedado	Possibilidade de comercialização dos excedentes com as distribuidoras por meio de chamada pública a ser regulamentada pela ANEEL
Atributos Ambientais	Atualmente não são valorados	Serão valorados e remunerados a partir de março de 2022
Prazo para cumprimento das disposições	Sem previsão	Distribuidoras deverão se adequar e operacionalizar as alterações em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei

Fonte: (BADRA, 2022)

3 METODOLOGIA

Este tópico aborda a metodologia utilizada para o estudo de caso deste trabalho. Serão apresentados os métodos para obtenção dos resultados. Além disto, também serão expostas as formulações matemáticas, bem como a fonte de onde os dados foram retirados.

3.1 DEFINIÇÕES DO ESTUDO DE CASO

Neste trabalho é realizado um projeto fotovoltaico para um condomínio residencial, Condomínio Providence, localizado na Estrada Antônio Ignácio de Ávila, 450, Bairro São José, na cidade de Santa Maria no estado do Rio Grande do Sul, o condomínio possui 110 casas mais a área comum. Tal projeto será realizado na modalidade de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, que é uma modalidade de geração distribuída definida pela REN 687, como já explicado anteriormente, esta é a mais adequada para condomínios verticais e/ou horizontais.

Para que pudesse ser realizado um dimensionamento correto e mais próximo da realidade do sistema fotovoltaico para o condomínio, foi feito um formulário, onde os moradores do condomínio que tiveram interesse em participar responderam algumas perguntas e enviaram seus consumos mensais. Os dados para este estudo foram coletados até o dia 15 de janeiro de 2022.

As perguntas são relacionadas ao sistema de energia fotovoltaico no condomínio e o interesse individual de cada condômino pelo sistema, a primeira pergunta foi sobre o participante ser residente ou não do Condomínio Providence, seguida das perguntas sobre o interesse em um sistema de energia solar fotovoltaica e o conhecimento sobre as vantagens de ter geração própria. As perguntas mais individuais como a opinião sobre o valor da fatura de energia elétrica ser alta e a média do valor pago pelo participante, também foi realizada.

Com o auxílio de tabelas e *softwares* pode-se fazer um projeto de um sistema fotovoltaico adequado com as necessidades e limitantes do Condomínio Providence. Para isso, foram avaliados critérios básicos como o consumo total dos participantes do formulário, a área disponível para a implantação do sistema, incidência solar na localidade, módulos fotovoltaicos e inversores solares disponíveis no mercado, melhor custo benefício entre outros.

3.2 PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um projeto de sistema fotovoltaico envolve várias análises e visa alcançar um equilíbrio entre produção de energia e consumo. O primeiro passo é fazer o dimensionamento do sistema conforme a necessidade e demanda de cada cliente.

3.2.1 Fatores básicos para o desempenho do sistema fotovoltaico e irradiação solar

Um dimensionamento adequado, deve produzir no mínimo 100% da energia média consumida, mas esse percentual pode variar, dependendo de cada caso. Deve-se levar em conta que o consumo tende a aumentar em uma unidade consumidora que possui geração própria de energia. Um dimensionamento menor que 100% não irá atender todo o consumo mensal, sendo assim, o cliente irá pagar a energia consumida da rede, já um dimensionamento maior que 100% irá atender todo o consumo mensal e ainda, irá gerar créditos para abater nos meses em que a incidência solar diminui no estado do Rio Grande do Sul, como nos meses de inverno. O cliente não será remunerado pela produção de energia em excesso e o tamanho do sistema fica restrito à área disponível para a instalação dos módulos.

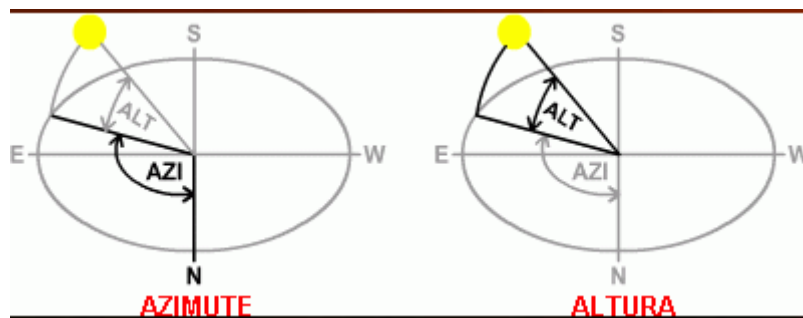
Existem três fatores básicos que garantem a eficiência na instalação de um sistema de captação de energia solar fotovoltaica, são eles, a orientação do sistema, a inclinação dos módulos e a área disponível. A irradiação solar mensal no local também é importante, esse dado é obtido no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) pelo programa *SunData* que destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. O *software* *Radiasol*, criado pelo Laboratório de energia solar fotovoltaica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), gera dados horários de radiação solar conforme a localidade, inclinação e desvio azimutal, o azimute é o nome técnico dado ao ângulo de orientação da parte frontal do módulo solar com relação ao Norte geográfico. Em conjunto com os dados do CRESESB o *software* será útil para o dimensionamento do sistema.

3.2.2 Orientação do sistema solar fotovoltaico

No hemisfério sul a direção ideal para instalar os módulos solares é o Norte, onde produzem mais energia, o caminho que o sol percorre do Leste para Oeste sofre uma leve inclinação ao longo do dia, para o Norte, sendo mais acentuada ao meio dia. Essa inclinação pode ser mais intensa no inverno que no verão. No hemisfério norte é necessário que os módulos sejam instalados com orientação Sul (JUNIOR, LUIZ, 2018).

A Figura 3.1, exemplifica o azimute e a altura do sol em relação ao Norte.

Figura 3.1 – Azimute e altura do sol em relação ao Norte.



Fonte: (HELIOTEC, 2009)

Os sistemas que possuem orientação oeste ou leste oferecem resultados inferiores aos oferecidos pelos sistemas orientados para o norte, porque perdem irradiação durante o dia. Módulos direcionados para o leste perdem irradiação à tarde e os módulos direcionados para o oeste perdem irradiação durante a manhã (JUNIOR, LUIZ, 2018).

Um estudo realizado pelo (VINTURINI, 2020), mostrou que o ponto de maior geração está ligeiramente deslocado para o Leste e não com azimute zero. Porém, na prática, instalar um módulo fotovoltaico para o Norte ou com um pequeno deslocamento para o Leste é praticamente a mesma coisa, este desvio já se encontra no erro da medição do ângulo de instalação.

Uma maior geração com um pequeno desvio para o Leste deve-se ao comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos. As células fotovoltaicas são mais eficientes quando estão em temperaturas mais baixas. No início da manhã, os módulos estão mais frios portanto, o resultado será melhor se for possível captar mais radiação na parte da manhã, em detrimento da parte da tarde (VINTURINI, 2020).

No entanto, as usinas de grande porte instaladas em solo, em que a orientação adequada é mais fácil de ser ajustada do que em telhados, esse desvio para o Leste deve ser levado em conta e pode apresentar uma pequena vantagem percentual no desempenho, representando uma

quantidade grande de energia ao longo dos anos (VINTURINI, 2020).

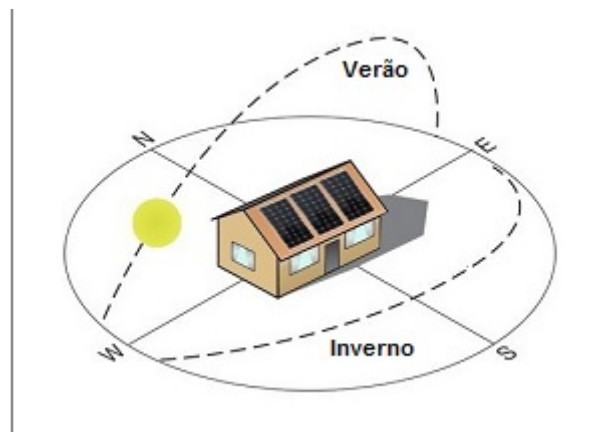
3.2.3 Inclinação dos módulos solares

Os módulos solares instalados em telhados geralmente usam o ângulo de inclinação destes por ser mais fácil e também por reduzir os efeitos indesejados do vento sobre os módulos, no entanto, nem sempre o ângulo de inclinação é o mesmo ângulo dos telhados. O ângulo solar de incidência sobre o sistema fotovoltaico varia durante o ano, conforme a altitude do sol (JUNIOR, LUIZ, 2018).

A inclinação ideal que um módulo solar deve ter dependerá das horas de luz durante o dia, que estão relacionadas com a estação do ano em que encontra-se. Se o sistema possuir orientação norte, por exemplo, uma inclinação maior terá melhor desempenho no inverno pois, os raios solares possuem uma maior horizontalidade, enquanto que uma inclinação menor terá melhor desempenho no verão pois, o sol está mais alto no céu (JUNIOR, LUIZ, 2018).

A Figura 3.2, mostra o trajeto do sol no verão e no inverno.

Figura 3.2 – Trajetória do sol no verão e no inverno.



