

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA - FEELT

HENRIQUE GOBBO ALMEIDA

**A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: ESTUDOS DE
CASO DO DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO PARA
EMPRESAS**

Uberlândia - MG
2022

HENRIQUE GOBBO ALMEIDA

**A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: ESTUDOS DE
CASO DO DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO PARA
EMPRESAS**

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

Orientador: José Roberto Camacho

Uberlândia - MG

2022

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

A447 Almeida, Henrique Gobbo, 1993-
2022 A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL:
ESTUDOS DE CASO DO DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE
MICROGERAÇÃO PARA EMPRESAS [recurso eletrônico] /
Henrique Gobbo Almeida. - 2022.

Orientador: José Roberto Camacho.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em
Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Camacho, José Roberto, 1954-
, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

HENRIQUE GOBBO ALMEIDA

A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: ESTUDOS DE CASO DO DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO PARA EMPRESAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT), da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito obrigatório para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Uberlândia, 26/07/2022

Banca Examinadora:

José Roberto Camacho – Doutor (FEELT)

Wellington Maycon Santos Bernardes – Doutor (FEELT)

Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira – Doutor (FEELT)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me conceder saúde, força e sabedoria para seguir sempre em frente em busca dos meus sonhos.

Aos meus pais, Juarez Natal Almeida e Elaine Rodrigues Gobbo Almeida, e meu irmão Victor Gobbo Almeida, pelo apoio, incentivo, por acreditarem sempre em mim e não medirem esforços para a concretização dos meus sonhos. Não há palavras para descrever o que vocês são para mim.

Ao meu orientador, Professor José Roberto Camacho (PhD), pela orientação e paciência no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores e técnicos da FEELT, pelos ensinamentos que me permitiram apresentar um melhor desempenho no meu processo de formação profissional.

Aos meus familiares, que sempre me apoiaram e estiveram comigo nos momentos difíceis. Vocês foram fundamentais para o meu processo de crescimento pessoal, e foram também essenciais para o meu processo de crescimento profissional, sempre me incentivando e dando suporte nos momentos difíceis.

À minha namorada, Camila Garcia de Pádua, pelo incentivo e companheirismo, me apoiando a todo momento e me ajudando a seguir sempre em frente. Você também foi fundamental para tudo isso.

Agradeço aos meus amigos e amigas, pelo apoio emocional e pela amizade sincera durante todos esses anos. Obrigado por todas as experiências e aprendizados durante esses anos de graduação.

“Bom mesmo é ir à luta com determinação, abraçar a vida com paixão, perder com classe e vencer com ousadia, porque o mundo pertence a quem se atreve e a vida é muito curta para ser insignificante”

(Charlie Chaplin).

RESUMO

Através da Resolução Normativa 482, publicada pela ANEEL em 2012, ficou estabelecida as condições gerais para a Geração Distribuída (GD), permitindo que consumidores conectassem seu sistema gerador de energia às redes de distribuição das concessionárias de energia. Com a ideia de incentivar o uso de fontes renováveis, foi criado também, posteriormente, o sistema de compensação, o qual permite que a energia injetada por uma unidade consumidora na rede da concessionária, seja cedida por meio de empréstimo à distribuidora local, gerando créditos de energia para serem utilizados na unidade. Com o crescimento das fontes renováveis no Brasil, em especial a fotovoltaica, e com o crescimento da GD no contexto sócio-econômico-financeiro, identificou-se no mercado, a oportunidade de investimento em fazendas solares para exploração comercial dos créditos de energia para clientes consorciados. Propõe-se então a realização de dois estudos de caso, um referente à implementação de um sistema fotovoltaico para atender a demanda energética de quatro empresas na cidade de Uberlândia - MG, e o outro referente à adesão das quatro empresas em questão em um consórcio de energia, a fim de se comparar as vantagens e desvantagens dos dois modelos de investimento. Uma vez que a demanda energética das empresas não ultrapassa o limite de microgeração, isto é, menor do que 75 kW de potência, dar-se-á foco a esta modalidade.

Palavras-chave: Geração distribuída. Consórcio de energia. Microgeração Fotovoltaica.

ABSTRACT

Through Normative Resolution 482, published by ANEEL in 2012, the general conditions for Distributed Generation (DG) were established, allowing consumers to connect their energy generating system to the distribution networks of the energy power authorities. With the idea of encouraging the use of renewable sources, the compensation system was also later created, allowing the energy injected by a consumer unit into the energy concessionaire's grid to be ceded by loan to the local distributor, generating energy credits to be used in the unit. With the growth of renewable sources in Brazil, especially photovoltaic, and the growth of DG in the socio-economic-financial context, it was identified in the market the opportunity to invest in solar farms for commercial exploitation of energy credits for consortium customers. Two case studies are proposed, one regarding the implementation of a photovoltaic system to supply the energy demand of four companies in the city of Uberlândia - MG, and the other regarding the adhesion of the four companies in question in an energy consortium, in order to compare the advantages and disadvantages of the two investment models. Since the energy demand of the companies does not exceed the microgeneration limit, i.e., less than 75 kW of power, focus will be given to this modality.

Keywords: Distributed generation. Energy consortium. Photovoltaic microgeneration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira	16
Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	17
Figura 3 - Sistemas de Micro e Minigeração implantados	25
Figura 4 - Perdas Técnicas Regulatórias por estado (2020)	27
Figura 5 - GD Solar FV no Brasil por classe de consumo	29
Figura 6 – Capacidade Instalada por cenários	31
Figura 7 - Fluxograma de conexão do Sistema Fotovoltaico Conectado à rede	33
Figura 8 - Principais perdas consideradas no Sistema Fotovoltaico	37
Figura 9 - Especificações técnicas do módulo solar Risen de 445W	38
Figura 10 - Especificações técnicas do módulo solar Jinko de 335W	39
Figura 11 - Especificações técnicas do inversor PHB de 3 kW	41
Figura 12 - Especificações técnicas do inversor PHB de 5 kW	41
Figura 13 - Especificações técnicas do inversor WEG de 60 kW.....	42
Figura 14 - Fluxograma de testes requeridos pelo Inmetro para eficiência dos módulos.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo mensal de energia das empresas	35
Tabela 2 - Média mensal da irradiação diária no local de interesse.....	36
Tabela 3 - Orçamento do estudo de caso.	49
Tabela 4 – Variação anual da Tarifa de Energia e reajuste médio anual	52
Tabela 5 - Fluxo de Caixa do estudo de caso	53
Tabela 6 - Economia Anual para as empresas consorciadas do estudo de caso	60
Tabela 7 – Economia Anual Individual para as empresas consorciadas.....	61

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Valores de consumo e geração por mês:	48
Gráfico 2 - Geração dos inversores PHB no mês de novembro de 2021	54
Gráfico 3 - Geração do inversor WEG no mês de novembro de 2021	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A - Ampère

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCST - Centro de Ciência do Sistema Terrestre

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CNPJ - Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

CPF - Cadastro de Pessoa Física

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

EPC - Equipamento de Proteção Coletivo

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EPI - Equipamento de Proteção Individual

FDI - Fator de Dimensionamento do Inversor

GD - Geração Distribuída

GW – Gigawatt

HSP - Horas de Sol Pleno

IEA - Agência Internacional de Energia

IEC - International Electrotechnical Commission

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

JUCEMG - Junta Comercial do Estado de Minas Gerais

KV – Quilovolt

KW – Quilowatt

KWH - Quilowatt-hora

KWp - Quilowatt-pico

MG - Minas Gerais

MPPT - Maximum Power Point Tracking

MQT - Testes de Qualificação do Módulo

MW – Megawatt

NBR - Norma Brasileira

NR - Norma Regulamentadora

PERS - Programa de Energia Renovável Social

PDE - Plano Decenal de Energia

REN - Resolução Normativa

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SFV - Sistema Fotovoltaico

STC - Condições Padrão de Teste

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC - Unidade Consumidora

V - Volt

W - Watt

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
2.	OBJETIVOS	19
3.	METODOLOGIA	21
3.1.	Estrutura do trabalho	21
4.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO	23
4.1.	Divisão e sistema de compensação	23
4.2.	Mercado da GD	25
4.2.1.	Benefícios e vantagens da gd	26
4.3.	Geração distribuída por classe de consumo	28
4.4.	Caracterização da unidade consumidora	29
4.5.	Projeções de crescimento da energia fotovoltaica no brasil	30
5.	ESTUDOS DE CASO	33
5.1.	Etapas e fluxograma do projeto	33
5.2.	Estudo de caso 01	33
5.2.1.	Estudo de viabilidade	33
5.2.2.	Dimensionamento do sistema	34
5.2.3.	Perdas consideradas	36
5.2.4.	Escolha dos módulos	38
5.2.5.	Escolha do inversor	40
5.2.6.	Instalação mecânica	44
5.2.7.	Instalação elétrica do sistema fotovoltaico	44
5.2.8.	Equipamentos de segurança	45
6.	RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 01	47
6.1.	Análise de geração estimada	47
6.2.	Análise econômica	48
6.3.	Análise de geração real	54
7.	ESTUDO DE CASO 2	57
7.1.	Consórcios de energia	57
7.2.	Análise econômica	58
8.	RESULTADO DA ANÁLISE COMPARATIVA DE ESTUDOS DE CASO	63
9.	CONCLUSÃO	65
10.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	67

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
Anexo A	73

1. INTRODUÇÃO

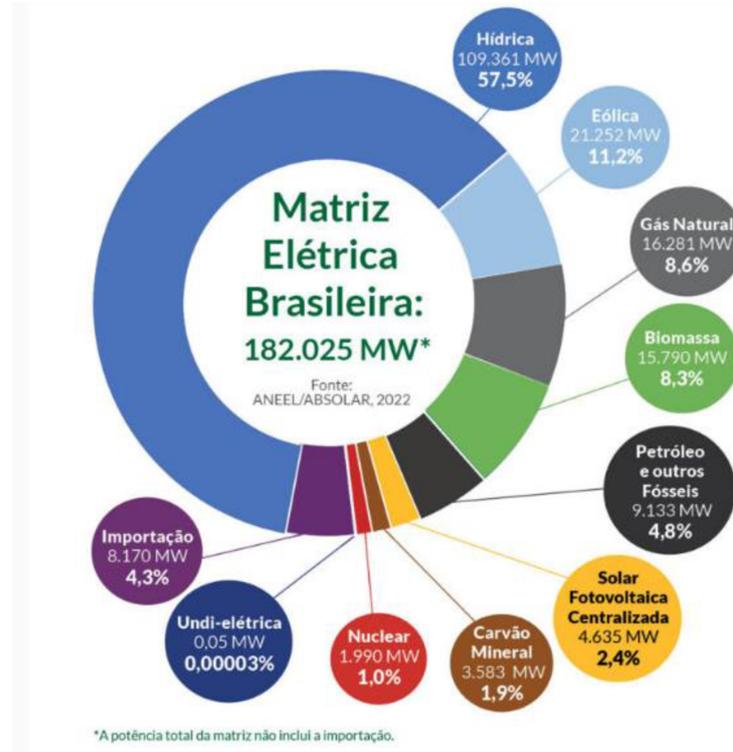
A matriz energética brasileira tem como sua principal fonte a hídrica, representando 57,5% de toda a energia produzida no Brasil (ABSOLAR, 2022). O elevado potencial dessa fonte energética, os baixos custos operacionais e o fato de ser considerada renovável, concebe que esta forma de geração de energia seja amplamente utilizada no país.

No entanto, esse método de geração possui inúmeras desvantagens, principalmente no que se refere aos impactos ambientais e sociais causados devido ao alagamento de grandes áreas verdes, causando extinção de espécies, desequilíbrio de ecossistemas e alteração do modo de vida das populações ribeirinhas e indígenas.

Diante deste cenário e das altas tarifas cobradas pelas concessionárias de energia, cria-se uma pressão por parte de ambientalistas e órgãos responsáveis para tentar reduzir os impactos ambientais causados pelas hidrelétricas e por fontes de energias não-renováveis, e pela população para reduzir o valor pago na energia elétrica consumida.

Com a evolução tecnológica e crescimento da utilização das fontes de energias limpas e renováveis no Brasil e no mundo, a energia solar fotovoltaica surgiu com um papel fundamental para mudar o panorama da matriz energética brasileira:

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira

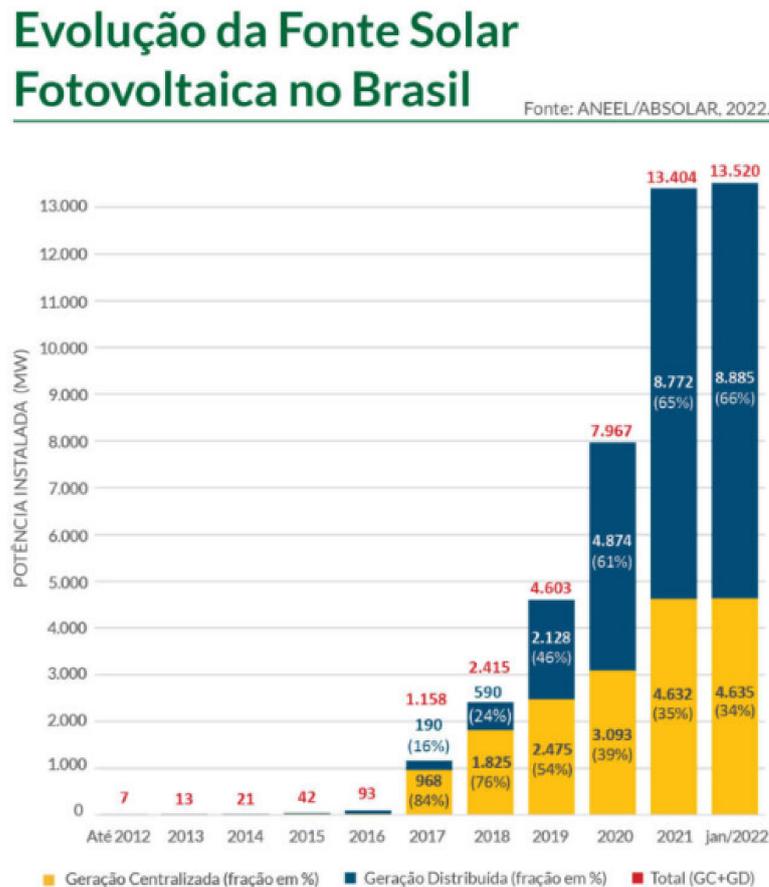


Fonte: Adaptado de ANEEL/ABSOLAR (2022)

Em um país onde as hidrelétricas representam 57,5% da matriz energética (ABSOLAR, 2022), a população, movida pela junção entre consciência ambiental e econômica, tentando assim fugir das altas tarifas cobradas pelas entidades, está buscando de forma crescente novos métodos de geração de energia.

Como consequência, em 2021 o Brasil chegou a marca de 13,4 GW de capacidade instalada (ANEEL/ABSOLAR, 2022) em energia fotovoltaica. Com mais de 72,3 bilhões de reais investidos e uma projeção de mais 50,8 bilhões de reais em investimento só para 2022 (ABSOLAR, 2022), a energia solar fotovoltaica é a forma de geração de energia que mais cresce no país, com um crescimento de aproximadamente 70% ao ano.

Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: Adaptado de ANEEL/ABSOLAR (2022)

É importante ressaltar que há dois tipos de sistemas de energia solar: os sistemas *on grid* e os sistemas *off grid*. No sistema *off grid*, o sistema é desconectado da rede, ou seja, opera de forma autônoma, sem integração com a rede pública. Nesse tipo de sistema, a energia é gerada nos momentos com maior incidência de luz solar e armazenada em baterias para ser utilizada nos períodos sem luz ou durante ou a noite. O sistema *off grid* é muito utilizado em áreas rurais ou distantes da rede elétrica, onde o custo de implantação da rede comercial é muito acima dos padrões normais, ou então para produtos e soluções específicas, tendo como sua principal vantagem a autonomia energética, fazendo com que o consumidor possa gerar e armazenar sua própria energia para utilizar em qualquer tipo de produto/solução.

Por outro lado, o sistema *on grid* é conectado na rede elétrica. Toda a energia gerada é consumida pelo imóvel e o que sobra é injetado na rede da concessionária, gerando créditos para o consumidor, que podem ser abatidos nas faturas de energia futuras. A vantagem desse sistema é poder utilizar a geração em mais de um imóvel,

além do que caso falte energia, a rede pública abastece a residência com o que faltar, gerando assim economia ao consumidor (INTELBRAS, 2020).

Os sistemas *on grid* atualmente são mais utilizados do que os sistemas *off grid*, devido ao fator econômico. Além da energia gerada nos sistemas *off grid* ser limitada devido à capacidade das baterias, as mesmas são caras e devem ser trocadas em um certo período de tempo, ao contrário dos sistemas conectados à rede, em que o consumidor tem o retorno do investimento em poucos anos.

Desta forma, podemos então analisar a geração solar fotovoltaica com o sistema ligado à rede, sistema o qual será descrito no estudo de caso. Ela se dá de duas formas: geração centralizada e geração distribuída. A Geração Centralizada é o nome dado para grandes usinas de produção de energia elétrica, ela consiste basicamente em usinas gigantescas, que concentram uma alta potência de geração, suprindo assim a demanda de uma indústria ou um município, por exemplo.

A geração distribuída é definida pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) como sendo a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia, que estejam interligados à rede elétrica pública. É nessa situação que o consumidor contrata uma empresa especializada para instalar um sistema fotovoltaico em sua residência, a fim de suprir sua demanda de energia (Autoconsumo Remoto), ou então vários consumidores se beneficiam da energia gerada em apenas um lugar, através de cooperativas e consórcios (Geração Compartilhada).

Considerando que as altas tarifas cobradas são o grande problema para empresas e comércios, a cada ano é possível observar um aumento expressivo do interesse dessas empresas nesse último modelo de geração. No Brasil, a classe de consumo “Comercial e Serviços” é responsável por 33,1% da potência instalada em Geração Distribuída Solar Fotovoltaica (ANEEL/ABSOLAR, 2022).

2. OBJETIVOS

Neste trabalho é realizado um levantamento do atual cenário energético brasileiro, bem como algumas perspectivas futuras para o setor e uma análise das principais vantagens da Geração Distribuída.

O objetivo principal do trabalho é a apresentação de dois estudos de caso, um referente à implementação de um sistema de microgeração fotovoltaica para quatro empresas, na cidade de Uberlândia – MG, atendida pela concessionária de energia (CEMIG), onde as empresas consomem toda a geração da usina solar, e um estudo referente à adesão das empresas anteriores em um consórcio de energia.

Os estudos de caso foram feitos a fim de se comparar a viabilidade econômica dos dois modelos de negócio, uma vez que os investimentos iniciais e o retorno financeiro são bem diferentes para cada estudo de caso, podendo causar grandes impactos na economia das empresas.

3. METODOLOGIA

Este trabalho será realizado mesclando revisões bibliográficas e projetos reais, com o intuito de realizar os dois estudos de casos necessários para analisar a viabilidade econômica de cada modelo de investimento.

Para a elaboração do primeiro estudo de caso, é necessário um correto dimensionamento do sistema a ser instalado, bem como um estudo da área para a instalação, irradiação, eficiência e uma análise econômica do investimento e do retorno financeiro.

Para o segundo estudo de caso, realizou-se uma breve análise do funcionamento de um consórcio de energia e da viabilidade econômica da adesão das empresas estudadas, comparando assim qual o melhor método de geração para o caso específico.

3.1. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho se inicia com a introdução, juntamente com os objetivos e a metodologia utilizada, posteriormente temos sete índices divididos da seguinte forma:

Índice 4: Contém uma análise do mercado da Geração Distribuída, bem como suas principais vantagens.

Índice 5 e índice 6: Abrange o estudo de caso 1, o qual implementa a instalação de um sistema de geração de energia fotovoltaica para quatro empresas, com todas as informações necessárias para o dimensionamento, cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos, potência do sistema, e análise de viabilidade econômica do projeto, bem como os seus resultados.

Índice 7: Contém o estudo de caso 2, o qual é apresentado um consórcio de energia e realizada uma análise econômica da adesão das empresas nesse consórcio.

Índice 8: Contém o resultado do comparativo entre os dois estudos de caso.

Índice 9 e índice 10: Na parte final, são apresentadas então a conclusão e sugestões para futuros trabalhos.

4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

4.1. DIVISÃO E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

A GD é dividida em quatro modalidades específicas quando o assunto são sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*), são elas:

Junto à Carga (local): É a modalidade mais comum das quatro. A geração junto à carga é uma modalidade de geração de energia onde a energia gerada é consumida no próprio local da instalação. Como exemplo dessa modalidade, podemos citar um sistema fotovoltaico residencial ou comercial, onde as placas fotovoltaicas são instaladas no telhado e a energia gerada é consumida na própria residência ou comércio.

Empreendimentos de múltiplas UCS: É uma modalidade de geração distribuída onde unidades consumidoras de diferentes clientes (diferentes titularidades) se beneficiam da energia gerada. A energia é dividida em percentuais entre as unidades consumidoras, podendo também ser usada para abastecer áreas comuns de condomínios e edifícios.

Autoconsumo remoto: Essa modalidade permite que o consumidor possa instalar um sistema fotovoltaico em um local diferente do local onde será consumida a energia gerada, desde que ambas as propriedades estejam sob a mesma área de concessão. A energia gerada em um determinado local é injetada na rede da concessionária de energia, gerando créditos ao titular da unidade consumidora, podendo assim ser utilizada para abater a conta de energia de outro imóvel.

Geração Compartilhada: Permite que diferentes consumidores utilizem a energia de uma única unidade geradora. Nessa modalidade, diferentes partes se reúnem através de consórcios (empresas, indústrias ou consumidores com CNPJ) ou cooperativas (pessoa física - CPF), adquirindo um sistema gerador de energia e injetando a energia gerada na rede da concessionária, gerando assim créditos de energia, os quais são divididos entre as partes.

A modalidade de geração distribuída foi estabelecida pela Resolução Normativa Nº 482 (BRASIL, 2012), atualizada pela REN ANEEL 687 (BRASIL, 2015) e pela REN ANEEL 786 de 2017, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída, bem como o sistema de compensação de energia elétrica.

No que se refere à potência instalada, a GD é dividida em dois subgrupos: Microgeração e Minigeração. A microgeração corresponde a instalações com um

sistema gerador com potência instalada inferior a 75 kW (quilowatts). Os sistemas de microgeração são mais comuns, pois incluem instalações em residências, galpões e podem ser, no geral, instalados inteiramente em telhados. Já a minigeração corresponde a um sistema gerador com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW (megawatts). Normalmente a minigeração consiste em usinas de solo, geralmente instaladas em grandes áreas rurais e sendo assim chamadas de Fazendas Solares.

Para que esse sistema funcione, a ANEEL definiu também os moldes do sistema de compensação de energia elétrica no Artigo 7º da Normativa 482, a qual é definida como sendo um sistema o qual a energia ativa injetada por unidade consumidora (UC) com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Utilizando o conceito de *net-metering*, instituído pela REN 482, o sistema de compensação de energia no Brasil funciona basicamente da seguinte maneira:

Quando uma UC não utiliza toda a energia gerada, essa energia é injetada na rede da distribuidora local, a qual funciona como uma “bateria”, armazenando o excedente de energia e gerando créditos para o consumidor, que podem ser consumidos ao longo de 60 meses. Nos momentos em que a produção de energia não é suficiente para suprir a demanda, como nos períodos noturnos, por exemplo, a distribuidora local suprirá essa diferença, descontando assim os créditos gerados anteriormente, ou quando não houver, realizando a cobrança da diferença.

É importante ressaltar que os consumidores do Grupo A devem pagar ainda uma parcela referente à demanda contratada, e os consumidores do Grupo B devem pagar o custo de disponibilidade, valor cobrado para cobrir os custos de transmissão, de distribuição e de manutenção da rede.

Figura 3 - Sistemas de Micro e Minigeração implantados



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2022)

4.2. MERCADO DA GD

Com o advento da atualização da resolução da ANEEL, o crescimento da GD no contexto sócio-econômico-financeiro brasileiro identificou a oportunidade para investidores, de investirem na criação/implantação de usinas solares, viabilizando uma nova oportunidade de negócios para o setor. Assim, criou-se a possibilidade de instalação de usinas solares para exploração comercial.

Das modalidades de GD, a Geração junto à Carga é a mais utilizada no Brasil, onde a energia gerada é consumida no próprio local da instalação, como é o caso das instalações residenciais e comerciais, por exemplo, onde placas solares são instaladas nos telhados das residências e comércios e a energia gerada é consumida no próprio local. Esse método também utiliza o sistema de compensação de energia, pois a energia excedente é injetada na rede da concessionária, gerando créditos para o consumidor utilizar em até 60 meses. Ou seja, a energia que irá faltar nos meses de maior consumo será compensada pelo excedente dos meses de menor consumo, que foram injetados na rede da concessionária de energia anteriormente.

Assim como a geração junto à carga, a geração compartilhada é uma das formas que mais crescem no Brasil atualmente, recebendo investimento de bilhões de reais a cada ano. A REN 687, atualizada em 2015, trouxe diversas atualizações e inovações importantes para o setor da GD, como a ampliação da potência dos geradores para até 5 MW, criação do sistema de compensação de energia, dentre

outras. Porém, fica claro que a maior contribuição trazida pela REN 687 foi no campo da geração compartilhada, onde vários consumidores diferentes utilizam a energia gerada por uma mesma unidade geradora.

Desta forma, foram criadas duas modalidades de geração compartilhada: Os *consórcios* e as *cooperativas de energia* (REN 687, 2015). As *Cooperativas de Energia* são sociedades de pessoas formadas para prestar serviços aos associados, ou seja, são formadas pela reunião de consumidores distintos (Pessoa Física – CPF), com o intuito de construir sua própria usina de geração de energia e aderir ao sistema de compensação, entregando energia para os associados.

Do mesmo modo, quando a reunião de consumidores é feita através de empresas (Pessoa Jurídica – CNPJ), essa reunião passa a se chamar *Consórcio*. Como as *Cooperativas*, os *Consórcios* também têm o intuito de construir sua própria usina de geração de energia e aderir ao sistema de compensação, entregando energia para as empresas associadas.