Fonte: (HELIOTEC, 2009)

Os módulos solares mecânicos são uma forma de resolver a diferença entre os ângulos que o módulo solar deve ter nos meses de inverno e verão. Estes módulos mantêm sempre a inclinação correta em relação a posição do sol, garantindo assim o máximo proveito do sol. As suas desvantagens são que não podem ser instalado em telhados inclinados, apenas no solo ou telhados horizontais e seu valor é superior aos módulos solares tradicionais fixos, não sendo adequado para pequenas instalações (REIS, PEDRO, 2018).

O ângulo que o módulo solar deverá ficar inclinado também vai depender da latitude que encontra-se. No hemisfério norte do planeta o sol está mais baixo a nível do horizonte. No hemisfério sul o sol está mais alto ao horizonte. Aconselha-se que, o ângulo para a instalação dos módulos seja igual ao ângulo da latitude da zona em que se encontram, conseguindo assim um rendimento estável durante todo o ano ou um grau de inclinação menor do que o da latitude pois, gera mais energia (REIS, PEDRO, 2018).

Uma inclinação inferior a 15° graus não é aconselhada, pois tende a acumular muita sujeira na superfície dos módulos (JUNIOR, LUIZ, 2018).

3.2.4 Área disponível

A potência do sistema fotovoltaico dependerá da área em que os módulos serão instalados. Essa potência, por sua vez, está condicionada pela quantidade de energia que será gerada.

Para definir a quantidade de módulos solares e conseqüentemente a previsão de quanta energia será gerada, é preciso conhecer o consumo mensal do lugar, considerando que o imóvel ou imóveis já tenham moradores. Para os projetos que ainda estão em fase de planejamento, é possível fazer uma estimativa do consumo considerando o projeto elétrico, que definirá a potência que será instalada e a área requerida (JUNIOR, LUIZ, 2018).

3.2.5 Estrutura solo

A fixação dos módulos solares normalmente são feitas em telhados e a estrutura dependerá do material que o telhado é feito, outra alternativa é fixar os módulos em estruturas solo. Em um condomínio o sistema solar deve ser colocado na área comum deste e muitas vezes a área disponível de telhados que pertencem a este local não são suficientes para colocar todos os módulos do sistema, o que acaba limitando muito a potência do sistema. Uma alternativa para aumentar a área disponível é colocar os módulos em estruturas solo em estacionamentos, quadras de esporte e locais que pertençam a área comum do condomínio.

Os postes da estrutura solo poderão ser cravados no solo de três formas, engastado no concreto, engastado diretamente no solo ou chumbado sobre uma sapata de concreto. O cliente final juntamente com o engenheiro civil irão definir a forma de cravamento dos postes (SPIN

ESTRUTURAS, 2017).

O fabricante das estruturas poderá apresentar um laudo com o peso dos materiais, cargas que o sistema irá sofrer com a ação dos ventos e os pontos de cravamento dos postes. A informação sobre a distância entre os pontos de cravamento dos postes fica de responsabilidade do fabricante, este ponto interfere na resistência dos trilhos, se os postes forem colocados numa distância superior ao limite dos trilhos, poderá ocorrer danos aos módulos e até mesmo a quebra da estrutura (SPIN ESTRUTURAS, 2017).

Conforme (SPIN ESTRUTURAS, 2017), alguns pontos devem ser analisados antes de iniciar o processo de montagem das estruturas como:

- Fazer a verificação se o local onde será instalada a estrutura suporta a carga do sistema;
- Para a prevenção de acidentes os profissionais devem seguir as normas de segurança no trabalho;
- Utilização de equipamentos de proteção individuais (EPI) como capacete, sapato antiderrapante, luva, óculos;
- Utilização de equipamentos de proteção antiqueda, como cinto de segurança, talabarte;
- Toda a instalação é obrigatória a presença de dois profissionais durante toda a instalação,
- O profissional que realiza trabalho em altura deve possuir as devidas qualificações.

A Figura 3.3, mostra uma estrutura solo com módulos solares.

Figura 3.3 – Estrutura solo para módulos solares.



Fonte: (PORTAL SOLAR, 2018)

3.2.6 Consumo total e dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico a ser instalado em um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras 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. Com base neste consumo calcula-se a potência teórica do sistema, mostrada na equação 3.1.

$$P_{fv} = \frac{C}{\frac{Irr}{F}}, \quad (3.1)$$

onde P_{fv} é a potência do sistema em quilowatt pico (kWp), C será o consumo anual de energia em quilowatt hora por ano (kWh/ano). Irr é a radiação solar local, dada por quilowatt hora por metro quadro por ano (kWh/m²/ano), que pode ser encontrada no site do CRESESB, e por fim F representa o fator de performance do sistema em % (RAIMUNDO, 2018).

Feito isso, define-se a potência dos módulos solares que serão utilizados no sistema e suas características, como monocristalino ou policristalino, bifacial ou convencional. Com o objetivo de aumentar a geração de energia nas usinas fotovoltaicas os módulos solares bifaciais podem receber luz dos dois lados. A luz difusa e refletida do solo pode ser aproveitada pela parte traseira do módulo (VILLALVA, MARCELO, 2019).

Os módulos bifaciais podem oferecer aumento de eficiência de até 30% sobre os módulos convencionais, dependendo do modo de instalação e do tipo de solo. Um solo pouco reflexivo vai proporcionar pouco rendimento adicional. Um solo que reflete muita luz poderá oferecer um aumento expressivo na geração com módulos bifaciais (VILLALVA, MARCELO, 2019).

Em instalações feitas em telhados a parte traseira do módulo fica colada ou muito próxima do telhado, recebendo pouca ou nenhuma luz. Nesse caso o desempenho de um módulo bifacial seria comparável ao de um módulo convencional, por isso é aconselhável que os módulos bifaciais sejam utilizados em estrutura solo, onde ficam com uma certa altura do solo (VILLALVA, MARCELO, 2019).

Todas essas características devem ser analisadas com base nas necessidades e limitações de cada caso, só então define-se a quantidade de módulos solares necessários para gerar a

potência teórica do sistema, a equação 3.2 mostra como deve-se fazer este cálculo.

$$Qp = \frac{Pfv}{Pp}, \quad (3.2)$$

onde Qp é a quantidade de módulos, Pfv é a potência teórica do sistema dada na equação 3.1 e Pp é a potência dos módulos, que deve ser definida com base nas necessidades do projeto ou com maior custo benefício (RAIMUNDO, 2018).

Após, define-se o inversor 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 (ECO A ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2020).

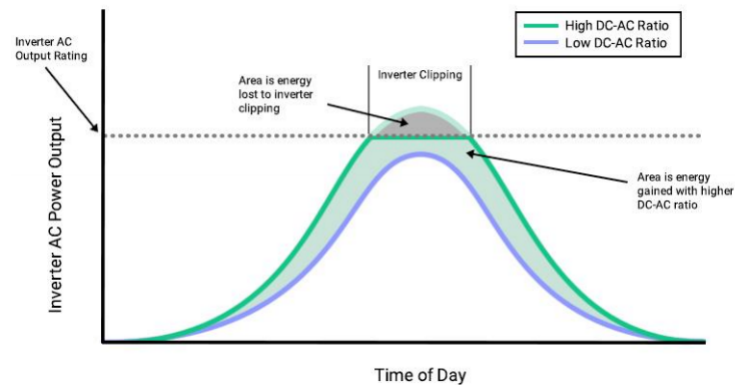
Em um mesmo sistema pode ser utilizado mais de um inversor. Também deve-se verificar a quantidade de *Maximum Power Point Tracking*, ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)s do inversor, limite de potência e máxima tensão permitida por MPPT (RAIMUNDO, 2018).

A potência do inversor pode ser inferior à potência dos módulos porém, os limites de entrada de tensão e corrente devem ser rigorosamente seguidos. Cada caso possui características diferentes e devem ser analisados de forma estratégica para garantir sempre a maior eficiência e principalmente segurança do sistema (RAIMUNDO, 2018).

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 (ECO A ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2020).

Com a Figura 3.4 pode-se analisar a geração de energia com e sem *oversizing*.

Figura 3.4 – Curva horas do dia x potência de saída do inversor.



Fonte: (ECO A ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2020)

Na Figura 3.4 acima a curva roxa mostra uma curva de potência de saída, com o pico próximo ao meio-dia, e a curva verde mostra uma curva de potência de saída com mais módulos do que a curva roxa. A área formada pelas curvas representa a energia gerada ao longo do dia. A linha tracejada representa a potência do inversor e a geração de energia fica limitada a esta linha (ECO A ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2020).

Percebe-se que mesmo com a limitação do inversor, a área destacada em verde supera a área destacada em cinza que é a energia perdida devido a limitação de potência do inversor. Então, neste caso, pode valer a pena o superdimensionamento dos módulos fotovoltaicos, para aumentar a produção média de energia ao longo do dia pois, com a curva verde o inversor opera mais tempo com a sua potência máxima de saída, e com a curva roxa o inversor opera abaixo da sua potência máxima de saída (ECO A ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2020).

O orçamento do sistema fotovoltaico deve atender as necessidades do projeto e possuir o melhor custo benefício para o cliente, por isso, uma pesquisa de valores em vários fornecedores de equipamentos solares e especializados deve ser feita. Para garantir que o cliente terá o melhor custo benefício deve-se fazer uma análise do valor presente líquido (VPL), da taxa interna de retorno (TIR) e do *payback* ou tempo de retorno do investimento.