De acordo com o Plano Decenal de Energia 2029 – PDE, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), em 2029 o Brasil terá aproximadamente 1,3 milhão de unidades utilizando sistemas de micro ou minigeração distribuída, o qual será suficiente para atender cerca de 2,3% da carga total nacional nesse período.

4.2.1. BENEFÍCIOS E VANTAGENS DA GD

Ao analisarmos as vantagens e desvantagens da GD, não é possível focarmos simplesmente no lado econômico, mas sim pensar em diversos aspectos além da economia, como os sociais e técnicos, por exemplo. Dessa forma, para um estudo de viabilidade bem feito para a inserção de uma instalação solar fotovoltaica na rede elétrica, todos os aspectos devem ser levados em consideração.

Uma das principais vantagens da GD em relação à geração convencional é no aspecto técnico, sendo essa vantagem a diminuição das chamadas “perdas técnicas” de energia que ocorrem na linha de transmissão e distribuição. Durante o processo de transmissão, transformação de tensão e medição, em decorrência das leis da física, parte da energia é dissipada.

De acordo com o Relatório “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição” (ANEEL, 2021), essas perdas estão associadas às características de carregamento

e configuração das redes das concessionárias de distribuição, bem como à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito Joule).

Essas perdas são inevitáveis em qualquer sistema de distribuição e variam de acordo com as características da rede de distribuição de cada concessionária. No Brasil, essas perdas chegam em média a 7,5%, porém chegam a mais de 11% em determinados estados, como é o caso do Pará e do Maranhão (ANEEL, 2021).

Figura 4 - Perdas Técnicas Regulatórias por estado (2020)



Fonte: Perdas de Energia Elétrica na Distribuição, ANEEL (2021)

Desta forma, diminuindo as perdas técnicas, a GD consequentemente gera uma maior eficiência energética aos empreendimentos, se tornando assim um ótimo benefício econômico. Economicamente, a geração distribuída entrega vantagens evidentes para o consumidor final, pois o torna mais independente das concessionárias de energia e consequentemente das altas tarifas cobradas pelas mesmas.

Apesar de o investimento ser alto quando o assunto é geração junto à carga, em instalações residenciais ou comerciais, estudos financeiros mostram que o consumidor tem o retorno do investimento no sistema fotovoltaico em aproximadamente quatro anos, sendo um *payback* extremamente rápido considerando o alto valor gasto. Já se tratando de geração compartilhada, a economia acontece a partir do momento da contratação, pois não é necessário o consumidor fazer investimento, uma vez que grandes empresas instalam fazendas

solares com investimento próprio e colocam esses clientes no consórcio/cooperativa, oferecendo descontos significantes na fatura de energia.

Do mesmo modo, podemos citar inúmeros outros benefícios da geração distribuída, como o aumento da diversificação da matriz energética, geração de empregos, melhoria do desenvolvimento da cadeia produtiva nacional e melhoria do aproveitamento dos recursos, por ser uma energia completamente limpa e renovável.

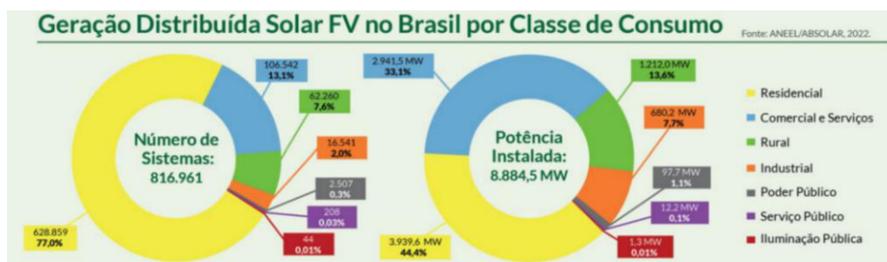
4.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CLASSE DE CONSUMO

Classes de consumo são, de forma resumida, divisões utilizadas para classificar os consumidores de energia elétrica. É importante ressaltar que na geração convencional, através de concessionárias de energia, cada classe de consumo possui regras e tarifas energéticas diferentes para a melhoria da qualidade de serviço, que variam também conforme a concessionária.

Na geração distribuída para a energia solar fotovoltaica, fica claro ao analisarmos a potência instalada para cada classe de consumo, que as classes que mais crescem ao longo dos anos são as classes residencial e comercial. A classe residencial ainda é a maioria no Brasil, contendo a maior quantidade de unidades instaladas, chegando a 77% do total, enquanto a comercial possui 13,1% do total de unidades instaladas (ANEEL/ABSOLAR, 2022).

Porém, ao considerarmos a potência instalada, podemos observar que classe comercial representa 33,1%, bem próximo dos 44,4% instalados na residencial (ANEEL/ABSOLAR, 2022). Desta forma, fica claro que a perspectiva para a classe comercial é ultrapassar a classe residencial nos próximos anos, aumentando cada vez mais a potência instalada e, conseqüentemente, a eficiência energética e a economia nos comércios.

Figura 5 - GD Solar FV no Brasil por classe de consumo



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2022)

Mesmo sendo o país com melhor potencial energético do mundo, o Brasil ainda precisa crescer muito para alcançar países como a Alemanha, por exemplo, onde a matriz energética é composta em grande parte por energia solar fotovoltaica. Nesses países, classes de consumo como o setor público já possuem números enormes em potência instalada, gerando energia para diversos setores, como iluminação pública e prefeituras. No Brasil, essas classes de consumo ainda possuem uma quantidade praticamente insignificante de potência e unidades instaladas, como é o caso do setor público, possuindo apenas 2.759 unidades instaladas pelo país e apenas 111,2 MW de potência, números inexpressivos comparados aos 8.854,5 MW instalados (ANEEL/ABSOLAR, 2022).

4.4. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

A unidade consumidora (UC) é caracterizada pela CEMIG através da tensão que é disponibilizada pela concessionária. Elas são divididas em baixa tensão e alta tensão. As unidades consumidoras de baixa tensão são atendidas em até 2,3 kV e caracterizadas como Grupo B, já as UCs de alta tensão são atendidas de 2,3 kV a 230 kV, e são caracterizadas como Grupo A.

Tanto o grupo B quanto o grupo A possuem subdivisões, que são separadas de acordo com a tensão e características das unidades consumidoras, conforme o Glossário da CEMIG. São elas:

- a. Subgrupo A1: UC atendida com tensão igual ou superior a 230 kV.
- b. Subgrupo A2: UC atendida com tensão de 88 a 138 kV.
- c. Subgrupo A3: UC atendida com tensão de 69 kV.
- d. Subgrupo A3a: UC atendida com tensão de 30 a 44 kV.
- e. Subgrupo A4: UC atendida com tensão de 2,3 a 25 kV.
- f. Subgrupo B1: UC classificada como baixa renda.

- g. Subgrupo B2: UC rural ou caracterizada como cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação.
- h. Subgrupo B3: UC das demais classes.
- i. Subgrupo B4: UC caracterizada como iluminação pública.
- j. Consumidor Livre: Consumidor legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia.
- k. Subgrupo AS: UC atendida com tensão abaixo de 2,3 kV, atendida através de sistema subterrâneo de distribuição.

De acordo com cada grupo são aplicadas tarifas diferentes pelo fornecimento de energia.

4.5. PROJEÇÕES DE CRESCIMENTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O setor elétrico brasileiro vive um período de crescimento, principalmente quando se trata de energias renováveis. Por conta do enorme potencial fotovoltaico que o Brasil possui, a energia solar fotovoltaica recebe uma atenção especial e uma projeção de liderar a matriz energética brasileira até 2050.

Só em 2021 o Brasil praticamente dobrou a potência instalada em 2020, totalizando 13,4 GW de capacidade instalada (ANEEL/ABSOLAR, 2022) e entrando para a lista dos 15 países líderes em capacidade instalada de energia solar no mundo. De acordo com a Agência Internacional de Energia IEA (Agência Internacional de Energia), 2022 terá um crescimento de 30% no consumo de energia solar no mundo, com projeções de ser o melhor ano para o setor.

A Lei nº 14.300 de 2022 (BRASIL, 2022), chamada também de Marco Legal da Micro e Mini Geração Distribuída, através das diversas mudanças feitas no sistema de Compensação de Energia Elétrica e da alocação dos custos de uso da rede e dos encargos, trouxe mais segurança jurídica aos investidores.

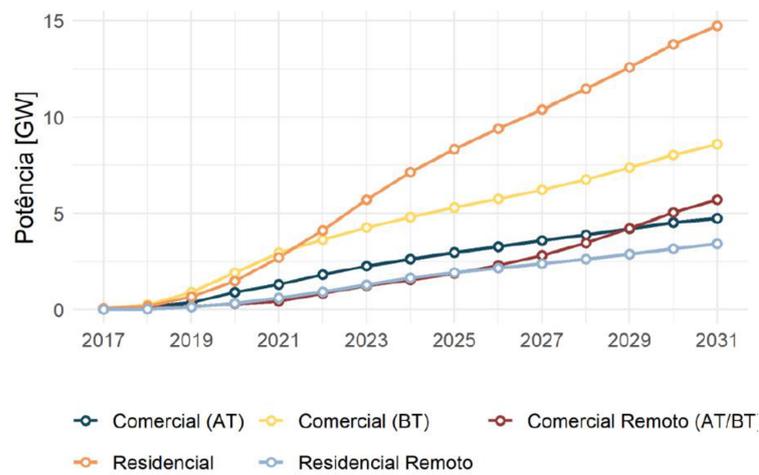
Por outro lado, também ficou definido nesta lei a cobrança gradual de 15% a 90%, entre 2023 e 2028, e 100% a partir de 2029, referente ao TUSD (Tarifa de uso do Sistema de Distribuição), o que poderia influenciar os investimentos ao longo da década.

A fim de se obter um futuro panorama para esse cenário, foi realizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), um estudo chamado Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE), o qual analisa o possível contexto fotovoltaico brasileiro nos próximos 9 anos.

De acordo com o PDE 2031 (EPE, 2020), mesmo diante do pior cenário, a modalidade de Micro e Mini geração distribuída no país continua crescendo com vigor, multiplicando por 5 a capacidade instalada entre 2020 e 2031.

Do mesmo modo, foi projetado pra esse período, investimentos na faixa de 122 bilhões de reais para o setor, com a ampliação da potência instalada para aproximadamente 38 GW.

Figura 6 – Capacidade Instalada por cenários



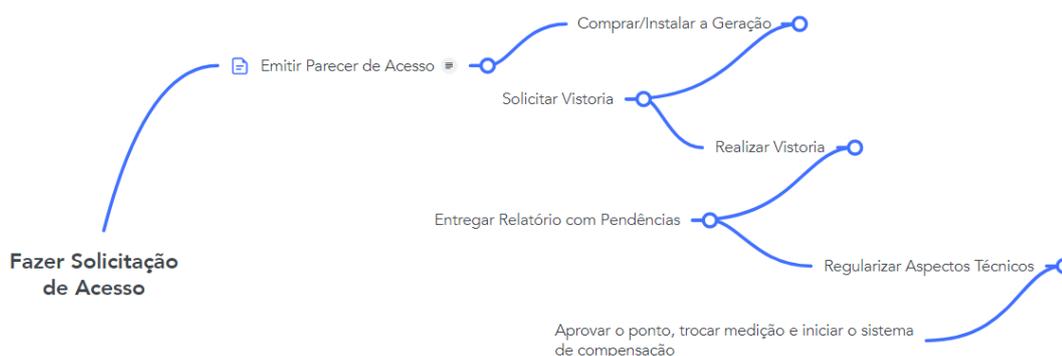
Fonte: PDE 2031 (Realizado por Ministério de Minas e Energia em parceria com o EPE)

5. ESTUDOS DE CASO

5.1. ETAPAS E FLUXOGRAMA DO PROJETO

Todas as etapas e prazos para o projeto de instalação de um sistema solar fotovoltaico são regulamentados pela revisão normativa REN 687/2015 da ANEEL:

Figura 7 - Fluxograma de conexão do Sistema Fotovoltaico Conectado à rede



Fonte: Adaptado de ANEEL (2022)

O fluxograma da Figura 6 representa uma adaptação resumida do processo de conexão de um sistema fotovoltaico à rede. As etapas e prazos completos podem ser acessados no sítio da ANEEL, na Resolução Normativa Nº 687/2015.

5.2. ESTUDO DE CASO 01.

O estudo de caso 1 representa uma análise da implementação de um sistema fotovoltaico real, já instalado na cidade de Uberlândia – MG, o qual gera energia para atender quatro empresas, todas pertencentes ao mesmo grupo societário.

O sistema foi implementado e dimensionado pela *Inconew Energias Renováveis*, empresa de energia fotovoltaica pertencente à *Inconew Construtora*.

5.2.1. ESTUDO DE VIABILIDADE

No que se refere ao local da instalação, existem dois tipos de instalações: as usinas de solo, as quais consistem em sistemas fotovoltaicos instalados em suportes diretamente ligados ao solo, normalmente utilizados por consumidores que não possuem espaço suficiente no telhado do seu imóvel ou então para sistemas maiores, no limite da microgeração (75 kW) ou minigeração (acima de 75 kW), onde

a quantidade de placas solares é muito grande. Ou então as usinas construídas em telhados, utilizadas por consumidores com espaço suficiente para tal instalação.