Um dos métodos mais conhecido para a análise de viabilidade de projeto é o valor presente líquido que calcula o ganho real do investimento, é uma abordagem de análise que evidenciará se vale a pena adquirir o projeto. Ele traz para a data zero os fluxos de caixa, positivos e negativos, de um projeto de investimento. Soma-se, então, o valor investido inicial, com a taxa mínima de atratividade. O VPL permite uma estimativa do lucro sobre um investimento, evitando prejuízos ao investidor (CAPITAL NOW POR ONZE, 2020).

Para encontrar o valor presente líquido, somam-se as receitas líquidas futuras, menos o valor presente com uma taxa mínima de atratividade. A taxa de desconto é o retorno mínimo esperado de um investimento. Se o VPL der um número negativo, significa que as despesas serão maiores que as receitas, ou seja, o investimento é inviável. Com o VPL positivo, o investimento é viável com receitas maiores que as despesas, o que tem um bom índice de rentabilidade. Com o VPL igual a zero significa que as receitas e despesas são iguais, ou seja, a viabilidade se dará em cima de um resultado neutro (CAPITAL NOW POR ONZE, 2020).

A taxa interna de retorno é um percentual que pode ser usado por uma empresa ou por um investidor para avaliar se vale a pena investir em determinado projeto ou ativo. É calculada a partir de uma previsão de receitas geradas por um investimento ao longo de determinado período quando considera-se que seu VPL é igual a zero. Em vez de trazer cada entrada para o valor presente a partir de uma taxa de desconto predefinida, calcula-se qual seria a taxa de desconto para que o VPL resulte em zero a partir dos valores que foram projetados. A TIR não indica o retorno que um investimento trará, e sim o desconto que precisaria ser aplicado sobre o fluxo de caixa projetado para que o projeto empatasse. Quanto maior a TIR, mais promissor é o investimento (WARREN MAGAZINE, 2021).

E o *payback* é a estimativa de tempo que o projeto demora para retornar os investimentos feitos. Assim que o resultado foi atingido é sinal que o *payback* foi alcançado (BLING, 2021).

3.2.7 Arranjo dos módulos solares, proteção e cabeamento

Seguindo para o projeto do sistema fotovoltaico deve-se definir o arranjo dos módulos, que devem ser ligados em série e/ou paralelo para chegar na potência desejada, é necessário observar as especificações do inversor para fazer o arranjo série e o paralelismo dos arranjos (RAIMUNDO, 2018).

Os arranjos séries são mais simples e para fazê-los deve-se observar a potência máxima de entrada, a tensão máxima e a corrente máxima permitida por MPPT do inversor. Em uma ligação série a corrente é a mesma em todo o circuito, então deve-se analisar a corrente de curto circuito de um módulo do arranjo e verificar se não ultrapassa a corrente máxima permitida na entrada do inversor. Já a tensão máxima do arranjo será a soma da tensão de circuito aberto dos módulos que fazem parte do arranjo série e deve-se cuidar para que esta tensão não seja superior a tensão máxima permitida na entrada do inversor (RAIMUNDO, 2018).

Os arranjos que necessitam fazer paralelismo devem possuir a mesma quantidade de módulos em série em cada paralelo, a corrente do circuito será a soma da corrente de curto circuito de cada paralelo e essa corrente não pode ser superior a corrente máxima permitida na entrada do inversor. E a tensão será a mesma no paralelismo, sendo a soma da tensão de circuito aberto da quantidade de módulos série (RAIMUNDO, 2018).

Por fim, define-se as proteções e cabeamento, o cabeamento do lado CC deve ser dimensionado para uma corrente de 1,25 vezes a corrente de curto circuito do arranjo e os cabos utilizados devem ser especiais para energia solar fotovoltaica, com proteção ultravioleta. Já o cabeamento e as proteções do lado CA devem ser dimensionados para a corrente máxima de saída do inversor. Ambos os lados devem ter dispositivos de proteção contra surto (DPS) e o aterramento do sistema deve ser feito adequadamente (RAIMUNDO, 2018).

4 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

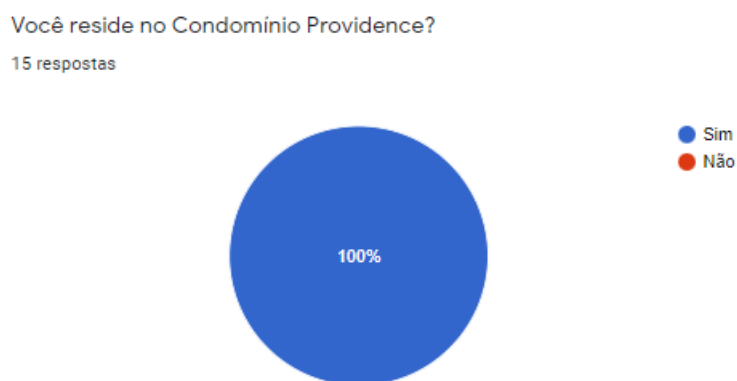
Este tópico aborda as análises realizadas para o projeto do sistema fotovoltaico para o Condomínio Providence e os resultados obtidos para este caso.

4.1 RESPOSTAS OBTIDAS NO FORMULÁRIO

O formulário desenvolvido para este estudo contou com 15 respostas, sendo uma delas referente a área comum do Condomínio Providence. Os gráficos das respostas obtidos serão expostos a seguir.

Para a pergunta referente ao participante residir no Condomínio Providence teve-se 15 respostas sim e nenhuma não, mostrada a seguir na Figura 4.1. Esta pergunta foi feita para saber se o formulário não foi enviado para pessoas que residem fora do condomínio, logo não poderiam participar do empreendimento (AUTORA, 2022).

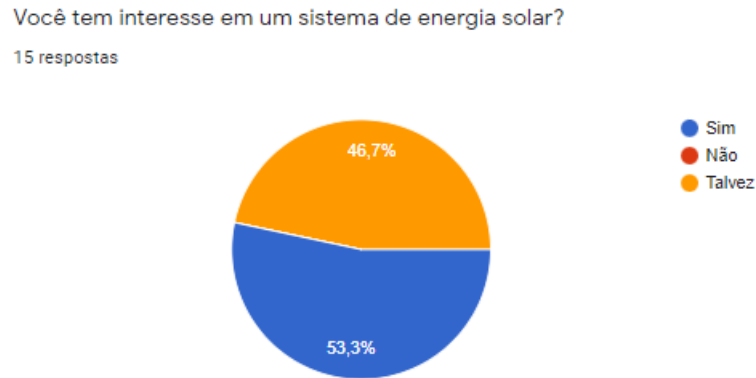
Figura 4.1 – Pergunta "Você reside no Condomínio Providence?".



Fonte: (AUTORA, 2022)

Para a pergunta sobre o interesse do participante ter um sistema de energia solar fotovoltaica teve-se 8 respostas positivas, em que, esses participantes querem colocar energia solar fotovoltaica no condomínio e 7 talvez e nenhuma resposta não, a Figura 4.2 mostra este resultado (AUTORA, 2022).

Figura 4.2 – Pergunta "Você tem interesse em um sistema de energia solar fotovoltaica?".



Fonte: (AUTORA, 2022)

A seguir, foi perguntado sobre o conhecimento das vantagens de ter geração própria, para esta pergunta teve-se 14 respostas sim e apenas 1 não, o que mostra que a maioria dos participantes estão interessados em saber sobre este tipo de energia limpa e renovável a Figura 4.3 mostra este resultado (AUTORA, 2022).

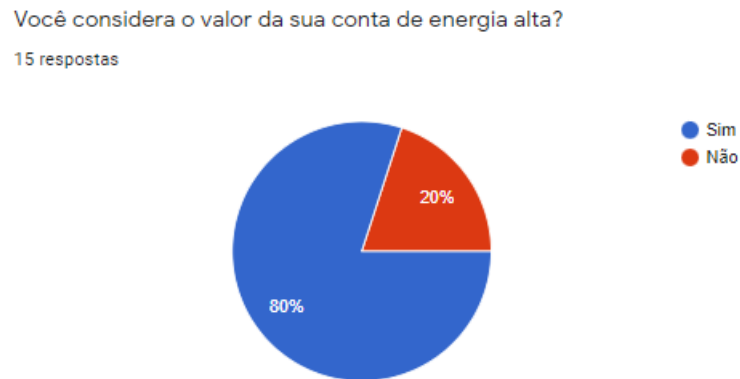
Figura 4.3 – Pergunta "Você conhece as vantagens de ter geração própria?".



Fonte: (AUTORA, 2022)

A pergunta sobre achar a conta de luz alta teve 12 respostas positivas e 3 negativas, o que mostra que os participantes estão descontentes com o valor pago na fatura de energia elétrica, a Figura 4.4 mostra este resultado (AUTORA, 2022).