É importante ressaltar que as usinas de solo, devido ao fato de possuírem estruturas maiores e mais robustas para fixação, custam cerca de 15% a mais do que as usinas construídas em telhados (GREENER, 2022). Os dois tipos devem ser estudados de forma diferente, principalmente no que se refere ao estudo de viabilidade e econômico, analisando fatores como suportabilidade do telhado ou solo para o peso das estruturas a serem instaladas, estudo de sombreamento devido a fatores externos e orçamento para o projeto.

Anteriormente ao desenvolvimento do projeto, é necessário então a realização de um estudo de viabilidade do local onde será instalado o sistema fotovoltaico, analisando o local a ser instalado, se será uma usina de solo ou telhado e, conseqüentemente, realizando um estudo da resistência das estruturas que irão suportar as placas solares.

Sendo assim, será realizado um estudo de caso para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, instalado sobre o telhado de uma empresa na cidade de Uberlândia - MG, para atender a demanda de quatro empresas (todas enquadradas no grupo de consumo B) através de um consórcio de energia.

5.2.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Para realizar um dimensionamento correto do sistema fotovoltaico conectado à rede, é necessário saber o consumo médio de energia das empresas. Normalmente a média é anual, feita através do consumo de energia referente aos últimos 12 meses nas instalações, pois ao longo do ano a geração dos módulos fotovoltaicos varia devido a fatores externos como o clima e as estações do ano, alternando assim a irradiação no local da geração.

Abaixo temos o consumo médio das quatro empresas que serão atendidas pela geração do sistema a ser instalado:

Tabela 1 - Consumo mensal de energia das empresas

Mês	Consumo (kWh)			
	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4
-				
Janeiro	1930	6240	1260	2460
Fevereiro	1870	6720	1280	2380
Março	1810	6000	920	2850
Abril	1690	6760	990	2590
Mai	1650	5480	950	2510
Junho	1590	5520	970	2750
Julho	1550	5320	970	2790
Agosto	1610	5600	1230	3120
Setembro	1950	5040	1380	3190
Outubro	1920	5960	1310	3000
Novembro	2000	6360	1560	3320
Dezembro	2030	6560	1580	3320
Média	1.800	5.964	1.200	2.857
Média Total	11.821			

Fonte: Adaptado de Inconew Energias Renováveis (2022).

Diante a posse do consumo mensal de cada empresa, é possível calcular qual é a potência a ser instalada a partir da seguinte fórmula (ElektSolar Innovations, 2018):

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOT} \cdot TD}$$

Onde:

P_{FV} = Potência a ser instalada

E = Energia a ser gerada

G_{STC} = Irradiância nas condições STC (1kW/m²)

H_{TOT} = Irradiação Total (kWh/m²)

TD = Taxa de desempenho do SFV conectado à rede.

Com a ajuda do *software* SunData, disponível no sítio do CRESESB (2018), e do serviço de mapas (MAPS, 2018), é possível obter as coordenadas do local a ser instalado o sistema fotovoltaico e, conseqüentemente, a irradiação solar diária média para essa localidade.

De acordo com o CRESESB, os dados do *software* foram atualizados em 2018 a partir da segunda edição publicada do Atlas Brasileiro de Energia Solar,

produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

O ponto de instalação do sistema está localizado no telhado de uma das quatro empresas que receberão energia desse sistema, localizado nas coordenadas:

Latitude 18.891047° S

Longitude 48.257033° O

As coordenadas foram obtidas através dos *softwares* MAPS e Google Earth Pro.

Tabela 2 - Média mensal da irradiação diária no local de interesse.

Irradiação solar diária [kWh/m ² .dia]				
Mês	Plano Horizontal (0° N)	Ângulo igual a Latitude (19° N)	Maior Média Anual (20° N)	Maior Mínimo Mensal (15° N)
Janeiro	5,55	5,08	5,04	5,21
Fevereiro	5,85	5,59	5,57	5,68
Março	5,11	5,2	5,19	5,21
Abril	5,02	5,55	5,56	5,47
Mai	4,51	5,38	5,41	5,23
Junho	4,32	5,38	5,42	5,19
Julho	4,55	5,57	5,61	5,40
Agosto	5,47	6,31	6,34	6,18
Setembro	5,44	5,72	5,72	5,70
Outubro	5,67	5,52	5,50	5,59
Novembro	5,59	5,17	5,14	5,29
Dezembro	5,77	5,21	5,17	5,35
Média Anual	5,24	5,47	5,47	5,46
Delta	1,53	1,24	1,30	0,99

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

5.2.3. PERDAS CONSIDERADAS

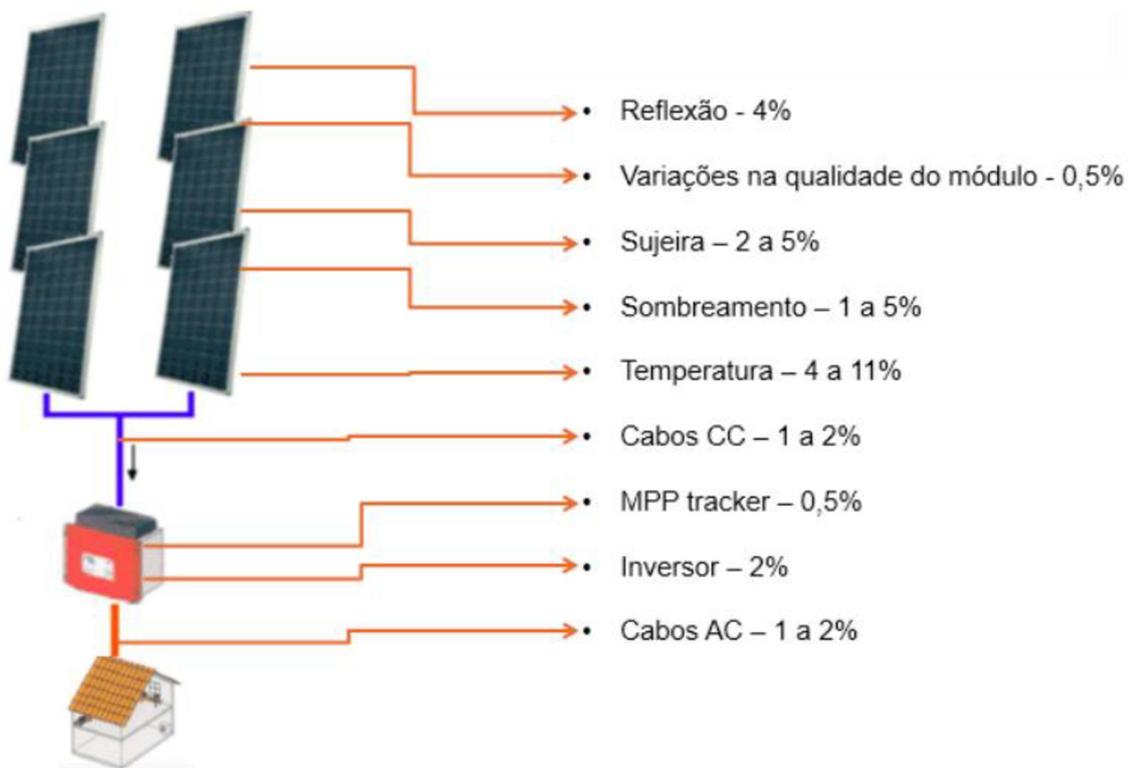
Todos os módulos fotovoltaicos são testados em laboratório para a definição de seu rendimento, potência nominal e condições de corrente, tensão e temperatura. Durante a condição padrão de teste, chamada de *Standard Test Conditions*, ou apenas STC, é aplicada uma irradiação à 1000 W/m² sob uma temperatura de 25°C, para assim definir a eficiência dos módulos (Eleksolar Innovations, 2018).

Diferente dos testes em laboratório, na prática as condições são adversas e os sistemas raramente experimentam essas condições simultaneamente. Mudanças de temperatura, irradiação e uma série de outros fatores ocasionam perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos, uma vez que o desempenho dos sistemas fotovoltaicos resulta do desempenho de seus componentes, que por sua vez são afetados por fatores externos (TONOLO, 2019).

Um fator a ser observado também é o tipo de painel utilizado na instalação. Painéis solares de silício cristalino, por exemplo, são os mais antigos e, ainda, os mais utilizados no mercado devido a maior pureza de suas células, acarretando assim maiores níveis de eficiência.

Além disso, paralelo a essas perdas ocasionadas nas placas solares estão as perdas obtidas nos materiais utilizados na instalação do sistema fotovoltaico no geral, como é o caso das perdas ocasionadas pela eficiência do inversor e pelo cabeamento de corrente contínua e alternada.

Figura 8 - Principais perdas consideradas no Sistema Fotovoltaico



Fonte: Eleksolar Innovations (2018)

No projeto executado, tomando como base algumas perdas mostradas na Figura 6, foi considerada uma taxa de desempenho de 75%, ou seja, 25% de perda da potência nominal do sistema.

5.2.4. ESCOLHA DOS MÓDULOS

Como no local da instalação já havia anteriormente um sistema fotovoltaico instalado para atender a antiga demanda energética de uma das empresas, o qual contava com 47 módulos da fabricante Jinko e três inversores da fabricante PHB, totalizando assim 13kW de potência, foi considerado para o novo projeto a ampliação do sistema já existente no local a fim de atender a demanda das quatro empresas em questão.

Uma vez que a tecnologia evolui ao longo do tempo, pensando também na nova capacidade de geração e, aproveitando o antigo sistema instalado, foram escolhidos tipos diferentes de placas e inversores para o projeto. Logo, os módulos escolhidos foram os módulos Monocristalinos de 445W da fabricante Risen Solar – RSM156-6-445M e os módulos de silício policristalino de 335W da fabricante Jinko – JKM335PP-72-V.

Os módulos possuem potências e especificações técnicas diferentes, portanto devem ser bem dimensionados e com as ligações feitas da forma correta, obedecendo sempre às condições de teste e as características de cada componente, uma vez que os módulos possuem potências de entrada, saída, tensões e correntes distintas.

Figura 9 - Especificações técnicas do módulo solar Risen de 445W

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M	RSM156-6-450M	RSM156-6-455M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	430	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage-Voc(V)	52.38	52.50	52.62	52.72	52.82	52.92
Short Circuit Current-Isc(A)	10.47	10.57	10.67	10.77	10.87	10.97
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	43.60	43.70	43.80	43.90	44.00	44.10
Maximum Power Current-Impp(A)	9.87	9.97	10.06	10.15	10.24	10.32
Module Efficiency (%) *	19.8	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M	RSM156-6-450M	RSM156-6-455M
Maximum Power-Pmax (Wp)	321.8	325.5	329.3	332.9	336.6	340.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.20	48.30	48.41	48.50	48.59	48.69
Short Circuit Current-Isc (A)	8.59	8.67	8.75	8.83	8.91	9.00
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	39.90	40.09	40.18	40.26	40.33	40.41
Maximum Power Current-Impp (A)	8.06	8.12	8.20	8.27	8.35	8.42

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.37%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

Fonte: EnergyPal (2022)

Figura 10 - Especificações técnicas do módulo solar Jinko de 335W

Module Type	JKM320PP-72-V		JKM325PP-72-V		JKM330PP-72-V		JKM335PP-72-V		JKM340PP-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (UL and IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

Fonte: EnergySage (2022)

O número de módulos fotovoltaicos a serem utilizados no projeto é calculado a partir da equação 2 (SANTOS, 2018):

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\text{instalada}}}{P_{\text{módulo}}}$$

Onde:

$N_{\text{módulos}}$ = Número de módulos;

$P_{\text{instalada}}$ = Potência nominal do sistema calculado no dimensionamento;

$P_{\text{módulo}}$ = Potência de cada módulo.

Considerando as perdas de rendimento iguais a 25%, a irradiância para a localização pesquisada e o consumo médio mensal detalhados nos tópicos anteriores, obtemos então um sistema com potência dos módulos igual a 98,515 kWp e, portanto, um número de módulos igual a 221, se fossem utilizados apenas módulos da marca Risen Solar de 445W.

Partindo da necessidade no projeto específico de utilização de módulos de diferentes potências e dimensões, foram escolhidos então 47 módulos de 335W da marca Jinko e 186 módulos de 445W da marca Risen Solar, totalizando assim 233 módulos fotovoltaicos.

5.2.5. ESCOLHA DO INVERSOR

O dimensionamento do inversor é feito utilizando a potência de pico do sistema fotovoltaico, no caso, 98,515 kWp. Desta forma, deve-se escolher um inversor com capacidade para entregar uma potência nominal um pouco superior. A partir da potência do sistema fotovoltaico e, considerando fatores ambientais, econômicos e especificações técnicas, as quais influenciam no desempenho do sistema, podemos então escolher o inversor para o projeto.

Em um projeto fotovoltaico há, por inúmeros fatores externos, perdas de eficiência e potência. Com a intenção de compensar as perdas de potência entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, e para otimizar o sistema com base também no custo benefício, é utilizado o FDI – Fator de Dimensionamento de Inversor.

Segundo (Projeto Fotovolt), projeto realizado para base de conhecimentos em sistemas fotovoltaicos, se for estimado que uma instalação terá 25% de perda de energia, dimensiona-se através do FDI um inversor com potência menor para esse sistema, ocasionando assim uma economia no projeto, devido ao menor custo dos inversores de menores potências e, conseqüentemente, menor custo na conversão CC/CA.

Desta forma, como o sistema possui diferentes módulos e, levando em consideração o fator de ampliação do sistema, foram escolhidos quatro inversores para o projeto, sendo dois inversores de 5 kW da marca PHB – PHB5000D-NS, um inversor de 3 kW também da marca PHB – PHB3000D-NS, os quais pertenciam ao antigo sistema instalado no local, e um inversor de 60 kW da marca WEG – SIW500H-ST060, totalizando assim uma potência de 73 kW em inversores para o sistema.

Figura 11 - Especificações técnicas do inversor PHB de 3 kW

Dados da Entrada CC	
	PHB3000-NS
Max. Tensão CC [V]	500
Faixa de Operação SPMP [V]	80~450
Tensão CC de Partida [V]	80
Corrente CC Máxima [A]	15
Número de Strings / MPPT	1/1
Conector CC	MC4
Dados da Saída CA	
Potência CA Nominal [W]	3000
Max. Corrente CA [A]	13,5
Saída Nominal CA	208,220,230,240 e 254Vca; 60Hz
Faixa de Operação CA	166,4~279,4Vca; 57,5~62Hz
THD	<3%
Fator de Potência	Unitário (0.95 Capacitivo. /0.95 Indutivo)
Conexão CA	Monofásico ou Bifásico
Eficiência	
Max. Eficiência	97,5%
Eficiência SPMP	>99,9%

Fonte: PHB (2022)

Figura 12 - Especificações técnicas do inversor PHB de 5 kW

Dados da Entrada CC			
	PHB2900D-NS	PHB5000D-NS	PHB6000D-NS
Max. Tensão CC [V]	580	580	580
Faixa de Operação SPMP [V]	125~550	125~550	125~550
Tensão CC de Partida [V]	120	120	120
Corrente CC Máxima [A]	11 / 11	11 / 11	11 / 11
Número de Strings / MPPT	2 / 2	2 / 2	2 / 2
Conector CC	MC4		
String Box CC Integrado	Interruptor/ Seccionador CC (IEC60947-1 e IEC60947-3), DPS CC Classe 2 (EN50539-11)		Externa
Dados de Saída CA			
Potência CA Nominal [W]	2900	5000	6000
Max. Corrente CA [A]	23,8	22,8	27,3
Saída Nominal CA	115, 120 e 127Vca; 60Hz	208,220,230,240 e 254Vca; 60Hz	
Faixa de Operação CA	92~139,7Vca; 57,5~62Hz	166,4~279,4Vca; 57,5~62Hz	
THD	<3%		
Fator de Potência	Unitário (0.95 Capacitivo. /0.95 Indutivo)		
Conexão CA	Monofásico	Monofásico /Bifásico	
Eficiência			
Max. Eficiência	96,01%	97,8%	
Eficiência SPMP	>99,9%		

Fonte: PHB (2022)

Figura 13 - Especificações técnicas do inversor WEG de 60 kW.

Especificações técnicas	SIW500H - ST060
Eficiência	
Eficiência máxima	98,7%
Eficiência europeia	98,5%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100 V
Corrente máxima por MPPT	22 A
Corrente de curto-circuito máxima por MPPT	30 V
Tensão de partida	200 V
Faixa de tensão de operação do MPPT	200 V ~ 1.000 V
Tensão de entrada nominal	600 V
Número máximo de entradas	12
Número de MPPTs	6
Saída	
Potência ativa nominal CA	60.000 W
Potência aparente CA máxima	66.000 VA
Potência ativa CA máxima (cosφ=1)	66.000 W
Tensão de saída nominal	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, padrão 3 W+N+PE; 3 W+PE opcional nos ajustes
Corrente nominal de saída	91,2 A @ 380 V ca, 86,7 A @ 400 V ca
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	100 A a 380 V ca, 95,3 A a 400 V ca
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmônica total máxima	≤3%

Fonte: WEG (2022)

Prosseguindo com o dimensionamento e diagramação do sistema, é necessário definir a quantidade de módulos que serão conectados em série e quantos serão os arranjos em paralelo. De acordo com Siqueira (2015), o número de módulos a serem conectados em série é dado pela equação 3:

$$N_{série} = \frac{V_{in}}{V_{0c_módulo}}$$

Onde:

$N_{série}$ = Número de módulos a serem ligados em série;

V_{in} = Tensão máxima do inversor;

$V_{0c_módulo}$ = Tensão total de circuito aberto do módulo.

Como observado nas Figuras 9, 10 e 11, a tensão máxima dos inversores são: 500 V para o inversor de 3 kW da PHB, 580 V para os inversores de 5 kW da PHB e 1100 V para o inversor de 60 kW da WEG. Da mesma forma, analisando as Figuras 7 e 8, obtemos que a tensão total de circuito aberto dos módulos de 335 W da Jinko é igual a 47,2V, e a mesma tensão para os módulos de 445 W da Risen Solar é igual a 52,72 V.

A distribuição das placas será feita levando em consideração a potência dos inversores e das placas, logo os módulos fotovoltaicos da fabricante Jinko serão ligados nos inversores da PHB, e os módulos da Risen Solar ligados no inversor da WEG.

Realizando os cálculos da equação 3, obtemos $N_{série1} = 11$ módulos para o inversor de 3 kW, $N_{série2} = 12$ módulos para cada inversor de 5 kW e, $N_{série3} = 21$ módulos para o inversor de 60 kW de potência.

Os inversores fotovoltaicos possuem um sistema chamado MPPT – *Maximum Power Point Tracker*, o qual tem a função de garantir que os módulos operem em seu ponto máximo de potência, como o próprio nome sugere. Esse sistema é importante para maximizar a produção de energia, pois proporciona maior rendimento do sistema.

Partindo do princípio que muitas vezes é necessário reduzir o número de módulos em série para formar arranjos mistos, precisamos então calcular o número máximo de arranjos que podem ser conectados em paralelo, e um fator importante a ser considerado é a faixa de tensão permitida de MPPT do inversor.

De acordo com Siqueira (2015), a fórmula para cálculo do número máximo de arranjos em paralelo é dada pela equação 4 (SANTOS, 2018):

$$N_{paralelo} = \frac{I_{inv}}{I_{sc_módulo}}$$

Onde:

$N_{paralelo}$ = Número de arranjos que podem ser conectados em paralelo;

I_{inv} = Corrente do inversor;

$I_{sc_módulo}$ = Corrente de curto-circuito do módulo.

Desta forma, com as especificações técnicas dos módulos e inversores, podemos obter os seguintes valores: $I_{inv1} = 15$ A para o inversor de 3 kW, $I_{inv2} = 11$ A para o inversor de 5 kW e $I_{inv3} = 22$ A para o inversor de 60 kW. Para as correntes de curto circuito, os valores são $I_{sc_módulo1} = 10,77$ A para o módulo de 445 W e $I_{sc_módulo2} = 9,18$ A para o módulo de 335 W. Obtemos desta forma $N_{paralelo} = 1$ arranjo para os inversores da PHB e $N_{paralelo} = 2$ arranjos para o inversor da WEG.

A partir dessa análise e observando a quantidade de MPPTs especificada pelos fabricantes para cada inversor, foi definido então a ligação de 11 módulos de 335 W em série em apenas um arranjo para o inversor de 3 kW, 9 módulos de 335 W em série ligados em cada MPPT disponível nos inversores de 5 kW, e 2 arranjos de 16 ou 15 módulos de 445 W ligados em cada MPPT do inversor de 60 kW, totalizando todas as 233 placas fotovoltaicas do projeto.

5.2.6. INSTALAÇÃO MECÂNICA

Um importante fator a ser analisado antes da instalação de um sistema fotovoltaico é a estrutura a qual irá suportar o peso das estruturas. No caso das usinas de solo, os módulos fotovoltaicos são instalados em suportes metálicos feitos especialmente para a função e presos diretamente no solo. Esse tipo de instalação requer análise de viabilidade mais aprofundada, principalmente pelo elevado valor das estruturas metálicas.

No caso do projeto especificado no trabalho, a instalação ocorrerá em um telhado cerâmico de um estabelecimento comercial, o qual possui área suficiente para a instalação e análises de viabilidade e estrutura feitas corretamente.

Desta forma, é necessário realizar a medição da estrutura e a verificação das posições as quais serão fixados os ganchos de sustentação dos módulos. A disposição dos módulos é determinada pelo engenheiro projetista em projeto e deve ser respeitada no momento da instalação.

5.2.7. INSTALAÇÃO ELÉTRICA DO SISTEMA FOTOVOLTÁICO

São de extrema importância a escolha e o dimensionamento correto dos componentes elétricos que fazem parte do projeto. Essa etapa inclui desde a escolha dos condutores até o dimensionamento e especificação de dispositivos de proteção. Esta etapa deve estar de acordo com as normas vigentes para cada tipo de instalação. A CEMIG disponibiliza um manual com os requisitos para a conexão ao sistema de distribuição, a qual demonstra como deve ser realizada a conexão do sistema na rede de distribuição da concessionária de energia.

Como o projeto será realizado em baixa tensão, é importante ressaltar que ele deve sempre respeitar as normas e condições impostas pela Norma Técnica NBR 5410 para instalações elétricas de baixa tensão. Todo o cabeamento e condutores adequados são especificados pelo próprio fabricante dos módulos fotovoltaicos, e é

de responsabilidade do engenheiro e dos técnicos responsáveis dimensionar, acompanhar a instalação e realizar todos os testes necessários para a sua devida segurança.

No projeto foram utilizados condutores de 50,0 mm² para a parte CA, entre o inversor e a caixa de medição, e condutores de 6,0 mm² para a ligação CC, entre os módulos e o inversor.

Outra importante medida a ser considerada é a escolha correta do local onde irá ser instalado o inversor e a caixa de proteção de corrente contínua. Com o intuito de evitar superaquecimento do inversor, é necessária uma distância mínima livre ao redor do mesmo, a qual é especificada no manual do produto. O local de instalação deve ser arejado, sem incidência direta de sol ou chuva e com altura mínima especificada, a fim de evitar choque elétrico.

O medidor bidirecional de energia, de acordo com (ALDO, 2021) funciona como um medidor do fluxo de energia, medindo assim a energia consumida e adquirida da companhia, bem como a injetada pelos sistemas de geração.

Para medir essa energia injetada na rede, a concessionária de energia é responsável por realizar a substituição do medidor unidirecional instalado no padrão por um medidor bidirecional.

5.2.8. EQUIPAMENTOS DE SEGURANÇA

Para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os instaladores devem utilizar todos os equipamentos de proteção necessários e regulamentados para sua segurança.

A Norma Regulamentadora NR-6 (Portaria MTb, 1978) define o Equipamento de Proteção Individual – EPI, como sendo “todo dispositivo ou produto, de uso individual utilizado pelo trabalhador, destinado à proteção de riscos suscetíveis de ameaçar a segurança e a saúde no trabalho”.

Alinhado a isso, pelo fato das instalações fotovoltaicas normalmente serem realizadas acima do nível do solo, é obrigatório que os participantes da instalação tenham estudos e certificações da Norma Regulamentadora NR10 e da Norma Regulamentadora NR35, e que estejam utilizando todos os EPIs necessários, como luvas específicas para cada atividade, capacete com fita jugular Tipo III – Classe B, cinto tipo paraquedista, dentre outros.

Do mesmo modo, as Normas Regulamentadoras NR 4 (Portaria MTb, 1978) e NR 9 estabelecem as condições e regulamentações dos EPCs – Equipamento de Proteção Coletivo, os quais devem ser utilizados durante toda a instalação.

6. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO 01

6.1. ANÁLISE DE GERAÇÃO ESTIMADA

A equação para a geração mensal de energia estimada para o sistema é originada através das equações de dimensionamento e está relacionada diretamente com a potência instalada e o rendimento do sistema. Ela é definida pela equação 5 (Eleksolar Innovations, 2018):

$$E_{mês} = P_{instalada} \times HSP \times Num \times n$$

Onde:

$E_{mês}$ = Energia gerada mensalmente;

$P_{instalada}$ = Potência do sistema calculado;

HSP = Horas de Sol Pleno (h/dia);

Num = Número de dias do mês;

n = Rendimento do sistema.