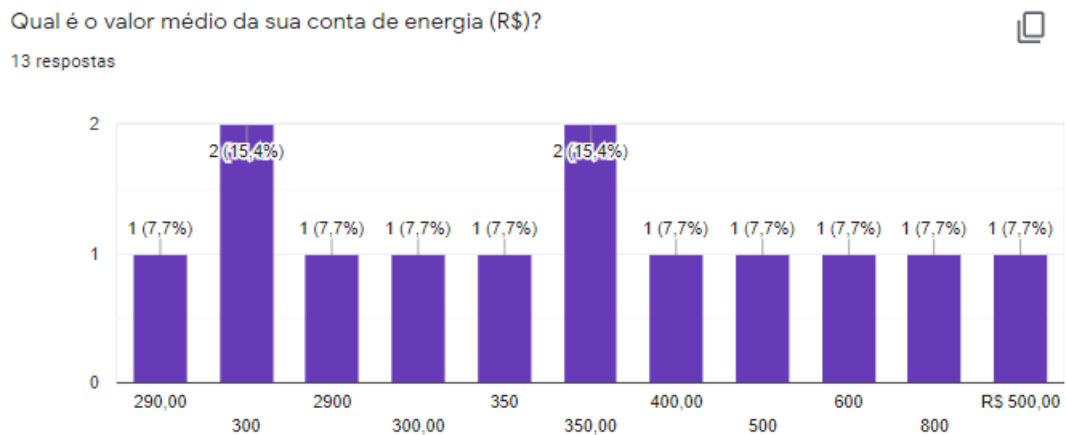
Figura 4.4 – Pergunta "Você considera o valor da sua fatura de energia elétrica alta?".



Fonte: (AUTORA, 2022)

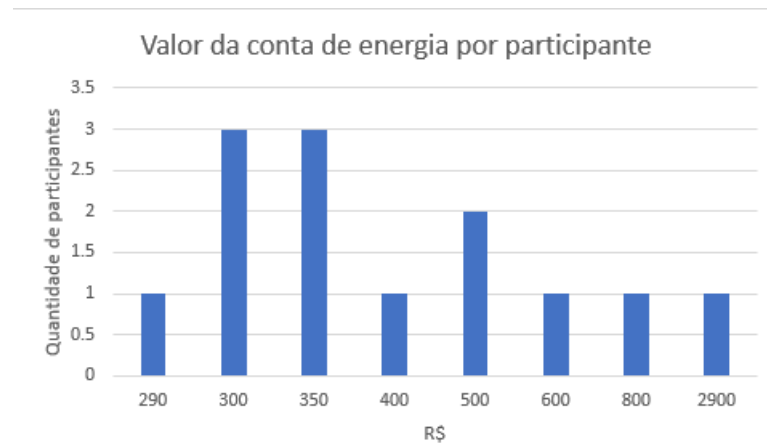
A última pergunta foi relacionada a média do preço que o participante paga em sua fatura de energia elétrica, a Figura 4.5 mostra o resultado obtido do formulário, para uma melhor compreensão dos dados a Figura 4.6 mostra o gráfico dos valores pagos por participantes em ordem crescente. Nota-se que o valor pago pelos participantes varia entre R\$ 290,00 à R\$ 2900,00 este último referente ao valor pago das áreas comuns do condomínio (AUTORA, 2022).

Figura 4.5 – Pergunta "Qual é o valor médio da sua fatura de energia elétrica (R\$)?".



Fonte: (AUTORA, 2022)

Figura 4.6 – Valor médio da fatura de energia elétrica (R\$) por participante.



Fonte: (AUTORA, 2022)

Com as contas de energia enviadas pelos participantes do formulário que residem no Condomínio Providence ou as médias das contas de energia pôde-se fazer o levantamento do consumo total dos participantes do empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, o consumo de cada participante será exposta na tabela abaixo (AUTORA, 2022).

Tabela 4.1 – Consumo anual dos residentes do Condomínio Providence que participaram da pesquisa.

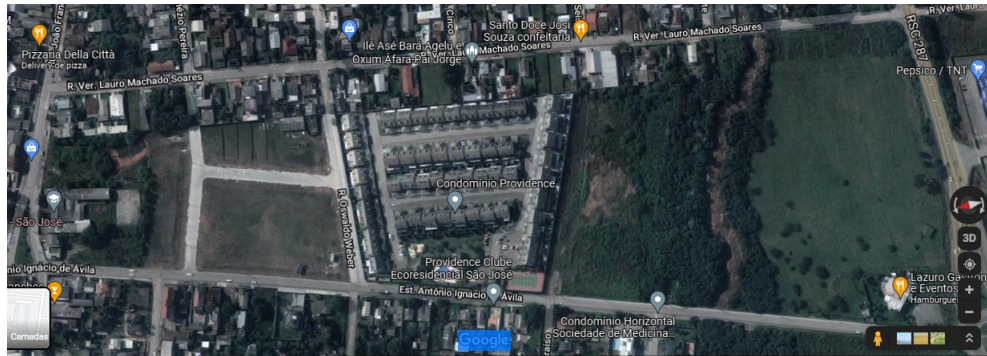
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Ju	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	758	590	684	573	386	327	380	367	378	325	555	676
2	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
3	340	319	369	327	314	277	274	312	328	380	358	371
4	345	337	467	335	303	271	294	317	303	244	405	446
5	477	277	263	263	228	220	220	217	205	168	313	507
6	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344
7	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161
8	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
9	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
10	385	436	394	291	255	228	115	359	310	239	232	266
11	809	598	793	697	666	688	675	646	689	564	587	696
12	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
13	157	221	272	262	250	256	296	279	285	259	248	221
14	2803	2913	2536	2582	2243	2445	2353	2796	3649	3926	3222	2861
15	384	456	423	368	351	398	362	375	423	436	458	468
Total	8246	7935	7989	7486	6784	6898	6757	7456	8358	8329	8166	8300

Fonte: (AUTORA, 2022)

4.2 ORIENTAÇÃO, INCLINAÇÃO, ÁREA E IRRADIAÇÃO LOCAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

As coordenadas geográficas do Condomínio Providence foram obtidas no *site* de pesquisa *Google Maps* a latitude do local é -29.704278 e a longitude é -53.760889, o norte é indicado pela ponta vermelha da seta na Figura 4.7 (GOOGLE MAPS, 2022).

Figura 4.7 – Localização do Condomínio Providence.



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2022)

Com as coordenadas geográficas do condomínio pôde-se pesquisar a irradiação solar desta localidade no *site* do CRESESB, o local mais próximo que tem-se registro da irradiação solar no *site* é 1,2 quilômetros distante do ponto de referência a Figura 4.8 mostra a irradiação solar diária média mensal em quilowatt hora por metro quadrado dia (kWh/m².dia) (CRESESB, 2022).

Figura 4.8 – Irradiação solar diária média mensal.

Estação: Santa Maria
 Município: Santa Maria, RS - BRASIL
 Latitude: 29,701° S
 Longitude: 53,749° O
 Distância do ponto de ref. (29,704278° S; 53,760889° O): 1,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,41	5,93	4,94	3,87	2,81	2,34	2,56	3,30	3,74	4,88	6,22	6,76	4,48	4,42
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	30° N	5,67	5,66	5,24	4,67	3,76	3,30	3,54	4,15	4,09	4,80	5,61	5,85	4,70	2,56
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,97	5,84	5,26	4,55	3,58	3,10	3,34	4,00	4,07	4,91	5,88	6,20	4,73	3,10
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	50° N	4,66	4,89	4,85	4,67	3,97	3,56	3,79	4,25	3,88	4,25	4,67	4,72	4,35	1,33

Fonte: (CRESESB, 2022)

Com os valores de irradiação do plano horizontal mostrado na Figura 4.8 acima, pôde-se fazer simulações no *software* Radiansol para descobrir qual é o melhor ângulo de inclinação para o sistema e sua orientação.

Após feitas algumas simulações no *software* do Radiansol concluiu-se que o melhor ângulo de inclinação para instalação dos módulos do sistema fotovoltaico nas coordenadas geográficas desejadas é de 16 graus e por se tratar de área construída do condomínio o sistema deve ser orientado com um azimute de 77 graus, pois os locais permitidos para a instalação do sistema estão com esta angulação. No entanto, como a estrutura de suporte a ser utilizada será o carport solar e seu ângulo de inclinação varia entre 5 graus à 15 graus, o ângulo de inclinação utilizado neste caso foi de 5 graus. A Figura 4.9 mostra os resultados obtidos para esta simula-

ção, os valores são medidos em watt hora por metro quadrado (Wh/m²) a média anual para este caso foi de 4677 Wh/m² (RADIASOL, 2022).