Da mesma forma, o número de horas de sol pleno da localidade, o qual equivale ao número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1 kWh/m², pode ser calculado a partir da seguinte equação 6 (OLIVEIRA, 2018):

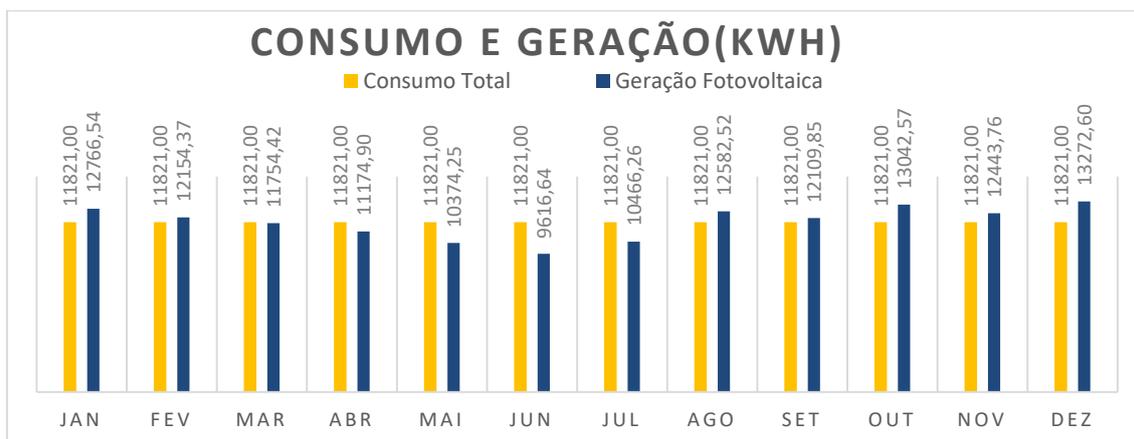
$$HSP = \frac{\text{Irradiância do Local [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} [h]$$

Assim, de acordo com o CRESESB, utilizando uma irradiância de 5,47 kWh/m² para o local a ser instalado o sistema, obtemos uma HSP equivalente a 5,47 horas.

Logo, considerando uma potência instalada de 98,515 kWp, HSP = 5,47, Num = 30 dias e um rendimento de 75%, chegamos a uma energia mensal estimada de um pouco mais de 12000 kWh, o que atenderia perfeitamente a demanda de energia das empresas analisadas.

No Gráfico 1 podemos estimar a energia mensalmente consumida pelas empresas e a produção da usina fotovoltaica:

Gráfico 1 – Valores de consumo e geração por mês:



Fonte: O autor (2022).

Como citado anteriormente, ao longo dos meses a produção de energia sofre variações devido à irradiância do local e a fatores externos. Porém, como o sistema é conectado à rede elétrica, os meses em que a produção é maior do que o consumo compensa a energia faltante nos períodos com menor produção através dos créditos de energia gerados pelo sistema de compensação.

6.2. ANÁLISE ECONÔMICA

De acordo com o Estudo Estratégico de Geração Distribuída (Greener, 2022), os preços dos sistemas fotovoltaicos para o cliente final apresentaram incremento médio de 8% em relação à janeiro de 2021, desta forma é importante ressaltar que o custo do antigo sistema instalado no local foi adicionado, com correção, ao custo do atual sistema, totalizando assim o valor descrito abaixo.

Todos os valores abaixo descritos foram retirados de (Inconew Energias Renováveis, 2022), empresa de energia fotovoltaica da cidade de Uberlândia – MG, com o orçamento sendo feito pelo engenheiro eletricitista responsável. Apesar de os dois sistemas instalados possuírem uma diferença pequena de tempo entre eles, foi levada em consideração no cálculo do orçamento e geração da usina uma pequena taxa de depreciação do sistema.

Desta forma, o orçamento total foi realizado considerando os equipamentos necessários para o projeto, todos com as devidas certificações obrigatórias e desenvolvido por profissionais capacitados. A Tabela 3 mostra um resumo do orçamento realizado para o sistema do estudo de caso:

Tabela 3 - Orçamento do estudo de caso.

ORÇAMENTO DO SISTEMA			
Item	Descrição	Porcentagem	R\$
1	Kit Solar Fotovoltaico	100,00%	R\$280.000,0
2	Frete	5,00%	R\$14.000,0
3	Instalação do sistema	8,00%	R\$22.400,0
4	Miscelâneas (Disjuntores, cabos, proteção)	3,00%	R\$8.400,0
5	Projeto do Sistema	7,00%	R\$19.600,0
6	Imposto	4,00%	R\$11.200,0
7	Estruturas de fixação	2,50%	R\$7.000,0
8	Comissão de Venda	0,00%	R\$0,0
9	Margem	12,60%	R\$35.200,0
10	Transformador	3,00%	R\$8.400,0
TOTAL			R\$406.200,0

Fonte: O autor/Inconew Energias Renováveis (2022).

Sistemas fotovoltaicos apesar da baixa manutenção, exigem de tempos em tempos alguns gastos operacionais, como por exemplo, a limpeza dos módulos fotovoltaicos, uma vez que a poeira e a sujeira são responsáveis por uma queda de rendimento de até 5% no sistema.

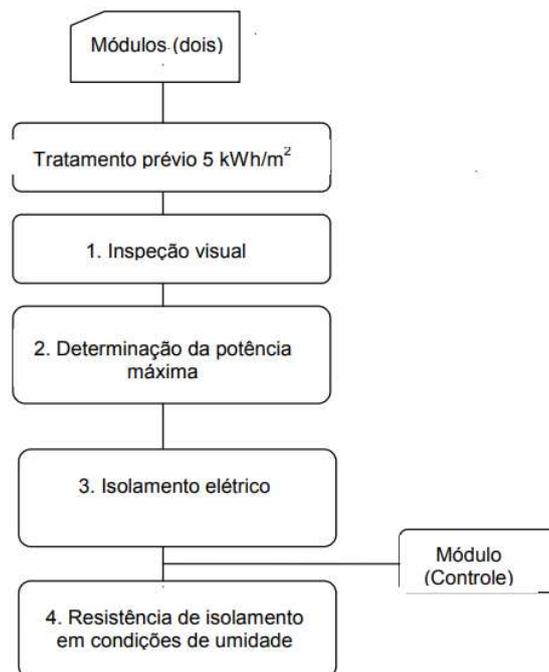
Para o cálculo do retorno de investimento foi considerando uma vida útil de 25 anos dos módulos fotovoltaicos, a qual é a expectativa de vida média fornecida pelos fabricantes. Vale lembrar que após os 25 anos, os módulos fotovoltaicos não perdem a capacidade de geração e não precisam ser descartados, eles apenas perdem um percentual de eficiência a cada ano, diminuindo gradativamente sua produção com o passar do tempo.

A IEC 61215-2, norma a qual estabelece os procedimentos de testes para operação de longo prazo dos módulos fotovoltaicos em climas ao ar livre (IEC, 2022), garante através de 21 testes chamados de Testes de Qualificação do Módulo (MQT), a eficiência dos módulos fotovoltaicos ao longo dos 25 anos de sua vida útil.

Todas as informações sobre os testes MQT são encontrados no sítio da *International Electrotechnical Commission* (IEC).

No entanto, de acordo com a portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011 - do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - (INMETRO, 2011), é requisitado apenas quatro testes da norma IEC para qualificação dos módulos, os quais são apresentados no seguinte Fluxograma:

Figura 14 - Fluxograma de testes requeridos pelo Inmetro para eficiência dos módulos



Fonte: INMETRO (2011).

Desta forma, os testes requeridos pelo Inmetro não são suficientes para determinar a real eficiência dos módulos ao longo de seus 25 anos de vida útil. De acordo com os seus respectivos fabricantes, ambos os módulos utilizados na análise de caso possuem certificação IEC de eficiência, portanto, de acordo com os fabricantes, a eficiência dos módulos após seu período de vida útil seria de aproximadamente 80%, porém não é o que de fato ocorre.

De acordo com (DHIMISH & ALRASHIDI, 2020, p. 6), após testes realizados para constatação da degradação de sistemas fotovoltaicos ao longo de 10 anos no Reino Unido e na Austrália, o clima frio ou quente de diferentes regiões altera a degradação dos painéis fotovoltaicos. De acordo com os autores, a degradação em

clima frio é menor do que em climas quentes, correspondendo a aproximadamente -1,05% ao ano para as regiões no Reino Unido e -1,35% ao ano para as regiões da Austrália.

Da mesma forma, em estudo realizado por sobre a degradação de painéis fotovoltaicos na Índia, foi constatado índices de aproximadamente -1,3% ao ano, com média de -0,97% para instalações maiores (DUBEY, *et. al.*, 2016, p. 62)

Outro estudo também foi realizado, analisando a degradação de painéis fotovoltaicos ao longo de alguns anos em Gana, indicando assim uma queda de -1,23% ao ano para painéis de silício monocristalino e -1,37% para painéis com silício policristalino (ABOAGYE; *et. al.*, 2021, p. 6928),

Desta forma, levando em consideração o clima predominante no Brasil e considerando os estudos acima citados referentes a diversos países com climas predominantemente quentes, podemos afirmar que a média normalmente considerada pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos para o Brasil de 2,5% de degradação no primeiro ano e 0,7% nos anos seguintes, totalizando assim 80% de rendimento no final dos 25 anos de vida útil, está equivocada.

Assim, podemos então afirmar que de acordo com o clima do Brasil e estudos realizados por diversos pesquisadores ao redor do mundo, seria correto adotarmos uma média de desgaste de aproximadamente -1,2% ao ano, totalizando assim 70% de eficiência após sua vida útil.

Diferentemente dos módulos, alguns componentes do sistema não possuem a mesma expectativa de vida, como é o caso do inversor, o qual possui uma vida útil de aproximadamente 15 anos. Pelo fato de o retorno do investimento acontecer antes da vida útil do mesmo, e o custo dos inversores corresponderem a um valor de aproximadamente 10% do sistema fotovoltaico, o qual seria compensado em apenas 5 meses de uso do sistema fotovoltaico, a troca dos inversores se torna algo irrisório comparado à economia gerada pelo sistema. Porém, a fim de tornar o estudo econômico mais próximo da realidade, foi considerada então a troca dos inversores no 16º ano do sistema.

Vale ressaltar também que o preço da energia varia ao longo do tempo e deve ser incluída na análise de retorno. A Tabela 4 apresenta a variação do preço da energia elétrica por MWh no Brasil, bem como o valor do reajuste médio anual ao longo dos últimos oito anos. Os dados foram retirados do sítio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022):

Tabela 4 – Variação anual da Tarifa de Energia e reajuste médio anual

Ano	Valor da Tarifa R\$/MWh	Reajuste Médio %
2013	R\$ 300,20	
2014	R\$ 354,60	17,69
2015	R\$ 463,00	30,75
2016	R\$ 456,10	-1,51
2017	R\$ 477,60	4,81
2018	R\$ 548,40	15,01
2019	R\$ 557,10	1,64
2020	R\$ 575,10	3,24
2021	R\$ 622,30	8,26

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022).

De acordo com a própria ANEEL, a previsão é que 2022 feche com um reajuste tarifário de aproximadamente 17%. Assim sendo, foi utilizada uma taxa de inflação energética média equivalente a 10% ao ano, valor obtido através de análise da média da inflação nos últimos anos.

A tabela 5 representa o fluxo de caixa e o retorno para o investimento ao longo dos 25 anos de vida útil dos módulos:

Tabela 5 - Fluxo de Caixa do estudo de caso

Ano	Consumo de energia (kWh)	Tarifa da energia (R\$)	Perdas de Efic. do SFV	Econom. Anual (R\$)	Fluxo de caixa
1	141852,00	1,05	100,00%	143771,57	-R\$406.200,00
2	141852,00	1,15	97,50%	158148,72	-R\$248.051,28
3	141852,00	1,27	96,30%	173963,60	-R\$74.087,68
4	141852,00	1,40	95,10%	191359,96	R\$117.272,28
5	141852,00	1,53	93,90%	210495,95	R\$327.768,23
6	141852,00	1,69	92,70%	231545,55	R\$559.313,78
7	141852,00	1,86	91,50%	254700,10	R\$814.013,88
8	141852,00	2,04	90,30%	280170,11	R\$1.094.183,99
9	141852,00	2,25	89,10%	308187,12	R\$1.402.371,12
10	141852,00	2,47	87,90%	339005,84	R\$1.741.376,96
11	141852,00	2,72	86,70%	372906,42	R\$2.114.283,38
12	141852,00	2,99	85,50%	410197,06	R\$2.524.480,44
13	141852,00	3,29	84,30%	451216,77	R\$2.975.697,21
14	141852,00	3,62	83,10%	496338,45	R\$3.472.035,66
15	141852,00	3,98	81,90%	545972,29	R\$4.018.007,95
16	141852,00	4,38	80,70%	600569,52	R\$4.618.577,47
17	141852,00	4,82	79,50%	660626,47	R\$5.279.203,94
18	141852,00	5,30	78,30%	726689,12	R\$6.005.893,06
19	141852,00	5,83	77,10%	799358,03	R\$6.805.251,09
20	141852,00	6,41	75,90%	879293,83	R\$7.684.544,92
21	141852,00	7,05	74,70%	967223,22	R\$8.651.768,14
22	141852,00	7,76	73,50%	1063945,54	R\$9.715.713,68
23	141852,00	8,53	72,30%	1170340,09	R\$10.886.053,77
24	141852,00	9,39	71,10%	1287374,10	R\$12.173.427,87
25	141852,00	10,32	69,90%	1416111,51	R\$13.589.539,39

Fonte: O autor (2022).

O retorno de investimento, em inglês *payback*, é o cálculo que fornece em quanto tempo os lucros obtidos através de um investimento cobrirão o valor investido inicialmente no projeto. O cálculo é estimado e permite ao investidor ter uma análise mais precisa e eficaz do dinheiro aplicado, bem como uma análise da eficácia do negócio, uma vez que quanto mais rápido é esse retorno, melhor é o investimento.

Através da equação 6 (OLIVEIRA, 2018) é possível calcular o *payback* simples do investimento:

$$Payback = \frac{Investimento (R\$)}{Energia Gerada (kWh) \cdot Valor da Tarifa (R\$/kWh)}$$

Considerando então um investimento inicial de R\$ 406.200,00, com uma energia gerada mensalmente de aproximadamente 12100 kWh e com valor da tarifa de R\$ 1,05, obtemos o seguinte resultado:

$$Payback = 31,9 \text{ meses} = 2,6 \text{ anos}$$

Portanto, conforme analisado no fluxo de caixa, e também destacado na cor vermelha, o *payback* para o projeto é de aproximadamente 2,6 anos, ou seja, após esse tempo o investimento se paga totalmente.

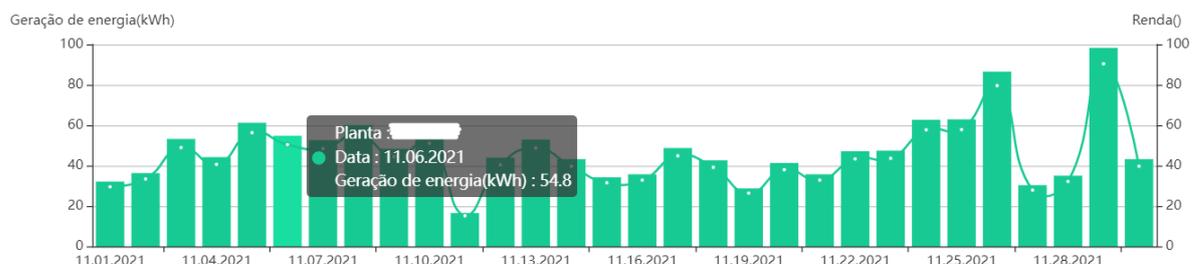
6.3. ANÁLISE DE GERAÇÃO REAL

Realizando os cálculos através da Equação 5, a qual define a estimativa para geração de energia do sistema proposto, obtivemos teoricamente uma geração mensal aproximada de pouco mais de 12.000 kWh, quantidade que supre perfeitamente a demanda energética das quatro empresas do estudo de caso.

O Gráfico 2 foi retirado de Solar Portal (2022), e o Gráfico 3 foi retirado de Solar View (2022), os quais representam os portais de monitoramento fotovoltaico para os inversores utilizados no projeto da PHB e WEG, respectivamente.

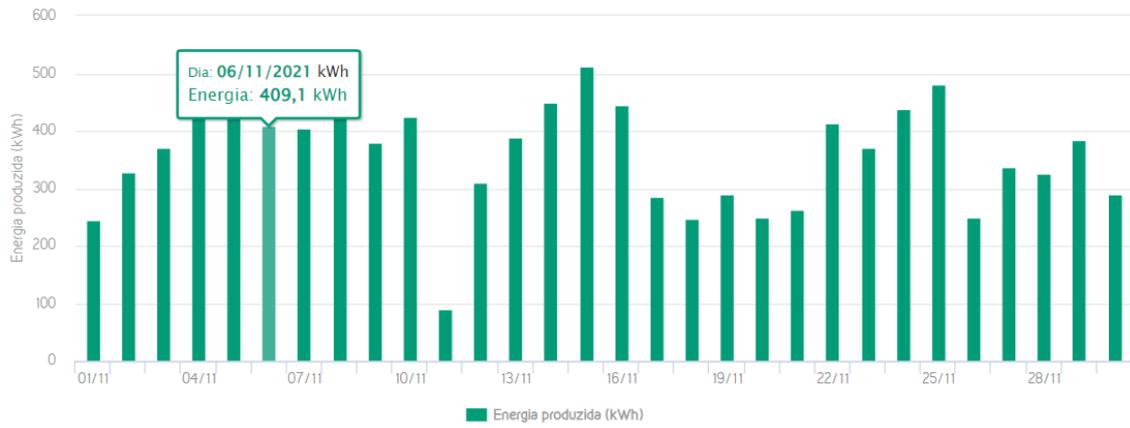
Os gráficos são referentes à energia gerada no mês de Novembro de 2021 para o sistema instalado, os quais somados produziram uma energia equivalente a 12.166,4 kWh.

Gráfico 2 - Geração dos inversores PHB no mês de novembro de 2021



Fonte: Solar Portal (2022).

Gráfico 3 - Geração do inversor WEG no mês de novembro de 2021



Fonte: Solar View (2022).

7. ESTUDO DE CASO 2

O estudo de caso 2 representa uma análise da adesão das quatro empresas citadas, todas pertencentes ao mesmo grupo societário, em um Consórcio de energia.

7.1. CONSÓRCIOS DE ENERGIA

Os consórcios e as cooperativas de energia são modalidades de geração distribuída em que ocorre a reunião de consumidores para ratear a energia gerada por um determinado sistema fotovoltaico (BOSCHIN, 2019)

São modalidades crescentes no Brasil, onde empresas de energia fotovoltaica geram energia através de grandes fazendas solares e utilizam o crédito gerado para abater a energia consumida de clientes consorciados ou cooperados, garantindo um desconto mensal na fatura para os mesmos.

Há uma distinção entre Consórcios e Cooperativas, uma vez que os consórcios seriam constituídos quando houvesse a reunião de consumidores e rateio de créditos de energia envolvendo pessoas jurídicas, e as cooperativas seriam constituídas quando houvesse a reunião de consumidores envolvendo pessoas físicas.

Porém, vale ressaltar que em 2022 foi instituída a Lei 14.300/22, a qual institui o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), alterando assim as Leis nº 10.848 e 9.427 anteriores.

Na nova Lei nº 14.300/22, publicada em 07 de janeiro de 2022 no Diário Oficial da União, ficou definido, além de inúmeras atualizações, que os consórcios de energia podem passar a aceitar pessoas físicas na modalidade reunião de consumidores, sendo a JUCEMG – Junta Comercial do Estado de Minas Gerais, uma das primeiras do Brasil a aceitar e regularizar a participação de pessoas físicas em consórcios de energia elétrica.

A adesão de empresas em consórcios, além de fácil e rápida, bastando apenas a assinatura do termo de adesão do consórcio e o cadastro do consorciado na Junta Comercial do seu estado, gera economia a esse consorciado sem a necessidade de instalações fotovoltaicas físicas em seus empreendimentos ou residências, se tornando uma excelente opção para clientes que não possuem disponível um alto montante para investir em instalações fotovoltaicas.

Ou seja, os consórcios de energia são jeitos simples e baratos para empresas economizarem e adquirirem certa vantagem competitiva no mercado, uma vez que não é necessário investimento por parte do cliente, ao contrário da análise de caso anterior onde o mesmo deveria realizar um aporte inicial de R\$ 406.200,00.

7.2. ANÁLISE ECONÔMICA

Na análise de caso citada, todas as empresas analisadas são pessoas jurídicas, com CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica e titularidades na concessionária de energia cadastradas no CNPJ das próprias empresas, garantindo assim a possibilidade de participarem dos consórcios de energia.

Nessa modalidade de geração distribuída, geralmente é garantido um desconto ao cliente consorciado que pode variar de 10% a 20% mensalmente, dependendo da classe de cada instalação, modalidade tarifária, consumo mensal e da própria empresa contratante. O desconto usual praticado no mercado é de 15%, valor pesquisado em diversas empresas do mesmo segmento, logo é o valor que será utilizado na análise econômica.

Uma informação importante em relação aos consórcios de energia é que como a distribuição da energia continua sendo feita pela concessionária, e não pela empresa geradora da energia, continuará sendo cobrado mensalmente pela concessionária o valor referente à taxa de iluminação pública e custo de disponibilidade.

Pelo fato de as empresas estarem enquadradas na classe comercial trifásica, o custo de disponibilidade é equivalente ao valor de 100 kWh, sendo maior do que clientes enquadrados em classes monofásicas e bifásicas, logo foram estipulados gastos fixos mensais de aproximadamente R\$ 157,00, sendo R\$ 106,00 referente ao custo de disponibilidade e R\$ 51,00 referente à tarifa de iluminação pública. Os dados foram retirados de CEMIG (2022) e aproximados.

Considerando então o preço do kWh como sendo R\$ 1,05 no primeiro ano, com uma taxa de inflação energética de 10% ao ano, de acordo com a Tabela 1 de consumo energético das empresas, podemos estimar a conta de energia mensal de cada uma das quatro empresas antes da entrada no consórcio:

$$Fatura_{Empresa1} = 1.800 \text{ kWh} \times R\$ 1,05 = R\$ 1.890,00 + R\$ 51 = R\$ 1.941,00$$

$$Fatura_{Empresa2} = 5.964 \text{ kWh} \times R\$ 1,05 = R\$ 6.262,20 + R\$ 51 = R\$ 6.313,20$$

$$Fatura_{Empresa3} = 1.200 \text{ kWh} \times R\$ 1,05 = R\$ 1.260,00 + R\$ 51 = R\$ 1.311,00$$

$$Fatura_{Empresa4} = 2.857 \text{ kWh} \times R\$ 1,05 = R\$ 2.999,85 + R\$ 51 = R\$ 3.050,85$$

$$Fatura_{Total} = R\$ 12.616,05$$

Aplicando o desconto de 15%:

$$Fatura_{Empresa1} = (R\$ 1.800 \times 1,05 \times 0,85) + R\$ 157 = R\$ 1.763,50$$

Onde 0,85 representa a aplicação do desconto na energia injetada pela empresa contratada e R\$ 157 representa a soma do custo de disponibilidade e taxa de iluminação pública, uma vez que a energia injetada pela própria concessionária será zerada mensalmente.

Replicando o cálculo para as demais empresas e somando ao longo dos anos, obtemos:

Tabela 6 - Economia Anual para as empresas consorciadas do estudo de caso

Ano	Consumo das Empresas (kWh)	Tarifa da energia (R\$)	Valor Total Sem Desconto	Valor Total Com Desconto	Economia Anual
1	141852	1,05	R\$ 151.137,27	R\$ 133.865,24	R\$17.272,03
2	141852	1,15	R\$ 166.006,19	R\$ 147.006,96	R\$18.999,23
3	141852	1,27	R\$ 182.362,01	R\$ 161.462,86	R\$20.899,16
4	141852	1,40	R\$ 200.353,41	R\$ 177.364,34	R\$22.989,07
5	141852	1,53	R\$ 220.143,95	R\$ 194.855,98	R\$25.287,98
6	141852	1,69	R\$ 241.913,55	R\$ 214.096,77	R\$27.816,78
7	141852	1,86	R\$ 265.860,11	R\$ 235.261,65	R\$30.598,45
8	141852	2,04	R\$ 292.201,32	R\$ 258.543,02	R\$33.658,30
9	141852	2,25	R\$ 321.176,65	R\$ 284.152,52	R\$37.024,13
10	141852	2,47	R\$ 353.049,51	R\$ 312.322,97	R\$40.726,54
11	141852	2,72	R\$ 388.109,66	R\$ 343.310,47	R\$44.799,20
12	141852	2,99	R\$ 426.675,83	R\$ 377.396,71	R\$49.279,12
13	141852	3,29	R\$ 469.098,61	R\$ 414.891,58	R\$54.207,03
14	141852	3,62	R\$ 515.763,67	R\$ 456.135,94	R\$59.627,73
15	141852	3,98	R\$ 567.095,24	R\$ 501.504,74	R\$65.590,51
16	141852	4,38	R\$ 623.559,97	R\$ 551.410,41	R\$72.149,56
17	141852	4,82	R\$ 685.671,16	R\$ 606.306,65	R\$79.364,51
18	141852	5,30	R\$ 753.993,48	R\$ 666.692,52	R\$87.300,96
19	141852	5,83	R\$ 829.148,03	R\$ 733.116,97	R\$96.031,06
20	141852	6,41	R\$ 911.818,03	R\$ 806.183,86	R\$105.634,16
21	141852	7,05	R\$ 1.002.755,03	R\$ 886.557,45	R\$116.197,58
22	141852	7,76	R\$ 1.102.785,74	R\$ 974.968,40	R\$127.817,34
23	141852	8,53	R\$ 1.212.819,51	R\$ 1.072.220,44	R\$140.599,07
24	141852	9,39	R\$ 1.333.856,66	R\$ 1.179.197,68	R\$154.658,98
25	141852	10,32	R\$ 1.466.997,53	R\$ 1.296.872,65	R\$170.124,88

Fonte: O autor (2022).