Figura 4.9 – Simulação obtida no *software* Radiasol

Radiação Solar Horária												
Estação: SANTA MARIA1												
Unidade: Wh/m ² Ângulo de Inclinação: 5 graus												
Latitude: 29,70 S Longitude: 53,00 W Desvio Azimutal do Norte: 77 graus												
modelo: Klucher / Albedo: 0,2												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
04:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:30	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	56
06:30	185	138	75	18	0	0	0	0	38	95	168	206
07:30	362	313	230	147	80	53	65	111	155	240	344	391
08:30	544	502	409	305	204	161	181	251	293	402	528	576
09:30	685	656	568	458	332	274	302	391	425	542	673	718
10:30	774	753	672	568	432	366	399	496	520	634	764	808
11:30	816	796	717	618	481	413	448	546	563	675	806	851
12:30	807	786	708	608	474	407	441	538	558	668	797	841
13:30	748	724	644	542	413	351	382	474	504	614	737	779
14:30	645	613	528	424	310	258	282	363	404	514	631	673
15:30	497	455	370	275	187	149	166	228	275	372	481	523
16:30	323	277	204	130	72	48	57	99	145	220	306	345
17:30	162	118	63	13	0	0	0	0	33	86	146	177
18:30	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	42
19:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	6624	6131	5188	4106	2985	2480	2723	3497	3913	5062	6431	6986

Fonte: (RADIASOL, 2022)

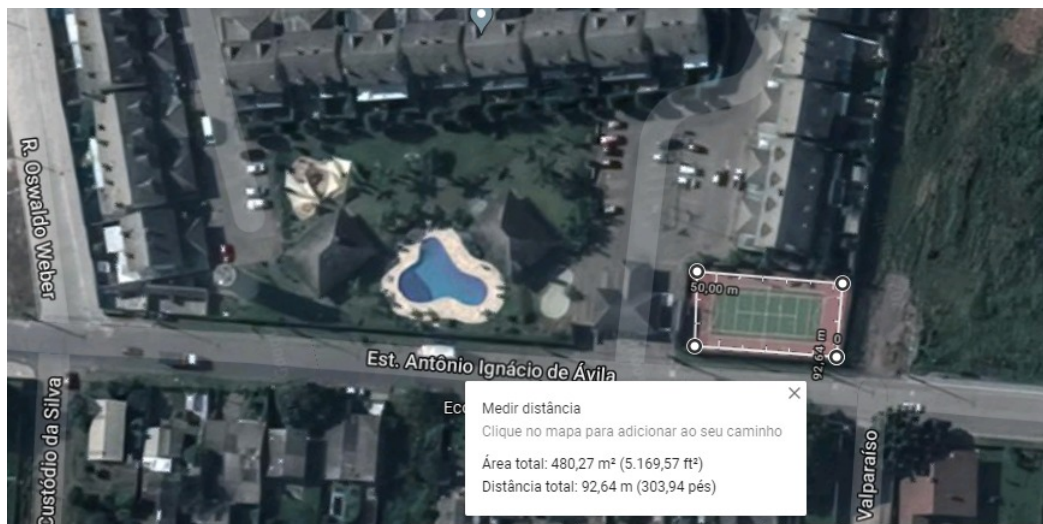
Para dimensionar o sistema fotovoltaico é necessário saber as limitações de área para a instalação do sistema, no *site* do *Google Maps* é possível medir as áreas que poderão ser ocupadas pelo sistema fotovoltaico que são a quadra poliesportiva do condomínio e estacionamentos. A Figura 4.10 mostra a área disponível em um estacionamento, a Figura 4.11 mostra a área da quadra poliesportiva e a 4.12 mostra a área disponível no outro estacionamento do condomínio (GOOGLE MAPS, 2022).

Figura 4.10 – Local e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos no estacionamento 1



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2022)

Figura 4.11 – Local e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos na quadra poliesportiva



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2022)

Figura 4.12 – Local e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos no estacionamento 2



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2022)

Analisando as figuras acima, a área total disponível para a instalação do sistema fotovoltaico é de aproximadamente 887 metros quadrados, podendo ter erros de medição e aproximação.

Com o consumo total dos participantes deste projeto, a radiação local, o ângulo de inclinação dos módulos adequado para este sistema e a orientação, pôde-se fazer o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Para o consumo anual total de energia fez-se a soma dos consumos de todos os participantes, mês a mês, e após somou-se o total de todos os meses o resultado obtido foi de 92704 kWh/ano, descontando-se a taxa mínima trifásica de 100 quilowatt hora por mês (kWh/mês) de todos os meses o consumo anual que deverá ser abatido é de 91504 kWh/ano.

Para saber a radiação solar local primeiramente deve-se transformar os valores exposto no total da Figura 4.9 em quilowatt hora por metro quadrado (kWh/m²), feito isso deve-se multiplicar cada valor, em kWh/m², pela quantidade de dias no mês equivalente e por fim soma-se todos os valores tendo um resultado de 1704,58 kWh/m²/ano este valor é a radiação solar local a ser utilizada no cálculo da potência do sistema, a tabela abaixo mostra estes valores. Neste caso o fator de performance a ser utilizado é de 80% devido a sombreamentos que possam acontecer durante o dia em cima dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 4.2 – Irradiação solar local.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
kWh/m ² /dia	6,62	6,13	5,19	4,11	2,99	2,48	2,72	3,50	3,91	5,06	6,43	6,99
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
kWh/m ²	205	172	161	123	93	74	84	108	117	157	193	217

Fonte: (AUTORA, 2022)

4.3 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Com base na equação 3.1 a potência teórica do sistema para abater os 100% do consumo será de 66,67 kWp, 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%.

Os módulos que serão utilizados para este sistema são bifacial de 590 W da marca Risen Energy, a tensão de circuito aberto é de 41,30 volt (V), a corrente de curto circuito é de 18,16 ampère (A), a máxima tensão de carga é de 34,32 V, a máxima corrente de carga é de 17,15 A e sua eficiência é de 20,8%, ou seja, de toda energia luminosa que incide no módulo 20,8% é convertido em energia elétrica, a Figura 4.13 mostra o *datasheet* do módulo (RISEN SOLAR, 2022).

Definindo a potência do sistema em 80,24 kWp, pode-se calcular a quantidade de módulos solares necessários conforme a equação 3.2, obtendo-se um total de 136 módulos de 590W. A estrutura solo será utilizada para o suporte dos módulos, neste caso é vantajoso a utilização dos módulos bifacial (RISEN SOLAR, 2022).

explicado anteriormente. Sua potência máxima de entrada é de 112,5 kW, a máxima tensão de entrada CC permitida em cada MPPT é de 1100V, a máxima corrente de entrada por MPPT é de 26A. O inversor possui 7 entradas de MPPT independentes e em cada entrada pode ser colocado até 2 arranjos em paralelo em cada MPPT, conforme especificado no *datasheet* do inversor. Sua máxima potência de saída é de 75 kW, ou seja, a potência instalada do sistema é de 75 kW, sendo o limite de potência considerada microgeração distribuída, a Figura 4.14 mostra o *datasheet* do inversor Growatt de 75 kW (GROWATT, 2022).

Figura 4.14 – *Datasheet* do inversor Growatt 75 kW.

GROWATT - PRODUTO					
Ficha de dados	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 75KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Dados de entrada					
Máxima potência CC	75000W	90000W	105000W	112500W	120000W
Máxima tensão de CC	1100V				
Tensão de partida	250V				
Faixa de tensão MPPT	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V	195V-1000V	200V-1000V
Tensão nominal	585V	585V	600V	600V	600V
Máxima corrente de entrada por MPPT	26A				
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	4/2	6/2	7/2	7/2	7/2
Saída (CA)					
Potência nominal de saída CA	50000W	60000W	70000W	75000W	80000W
Máxima Potência aparente de CA	55000VA	66000VA	77000VA	83300VA	88000VA
Máxima corrente de saída	80.5A	96.6A	112.7A	120.8A	128.8A
Tensão nominal CA	220V/380V	220V/380V	220V/380V	220V/380V	220V/380V
Frequência de grade CA	50Hz/60Hz				
Fator de potência	0.8 a 0.8c				
THDi	< 3%				
Tipo de conexão de rede CA	3W+N+PE				
Eficiência					
Máxima eficiência	98.8%	98.8%	99%	98.8%	98.8%
Eficiência europeia	98.3%	98.3%	98.4%	98.3%	98.3%
Eficiência MPPT	99.9%				
Dispositivos de proteção					
Proteção de polaridade reversa CC	sim				
Interruptor CC	sim				
Proteção contra surtos CC	Tipo II				
Monitoramento de falha à terra	sim				
Proteção contra curto-circuito de saída	sim				
Proteção contra surtos de CA	Tipo II				
Monitoramento de falha de string	sim				
Proteção anti-PID	opcional				
Dados Gerais					
Dimensões (LxP)	840x600x300mm				
Peso	82kg				
Faixa de temperatura operacional	-25°C ... +60°C				
Auto-consumo à noite	< 1W*				
Topologia	Sem transformador				
Forma de refrigeração	Resfriamento inteligente				
Classe de proteção ambiental	IP65				
Altitude	4000m				
Humidade relativa	0-100%				
Características					
Exibição	LED/WRH APP				
Interfaces: USB/M45/GPRS	Sim/opcional				
Garantia: 5 anos / 10 anos	Sim/opcional				
CE, VDE0126, G6000, EN50438, EN50549, C110C11, IEC C 15-712, IEC61727, IEC61727, IEC 60008, IEC-61683, C5021, CEI 0-16, N4105, BDEW, DRNG, IOR Energy, G98/G99, G100, AS/NZS3100, AS4777, UNE217001, UNE236007, PO12.2, NRS 097-2-1, MEA, PEA, KSC8555, IEC61000-613, IEC62109-1/2.					
SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO., LTD. 2nd & 3rd Floor, Building 4, Jiaou Industrial Zone, Xibianling, Shangqiu Village, Shiyao, Baoan District, Shenzhen T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@growatt.com					

Fonte: (GROWATT, 2022)

Observando os dados de entrada do inversor e os dados dos módulos, pode-se fazer os arranjos dos módulos. Primeiramente, analisa-se a potência máxima permitida de entrada do inversor, neste caso de 112,5 kW, e o número de MPPT, neste caso 7, dividindo esta potência

pelas 7 entradas do inversor tem-se que cada entrada suporta até 16 kW, dividindo-se a potência de 16 kW pela potência dos módulos de 590 W nota-se que em cada entrada pode ser colocado até 27 módulos de 590 W.

Para descobrir a quantidade de placas que pode ser colocada em série analisa-se a máxima tensão de corrente contínua, ou seja, a máxima tensão de entrada nas MPPTs do inversor, de 1100 V, e a tensão de circuito aberto dos módulos, de 41,30 V, dividindo a máxima tensão de entrada do inversor pela tensão de circuito aberto dos módulos encontra-se um total de 26 módulos em série em cada entrada MPPT do inversor, já que a tensão em série é somada.

Analisando agora a corrente máxima de entrada por MPPT de 26 A, e sabendo que a corrente de curto circuito do módulo é de 18,16 A, nota-se que não pode ser feito o paralelismo entre arranjos em uma mesma entrada, já que a corrente em paralelo é somada, totalizando 36,32 A nas entradas do inversor, ultrapassando a corrente máxima de entrada permitida.

Então, a solução encontrada para fazer os arranjos fotovoltaicos foi, 6 entradas MPPT com 19 módulos em série cada uma e uma entrada MPPT com 22 módulos em série a Figura ?? mostra o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.

Os arranjos 1, 2, 3, 4, 5 e 6 possuem 19 módulos em série, para descobrir a tensão máxima em circuito aberto desses arranjos basta multiplicar a tensão de circuito de aberto dos módulos de 41,50 V por 19 e chega-se no valor de 788,50 V, e a tensão máxima em carga basta multiplicar a máxima tensão de carga do módulo, de 34,60 V por 19 e chega-se no valor de 657,40 V essas duas tensões não ultrapassam a tensão máxima permitida na entrada do inversor de 1100V, a corrente máxima em carga desses arranjos é de 17,20 A, já que a corrente em série é a mesma em todo o circuito e igual a corrente máxima em carga dos módulos, ela também não ultrapassa a corrente máxima de entrada do inversor de 26 A e a potência máxima desses arranjos é de 11,21 kW, não ultrapassando a potência máxima das entradas do inversor de 16 kW.

Já o arranjo 7 possui 22 módulos em série, para descobrir a tensão máxima em circuito aberto desses arranjos basta multiplicar a tensão de circuito de aberto dos módulos de 41,50 V por 22 e chega-se no valor de 913 V, e a tensão máxima em carga basta multiplicar a máxima tensão de carga do módulo, de 34,60 V por 22 e chega-se no valor de 761,20 V essas duas tensões não ultrapassam a tensão máxima permitida na entrada do inversor de 1100V, a corrente máxima em carga desses arranjos é de 17,20 A, pelo mesmo motivo explicado acima, ela também não ultrapassa a corrente máxima de entrada do inversor de 26 A e a potência máxima

desse arranjo é de 12,98 kW, não ultrapassando a potência máxima das entradas do inversor de 16 kW.

Na *string box* CC usa-se um fusível e uma chave seccionadora de 25A para cada arranjo e um DPS. Na *string box* CA usa-se um disjuntor trifásico de 125 A, pois a corrente máxima de saída do inversor é de 120,80 A, e um DPS. Os cabos CC utilizados são específicos para sistemas fotovoltaicos com proteção ultravioleta e o aterramento é feito de modo adequado em todo o sistema.

Será necessário fazer a adequação do padrão de entrada do condomínio, conforme a norma técnica de fornecimento em tensão secundária de distribuição, GED 13, para atender a potência do sistema fotovoltaico a entrada terá que ser alterada para a categoria C11, que possui ramal de entrada de 50 milímetros e disjuntor de 125 A.

No *datasheet* do módulo é especificado suas dimensões e com isso é possível saber a área que será ocupada pelo sistema. Sua altura é de 2172 milímetros e sua largura é de 1303 milímetros. Logo, a área total do sistema é de aproximadamente 385 metros quadrados (RISEN SOLAR, 2022). A área disponível nos estacionamentos do condomínio é de aproximadamente 407 metros quadrados, sendo suficiente para a instalação do sistema fotovoltaico nestes locais.

A montagem dos módulos foi feita em carport solar, que é um estacionamento coberto de veículos montado sobre estrutura metálica que utiliza placas solares para fechamento da cobertura. Esta estrutura se assemelha com a estrutura solo e ainda tem a vantagem de ter o estacionamento coberto. A estrutura de pórtico balanço duplo oferece cobertura em ambas as direções e seu tamanho permite a fixação de mais placas. A Figura 4.16 mostra a prévia de como ficará instalado os módulos nos estacionamentos com inclinação de 5 graus e desvio azimutal de 77 graus, conforme limitantes do projeto.

Figura 4.16 – Instalação dos módulos nos estacionamentos.



Fonte: (AUTORA, 2022)

A Figura 4.17 mostra uma prévia de como os módulos serão instalados na estrutura de

carport solar.

Figura 4.17 – Instalação dos módulos na estrutura de carport solar.



Fonte: (BLUE SOL ENERGIA SOLAR, 2021)

4.4 ORÇAMENTO

Analisando os valores comerciais dos equipamentos que são utilizados em um sistema fotovoltaico pode-se fazer uma estimativa do custo deste projeto. O inversor MAX 75KTL3 LV da Growatt, utilizado neste projeto tem um valor em torno de R\$ 30.000,00 as placas bifacial de 590W da Risen Energy utilizada tem um valor em torno de R\$ 1.370,00, a estrutura de carport para montagem das 136 placas em solo tem um custo em torno de R\$ 180,00 por painel. Adicionando valores como, materiais adicionais, logística e mão de obra qualificada e especializada, estima-se que o valor associado a este sistema é de aproximadamente R\$ 378.900,00. O preço do Wp neste sistema fica R\$ 4,72.

A geração anual deste sistema pode ser calculada multiplicando a irradiação solar local de 1704,58 kWh/m².ano, a potência do sistema de 80,24 kWh e a performance atribuída neste caso de 80%, tendo uma geração anual de 109.420,59 kWh/ano e uma geração mensal de 9.118,38 kWh/mês.

Com o auxílio de tabelas e *softwares* fez-se o cálculo do valor presente líquido e da taxa interna de retorno do sistema fotovoltaico em 25 anos, que é o tempo base para a duração do sistema a tabela a seguir mostra estes valores.

Tabela 4.3 – Valor presente líquido e taxa interna de retorno em 25 anos.

Anos	VPL	TIR
25	R\$ 11.067.192,41	36,30%
20	R\$ 5.968.518,01	36,00%
15	R\$ 2.982.845,14	35,08%
10	R\$ 1.236.652,31	31,81%
05	R\$ 217.071,04	15,95%

Fonte: (AUTORA, 2022)

Nota-se que o valor investido no ano da instalação do projeto irá valorizar e o valor daqui a 25 anos valerá em torno de R\$ 11.067.192,41 já o TIR para daqui 25 anos deverá ser 36,30%, para um VPL igual 0.

O cálculo do tempo de retorno ou *payback*, também foi feito com auxílio de tabelas, o valor investido no sistema terá um retorno em 3 anos e 6 meses, como a garantia do sistema é de 25 anos os outros 21 anos e 6 meses os participantes começarão a economizar com a fatura de energia elétrica.

Com os dados é possível montar o gráfico comparativo entre o consumo mensal total dos participantes e a geração mensal do sistema. A geração mensal pode ser calculada multiplicando a potência total do sistema, a irradiação solar local de cada mês em kWh/m² dada na Tabela 4.2 e a performance do sistema. A tabela abaixo mostra o consumo mensal e a geração de energia pelo sistema.

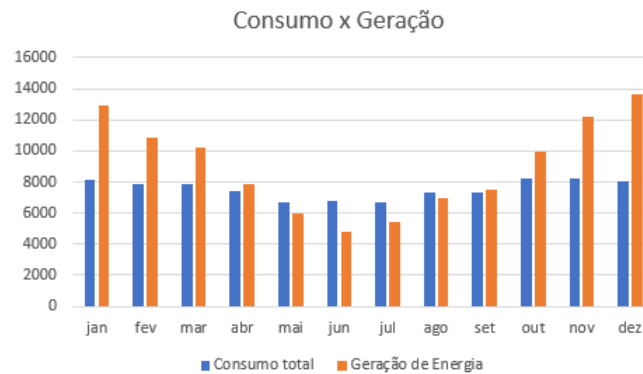
Tabela 4.4 – Consumo X Geração.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Consumo(kWh)	8.146,00	7.835,00	7.889,00	7.386,00	6.684,00	6.798,00
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	6.657,00	7.356,00	8.258,00	8.229,00	8.066,00	8.200,00
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Geração(kWh)	12.932,70	10.845,37	10.224,37	7.889,84	5.943,99	4.789,37
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	5.430,58	6.944,93	7.468,10	9.937,82	12.166,95	13.615,25

Fonte: (AUTORA, 2022)

A Figura 4.18 mostra o gráfico em barras comparando o consumo total dos participantes em cada mês e a geração mensal do sistema fotovoltaico.

Figura 4.18 – Consumo X Geração.



Fonte: (AUTORA, 2022)

Nota-se que os meses de verão a geração supera o consumo, o que acaba gerando créditos que poderão ser utilizados posteriormente nos meses de inverno em que a geração é menor do que o consumo, o superdimensionamento do sistema deve ser feito para que o cliente não pague pela energia da rede mesmo quando a geração não suprir o consumo, o dimensionamento foi feito em torno de 20% de excedente de energia.

O rateio entre os participantes da energia elétrica gerada e o investimento de cada um no sistema fotovoltaico também foi feito. Para fazer o rateio da energia deve-se pegar a média estimada de geração por mês, para isso deve-se multiplicar a potência do sistema, a performance e a irradiação solar, após dividi-se o resultado por 12, sendo 80,24 kWp a potência do sistema, 80% a performance escolhida e 1685,40 kWh/m².ano a irradiação e dividindo esse valor por 12 chega-se na geração estimada por mês de 9015,77 kWh.

Para fazer o rateio da energia deve-se pegar a geração estimada mensal sendo 100% da energia gerada e a média mensal de cada participante será a porcentagem que deve-se atribuir a ele, ou seja, deve-se fazer uma proporção onde a energia estimada de geração mensal é 100% e o consumo médio mensal de cada participante será a porcentagem que deve-se descobrir. Para fazer a média de consumo de cada participante basta somar os consumos de todos os meses e dividir por 12. As médias dos consumos dos participantes será mostrada na tabela abaixo.

Tabela 4.5 – Médias dos consumos de cada participante.

Participante	Média (kWh)
1	499,92
2	230
3	330,75
4	338,92
5	279,83
6	344
7	161
8	280
9	500
10	292,5
11	675,67
12	273
13	250,5
14	408,5
15	2860,75

Fonte: (AUTORA, 2022)

Aplicando a proporção nas média de consumos da tabela acima tem-se o rateio da energia gerada entre os participantes. A tabela a seguir mostra como ficou essa divisão.

Tabela 4.6 – Rateio da energia gerada.

Participante	Rateio (%)
1	6
2	3
3	4
4	4
5	3,5
6	4
7	2,5
8	3,5
9	6
10	3,5
11	8
12	3,5
13	3
14	6
15	39,5

Fonte: (AUTORA, 2022)

Para o rateio do valor a ser pago por cada participante deve-se pegar as porcentagens atribuídas para cada participante no rateio de energia e fazer novamente uma proporção, agora o valor de R\$ 378.900,00 é 100%, as porcentagens de cada participante pode ser vista na tabela acima e o valor será o resultado deste cálculo. A tabela a seguir irá mostrar o rateio do valor para cada participante.

Tabela 4.7 – Rateio do valor do sistema fotovoltaico.

Participante	Rateio (R\$)
1	22.734,00
2	11.367,00
3	15.156,00
4	15.156,00
5	13.261,50
6	15.156,00
7	94.72,50
8	13.261,50
9	22.734,00
10	13.261,50
11	30.312,00
12	13.261,50
13	11.367,00
14	22.734,00
15	149.665,50

Fonte: (AUTORA, 2022)

Com isso pode-se ter uma boa repartição da energia gerada entre os participantes e também a divisão do valor a ser pago correspondente a parcela de energia que cada participante ficou para sua unidade consumidora. Tanto o rateio da energia gerada quanto o valor a ser pago chegaram no valor de 100% e R\$ 378.900,00 respectivamente, sendo uma divisão justa para todos satisfazendo as necessidades de cada participante. O valor investido por cada participante no empreendimento é menor do que se cada participante investisse separadamente em seu próprio sistema pois, preços atribuídos a mão de obra, logística, equipamentos solares seriam pagos separadamente.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho visou realizar um estudo sobre as normativas que regem a geração distribuída e suas modificações, analisando as modalidades de geração distribuída permitidas pela REN 687. O estudo sobre energia solar fotovoltaica, uma energia limpa e renovável, mostrou os equipamentos que são utilizados para este tipo de gerador de energia, observando as vantagens e desvantagens de possuir um sistema fotovoltaico. O projeto de um sistema fotovoltaico para um condomínio horizontal também foi realizado, expondo o método utilizado para a realização do projeto e os indicadores de análise para saber se o investimento é seguro e viável.

A Resolução Normativa n° 482 foi a primeira regulamentação da geração distribuída no Brasil, não possuía muitas informações a respeito deste tipo de geração. A Resolução Normativa n° 687 veio para modificar alguns pontos da REN 482 e ainda acrescentar alguns pontos como as modalidades de geração distribuídas que são autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Em 2022, a Lei n° 14.300/2022 trouxe uma regulamentação mais clara e abrangendo mais pontos sobre a geração distribuída e o sistema de compensação de energia de como será feito daqui em diante.

A energia solar fotovoltaica está ficando mais popular entre os consumidores de energia elétrica e vem crescendo as unidades consumidoras que possuem este tipo de sistema, é uma energia permitida pela geração distribuída pois é uma energia limpa e renovável e seu custo está menor tornando-se mais acessível pelos consumidores de energia elétrica. Os equipamentos utilizados possuem vida útil entre 15 à 25 anos o que faz com que seja atrativa esta geração.

Ao fazer o projeto de um sistema fotovoltaico para um condomínio de casas pôde-se estudar como é feito estes projetos, entender o que deve ser observado e analisado antes de começar o dimensionamento, como por exemplo, o local onde vai ser instalado o sistema, a irradiação solar local, a orientação que deverá ficar o sistema, a inclinação dos módulos e a área disponível. Entender o que é melhor para determinado caso, analisar e comparar os equipamentos que estão a disposição no mercado e avaliar o que possui o melhor custo benefício para o projeto específico projetando de acordo com as especificações que devem ser atendidas e expor ao proprietário do projeto os indicativos necessários para investir em energia solar fotovoltaica, como o valor presente líquido, a taxa de retorno e o *payback* do projeto.

Um projeto bem dimensionado, que atenda as necessidades dos clientes e que tenha um

bom custo benefício com retorno rápido do investimento irá, ser atrativo e vantajoso para o proprietário do sistema solar fotovoltaico.

Observa-se que cada cliente vai possuir características próprias para o projeto, não podendo generalizar todos os casos, para um bom projeto solar fotovoltaico deve ser analisado cada caso de maneira a satisfazer as necessidades do cliente. Sistemas de geração maiores levam vantagens em relação a sistemas menores, como o tempo de retorno mais rápido, pois reduz o custo de logística, mão de obra, tempo, o sistema é localizado em uma área concentrada e a preocupação associada a várias etapas do projeto como negociação, prazos para homologação do projeto, tempo de instalação são de responsabilidade do condomínio ou consórcio/cooperativa no caso em que há essas associações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 atualizado em 25/05/2017.** [S.l.]: ANEEL, 2017. 5-21 p.

AUTORA. **Levantamento do consumo de energia do Condomínio Providence.** 2022. Acesso em 29 janeiro 2022. Disponível em: <https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSdrhpyVEnMmqS0DroerpUsaj0xeCmzxClvHs5xG2ctQYyycIA/viewform?usp=sf_link>.

BADRA, M. **Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD.** Canal Solar, 2022. Acesso em 24 janeiro 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>>.

BLING. **Payback: saiba o que é e como calcular.** BLING, 2021. Acesso em 31 janeiro 2022. Disponível em: <https://blog.bling.com.br/payback/?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=dsa_geral&utm_name=GGL-AQS-Pesquisa-DSA-SoSite-Todos-NA-ComBlog&gclid=Cj0KCQiArt6PBhCoARIsAMF5wajPQKYFGPPtDCOx_zUhScAkPxMZhfL331NcschACjqEL2VNcV7AX2QaAn4SEALw_wcB>.

BLUE SOL ENERGIA SOLAR. **Carport Solar: Conheça os Benefícios do Estacionamento Solar [+ Preço].** blue sol, 2021. Acesso em 10 fevereiro 2022. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/carport-solar-tudo-sobre/>>.

BLUESOL ENERGIA SOLAR. **Guia: como Múltiplas Unidades Consumidoras Podem Dividir os Custos e Lucros da Energia Solar.** BlueSol Energia Solar, 2018. Acesso em 14 novembro 2021. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/multiplas-unidades-consumidoras/>>.

_____. **Geração de Autoconsumo Remoto: como Gerar Energia Solar sem um Pannel no Seu Telhado.** BLUE SOL, 2019. Acesso em 28 novembro 2021. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/autoconsumo-remoto/>>.

_____. **Origem da Energia Solar: uma Breve História do Sol como Fonte Energética do Mundo.** BLUE SOL, 2019. Acesso em 28 novembro 2021. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/origem-da-energia-solar/>>.

BOUHID, C. **Geração compartilhada: se unir para gerar a própria energia!** Dusol, 2018. Acesso em 17 novembro 2021. Disponível em: <<https://www.dusolengenharia.com.br/post/geracao-compartilhada-se-unir-para-gerar-a-propria-energia/>>.

CAPITAL NOW POR ONZE. **Valor presente líquido (VPL): o que é, como calcular e principais vantagens.** CAPITAL NOW POR ONZE, 2020. Acesso em 31 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.capitalresearch.com.br/blog/investimentos/valor-presente-liquido-vpl/>>.

CEMIG. **Cartilha de Faturamento para Geração Distribuída (GD).** [S.l.]: CEMIG, 2016. 9-49 p.

CHALHUB, MELHIM. **O NOVO CÓDIGO CIVIL E O CONDOMÍNIO DE CASAS USO EXCLUSIVO EM PROPRIEDADE COMUM.** Instituto de Registro Imobiliário do Brasil, 2021. Acesso em 14 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.ibr.org.br/obras/o-novo-codigo-civil-e-o-condominio-de-casas-uso-exclusivo-em-propriedade-comum>>.

CHEQUER, T.; BROWN, M. **Lei nº14.300/2022: Marco Legal da Geração Distribuída.** [S.l.]: Informativo Energia Elétrica, 2022. 1-3 p.

CRESESB. **Irradiação Solar Diária Mensal.** 2022. Acesso em 29 janeiro 2022. Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/index.phpdata>>.

EOA ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Oversizing: o que é, e a sua importância em um sistema solar fotovoltaico!** Ecoa Energias Renováveis, 2020. Acesso em 12 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.ecoenergias.com.br/2020/06/26/oversizing-sistema-solar-fotovoltaico/>>.

EMPREENDER BR. **A responsabilidade do telhado é do morador ou do condomínio?** Empreender br, 2021. Acesso em 14 janeiro 2022. Disponível em: <<http://fautran.com.br/2021/03/01/a-responsabilidade-do-telhado-e-do-morador-ou-do-condominio/>>.

EPHOS. **O que é Geração Compartilhada com energia solar?** EPHOS, 2020. Acesso em 08 dezembro 2021. Disponível em: <<https://ephos.com.br/geracao-compartilhada-com-energia-solar/>>.

FIBER SALS. **Obras no telhado do condomínio: de quem é a responsabilidade?** Fiber Sals, 2020. Acesso em 14 janeiro 2022. Disponível em: <<https://fibersals.com.br/blog/obras-no-telhado-do-condominio-de-quem-e-a-responsabilidade/>>.

GOOGLE MAPS. **Google Maps.** 2022. Acesso em 29 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/29%C2%B042'15.4%22S+53%C2%B045'39.2%22W/@-29.7042906,-53.7610692,162m/data=!3m1!1e3!4m6!3m5!1s0x0:0x33e07705bf6a3ace!7e2!8m2!3d-29.7042637!4d-53.7608872>>.

GROWATT. **Datasheet inversor solar.** Growatt, 2022. Acesso em 24 janeiro 2022. Disponível em: <https://ourolux.com.br/media/sparsh/product_attachment/DataSheetGrowatt_MAC60TL3-X.pdf>.

HELIOTEC. **CALCULADORA DA POSIÇÃO SOLAR - JavaScript.** Heliotec, 2009. Acesso em 10 janeiro 2022. Disponível em: <http://www.heliodon.com.br/calc_sol_2.html>.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENRGÉTICA. **O que é geração distribuída.** INEE, 2021. Acesso em 05 outubro 2021. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20\(GD\)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancias%20cada%20vez%20menores.](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20(GD)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancias%20cada%20vez%20menores.)>

JUNIOR, LUIZ. **Inclinação de painel solar: saiba o que considerar em sua instalação!** HCC Energia Solar, 2018. Acesso em 10 janeiro 2022. Disponível em: <<https://hccenergiasolar.com.br/posts/inclinacao-de-painel-solar-saiba-o-que-considerar-em-sua-instalacao/>>.

____. **Locação de área comum nos condomínios em edifícios e quorum necessário para a deliberação.** Advogados Scavone, 2021. Acesso em 14 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.scavone.adv.br/locacao-de-area-comum-nos-condominios-em-edificios-e-quorum-necessario-para-a-deliberacao.html>>.

MEYER, MARINA. **Novo Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil.** Canal Solar, 2022. Acesso em 24 janeiro 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/novo-marco-legal-da-geracao-distribuida-no-brasil/>>.

NEVES, L. **Desafios para gestão de múltiplas unidades consumidoras de Geração Distribuída.** way2blog, 2021. Acesso em 10 fevereiro 2022. Disponível em: <<https://www.way2.com.br/blog/gestao-multiplas-unidades-geracao-distribuida/>>.

PORTAL SOLAR. **Crise de energia: como se prevenir?** PORTAL SOLAR, 2016. Acesso em 10 fevereiro 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/crise-de-energia--como-se-prevenir-.html#:~:text=Ou%20seja%2C%20a%20%C3%BAnica%20solu%C3%A7%C3%A3o,e%20reaproveitando%20a%20%C3%A1gua%20consumida.>>

_____. **Guia Rápido: Estrutura de Suporte para Fixação de Painel Solar Fotovoltaico.** Portal Solar, 2018. Acesso em 10 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>.

_____. **Como Funciona a Energia Solar.** Portal Solar, 2019. Acesso em 28 novembro 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-energia-solar.html>>.

_____. **Autoconsumo remoto o que é e como utilizar.** PORTAL SOLAR, 2020. Acesso em 28 novembro 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/autoconsumo-remoto>>.

_____. **Geração Distribuída de Energia - GD.** Portal Solar, 2021. Acesso em 05 outubro 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>>.

RADIASOL. **Radiação Solar Horária.** 2022. Acesso em 29 janeiro 2022.

RAIMUNDO, T. **Curso projetando e dimensionando sistema fotovoltaico.** [S.l.: s.n.], 2018. 94-116 p.

REIS, PEDRO. **Qual a inclinação que um painel solar deve ter?** Portal Energia - Energia Renováveis, 2018. Acesso em 10 janeiro 2022. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/qual-inclinacao-painel-solar/>>.

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482. **Resolução Normativa n° 482.** [S.l.], 2012.

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687. **Resolução Normativa n° 687.** [S.l.], 2015.

RISEN SOLAR. **Datasheet módulos solares.** Risen Solar, 2022. Acesso em 24 janeiro 2022. Disponível em: <<https://cdn.enfsolar.com/z/pp/a43qxlul0/e55bb61a11.pdf>>.

SANTANA, L. **Resolução 482 da ANEEL: 3 Principais Pontos Comentados [+BÔNUS].** BlueSol Energia Solar, 2021. Acesso em 08 outubro 2021. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/resolucao-482-da-aneel-guia-completo/>>.

SANTOS, M. **A hidrelétrica domina a geração de energia no Brasil até 2030.** UDOP ENERGIA QUE INOVA, 2021. Acesso em 10 fevereiro 2022. Disponível em: <<https://www.udop.com.br/noticia/2021/09/09/a-hidreletrica-domina-a-geracao-de-energia-no-brasil-ate-2030.html#:~:text=O%20Brasil%20gera%20energia%20a,63%2C4%25%20em%202020.>>

SILVA, T.; HOLLANDA, L.; CUNHA, P. **Caderno de Recursos Energéticos Distribuídos.** [S.l.]: FGV Energia, 2016. 11 p.

SOLAR INOVE. **Marco Legal da GD é Sancionado por Bolsonaro Lei 14.300/2022.** SolarInove, 2022. Acesso em 24 janeiro 2022. Disponível em: <<https://blog.solarinove.com.br/marco-legal-da-gd-e-sancionado-por-bolsonaro/>>.

SOLAR VIEW. **O que é a Resolução Normativa 687/2015?** Solar View, 2020. Acesso em 12 outubro 2021. Disponível em: <<https://solarview.zendesk.com/hc/pt-br/articles/360053023691-O-que-%C3%A9-a-Resolu%C3%A7%C3%A3o-Normativa-687-2015->>.

_____. **O que é geração compartilhada?** SOLAR VIEW, 2020. Acesso em 27 novembro 2021. Disponível em: <<https://solarview.zendesk.com/hc/pt-br/articles/360053023811-O-que-%C3%A9-gera%C3%A7%C3%A3o-compartilhar->>>.

SPIN ESTRUTURAS. **Manual de montagem - usina de solo monoposte.** [S.l.]: SPIN ESTRUTURAS, 2017. 4-9 p.

TORUS ENERGY. **ASPECTOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS.** TORUS ENERGY, 2020. Acesso em 10 fevereiro 2022. Disponível em: <<https://www.torusenergy.com.br/legislacao-torus-energy-energia-solar/>>.

VASCONCELOS, P. **Como criar um negócio de energia solar fotovoltaica 100% do zero.** [S.l.]: Instituto Solar, 2021. 14-100 p.

VILLALVA, MARCELO. Entenda os módulos solares bifaciais. **Canal Solar**, v. 2019-July, 2019.

VINTURINI, M. Os módulos fv devem ser orientados sempre para o norte? **Canal Solar**, v. 2020-Abril, 2020.

WARREN MAGAZINE. **Taxa Interna de Retorno (TIR): o que é, por que importa e como calcular.** WARREN MAGAZINE, 2021. Acesso em 31 janeiro 2022. Disponível em: <<https://warren.com.br/magazine/taxa-interna-de-retorno-tir/>>.