Analisando individualmente a economia das empresas, obtemos os seguintes resultados:

Tabela 7 – Economia Anual Individual para as empresas consorciadas

Ano	Economia Empresa 1	Economia Empresa 2	Economia Empresa 3	Economia Empresa 4
1	R\$2.138,33	R\$9.994,80	R\$1.006,27	R\$4.132,63
2	R\$2.352,16	R\$10.994,28	R\$1.106,90	R\$4.545,90
3	R\$2.587,38	R\$12.093,70	R\$1.217,59	R\$5.000,49
4	R\$2.846,11	R\$13.303,07	R\$1.339,35	R\$5.500,53
5	R\$3.130,73	R\$14.633,38	R\$1.473,28	R\$6.050,59
6	R\$3.443,80	R\$16.096,72	R\$1.620,61	R\$6.655,65
7	R\$3.788,18	R\$17.706,39	R\$1.782,67	R\$7.321,21
8	R\$4.167,00	R\$19.477,03	R\$1.960,94	R\$8.053,33
9	R\$4.583,70	R\$21.424,73	R\$2.157,03	R\$8.858,67
10	R\$5.042,07	R\$23.567,21	R\$2.372,74	R\$9.744,53
11	R\$5.546,27	R\$25.923,93	R\$2.610,01	R\$10.718,99
12	R\$6.100,90	R\$28.516,32	R\$2.871,01	R\$11.790,89
13	R\$6.710,99	R\$31.367,95	R\$3.158,11	R\$12.969,97
14	R\$7.382,09	R\$34.504,75	R\$3.473,92	R\$14.266,97
15	R\$8.120,30	R\$37.955,22	R\$3.821,32	R\$15.693,67
16	R\$8.932,33	R\$41.750,75	R\$4.203,45	R\$17.263,03
17	R\$9.825,56	R\$45.925,82	R\$4.623,79	R\$18.989,34
18	R\$10.808,12	R\$50.518,40	R\$5.086,17	R\$20.888,27
19	R\$11.888,93	R\$55.570,24	R\$5.594,79	R\$22.977,10
20	R\$13.077,82	R\$61.127,27	R\$6.154,27	R\$25.274,81
21	R\$14.385,60	R\$67.239,99	R\$6.769,69	R\$27.802,29
22	R\$15.824,16	R\$73.963,99	R\$7.446,66	R\$30.582,52
23	R\$17.406,58	R\$81.360,39	R\$8.191,33	R\$33.640,77
24	R\$19.147,24	R\$89.496,43	R\$9.010,46	R\$37.004,85
25	R\$21.061,96	R\$98.446,08	R\$9.911,51	R\$40.705,33

Fonte: O autor (2022).

8. RESULTADO DA ANÁLISE COMPARATIVA DE ESTUDOS DE CASO

Uma vez que os Consórcios e as Cooperativas de Energia são modalidades crescentes no atual cenário brasileiro, foi proposto uma análise comparativa entre os dois modelos de investimentos citados, os quais trariam, de maneiras e em tempos diferentes, benefícios econômicos aos investidores.

Vale ressaltar que o investidor em questão é proprietário das quatro empresas analisadas nos estudos de caso, portanto todo o aporte para o investimento e retorno financeiro foram considerados englobando as empresas juntas.

No primeiro estudo de caso, o investidor deverá aportar uma quantia de R\$ 406.200,00 para a instalação do sistema fotovoltaico, o que é considerado um valor elevado para o atual cenário brasileiro, porém toda a energia consumida a partir do momento da instalação iria ser abatida pela geração do sistema, o qual tem capacidade para gerar mais de 12.000 kWh/mês.

Logo, as empresas teriam uma redução mensal da conta de energia de aproximadamente R\$ 12.412,05 para R\$ 648,00, uma vez que todas as instalações são trifásicas e, portanto, devem pagar a taxa de disponibilidade e iluminação pública para a concessionária de energia.

De acordo com a análise do *payback*, o tempo de retorno para o investimento em questão gira em torno de 2,6 anos, ou seja, após esse período o investidor recuperaria todo o montante investido na instalação do sistema, tornando a instalação um excelente negócio do ponto de vista econômico.

Na segunda análise de caso, o investidor realizaria a adesão das quatro empresas em um consórcio de energia, recebendo mensalmente um desconto de 15% na fatura de energia pelos créditos de energia injetados pela empresa contratada.

Nesse cenário, de acordo com pesquisas feitas em empresas de geração compartilhada, não seria necessário um investimento inicial e nem multa devido a uma possível retirada das empresas do consórcio, logo o investidor não teria riscos ou prejuízos com a adesão.

Dessa forma, com o desconto mensal de 15%, as empresas economizariam aproximadamente R\$ 17.272,03 anualmente, sem riscos, sem obras ou instalações fotovoltaicas próprias, e sem investimento para tal retorno econômico. Nesse modelo

de negócio não há *payback*, uma vez que não é necessário investimento para a adesão no consórcio.

Portanto, a partir destas análises, pode-se concluir que ambos os modelos de investimento são vantajosos para o cliente, necessitando apenas analisar o cenário econômico mais viável para o momento das empresas, já que na primeira análise foi necessário um investimento inicial que não existiu na segunda análise.

Ambos os investimentos proporcionam uma vantagem competitiva de mercado às empresas, já que a economia mensal oferecida pelo sistema fotovoltaico ou pelo consórcio permite ao investidor uma redução dos gastos e, conseqüentemente, uma margem de capital maior para se desenvolver e investir em novas tecnologias.

9. CONCLUSÃO

Tomando como base o atual cenário energético brasileiro, foi realizada uma análise do crescimento da utilização de energia solar fotovoltaica no país, bem como uma análise e previsões para o futuro da energia fotovoltaica e dessa modalidade de geração.

Através do estudo, chegou-se a conclusão que o Brasil é um dos países com maior potencial para energia solar do mundo e que o setor vive um período de pleno crescimento nos últimos anos, com crescimento de aproximadamente 70% ao ano e com a previsão para 2022 ser o melhor ano para o setor.

Caminhando em paralelo a esse crescimento está o da Geração Distribuída, a qual possui previsão para ter 1,3 milhão de unidades utilizando esse sistema até 2029, sendo suficiente para atender 2,3% de toda a carga energética brasileira no final desse período.

Diante dos fatos expostos, foi proposto também um estudo de caso para a instalação de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede que fosse capaz de suprir a demanda energética de 11.821 kWh de quatro empresas na cidade de Uberlândia – MG. Foi proposta neste trabalho uma análise do cenário de uma possível adesão das empresas em um consórcio de energia.

Apesar do alto investimento inicial de R\$ 406.200,00 para a instalação do sistema fotovoltaico, o sistema supre totalmente a demanda de energia de 11.821 kWh das empresas. Considerando um sistema que possui vida útil de 25 anos, o tempo de retorno desse investimento de aproximadamente 2,6 anos é considerado extremamente rápido perante o alto valor investido e o tempo total de vida do sistema. Desta forma, chegou-se a conclusão que o investimento é altamente vantajoso para as empresas, principalmente devido ao cenário energético atual e futuro do país, o qual é favorável para esse tipo de instalação e tem previsão para melhorar ainda mais ao longo dos anos.

Da mesma forma, foi analisada a possível adesão das quatro empresas em um consórcio de energia. Nesse cenário, as empresas iriam economizar logo no primeiro ano um valor referente a R\$ 17.272,00, com essa economia crescendo a cada ano devido a inflação energética, uma vez que essa modalidade não possui taxa de adesão, fidelidade e não demanda investimento para as empresas. Perante esse cenário, conclui-se que os consórcios de energia são extremamente eficientes e eficazes, reduzindo consideravelmente a fatura de energia das empresas,

podendo servir como opção para consumidores que não possuem disponibilidade de realizar um alto investimento inicial em um sistema fotovoltaico próprio.

Portanto, seja através de sistemas fotovoltaicos próprios ou através da geração distribuída compartilhada, a energia solar fotovoltaica além de ser totalmente limpa e renovável, é uma fonte eficiente e muito viável para os consumidores, o que confirma o atual cenário da modalidade e as previsões de crescimento analisadas para os próximos anos.

10. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Realizar um estudo sobre a diferença no envelhecimento das células fotovoltaicas e sua queda de rendimento de acordo com o clima do local de instalação. A degradação das células é diferente em regiões quentes e frias.
- Realizar um estudo geral e testes sobre o envelhecimento das células fotovoltaicas e sua queda de rendimento ao longo de sua vida útil. A degradação das células fotovoltaicas após 25 anos pode ser maior do que o informado pelos fabricantes dos módulos.
- Analisar detalhadamente como funciona um consórcio de energia e os impactos do crescimento dessa forma de negócio na economia e na matriz energética brasileira.
- Analisar a futura viabilidade para novas instalações fotovoltaicas de pequeno e grande porte ao longo dos próximos anos, devido a cobrança gradual da TUSD (Tarifa de uso do Sistema de Distribuição), comparando com o crescimento dos consórcios de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABOAGYE, Bernard; *et. al.* Degradation analysis of installed solar photovoltaic (PV) modules under outdoor conditions in Ghana. **Energy Reports**, v. 7, 2021, p. 6921-6931.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSOLAR. 2022.** Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 22 abril 2022.

ALDO, Componentes Eletrônicos. **Como funciona um medidor bidirecional?** Publicado em 08 abr. 2021. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/conheca-mais-sobre-o-medidor-bidirecional/>. Acesso em: 17 maio 2022.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em: 11 dez. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Perdas de Energia na Distribuição. Tarifas Residuais. Efeito dos Reajustes Tarifários. **PowerBi.** 2022. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZDFmMzIzM2QzM2EyNi00YjkyLWlxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 07 jun. 2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório. Perdas de Energia na Distribuição,** 2021. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a>. Acesso em: 23 maio 2022.

BOSCHIN, Frederico. Saiba como funcionam as cooperativas e os consórcios de energia solar. **Revista Canal Solar.** 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/saiba-como-funcionam-as-cooperativas-e-os-consorcios-de-energia-solar/>. Acesso em: 17 jun. 2022.

BRASIL. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Diário Oficial da União. ed. 5, seção: 1, p. 4. 07 jan. 2022.

_____. **Resolução ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. D.O.U de 18/04/2012, seção 01, pag. 53, v. 149,

nº 76. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 08 nov. 2021.

_____. **Resolução ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 14 junho, 2022.

CRESESB. **Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito**. Brasil: MME. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 19 dez. 2022.

Dhimish, M.; Alrashidi, A. Photovoltaic Degradation Rate Affected by Different Weather Conditions: A Case Study Based on PV Systems in the UK and Australia. v. 9, p. 1-14. **Electronics 2020**, 2020.

DUBEY, R., et. al. Comprehensive study of performance degradation of field-mounted photovoltaic modules in India. **Energy Sci Eng**, p. 51-64, 2017.

ELEKTSOLAR, Innovations LTDA. **Ferramentas para Instalação de Energia Solar**. 2018. Disponível em: <https://elektsolar.com.br/epi/>. Acesso em: 27 maio 2022.

_____, Innovations. **Curso de Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede – Microgeração**, p. 56, 2019.

ENERGYPAL. **Risen Energy RSM156-6-445M. Solar Panel Spec Datasheet**. 2022. Disponível em: <https://energypal.com/best-solar-panels-for-homes/risen-energy/rsm156-6-445m>. Acesso em: 01 maio 2022.

ENERGYSAGE. Jinko Eagle 1500V 72 JKM335PP-72-V. 2022. Disponível em: <https://www.energysage.com/solar-panels/jinko-solar/688/jkm335pp-72-v/>. Acesso em: 03 abril 2022.

_____, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-422/PDE%202029.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética; **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos: Micro e

Minigeração Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf. Acesso em: 17 jun. 2022.

GREENER (Brasil). **Estudo Estratégico Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico**. Preços, [s. l.], 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distirbuida-2o-sem-2021>. Acesso em: 15 jun. 2022.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é “Geração Distribuída?”**. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 09 fev. 2022.

INMETRO. **Portaria INMETRO/MDIC nº 4 de 04/01/2011**. Requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria). Publicada no D.O.U: 05 jan. 2011. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/rtac001652.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2022.

INTELBRAS. **Diferenças entre os sistemas on grid e off grid de energia solar**. Intelbras Blog. 2020. Disponível em: https://blog.intelbras.com.br/diferencas-entre-os-sistemas-on-grid-e-off-grid-de-energia-solar/?gclid=Cj0KCQjwzLCVBhD3ARIsAPKYTcQzZyCQn1tiWn6e8DJrQOtloF-fZ9pVfeoS2aPpZgHdQK169gK8yhSaAo6ZEALw_wcB. Acesso em: 09 jan. 2022.

OLIVEIRA, Luiz Henrique. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de energia elétrica**. 2018. 62 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018.

PORTARIA MTb Nº 3.214. **NR-6. Equipamento de Proteção Individual (EPI)**. Publicada em 08/06/1978, atualizada em 24/10/2018. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras/nr-06.pdf>. Acesso em: 29 maio 2022.

_____. **NR-4. Serviços Especializados em Engenharia de Segurança e em Medicina do Trabalho**. Publicada em 08/06/1978, atualizada em 24/10/2018. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras/nr-04.pdf>. Acesso em: 28 maio 2022.

SANTOS, Israel Joaquim dos. **Estudos de Caso de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede**. Estudo de Caso: Dimensionamento, Lages, UNIFACVEST, 2018, 122p.

SIQUEIRA, Lucas Matias de. **Estudo do dimensionamento e da viabilidade econômica de microgerador solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2015. 52 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2015.

TONOLO, Édwin Augusto. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba**. 2019. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 140p., 2019.

ANEXO A:

Diagrama Unifilar Básico do Estudo de Caso 1:

