

**DAS** Departamento de Automação e Sistemas  
**CTC** Centro Tecnológico  
**UFSC** Universidade Federal de Santa Catarina

# Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica baseado em um estudo de caso

*Relatório submetido à Universidade Federal de Santa Catarina  
como requisito para a aprovação da disciplina:  
DAS 5511: Projeto de Fim de Curso*

*Gabriel Vinicius Casarin*

*Florianópolis, julho de 2019*



**Análise de viabilidade econômica de um sistema  
fotovoltaico conectado à rede elétrica baseado em um  
estudo de caso**

*Gabriel Vinicius Casarin*

Esta monografia foi julgada no contexto da disciplina

**DAS 5511: Projeto de Fim de Curso**

e aprovada na sua forma final pelo

**Curso de Engenharia de Controle e Automação**

*Prof. Roberto Francisco Coelho*

---

Banca Examinadora:

Marco Antônio Casarin  
Orientador na Empresa

Prof. Roberto Francisco Coelho  
Orientador no Curso

Prof. Ricardo Rabelo  
Responsável pela disciplina

Prof. André Luís Kirsten, Avaliador

Rafael Figueiró Berto, Debatedor

Bruno Marcon Bez Batti, Debatedor



# Agradecimentos

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, em especial ao Departamento de Automação e Sistemas e ao corpo de professores pela oportunidade de estudo durante o período de graduação.

Agradeço à equipe da empresa MAC Soluções Sustentáveis, em especial ao meu orientador Marco Antônio Casarin pela oportunidade de desenvolver esse trabalho, pela ajuda prestada e pelos conhecimentos transferidos durante todo o período de trabalho na empresa. Também deixo meu agradecimento ao Gustavo Bodini por seus ensinamentos.

Agradeço imensamente à meus pais Antoninho Casarin e Máris Simone Wendpap Casarin (*in memoriam*) pela vida, pela disciplina, pelo apoio e amor incondicional e pelo incentivo aos estudos.

Agradeço aos colegas Lucas Peruzzo e Nathaniel de Oliveira pelo enorme auxílio ao longo da graduação, pela parceria e pela disponibilidade de tempo para tirar minhas dúvidas quando solicitados.

Agradeço ao professor Roberto Francisco Coelho pela orientação neste trabalho, pela disponibilidade de tempo e auxílio nas dúvidas relacionadas, pelo carisma e por seu profissionalismo exemplar.

Agradeço a todas as experiências da vida que me trouxeram a este momento e torço para que continue aparecendo pessoas boas em meu caminho que sejam capazes de me trazer novas perspectivas e façam de mim uma pessoa melhor para o mundo.



# Resumo

A empresa MAC Soluções Sustentáveis fornece soluções *turn-key* em biogás e energia solar para clientes rurais, residenciais, comerciais e industriais. Por meio de uma análise inicial do local disponível para instalação do sistema fotovoltaico, do consumo de energia elétrica do cliente, do preço dos equipamentos disponíveis, das condições de pagamento do cliente e dos valores atuais de taxas de juros e taxas mínimas de atratividade do investimento, a empresa fornece uma criteriosa análise de viabilidade econômica da solução aos clientes que desejam adquirir um sistema fotovoltaico. O processo de dimensionar, estimar a geração de energia e o retorno financeiro do cliente envolve diversas variáveis que se feito por diferentes projetistas pode apresentar resultados diversos. Desta forma o trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia de construção de propostas técnico comerciais para a empresa e validar esta metodologia através de um estudo de caso. Por meio do dimensionamento de um sistema fotovoltaico para atender ao consumo de energia elétrica de uma residência, foi verificada a disponibilidade do recurso solar para aquele local e, em seguida, projetado e construído um sistema fotovoltaico modelo, o qual serviu como objeto de estudo para determinar se alguns parâmetros de projeto estimados inicialmente, como o coeficiente de desempenho do sistema e o percentual de energia injetado na rede, correspondem com os coeficientes práticos obtidos após a instalação do sistema. Com isso, validou-se a metodologia e pode-se calibrar os parâmetros de projeto e econômicos estimados na análise de viabilidade técnico econômica do sistema, padronizando dessa forma a maneira de se construir propostas técnico econômicas na empresa.

**Palavras-chave:** Microgeração, geração distribuída, sistema fotovoltaico, dimensionamento, análise de viabilidade econômica.



# Abstract

MAC Soluções Sustentáveis provides turn-key solutions in biogas and solar photovoltaic energy for rural, residential, commercial and industrial customers. By means of an initial analysis of the available location for the PV system, the customer's electric energy consumption, the price of the generator equipment, payment methods and for the financial analysis: the opportunity cost of a private investment and minimum investment attractiveness rates, the company provides a detailed economic viability analysis of the solution to customers who wish to generate his own electricity with a PV plant. The process of dimensioning, estimating the energy generation and payback time to clients involves several variables that if done by different designers can present diverse results. Based on that, the goals of this work consists in the design of a photovoltaic power plant to meet the electric energy consumption of a residence and in addition, verify the availability of the solar resource to that location and then install a model photovoltaic system, which will serve as an object of study to determine if some design parameters that were initially estimated by the company, such as the performance ratio and the amount of energy injected into the network, match to the real coefficients obtained after the actual installation of the system. Thereby, analyze the impact of wrong estimated parameters on the payback time of the system to the client.

**Keywords:** Microgeneration, distributed generation, photovoltaic system, payback time.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Relação percentual das principais fontes que compõe a matriz energética mundial em 2018. Fonte: [1] . . . . .	17
Figura 2 – Matriz elétrica brasileira em 2019. Fonte: [2] . . . . .	18
Figura 3 – Estrutura de geração centralizada tradicional (esquerda) e geração distribuída (direita). Fonte: [3] . . . . .	23
Figura 4 – Geração de energia solar e capacidade instalada, por região, 2017-2023. Fonte: [1] . . . . .	24
Figura 5 – Potência instalada de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil. Fonte: [4] . . . . .	26
Figura 6 – Modelo de tarifação <i>net metering</i> . Fonte: [3] . . . . .	27
Figura 7 – Sistema de compensação de energia. Fonte: [3] . . . . .	28
Figura 8 – Usina fotovoltaica de 100 MW na China. Fonte: [5] . . . . .	29
Figura 9 – Primeira instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica no Brasil. Fonte: [6] . . . . .	30
Figura 10 – Configuração de um sistema fotovoltaico conectada à rede. Fonte: [7] . . . . .	31
Figura 11 – Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Fonte: [8] . . . . .	32
Figura 12 – A massa de ar depende do ângulo zenital do Sol. Fonte: [3] . . . . .	32
Figura 13 – Características da radiação solar para as massas de ar AM0 e AM1,5. Fonte: [3] . . . . .	33
Figura 14 – A radiação global é a soma das radiações direta e difusa. Fonte: [3] . . . . .	34
Figura 15 – Perfil da irradiância solar ao longo de um dia. Fonte: [3] . . . . .	34
Figura 16 – Total diário da irradiação global horizontal. Fonte: [3] . . . . .	35
Figura 17 – Movimento aparente do Sol observado a partir do hemisfério norte (esquerda) e sul (direita). Fonte: [9] . . . . .	36
Figura 18 – Demonstração do ângulo ótimo para inclinação de painéis solares. Fonte: [3] . . . . .	37
Figura 19 – Inclinação recomendada conforme a latitude geográfica. Fonte: [3] . . . . .	37
Figura 20 – Eficiência média de componentes de um sistema fotovoltaico. Fonte: [9] . . . . .	38
Figura 21 – Perdas típicas em um sistema fotovoltaico conectada à rede. Fonte: [10] . . . . .	38
Figura 22 – Comparação de eficiência entre tecnologias de células. Fonte: [11] . . . . .	40
Figura 23 – Célula fotovoltaica (esquerda) e módulo fotovoltaico (direita), ambos de silício monocristalino. Fonte: [11] . . . . .	40
Figura 24 – Célula fotovoltaica (direita) e módulo fotovoltaico (esquerda), ambos de silício policristalino. Fonte: [11] . . . . .	41
Figura 25 – Componentes de um módulo fotovoltaico. Fonte: [3] . . . . .	42

Figura 26 – Módulo fotovoltaico de CdTe (esquerda) e módulo fotovoltaico CIGS (direita). Fonte: [12] . . . . .	43
Figura 27 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: [11] . . . . .	44
Figura 28 – Módulos fotovoltaicos conectados em série (esquerda) e curva I-V (direita). Fonte: [3] . . . . .	44
Figura 29 – Influência da variação de irradiância solar na célula fotovoltaica. Fonte: [3]	45
Figura 30 – Efeito causado pela variação de temperatura da célula fotovoltaica. Fonte: [11] . . . . .	46
Figura 31 – Inversor fotovoltaico modelo <i>string</i> com potência de 5 kW. Fonte: [11] .	46
Figura 32 – Múltiplos MPPT's para conectar arranjos de diferentes orientações ao inversor. Fonte: [13] . . . . .	47
Figura 33 – Caixa de proteção ( <i>String box</i> ) CC. Fonte: [14] . . . . .	49
Figura 34 – Diagrama de ligação de uma <i>String box</i> CC/CA. Fonte: [13] . . . . .	50
Figura 35 – Vista frontal da residência e do telhado onde o sistema será instalado. Fonte: Autor . . . . .	52
Figura 36 – Fluxograma definido. Fonte: Autor . . . . .	53
Figura 37 – Localização da UC 1353993 em Mondaí-SC. Fonte: [15] . . . . .	56
Figura 38 – Irradiação global horizontal próximo ao local da instalação. Fonte: Autor	58
Figura 39 – Distância entre o ponto mais próximo do atlas e o local da instalação. Fonte: Autor . . . . .	59
Figura 40 – Inserção dos dados do local no RADIASOL. Fonte: Autor . . . . .	59
Figura 41 – Resultado da irradiação corrigida pelo RADIASOL. Fonte: Autor . . .	60
Figura 42 – Estrutura de fixação utilizada. Fonte: [16] . . . . .	65
Figura 43 – Cabos e conectores utilizados. Fonte: [16] . . . . .	65
Figura 44 – Vista superior do sistema instalado. Fonte: Autor . . . . .	69
Figura 45 – Inversor fotovoltaico instalado (esquerda) e proteções CC-CA do sistema (direita). Fonte: Autor . . . . .	70
Figura 46 – Equipotencialização do sistema fotovoltaico com o aterramento presente na residência. Fonte: Autor . . . . .	70
Figura 47 – Placa de sinalização no padrão de entrada alertando sobre geração própria de energia, atendendo normas da concessionária e da ANEEL. Fonte: Autor . . . . .	71
Figura 48 – Perfil de potência x tempo do dia 10/12/18. Fonte: Autor . . . . .	71



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Histórico de consumo mensal da UC em kWh. Fonte: Autor . . . . .	57
Tabela 2 – Resultado da irradiação corrigida levando-se em consideração a orientação e a inclinação dos módulos. Fonte: Autor . . . . .	60
Tabela 3 – Considerações de dimensionamento do sistema. Fonte: Autor . . . . .	61
Tabela 4 – Solução proposta pela empresa ao cliente. Fonte: Autor . . . . .	63
Tabela 5 – Características dos módulos fotovoltaicos. Fonte: [17] . . . . .	64
Tabela 6 – Características do inversor fotovoltaico. Fonte: [18] . . . . .	64
Tabela 7 – Potência por string no inversor. Fonte: Autor . . . . .	65
Tabela 8 – Cenário de perdas considerado no projeto do sistema. Fonte: Autor . . .	67
Tabela 9 – Considerações de dimensionamento do sistema. Fonte: Autor . . . . .	67
Tabela 10 – Balanço energético apresentado ao cliente. Fonte: Autor . . . . .	68
Tabela 11 – Evolução do efeito médio tarifário para o consumidor. Fonte: [19] . . .	77
Tabela 12 – Parâmetros utilizados para o método do fluxo de caixa. Fonte: Autor .	77
Tabela 13 – Balanço energético parte 1 (valores em kWh). Fonte: Autor . . . . .	78
Tabela 14 – Balanço energético parte 2 (valores em kWh). Fonte: Autor . . . . .	78
Tabela 15 – Estimativa de economia do 1º ao 25º ano. Fonte: Autor . . . . .	79
Tabela 16 – Resultados da análise. Fonte: Autor . . . . .	80
Tabela 17 – Balanço energético pós instalação parte 1 (valores em kWh). Fonte: Autor	81
Tabela 18 – Balanço energético parte 2 (valores em kWh). Fonte: Autor . . . . .	81
Tabela 19 – Percentual médio de energia injetada na rede pelo SFV instalado na residência. Fonte: Autor . . . . .	82
Tabela 20 – Parâmetros utilizados para o método do fluxo de caixa. Fonte: Autor .	82
Tabela 21 – Estimativa de economia do 1º ao 25º ano. Fonte: Autor . . . . .	83
Tabela 22 – Resultados da análise. Fonte: Autor . . . . .	83
Tabela 23 – Calibração dos parâmetros de projeto. Fonte: Autor . . . . .	84



# Lista de abreviaturas e siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
$\alpha$	Alfa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS/CIS	Cobre, índio e gálio seleneto
CNPJ	Cadastro de Pessoa Jurídica
Cobei	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações
CPF	Cadastro de Pessoa Física
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GC	Geração Concentrada
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
kWh	Kilowatt-hora
$\mu$	Micro
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Normal operations cell temperature</i>

PFC	Projeto de Final de Curso
PV	Fotovoltaico (do inglês, <i>Photovoltaic</i> )
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema Fotovoltaico conectado à Rede
SIN	Sistema Integrado Nacional
STC	Standard Test Conditions
$T_D$	Taxa de desempenho
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
UC	Unidade Consumidora
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
VPL	Valor presente líquido
$W_p$	Watt-pico

# Sumário

1	INTRODUÇÃO . . . . .	17
1.1	Contextualização . . . . .	17
1.2	A Empresa . . . . .	19
1.3	Justificativa e Motivações . . . . .	19
1.4	Objetivos . . . . .	21
1.4.1	Geral . . . . .	21
1.4.2	Específicos . . . . .	21
1.4.3	Organização do trabalho . . . . .	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	23
2.1	Geração Distribuída de Energia Elétrica . . . . .	23
2.2	A Energia Solar Fotovoltaica no Brasil . . . . .	25
2.3	A Resolução Normativa nº 482, de 2012 e sua atualização por meio da Resolução Normativa nº 687, de 2015 . . . . .	25
2.4	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica SFVCR . . . . .	29
2.4.1	Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica no Brasil . . . . .	30
2.5	Energia Solar Fotovoltaica . . . . .	31
2.5.1	Massas de ar . . . . .	31
2.5.2	Componentes da radiação solar . . . . .	33
2.5.2.1	Radiação solar direta, difusa e global . . . . .	33
2.5.3	Irradiância e irradiação . . . . .	33
2.5.4	Inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos . . . . .	36
2.5.5	Cenário de perdas . . . . .	37
2.5.6	História do efeito fotovoltaico . . . . .	38
2.5.7	Principais tecnologias fotovoltaicas . . . . .	39
2.5.7.1	Células fotovoltaicas de silício cristalino . . . . .	39
2.5.7.2	Filmes finos . . . . .	41
2.6	Principais Equipamentos de um Sistema Fotovoltaico . . . . .	43
2.6.1	Módulos fotovoltaicos . . . . .	43
2.6.2	Inversores fotovoltaicos . . . . .	46
2.6.3	String box CC e caixa de proteção CA . . . . .	48
2.6.4	Aterramento CC e CA . . . . .	50
3	DEFINIÇÃO DA METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DE PRO- POSTAS TÉCNICO COMERCIAIS . . . . .	52
3.1	Metodologia para Auxílio na Construção de Propostas e Outras Atividades . . . . .	53

3.2	Análise Prévia . . . . .	54
3.3	Definição do KIT Fotovoltaico e Análise Financeira . . . . .	54
3.4	Projeto do Sistema Fotovoltaico . . . . .	55
3.5	Instalação do Sistema no Local . . . . .	55
3.6	Dimensionamento Teórico do Sistema Fotovoltaico . . . . .	55
3.6.1	Descrição do local de instalação do sistema . . . . .	55
3.6.2	Avaliação da capacidade de geração de energia elétrica do local . . . . .	58
3.6.3	Potência teórica do sistema fotovoltaico . . . . .	60
4	ESTUDO DE CASO: VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA . . . . .	63
4.1	Descrição Técnica dos Equipamentos do Sistema . . . . .	63
4.2	Estimativa de Produção de Energia Elétrica e Cenário de Perdas . . . . .	66
4.3	Custos do Sistema e sua Manutenção ao longo do Tempo . . . . .	68
4.4	Sistema Fotovoltaico Instalado na Residência . . . . .	69
5	ANÁLISE ECONÔMICA E RESULTADOS . . . . .	73
5.1	Fluxo de Caixa . . . . .	74
5.2	Payback Simples . . . . .	74
5.3	Payback Composto . . . . .	74
5.4	Taxa Mínima de Atratividade . . . . .	74
5.5	Valor Presente Líquido . . . . .	75
5.6	Taxa Interna de Retorno . . . . .	76
5.7	Considerações e Parâmetros da Análise Prévia . . . . .	76
5.8	Balanco Energético Prévio do Sistema Fotovoltaico . . . . .	78
5.9	Resultados da Análise Prévia . . . . .	78
5.10	Resultados Após a Instalação do SFV . . . . .	80
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS . . . . .	86
	REFERÊNCIAS . . . . .	88
	APÊNDICES . . . . .	91
	APÊNDICE A – DIAGRAMA MULTIFILAR DO SFV MODELO . . . . .	92

# 1 Introdução

## 1.1 Contextualização

O expansivo crescimento populacional e a necessidade de industrialização sempre estiveram relacionados com o consumo das mais diversas formas de energia. Nesse panorama, por mais de cem anos, vem prevalecendo a utilização de energia proveniente de fontes não renováveis, destacando-se a queima dos combustíveis fósseis: carvão, gás natural e petróleo. Por sua vez gerados pela decomposição da matéria orgânica há milhões de anos. A Figura 1 demonstra a contribuição das principais fontes de energia na atual matriz energética mundial.

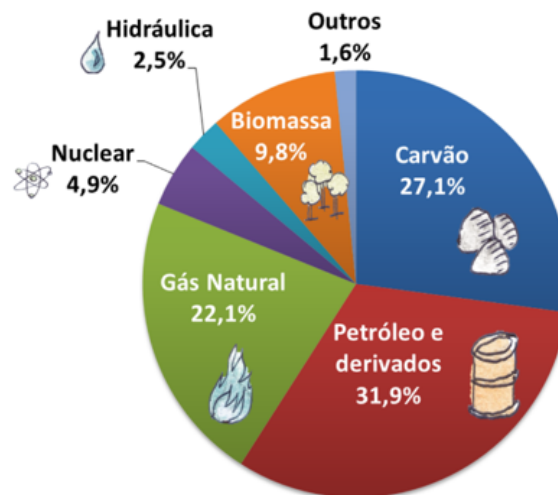


Figura 1 – Relação percentual das principais fontes que compõe a matriz energética mundial em 2018. Fonte: [1]

A Figura 1 também revela que apenas cerca de 14% de toda a energia consumida é produzida a partir de fontes renováveis de energia (EPE), com destaque a energia hidráulica e da biomassa. As fontes de energia renovável caracterizam-se por serem consideradas inesgotáveis quando comparadas aos padrões humanos de utilização [3]. Segundo o balanço energético nacional [20], a matriz energética brasileira também produz a maior parte de sua energia de forma não-renovável. Entretanto, há de se destacar o fato de que o país possui uma quantidade de fontes renováveis significativamente superior à média mundial, totalizando mais de 42%.

De toda energia consumida no Brasil, apenas uma parcela de seu total é especificamente utilizada para a produção de energia elétrica. Conforme os dados da Agência

Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a matriz elétrica brasileira distribui-se conforme ilustrado pela Figura 2, de onde constata-se que mais de 80% do total de geração elétrica é baseada no uso de fontes renováveis, com destaque à geração hidroelétrica.



Figura 2 – Matriz elétrica brasileira em 2019. Fonte: [2]

O Brasil, além de possuir um grande potencial hídrico, possui a maior parte de seu território localizado entre a linha do equador e o trópico de capricórnio, sendo favorecido com a abundante incidência de radiação solar ao longo do ano. Adicionalmente, o país possui uma das maiores reservas de quartzo do mundo (MME), que por meio de processamento industrial é capaz de transformar-se em silício com diferentes graus de pureza e, com isso, possibilitar a confecção de células fotovoltaicas para a produção de energia elétrica. Tal fonte de energia, renovável, já representa em torno de 1,2% de toda matriz elétrica do país, recentemente ultrapassando a geração de energia nuclear.

A energia presente na radiação solar pode ser convertida em eletricidade mediante a utilização de células, módulos ou arranjos solares fotovoltaicos, geralmente feitos de silício (Si). O fenômeno físico que possibilita essa conversão é chamado de efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da energia contida na radiação solar em energia elétrica, diferentemente de outros sistemas de aproveitamento da energia solar, que utilizam o aquecimento prévio de um fluido para, posteriormente, produzir energia elétrica a partir de energia térmica.

Além das características já elencadas, os módulos fotovoltaicos são equipamentos de fácil integração com edifícios, residências e indústrias, onde os telhados das edificações podem ser aproveitados para suprir a demanda local por eletricidade.



A produção de energia local, descentralizada, e próxima aos centros consumidores é característica de sistemas de geração distribuída, tema abordado no presente trabalho. Essa modalidade de geração de energia vem crescendo no mundo há alguns anos e tem sido também muito discutida no Brasil.

Além dos módulos, o sistema de geração solar fotovoltaico é composto por dispositivos que realizam o controle e a adaptação da corrente elétrica e por dispositivos de proteção, que tornam o sistema gerador robusto e seguro.

## 1.2 A Empresa

A MAC Soluções Sustentáveis oferece soluções como usinas produtoras de energia elétrica completas, por intermédio da utilização de biogás proveniente de dejetos suínos e cisternas para armazenamento de água da chuva, além de soluções *turn-key* para sistemas fotovoltaicos.

A empresa foi contemplada no programa Sinapse da Inovação operação IV do governo do estado de Santa Catarina e é uma *Start-up* que trabalha integrando seus três pilares base: Educação Ambiental, Eficiência Energética e Energias Renováveis, com foco nos clientes e soluções personalizadas.

O projeto e execução das plantas de geração de energia solar fotovoltaica visam a eficiência energética de cada cliente, observando a composição dos gastos com energia elétrica, simulando cenários e apontando melhorias, como por exemplo a mudança da classe de tarifação de seus clientes. Além disso, a empresa sempre objetiva a melhor relação, forma e função da solução e sua integração com as edificações existentes. Assim, possibilita ao cliente maior independência e autonomia por reduzir drasticamente os gastos com energia elétrica e gerar sua própria energia.

## 1.3 Justificativa e Motivações

Com a crescente demanda por energia elétrica no Brasil e no mundo, torna-se recorrente a busca por alternativas para suprir essa necessidade da maneira mais inteligente possível. É evidente que os modelos atuais de produção de energia necessitam de mudanças que busquem uma produção renovável e limpa, para que as demandas da sociedade atual sejam satisfeitas sem comprometer os recursos das sociedades futuras.

O Brasil possui altos níveis de radiação solar; dessa forma, o aproveitamento da energia fornecida pelo Sol possui um enorme potencial de integração na matriz energética do país, além de uma série de vantagens oriundas da geração distribuída de energia elétrica, que aproxima a geração dos centros de consumo, diminuindo as perdas em linhas de transmissão e distribuição.

A partir de 2012, por meio da resolução normativa nº482, a ANEEL permitiu aos consumidores de energia elétrica gerar a sua própria energia por meio de fontes renováveis. A maneira como a norma foi construída estimulou significativamente a geração solar de energia elétrica, que aliada à facilidade de instalação destes sistemas promoveu a proliferação de empresas instaladoras de sistemas fotovoltaicos. Para se diferenciar no mercado e obter confiabilidade no dimensionamento de um sistema fotovoltaico ao cliente, a MAC Soluções Sustentáveis busca analisar, mediante um estudo de caso, se a geração de energia elétrica por parte de um sistema modelo, que será dimensionado e instalado pela empresa em conjunto com o autor do trabalho, condiz com as estimativas de projeto realizadas.

O método utilizado para dimensionar o sistema fotovoltaico proposto, realiza uma estimativa da geração de energia elétrica com base nos dados de irradiância solar disponíveis sobre o local, no consumo de energia elétrica da residência onde o sistema será instalado e na orientação e inclinação do telhado disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos. Com isso, ao se dimensionar o sistema fotovoltaico, são adotados alguns parâmetros estimados com base em valores apresentados pela literatura. Os parâmetros estimados que mais influenciam a análise de viabilidade econômica do sistema e o tempo de retorno do investimento ao cliente são o coeficiente ou taxa de desempenho do sistema ( $T_D$ ) e o percentual (%) de energia injetado na rede elétrica da concessionária, ao qual incide uma alíquota de ICMS que diminui o retorno esperado por parte do sistema.

Assim, para que a empresa apresente uma projeção correta de geração de energia elétrica e, portanto, do tempo de retorno do investimento dos sistemas fotovoltaicos ao cliente, é necessário confrontar a energia elétrica real com a estimada e dessa forma calibrar estes parâmetros, recalcular a viabilidade econômica e comparar com a viabilidade estimada. Com isso, pode-se concluir se o cenário de perdas estimado condiz com os resultados práticos e qual o impacto de um cenário de perdas mal estimado na análise de retorno do investimento ao cliente.

Este processo toma um considerável tempo e recursos da empresa, motivando o desenvolvimento deste projeto, que surge como uma ferramenta de auxílio ao dimensionamento rápido, confiável e otimizado de sistemas fotovoltaicos. Como resultado, espera-se uma metodologia concisa de dimensionamento, que possa ser evoluída e validada na prática via dados de geração de energia elétrica que serão coletados pelo autor do trabalho em conjunto com a empresa.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Geral

Propor uma metodologia que auxilie a confecção de proposta técnico comercial de sistema fotovoltaico conectado à rede através de um estudo de caso.

### 1.4.2 Específicos

- Realizar um estudo das normas que envolvem a micro e minigeração de energia;
- Realizar uma revisão bibliográfica sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede e demais componentes envolvidos no sistema;
- Propor uma metodologia de projeto para sistemas fotovoltaicos que vise a economia de tempo e alocação de recursos, de modo que com o mínimo tempo se obtenha o melhor resultado;
- Dimensionar um sistema fotovoltaico teórico que seja capaz de suprir a necessidade de energia elétrica do cliente;
- Apresentar um balanço energético e de créditos de energia elétrica por parte do sistema fotovoltaico (SFV) modelo e estimar uma previsão para o tempo de retorno do investimento;
- Validar a metodologia proposta mediante coleta de dados de geração de energia elétrica do sistema modelo, que será implantado pela empresa durante o período do projeto de final de curso (PFC);
- Apresentar o balanço energético real do SFV modelo e calcular o tempo de retorno do investimento esperado;
- Estimar fatores de correção a serem aplicados na metodologia de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, para que os relatórios de geração de energia elétrica e análise de viabilidade econômica sejam os mais corretos possíveis.

### 1.4.3 Organização do trabalho

Este trabalho está dividido em 6 capítulos, incluindo este, que descreveu o contexto do trabalho, a empresa, a motivação para a realização do projeto e seus objetivos gerais e específicos.

No Capítulo 2 é realizada uma breve revisão bibliográfica sobre os sistemas fotovoltaicos, geração distribuída de energia elétrica, as Resoluções Normativas atuais no Brasil e o atual cenário da tecnologia fotovoltaica do país.

O Capítulo 3 apresentará o consumo de energia elétrica da residência onde o SFV modelo será instalado, bem como as características do cliente, grupo de tarifação e tensão de atendimento. Por fim, será dimensionado um SFV teórico capaz de suprir a demanda por energia elétrica do cliente.

O Capítulo 4, por sua vez, apresenta as características técnicas dos equipamentos utilizados no SFV modelo, a estimativa de geração de energia elétrica por parte do mesmo e o cenário de perdas estimado para o local da instalação e seus componentes.

Adicionalmente, o Capítulo 5 apresenta os conceitos básicos sobre análises de investimentos em empreendimentos de energia solar fotovoltaica e as estimativas prévias e posteriores à instalação do SFV modelo. Ainda, é apresentado o balanço energético total antes e depois da instalação do SFV, sendo abordados os cenários reais e teóricos e a influência dos parâmetros estimados no tempo de retorno do investimento ao cliente.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta a conclusão do trabalho e avalia os resultados obtidos com a análise econômica e destaca as perspectivas para futuros trabalhos a serem desenvolvidos na empresa.

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Geração Distribuída de Energia Elétrica

O tradicional modelo de geração de energia elétrica no Brasil é chamado de Geração Concentrada (GC), essa denominação caracteriza-se por representar um modelo de produção energético onde grandes usinas produzem grandes quantidades de energia elétrica, pouco espalhadas geograficamente e comumente afastadas dos centros consumidores. Essa configuração central necessita de grande infraestrutura de linhas de transmissão e distribuição para chegar até os centros consumidores, de subestações elevadoras de tensão baseia-se no monopólio natural de geração e distribuição de energia elétrica.

Alternativamente, a geração distribuída (GD) de energia elétrica caracteriza-se por ser um modelo descentralizado [3], em que as usinas geradoras são instaladas próximo aos locais de consumo e, dessa maneira, demandam menores investimentos em infraestrutura, diminuem as perdas envolvidas em transmissão e distribuição e, além disso, proporcionam maior independência e liberdade ao consumidor. A Figura 3 ilustra a estrutura de geração GC e GD.

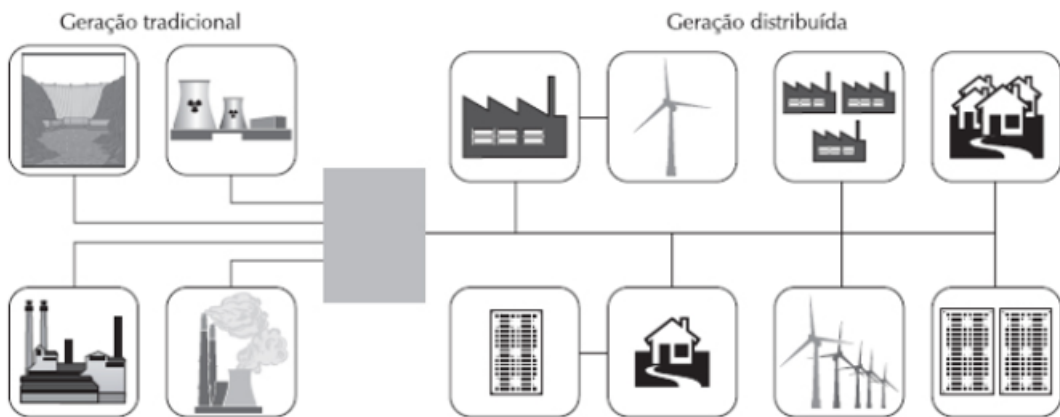


Figura 3 – Estrutura de geração centralizada tradicional (esquerda) e geração distribuída (direita). Fonte: [3]

O aproveitamento do potencial fotovoltaico é explicado devido à modularidade dos sistemas, facilmente instalados em telhados residenciais, industriais e edifícios comerciais em geral, constituindo micro e miniusinas conectadas à rede do sistema integrado nacional (SIN).

Como comentado, menor a infraestrutura pois se conectam na rede de distribuição de baixa tensão, ou seja, não demandam a construção de grandes subestações para a

transmissão da energia gerada. Dessa forma, as fontes alternativas de energia apresentam-se como grande aliada a diversificação da matriz energética, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico e substituindo, em alguns casos, a utilização de usinas termelétricas. Como resultado tem-se a redução do gasto com energia elétrica por parte dos consumidores.

Além disso, a GD torna-se um importante aliado do país em épocas de seca ou períodos de estiagem, quando os reservatórios das usinas hidroelétricas, principal fonte de eletricidade brasileira, atingem níveis críticos e fazem necessária a utilização de usinas baseadas em fontes não renováveis de energia.

A fonte renovável solar fotovoltaica é complementar ao consumo de energia elétrica industrial, que possui seu pico durante o dia. Adicionalmente, a geração descentralizada reduz e posterga o aumento dos investimentos em linhas de transmissão e auxilia o fator de capacidade de outras usinas. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a fonte ainda é um ótimo atrativo de investimentos ao país, bem como um ótimo gerador de empregos locais.

Para entender a evolução do uso da tecnologia fotovoltaica no Brasil, é preciso também observar as tendências criadas pelos países mais desenvolvidos. A Figura 4 demonstra o crescimento do uso da tecnologia solar fotovoltaica no mundo para os anos 2017-2023.

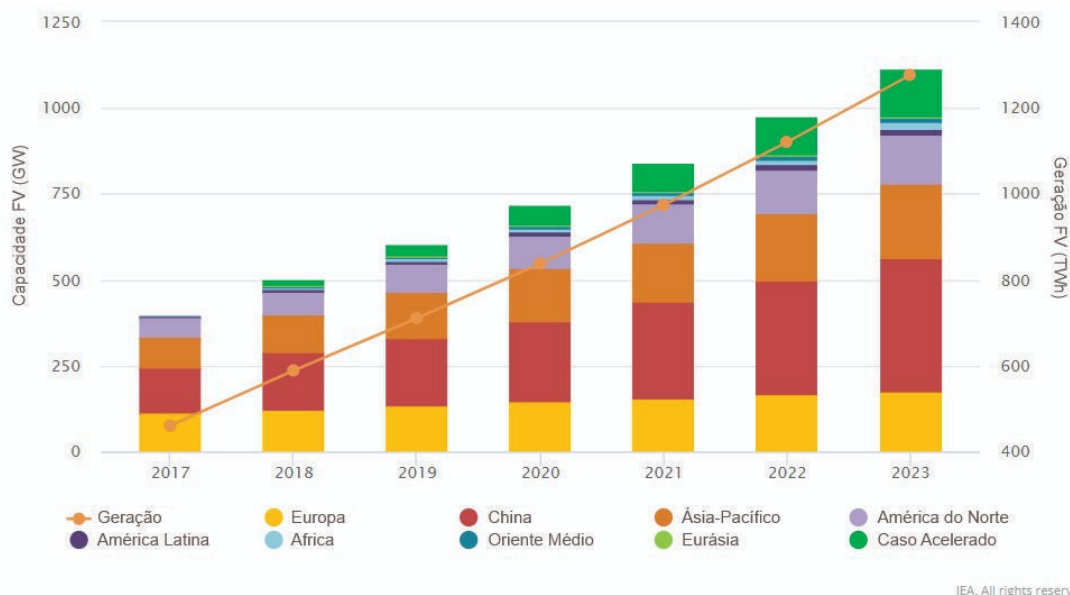


Figura 4 – Geração de energia solar e capacidade instalada, por região, 2017-2023. Fonte: [1]

Por se tratar de uma forma de energia limpa, que não emite gases poluentes, nem resíduos e ainda aumenta a quantidade de energia disponível nos centros urbanos, a fonte solar fotovoltaica apresenta relevante crescimento ao redor do mundo nos últimos anos, com destaque para a China, que aumentou drasticamente os investimentos no setor e tornou-se o maior produtor de módulos fotovoltaicos do mundo. Tal aumento de produção

e investimentos em tecnologia, possibilitou também o crescimento do mercado brasileiro, que hoje cresce a passos largos.

## 2.2 A Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Por depender da disponibilidade de luz solar, a fonte de energia renovável solar fotovoltaica é considerada intermitente, pois a quantidade de energia elétrica produzida varia ao longo do dia. Por isso, a integração dessa fonte com as usinas hidrelétricas brasileiras é uma excelente combinação. O maior problema da fonte de energia solar consiste em como armazenar a energia produzida pelos sistemas. Nesse contexto, os reservatórios das hidrelétricas podem ser considerados como elementos de armazenamento, visto que quanto maior a produção de energia solar fotovoltaica, menor é a utilização da, por vezes escassa, água dos reservatórios das hidrelétricas.

Obviamente, a introdução de uma nova forma de produção de energia na matriz energética de um país é algo muito complicado e lento, visto que o mercado depende de resoluções normativas feitas pelas agências reguladoras, incentivos fiscais governamentais, profissionais qualificados e linhas de crédito, para assegurar a ampla aderência pública.

Para possibilitar a expansão do mercado de geração distribuída mediante o emprego de fontes renováveis e acompanhar as tendências internacionais de países desenvolvidos, foi criado no ano de 2012, no Brasil, o marco regulatório que permitiu aos consumidores cativos gerarem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, estabeleceu 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. Nessa resolução, foram criadas as diretrizes e orientações para solicitar o acesso à rede da distribuidora, objetivando orientar empresas instaladoras e consumidores que queiram usufruir desse benefício [21].

## 2.3 A Resolução Normativa nº 482, de 2012 e sua atualização por meio da Resolução Normativa nº 687, de 2015

Antes do ano de 2012, pré Resolução Normativa 482 da ANEEL, representantes de empresas e universidades se uniram, com o objetivo de criar as diretrizes da norma, bem como adaptá-la a realidade brasileira. O nome do grupo era Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (Cobei). Após o ano de 2012, as atividades do grupo também envolveram outros aspectos importantes da integração da matriz energética brasileira com sistemas fotovoltaicos, por intermédio de normas como:

- ABNT NBR 16149 Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 16150 Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição Procedimento de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16274 Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR IEC 62116 Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;

A criação da primeira resolução normativa foi um sucesso, pois a aderência pública e privada ao uso da tecnologia aumentou substancialmente nos últimos anos. Entretanto, para acompanhar o crescimento e melhor se adaptar a realidade brasileira de mercado, a Resolução Normativa nº 482 precisou ser atualizada. A resolução normativa nº 687, de 2015, instaurou as definições, tal como estão em vigor atualmente.

A Figura 5 ilustra a dimensão do crescimento do mercado nos últimos sete anos, de onde se observa que a potência instalada mais do dobra a cada ano.

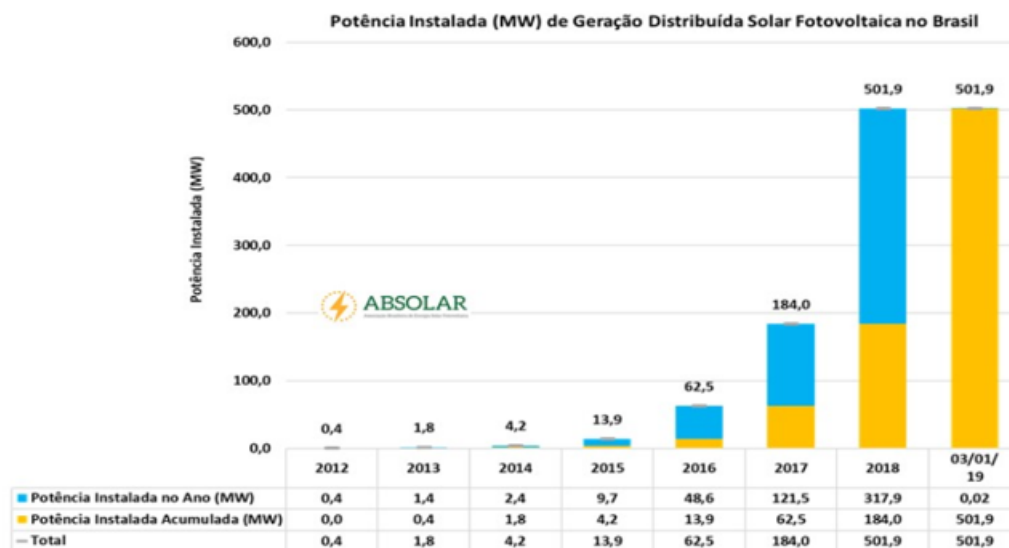


Figura 5 – Potência instalada de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil. Fonte: [4]

O presente trabalho foi elaborado seguindo-se totalmente as orientações das Resoluções Normativas da ANEEL. A seguir, são introduzidos os conceitos chaves para o entendimento das resoluções normativas no contexto desse trabalho.

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação



da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [22];

- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [22];
- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual potência ativa é injetada na rede elétrica pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Baseia-se no empréstimo gratuito de energia à distribuidora local, e posterior compensação mediante consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra de mesma titularidade, com o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao ministério da fazenda [21].
- O sistema de compensação de energia elétrica implantado no Brasil: inspirado no modelo de tarifação *net metering*, já implantado em alguns países. Esse sistema permite que uma unidade consumidora que gere mais energia elétrica do que consome, em um dado momento, exporte esse excedente para a rede elétrica e o utilize em horários onde o sistema fotovoltaico não esteja operando, como durante a noite. Dessa forma, tanto os créditos exportados para a rede, quanto a energia consumida da rede, são contabilizados. A Figura 6 ilustra o modelo de tarifação *net metering*.

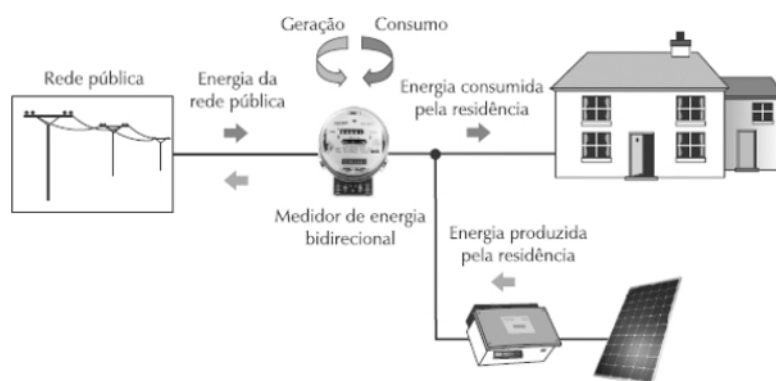


Figura 6 – Modelo de tarifação *net metering*. Fonte: [3]

No Brasil, a resolução normativa 687/2015 define que o micro e miniprodutor de energia elétrica, que tenha aderido ao sistema de compensação, possui prazo de até 60 meses para utilizar os créditos gerados. Ao final do período, os créditos expiram e o cliente não é remunerado.

A atualização da Resolução Normativa trouxe consigo a possibilidade dos consumidores cativos, que consomem energia da concessionária, se organizarem de outras formas, não limitando o uso dos sistemas fotovoltaicos apenas para telhados ou edificações residenciais e comerciais. Para tal, basta que sejam respeitados os critérios estabelecidos de que a energia deve ser gerada e consumida dentro dos limites de atuação da mesma concessionária de energia elétrica. A Figura 7 demonstra o funcionamento do sistema de compensação.



Figura 7 – Sistema de compensação de energia. Fonte: [3]

Para possibilitar outros modelos de negócios, foram inseridos na Resolução Normativa as seguintes modalidades de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto. De maneira resumida, tais modalidades de geração deram outras possibilidades ao mercado: condomínios, agora, podem instalar sistemas fotovoltaicos coletivos que gerem energia elétrica para alimentar os equipamentos das áreas comuns; empreendedores podem investir na instalação de sistemas fotovoltaicos em locais onde os níveis de radiação solar são maiores e, conseqüentemente, produzem mais energia, para então, alocar uma parcela da energia gerada para cada empresa ou residência que queira adquirir uma quota em seu negócio. Além disso, possibilita até mesmo que o consumidor gere a energia elétrica em seu sítio e consumirá em seu apartamento na cidade.

Dessa maneira, o excedente de energia produzido durante o dia pelo sistema fotovoltaico do consumidor, é cedido à concessionária de energia a troco de créditos pela

energia gerada. Durante a noite, o consumidor resgata os créditos obtidos ao longo do dia e, dessa forma, deixa de consumir a energia da concessionária. Assim, a fatura de energia elétrica pode ser drasticamente reduzida, gerando economia.

## 2.4 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica SFVCR

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica possuem a característica de operar em paralelismo com a mesma. São encontrados na literatura como sistemas *on-grid* ou *grid-tie*, diferente dos sistemas isolados, classificados como *off-grid*. Dessa forma, toda a energia que for gerada pelo sistema *on-grid* e não for consumida localmente, pode ser exportada para a rede elétrica do sistema integrado nacional (SIN), que atua como uma espécie de bateria ao SFV.

Outra aplicação também em crescente expansão são as usinas de geração fotovoltaica, onde SFVs são conectados ao sistema elétrico nacional com o uso de transformadores e linhas de transmissão, da mesma forma como são constituídas as hidrelétricas, termelétricas e outras [3]. Essa organização permite que sejam construídas usinas com potências da ordem de centenas de megawatts, centralizadas, capazes de abastecerem o consumo de energia elétrica de grandes cidades. Usinas desse porte, apesar de perderem algumas das vantagens citadas da geração distribuída, merecem destaque. A Figura 8 mostra uma usina fotovoltaica de grande porte na China.



Figura 8 – Usina fotovoltaica de 100 MW na China. Fonte: [5]

Para o caso de grandes usinas fotovoltaicas, com potência instalada da ordem de alguns Mega-Watts, aplica-se a mesma legislação empregada em usinas hidrelétricas e

termelétricas, que trata sobre consumidores de energia no mercado livre. Tal mercado não possui o sistema de compensação e já possuem tarifação e requisitos técnicos pré-definidos.

#### 2.4.1 Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica no Brasil

Em setembro de 1997 entrou em operação na Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC em Florianópolis a primeira instalação solar fotovoltaica integrada a uma edificação urbana e interligada à rede elétrica pública no Brasil [6]. A instalação em questão foi realizada no bloco A do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC, com uma potência instalada de 2078 Wp e composta por 68 módulos fotovoltaicos, conforme Figura 9.



Figura 9 – Primeira instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica no Brasil. Fonte: [6]

O sistema foi dimensionado com o objetivo de simular o consumo energético de uma família de quatro pessoas, de maneira que a inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos priorizassem a produção de energia elétrica. Dessa maneira, comprovou-se que era possível integrar a fonte solar fotovoltaica às edificações, suprir-se a demanda local por energia elétrica e, além disso, contribuir globalmente para o sistema integrado nacional. Adicionalmente, essa planta modelo serviu como objeto de estudo do comportamento intermitente da fonte, permitiu a coleta de dados e comprovou a robustez desse tipo de sistema.

Tal iniciativa abriu portas para que outras universidades e instituições privadas pudessem também instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e realizar estudos, para que futuramente pudesse se estimar o potencial de geração da fonte e seus benefícios ao país, dos quais destaca-se o aumento de quantidade de energia disponível ao SIN, a postergação dos investimentos em infraestrutura de redes de transmissão e

distribuição, a diminuição das perdas com transporte da energia e substituição à utilização de usinas termelétricas. A Figura 10 ilustra os componentes de um SFVCR.



Figura 10 – Configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Fonte: [7]

SFVCR são resumidamente compostos pelos módulos fotovoltaicos, que produzem energia elétrica em corrente contínua, pelos inversores, que realizam a conversão da corrente elétrica de contínua (CC) para alternada (CA), por dispositivos que realizam a proteção do sistema e, um ou mais, medidores de energia. A seguir, serão apresentadas as variáveis relevantes ao entendimento desse projeto e cada componente presente no sistema, explicitando sua função.

## 2.5 Energia Solar Fotovoltaica

O Sol transmite diariamente uma quantidade de energia muito maior do que o consumo energético mundial em um ano. Na verdade, estima-se que aproximadamente 12 minutos de radiação solar seriam necessários para abastecer nosso consumo de energia total anual [6].

A duração do dia e o montante de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre apresenta variabilidade temporal advinda do movimento de rotação da Terra em torno do Sol. A Figura 11 ilustra como o fotoperíodo varia ao longo do ano para diferentes latitudes.

### 2.5.1 Massas de ar

O zênite é uma linha imaginária perpendicular ao solo. O ângulo zênital do Sol é zero quando ele se encontra exatamente acima do observador. A espessura da massa de ar atravessada pelos raios solares na atmosfera depende do ângulo zenital do Sol [3]. A Figura 12 ilustra um ângulo zenital de  $48,5^\circ$ .

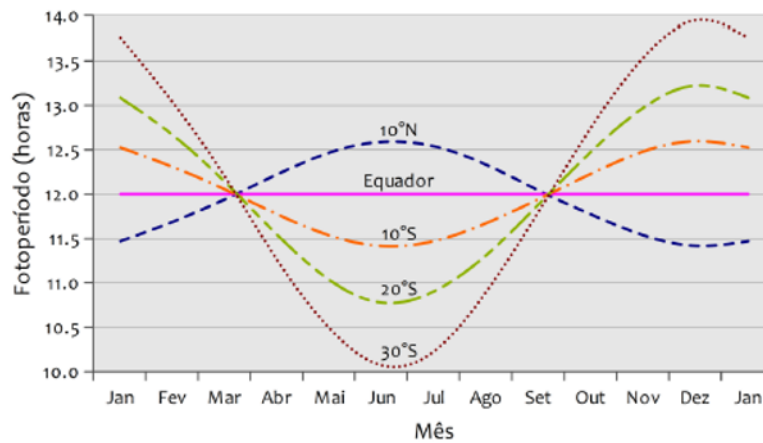


Figura 11 – Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Fonte: [8]

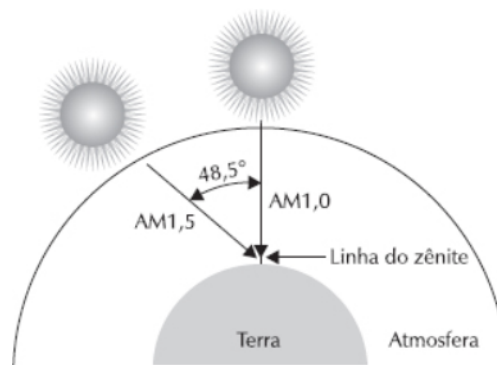


Figura 12 – A massa de ar depende do ângulo zenital do Sol. Fonte: [3]

As características da radiação solar que chega ao solo dependem da espessura da camada de ar e da composição da atmosfera, incluindo o ar e os elementos suspensos, como vapor de água e a poeira. A energia presente na radiação solar em uma dada localização geográfica depende de fatores como a hora do dia, o dia do ano, das condições climáticas, altitude do local e muitos outros fatores. Países situados nas regiões entre os trópicos de Câncer e Capricórnio recebem os raios solares com ângulos azimutais menores e, por isso, ficam sujeitos a massas de ar reduzidas.

A radiação solar possui um perfil de distribuição energético, ao qual atribui-se o nome de distribuição *air mass* (AM). A radiação solar presente no espaço, sem a influência da atmosfera é designada por AM0. Ao cruzar a atmosfera terrestre, a distribuição energética é alterada, tal como demonstrado pela Figura 13. Existem determinadas faixas de comprimento de onda que são totalmente atenuados pela atmosfera da Terra e não incidem na superfície. Essa filtragem é realizada pelos elementos químicos suspensos na atmosfera.

Por motivos de estudos e análises em sistemas fotovoltaicos, desenvolveu-se em



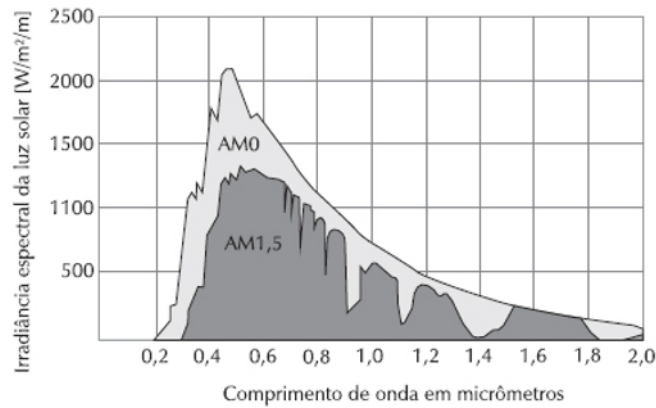


Figura 13 – Características da radiação solar para as massas de ar AM0 e AM1,5. Fonte: [3]

países do hemisfério norte (Europa e Estados Unidos) o padrão AM 1,5, onde assume-se que todos os raios solares enfrentam a mesma trajetória e possuem a mesma configuração energética para todos os lugares do mundo, sendo a espessura da massa de ar igual a 1,5 atmosferas. Hoje essa convenção é amplamente utilizada como referência em catálogos de fabricantes de células fotovoltaicas e serve para estimar a produção de energia pelo módulo fotovoltaico em um dado local.

### 2.5.2 Componentes da radiação solar

Em um dado ponto na superfície do solo é possível captar raios solares vindos de todas as direções. Durante sua passagem pela atmosfera, a radiação é absorvida, espalhada e refletida devido a moléculas de ar e outras partículas como poeira. Segundo [3], a radiação dita global é a soma da radiação direta e da radiação difusa.

#### 2.5.2.1 Radiação solar direta, difusa e global

A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do Sol. Por outro lado, a radiação difusa diz respeito aos raios solares que chegam indiretamente ao plano horizontal no solo, sendo ela o resultado da difração na atmosfera e da reflexão da luz na poeira ou nas nuvens. Dentro desse raciocínio, os módulos fotovoltaicos são instalados com orientação e inclinação que favoreça a absorção de radiação direta dos raios solares, otimizando a geração de energia elétrica. A Figura 14 ilustra as componentes da radiação global.

### 2.5.3 Irradiância e irradiação

A grandeza física utilizada para mensurar a radiação solar é a irradiância, cuja unidade é expressa em  $\text{W}/\text{m}^2$ . Na superfície da Terra, os valores típicos estão em torno de

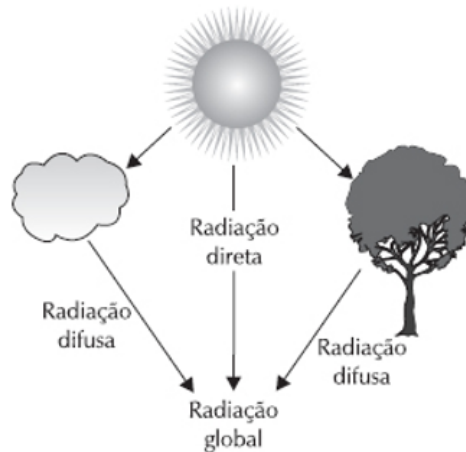


Figura 14 – A radiação global é a soma das radiações direta e difusa. Fonte: [3]

$1000 \text{ W/m}^2$ , ao passo que no ambiente extraterrestre estimam-se valores na faixa de  $1350 \text{ W/m}^2$ . No decorrer de um dia pode-se medir o valor da irradiância solar e obter-se um perfil como o ilustrado pela Figura 15.

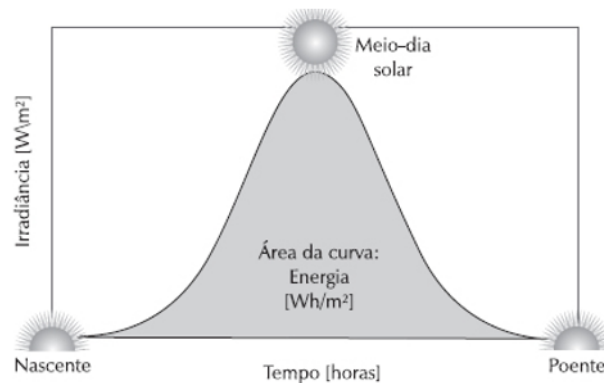


Figura 15 – Perfil da irradiância solar ao longo de um dia. Fonte: [3]

A partir da integral dos valores de irradiância ao longo do tempo, ou seja, a área embaixo da curva, obtém-se o valor da energia recebida do Sol durante o dia por unidade de área, denominada irradiação [3].

A irradiação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide em uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. Sua unidade é usualmente expressa em  $\text{KWh/m}^2 \cdot \text{dia}$  ou  $\text{KWh/m}^2 \cdot \text{ano}$  [3]. Trata-se do valor da energia solar acumulada ao longo de certo período, em base diária, mensal, anual. Existem regiões tropicais localizadas próximas ao equador, onde a irradiação solar excede valores de  $2.300 \text{ kWh/m}^2$  por ano, ao passo que, no sul europeu tais valores não excedem  $1.800 \text{ kWh/m}^2$  [23].

Na indústria fotovoltaica são adotadas algumas condições padrão para especificar e



avaliar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Para tal, a irradiância padrão é de  $1000 \text{ W/m}^2$  e a massa de ar AM1,5, e  $T=25^\circ$ . Tais informações são empregadas, por exemplo, por fabricantes de módulos fotovoltaicos, onde em seus catálogos a potência nominal em Watts do módulo é comprovada nas condições padrão de teste (STC) de irradiância solar, massa de ar e temperatura. Dessa maneira, torna-se possível comparar os módulos de fabricantes diferentes com base nos mesmos padrões.

A irradiação também possui outras componentes que merecem destaque no contexto de sistemas fotovoltaicos. A irradiação global horizontal é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal, seu módulo é a soma das componentes de irradiação direta horizontal e irradiação difusa horizontal. A Figura 16 ilustra o total diário da irradiação global horizontal no território brasileiro.

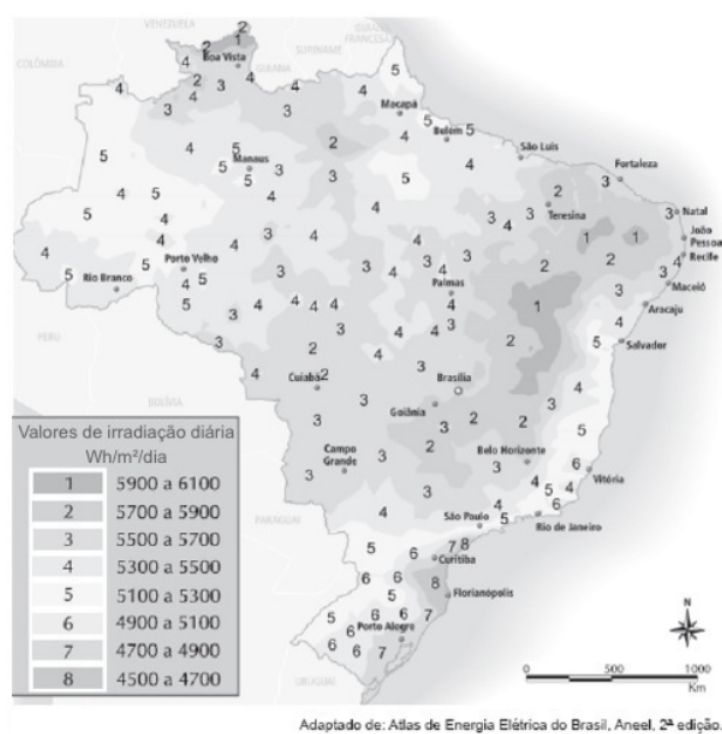


Figura 16 – Total diário da irradiação global horizontal. Fonte: [3]

A irradiação também pode ser calculada sobre um plano inclinado, sua definição é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação a superfície da Terra. Tais conceitos tornam-se relevantes para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, visto que o módulo fotovoltaico será instalado com uma certa inclinação e para calcular-se a irradiação absorvida pelo mesmo, a inclinação é levada em consideração, como será demonstrado no dimensionamento do sistema do presente trabalho.

Devido a sua vasta extensão territorial, o Brasil apresenta uma diversidade climática muito grande. A região central e nordeste do país apresentam-se como as regiões de maior

média de temperatura anual. Além disso, recebem maiores níveis de radiação solar, tornando-se, portanto, regiões capazes de produzir mais energia por metro quadrado.

#### 2.5.4 Inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos

Segundo [3], existem duas orientações básicas que devem ser seguidas para a correta instalação de um módulo solar fotovoltaico:

1. Quando no hemisfério sul, sempre que possível, orientar o módulo com sua face voltada para o norte geográfico, o que maximiza a produção média diária de energia;
2. Ajustar o ângulo de inclinação correto do módulo com relação ao solo para otimizar a produção de energia ao longo do ano. Para isso, deve-se levar em conta a latitude geográfica da localidade onde o sistema é instalado.

Como visto em [24], a trajetória solar na abóboda celeste ocorre sobre a linha do equador terrestre, com variações conforme as estações do ano. Para quem se encontrar no hemisfério sul, essa trajetória é visualizada sempre ao norte. Por isso, é necessário em nosso hemisfério orientar os módulos fotovoltaicos sempre ao norte geográfico. Essa trajetória pode ser verificada por meio da Figura 17.

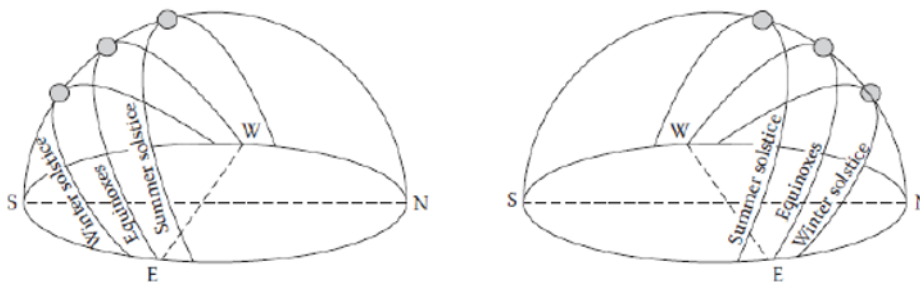


Figura 17 – Movimento aparente do Sol observado a partir do hemisfério norte (esquerda) e sul (direita). Fonte: [9]

Para compensar a incidência irregular dos raios solares na superfície terrestre, é necessário encontrar um ângulo de inclinação de forma que a captação dos raios solares seja otimizada. Caso essa inclinação não seja respeitada, não é possível se aproveitar de forma otimizada o recurso solar, a Figura 18 ilustra o comentado. O ângulo de inclinação ótimo depende da latitude em que os módulos fotovoltaicos serão instalados. Latitudes maiores implicam em ângulos de inclinação maiores [24].

A Figura 19, mostra o ângulo de instalação recomendado para módulos fotovoltaicos de acordo com a latitude do local da instalação. Onde  $\alpha$ , é o ângulo de inclinação recomendado.

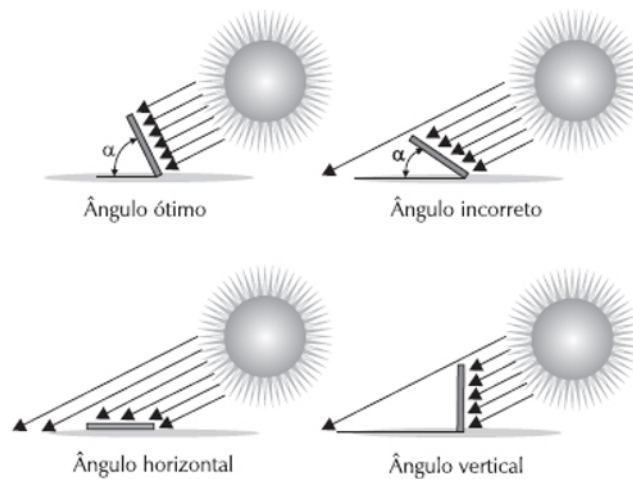


Figura 18 – Demonstração do ângulo ótimo para inclinação de painéis solares. Fonte: [3]

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Figura 19 – Inclinação recomendada conforme a latitude geográfica. Fonte: [3]

O sistema a ser dimensionado neste trabalho encontra-se a uma latitude de  $27^\circ$ , ou seja, seu ângulo ótimo de instalação de acordo com a Figura 19 seria de  $32^\circ$ , aproximadamente. Acontece que a instalação dos módulos fotovoltaicos acontecerá na aba do telhado que está disponível no local, dessa forma, a inclinação dos módulos fotovoltaicos, bem como sua orientação em relação ao norte geográfico, serão as mesmas do telhado.

### 2.5.5 Cenário de perdas

Como nem sempre todas as condições que maximizam a energia produzida podem ser satisfeitas, considera-se no dimensionamento do sistema, um cenário de perdas. Segundo [9], as principais perdas se dão por sombreamento, altas temperaturas no módulo e desvio no rendimento nominal do módulo devido à radiação, que não se mantém uniforme durante o dia. Porém, outros fatores ainda são levados em consideração, por exemplo, perdas nos condutores, eficiência do inversor, incompatibilidade elétrica (*mismatch*) no MPPT, diodos e conexões, degradação dos módulos fotovoltaicos e também sujeira nos mesmos. A Figura 20 mostra eficiência média de um sistema fotovoltaico.

Em [10], por outro lado, analisam-se as perdas de maneira diferente e mais específica, porém com os pontos principais em comum ao da Figura 20. As perdas apresentadas

Componente	Eficiência
string fotovoltaica	80 – 85%
Inversor	80 – 90%
Cabeamento	97 – 98%
Desconexões e fusíveis	98 – 99%
Eficiência total do sistema	60 – 75%

Figura 20 – Eficiência média de componentes de um sistema fotovoltaico. Fonte: [9]

conforme [10] são mostradas na Figura 21.

Perda	Valor Considerado	Variações da perda
Desvio no rendimento nominal do módulo e da radiação de $1000W/m^2$	2,5%	-5% a 10%
Temperatura no módulo	3,5%	-3% a 6%
Perdas nos condutores do lado CC	2%	1% a 3%
Perdas nos condutores do lado CA	1%	0,7% a 2%
Eficiência do Inversor na conversão {Mismatch} no MPPT	1,5%	1% a 15%
Sombreamento	2%	1,5% a 3%
Diodos e Conexões	0%	0% a 100%
Transformadores (como os de isolamento no inversor, por exemplo)	0,5%	0,3% a 1%
Sistema {Solar-Tracking}	2%	2% a 4%
Degradação na incidência solar inicial	0%	0% a 2%
Indisponibilidade do sistema	1%	1% a 10%
Sujeira nos módulos	0%	0% a 0,5%
Total de perdas	2%	2% a 25%
	18%	

Figura 21 – Perdas típicas em um sistema fotovoltaico conectado à rede. Fonte: [10]

Deve ser consideradas ainda, as perdas de degradação que acontecem nos módulos fotovoltaicos. Estima-se um decaimento médio anual de 0,7% na eficiência de células de silício cristalino.

Adicionalmente, devem ser levadas em consideração as questões arquitetônicas, baseado na influência que a mesma possui sobre a orientação e a inclinação dos módulos. Na grande parte dos casos, os módulos são instalados de acordo com os telhados dos estabelecimentos, o que nem sempre é o ideal e implica em perdas.

### 2.5.6 História do efeito fotovoltaico

Um dos efeitos produzidos pela radiação solar sobre corpos é conhecido como efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico é caracterizado como a capacidade que os materiais semicondutores possuem de converter a luz solar em eletricidade. Tal efeito foi observado pela primeira vez pelo físico francês Edmund Becquerel que, ao iluminar com luz uma

solução condutora com a qual estava trabalhando, observou o surgimento de tensão elétrica entre os eletrodos imersos na solução, descobrindo assim o efeito fotovoltaico. Apesar disso, somente anos depois, em 1880 é que se utilizou o selênio para a construção da primeira célula fotovoltaica. Sua eficiência era em torno de 2% [25].

Em 1954 nos Estados Unidos da América, no Laboratório Bell, produziu-se a primeira célula fotovoltaica feita de silício, material amplamente utilizado nas células fotovoltaicas atuais. Na época, a busca era por uma tecnologia capaz de ser utilizada no espaço, para a alimentação elétrica de satélites. Dessa forma, necessitava-se de uma tecnologia robusta e durável [25].

Conforme a evolução das pesquisas na área, impulsionadas pelas aplicações espaciais, logo evoluiu a tecnologia para sua aplicação em solo, com o intuito de produzir energia elétrica para os consumidores urbanos.

### 2.5.7 Principais tecnologias fotovoltaicas

O módulo fotovoltaico é um componente de vital importância para o sistema, visto que é neste componente que ocorre o efeito fotovoltaico e a produção de corrente elétrica contínua a partir da luz do Sol. Nos últimos 60 anos foram desenvolvidas diversas tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas, cada uma possuindo características que favoreçam determinadas aplicações em detrimento de outras.

#### 2.5.7.1 Células fotovoltaicas de silício cristalino

O silício possui uma grande vantagem sobre outros materiais semicondutores para a fabricação de células fotovoltaicas, destacando-se por se tratar de um material barato, não tóxico e muito abundante. Embora outros materiais semicondutores possam oferecer eficiências maiores que o silício, a simplicidade de produção e os custos apresentam-se vantajosos em relação aos demais.

A tecnologia que domina mais de 90% do mercado mundial atualmente, é formada a partir de pequenas lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino). Tal tecnologia se consolidou no mercado devido a sua alta eficiência e confiabilidade. Dessa forma, essa tecnologia está muito presente nos países que mais fazem uso da energia solar fotovoltaica [3]. A Figura 22 faz uma comparação de eficiência entre as tecnologias presentes no mercado. Destaca-se o fato de que os valores máximos de eficiência apresentados pela Figura 22 só são obtidos em ensaios laboratoriais, sendo a eficiência prática das tecnologias aproximadamente iguais aos valores médios das faixas de eficiência apresentadas.

A tecnologia de silício cristalino é dividida em dois grupos principais, as células de silício monocristalino e as de silício policristalino, ou multicristalino. A diferença entre os dois está em sua estrutura molecular. Enquanto o silício monocristalino possui uma

Tecnologia	Eficiência da célula	Eficiência do módulo	Participação de mercado**
<b>Silício cristalino</b>			<b>92,5%</b>
Monocristalino	13 a 25,6% *	21,0%	24,5%
Multicristalino	11 a 20,8% *	12 a 17,0%	68,0%
<b>Filme fino</b>			<b>7,5%</b>
Silício Amorfo (a-Si/ $\mu$ -Si)	4 a 20,4% *	8,1% ***	0,5%
Cádmio Telúrio (Cd-Te)	10 a 21,0% *	9 a 16% **	5%
Cobre Índio Gálio (di) Seleno (CIGS e CIS)	10 a 20,5% *	16 a 22% *	2,0%

NOTAS:

\* EFICIÊNCIA MÁXIMA DE CÉLULAS TESTADAS PELO NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL) NOS ESTADOS UNIDOS. EXISTEM OCORRÊNCIAS DE EFICIÊNCIAS MAIORES EM REGIÕES COMO A AMÉRICA LATINA POR EXEMPLO, ATINGINDO EFICIÊNCIAS DE ATÉ 32% COM CÉLULAS MULTICRISTALINAS (FONTE: NREL, 2016).

\*\* PARTICIPAÇÃO DA TECNOLOGIA NA PRODUÇÃO ANUAL EM 2015. (FONTE: FRAUNHOFER IINSTITUTE, 2016).

\*\*\* NÃO CONSIDERA OUTRAS TECNOLOGIAS, COMO PROTOCRISTALINO, NANOCRISTALINO, SILÍCIO NEGRO E CÉLULAS FOTOVOLTAICAS ORGÂNICAS (FONTE: MAEHLUM, 2015).

Figura 22 – Comparação de eficiência entre tecnologias de células. Fonte: [11]

estrutura molecular de cristal homogênea, o mesmo não se repete nas células multicristalinas. Com isso, as células monocristalinas possuem maior eficiência no processo de conversão de energia, bem como um processo produtivo mais caro. A Figura 23 apresenta um exemplo de uma célula fotovoltaica e de um módulo fotovoltaico de silício monocristalino.

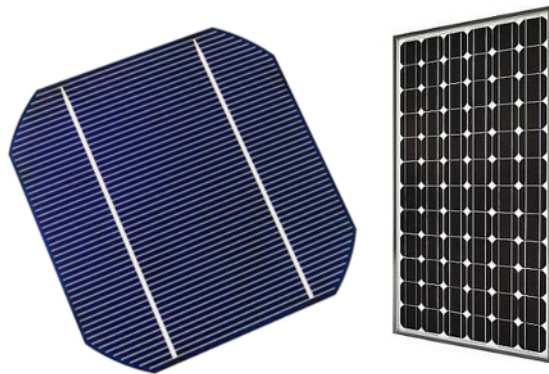


Figura 23 – Célula fotovoltaica (esquerda) e módulo fotovoltaico (direita), ambos de silício monocristalino. Fonte: [11]

Para produzir células de silício monocristalino, é necessário que o silício, extraído a partir do mineral quartzo, seja ultrapuro. Em seu processo produtivo, o silício é aquecido em altas temperaturas e passa por um processo de formação de cristal denominado de método de Czochralski, homenagem ao seu criador [3]. Durante o processo, o grau de pureza do silício, denominado de grau solar, atinge cerca de 99,999% de pureza. Dessa maneira, quanto maior o grau de pureza do silício utilizado, maior a eficiência do processo de conversão de energia, onde células comerciais dessa tecnologia já possuem eficiência na



faixa de 19% [11].

Paralelamente, a célula de silício policristalino é fabricada por um processo produtivo mais barato, usando um grau de silício menos puro. A tecnologia em si é muito semelhante ao apresentado para o silício monocristalino, com pequenas diferenças na aparência da célula e do módulo, com colorações um pouco diferentes. A eficiência apresentada por essa tecnologia também se assemelha muito com a do silício monocristalino, contando com módulos comerciais de até 17% de eficiência [11]. A Figura 24 demonstra um módulo e uma célula fotovoltaica de silício policristalino.

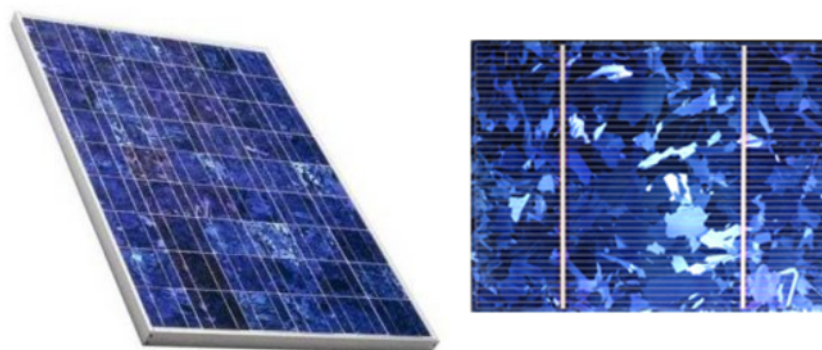


Figura 24 – Célula fotovoltaica (direita) e módulo fotovoltaico (esquerda), ambos de silício policristalino. Fonte: [11]

Em participação de mercado, como identificado na Figura 22, a tecnologia de silício policristalino é mais difundida que as demais, seguido da célula de silício monocristalino e, depois, a tecnologia de filme fino.

A célula fotovoltaica é o dispositivo fotovoltaico básico. Uma célula sozinha produz pouca eletricidade, então várias células são agrupadas para produzir módulos fotovoltaicos, montados sobre uma estrutura rígida. No mercado, são comumente encontrados módulos fotovoltaicos com potência de 330 W, tensão de 40V e em torno de 8A de corrente [3]. A Figura 25 demonstra os componentes necessários para a fabricação de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

#### 2.5.7.2 Filmes finos

É uma tecnologia mais recente, que surgiu após as células cristalinas já estarem bem desenvolvidas. Seu princípio construtivo é diferente das células produzidas a partir de chapas finas de silício. As células de filme fino são fabricadas por meio da deposição de camadas muito finas, de silício ou outros materiais, sobre uma base que pode ser rígida ou flexível [3].

As células de filme fino são geralmente divididas em três principais grupos: amorfas (a-Si e  $\mu$ -Si), telureto de cádmio (CdTe) e cobre, índio e gálio seleneto (CIGS/CIS). Por

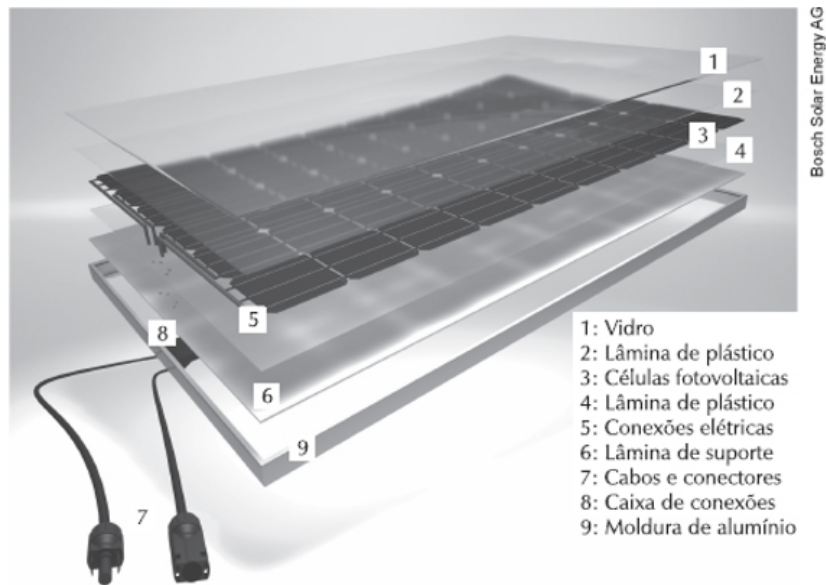


Figura 25 – Componentes de um módulo fotovoltaico. Fonte: [3]

serem produzidas sobre substratos rígidos ou flexíveis, essa tecnologia pode ser utilizada em outros tipos de superfície, como telhados curvos. São geralmente menos eficientes que os módulos cristalinos, porém o avanço da tecnologia tem possibilitado um rápido ganho de eficiência para essa tecnologia [11].

O processo produtivo das células de filmes finos ocorre em temperaturas mais baixas, entre 200°C e 500°C, um terço da temperatura de 1500°C das células cristalinas. Com isso, consome-se menos matéria prima e energia no processo, baixando o custo da tecnologia [3]. Porém, essa tecnologia apresenta uma degradação de eficiência logo nos primeiros meses de operação.

Uma vantagem dos filmes finos é que possuem melhor aproveitamento da luz solar para baixos níveis de radiação e para radiações do tipo difusa. Além disso, o coeficiente de temperatura é mais favorável, isto é, a diminuição da tensão fotogerada com o aumento da temperatura é menor que as outras tecnologias, sendo mais indicados para locais que possuam faixas de temperaturas elevadas [3].

A tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) e CIGS apresentam-se como as de melhor eficiência dos filmes finos, chegando a atingir mais de 15% de eficiência. Porém, a produção de CdTe em larga escala enfrenta problemas, visto que o cádmio é um material tóxico e o telúrio é um material raro [3]. A Figura 26 demonstra módulos fabricados a partir da tecnologia de filmes finos.





Figura 26 – Módulo fotovoltaico de CdTe (esquerda) e módulo fotovoltaico CIGS (direita).  
Fonte: [12]

## 2.6 Principais Equipamentos de um Sistema Fotovoltaico

### 2.6.1 Módulos fotovoltaicos

Como visto anteriormente, os módulos fotovoltaicos são os equipamentos responsáveis por converterem a energia do Sol em eletricidade. O detalhe construtivo de boa parte dos módulos comerciais pode ser observado na Figura 25. As células de silício são interligadas elétrica e mecanicamente, dessa maneira aumentam a potência do módulo.

Os arranjos de células dentro dos módulos são associados eletricamente em série, de forma a fornecer mais tensão de saída. Na conexão em série, o terminal positivo de uma célula fotovoltaica é conectada ao terminal negativo da outra célula. Quando idênticas, submetidas à mesma irradiância solar ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) e conectadas em série, ocorre a soma das tensões nos terminais de cada arranjo. A corrente elétrica, não é afetada. Destacando que para que isso aconteça, as perdas por incompatibilidade elétrica, *missmatch*, devam ser baixas [11]. A Figura 27 ilustra a ligação em série e paralelo de células fotovoltaicas.

Se os módulos fotovoltaicos conectados em série estiverem sob as mesmas condições de irradiância e temperatura, então a corrente elétrica produzida pelos mesmos será igual. Caso módulos com diferentes correntes de curto circuito sejam conectados em série, a corrente da associação será limitada pela menor corrente. Dessa forma, não é indicada, pois pode causar superaquecimento e afetar o desempenho do módulo [11]. A Figura 28 complementa o comentado.

Conforme observado em [26], a curva de tensão e corrente (I-V) relaciona a corrente e tensão de um módulo para uma dada irradiância e temperatura da célula. Essa curva característica tem quatro pontos principais:

- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) corrente que circula quando os condutores, positivo

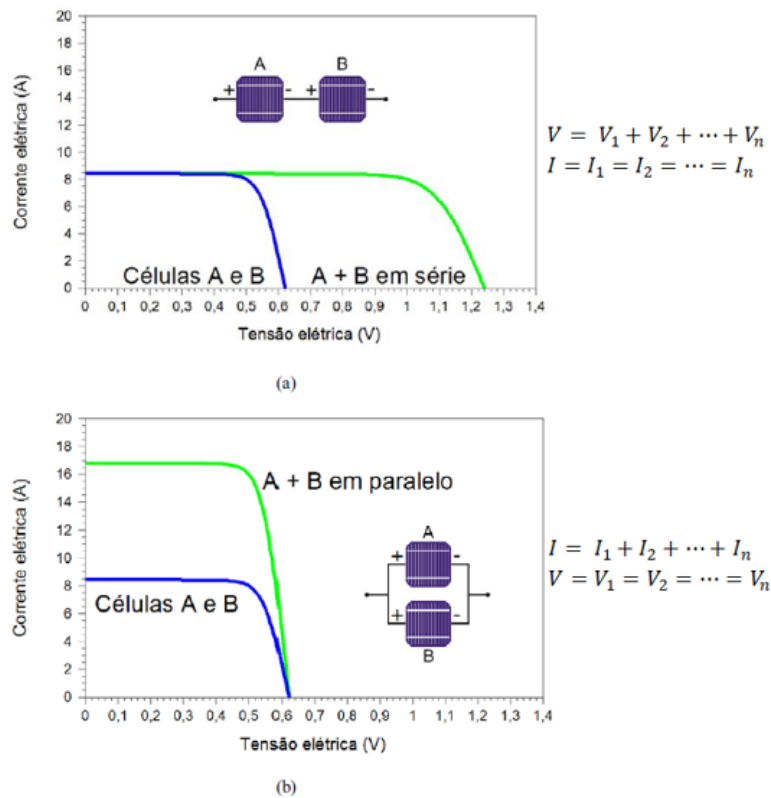


Figura 27 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: [11]

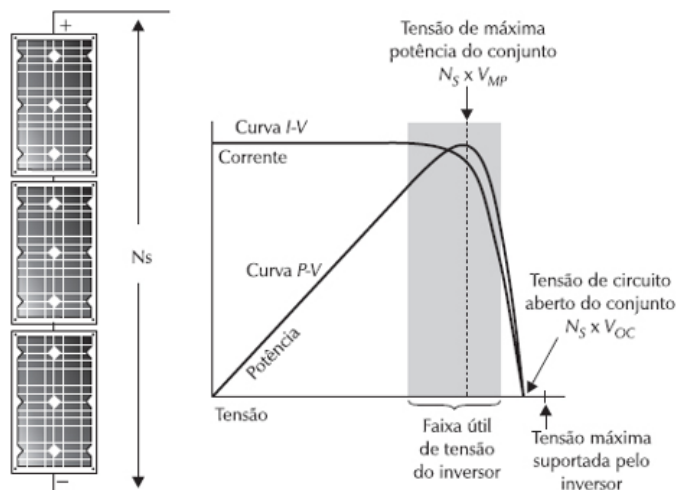


Figura 28 – Módulos fotovoltaicos conectados em série (esquerda) e curva I-V (direita). Fonte: [3]

e negativo, estão conectados. Nessa condição, a tensão nos terminais do módulo torna-se nula. No gráfico da Figura 28, é o ponto onde a curva corta o eixo Y;

- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) tensão nos terminais do módulo quando a resistência

entre os condutores, positivo e negativo, é infinita e, por consequência, a corrente é igual a zero. No gráfico da Figura 28, é o ponto onde a curva corta o eixo X;

- Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) é a corrente que circula quando o módulo está produzindo a máxima potência possível em dadas condições, ilustrado mais detalhadamente pela Figura 28;
- Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) é a tensão nos terminais do módulo quando ele está produzindo a máxima potência possível em dadas condições, ilustrado mais detalhadamente pela Figura 28.

A unidade comumente utilizada para expressar a potência do módulo é o  $W_p$ , que indica sua potência de pico, cujos parâmetros são obtidos considerando as Condições Padrão de Testes (STC Standard Test Conditions), definida pela norma IEC 61215 (International Electrotechnical Commission). Essas condições visam informar o desempenho do módulo quando a temperatura da célula é de  $25^{\circ}\text{C}$ , uma irradiância solar de  $1000\text{ W/m}^2$  e massa de ar 1,5 (AM1,5) [26].

Porém, as condições definidas pela STC não se aplicam para muitos locais onde um sistema fotovoltaico é utilizado, que apresenta diferentes valores de temperatura e nível de radiação. Dessa forma, os módulos também são ensaiados sob diferentes condições estabelecidas no NOCT (normal operations cell temperature). A NOCT considera um nível de irradiância de  $800\text{ W/m}^2$  e, tipicamente, a temperatura da célula estabelece-se em  $45(+/- 3)^{\circ}\text{C}$  [26]. A Figura 29 demonstra que, por exemplo, dias chuvosos baixam drasticamente a corrente elétrica produzida pelos módulos e, portanto, sua produção de energia elétrica.

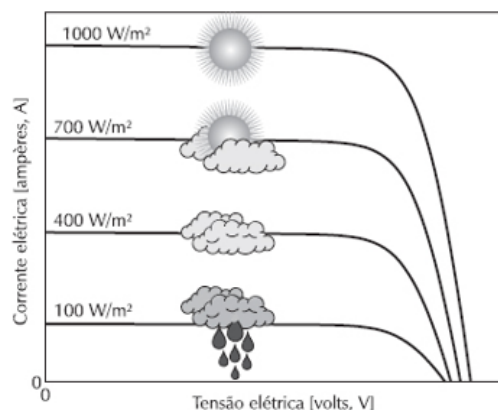


Figura 29 – Influência da variação de irradiância solar na célula fotovoltaica. Fonte: [3]

Os principais fatores que afetam a curva característica  $I \times V$  do gerador fotovoltaico e consequentemente suas propriedades é a quantidade de luz solar (irradiância) e a temperatura. A irradiância ( $\text{W/m}^2$ ) influencia principalmente a corrente elétrica produzida

pelo módulo, ao passo que a temperatura afeta principalmente a tensão e a potência fornecida [11].

A temperatura de junção do semicondutor também influencia a geração de energia elétrica. A Figura 30 ilustra como o aumento da temperatura causa uma diminuição na tensão elétrica nos terminais do módulo fotovoltaico, diminuindo também a energia elétrica produzida pelo mesmo.

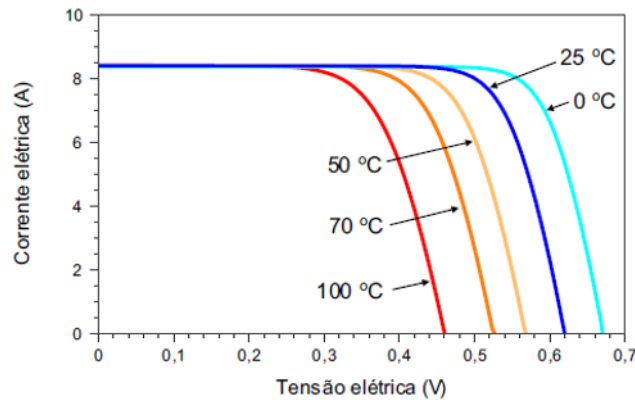


Figura 30 – Efeito causado pela variação de temperatura da célula fotovoltaica. Fonte: [11]

### 2.6.2 Inversores fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos são equipamentos que convertem a energia elétrica originada em corrente contínua nos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada, em tensão e frequência compatíveis com a rede da concessionária de distribuição de energia. Além disso, provêm as proteções exigidas para conectar o sistema fotovoltaico à rede de distribuição [26].

A Figura 31 ilustra o inversor comercial utilizado no presente trabalho, as considerações sobre o equipamento encontram-se no Capítulo 4.



Figura 31 – Inversor fotovoltaico modelo *string* com potência de 5 kW. Fonte: [11]

Além de converter a corrente elétrica de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), o inversor fotovoltaico possui a função de maximizar a energia elétrica gerada, rastreando sempre o ponto de máxima potência (MPPT), ilustrado pelas curvas I x V abordadas anteriormente. Para o contexto do presente trabalho o inversor mencionado trata-se sempre do inversor GRID-TIE para aplicações de conexão com a rede elétrica.

O ponto negativo para o caso do inversor *string* é que os módulos de um mesmo arranjo precisam possuir as mesmas características elétricas, dificultando a reposição dos módulos em caso de manutenção. Além disso, devido à conexão em série, o sombreamento em um único módulo pode prejudicar a geração de energia de todo o arranjo, limitando muitas vezes a utilização da área disponível [26].

Se tratando de inversores *string* para conexão com a rede, é necessário observar nos catálogos de fabricantes algumas características importantes. O rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) geralmente precisa de uma tensão mínima para entrar em operação, assim como possui um valor máximo de entrada. A tensão máxima suportada pelo inversor está relacionada com a tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, ou seja, existe um número máximo de módulos fotovoltaicos que podem ser conectados a um MPPT do inversor. É comum encontrar inversores comerciais com 1,2 ou 4 MPPT, dessa forma, possibilitando a conexão de várias strings com condições de operação diferente (diferentes orientações e inclinações). A Figura 32 ilustra dois arranjos com orientações diferentes, que devem ser conectados em dois MPPTs diferentes no inversor, com isso, o desempenho do sistema será otimizado.

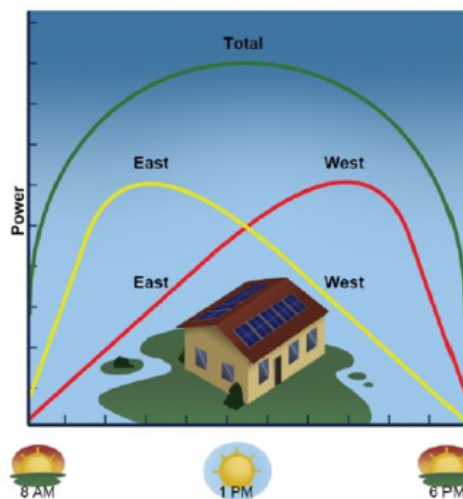


Figura 32 – Múltiplos MPPT's para conectar arranjos de diferentes orientações ao inversor.  
Fonte: [13]

Na ausência ou falha no fornecimento de eletricidade da concessionária de energia, o inversor para conexão com a rede desliga-se por duas razões: não foi projetado para operar sem a rede elétrica e não deve em nenhuma hipótese continuar conectado à instalação

elétrica, para a segurança de equipamentos que estão ligados à mesma ou de pessoas que no momento manuseiam a instalação elétrica para manutenção. A desconexão proposital chama-se de proteção anti-ilhamento [3].

Os inversores GRID-TIE fabricados atualmente possuem também outras funções:

- Conversão CC CA;
- Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT);
- Monitoramento de dados operacionais;
- Desconexão automática ou manual da rede;
- Dispositivos de Proteção CA e CC;
- Proteção contra sobrecargas;
- Proteção contra sobretensão;
- Proteção contra troca de polaridade;
- Anti-Ilhamento;
- Proteção contra excessiva Elevação de Temperatura;

A eficiência do inversor para conversão da energia depende do método de conversão e filtragem utilizados para eliminar os harmônicos indesejados, que resultam do processo de conversão. A eficiência de conversão se dá pelas perdas da conversão da corrente CC em CA que são ocasionadas pelo transformador (nos que possuem), pelos interruptores eletrônicos, pelo controlador e pelos dispositivos de registros operacionais. A eficiência de conversão do inversor é dada pela divisão entre a potência efetiva de saída e a potência efetiva de entrada, ilustradas pela equação 2.1:

$$\eta = \frac{P_{ac}}{P_{dc}} \quad (2.1)$$

A qualidade da energia produzida pelos inversores deve estar condizente com os padrões mínimos de qualidade de energia, de forma que a qualidade elétrica da rede seja mantida.

### 2.6.3 String box CC e caixa de proteção CA

Na caixa de proteção estão alocados todos os elementos de proteção do sistema e dos operadores exigidos pela concessionária de energia elétrica tanto na parte CC (antes do inversor) quanto na parte CA (após o inversor), tais como fusíveis, chave seccionadora

CC e dispositivos de proteção contra surto (DPS CC e CA). A Figura 33 mostra o modelo de *String box* CC comercial utilizada na instalação do sistema fotovoltaico do presente trabalho.

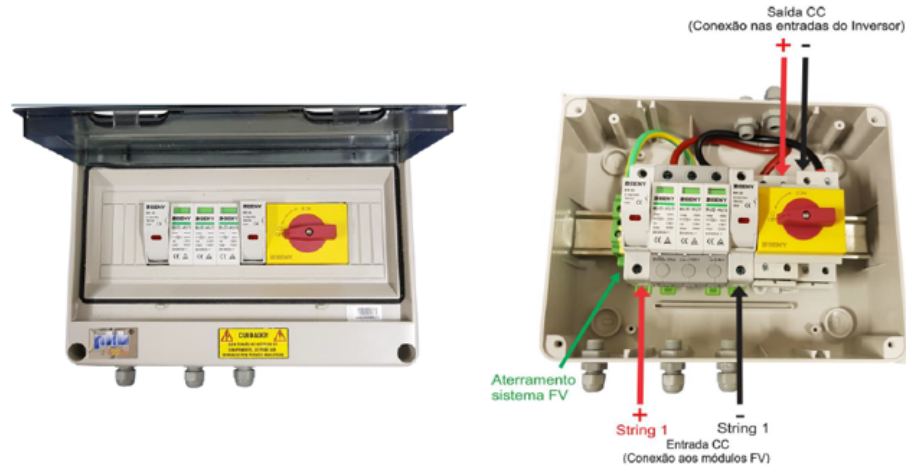


Figura 33 – Caixa de proteção (*String box*) CC. Fonte: [14]

As *String boxes* e as caixas de proteção CA devem ser conectadas ao inversor de frequência e ao quadro de carga da rede elétrica presente no local da instalação. No lado de corrente contínua CC, ela protege a instalação e os módulos fotovoltaicos contra descargas elétricas. No lado de corrente alternada CA, ela realiza a proteção da instalação contra descargas atmosféricas vindas da rede elétrica [13].

Para proteger os módulos e os cabos das *strings* contra sobrecargas e correntes reversas, são utilizados fusíveis de strings em todos os condutores ativos (positivos e negativos) de acordo com a exigência da norma IEC 60364. Além dos fusíveis, a *String box* CC ainda incorpora uma chave de desconexão CC e um dispositivo de proteção contra surtos DPS. Destaca-se que os fusíveis utilizados em sistemas fotovoltaicos são do tipo g, em conformidade com a norma IEC 60269-6, que possibilitam a extinção de arcos CC [3].

A chave CC é necessária para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos, permitindo a desconexão dos módulos e garantindo a segurança dos operadores, visto que caso haja luz solar, existirá tensão nos terminais dos arranjos fotovoltaicos [3].

O DPS é necessário para proteger os cabos e equipamentos contra sobretensões ocasionadas por descargas atmosféricas. Esse equipamento possui dispositivos projetados especialmente para circuitos CC e CA. A Figura 34 mostra um esquema de ligação de uma *String box* CC/CA. Por questões de segurança e funcionalidade nas instalações fotovoltaicas, os circuitos CC e CA são separados, dessa forma, são utilizadas duas caixas de proteção, uma para o lado CC outra para o lado CA. Dessa forma, na instalação do sistema modelo, citado nesse trabalho, foram utilizadas duas caixas de proteção na instalação, como será demonstrado no Capítulo 4.

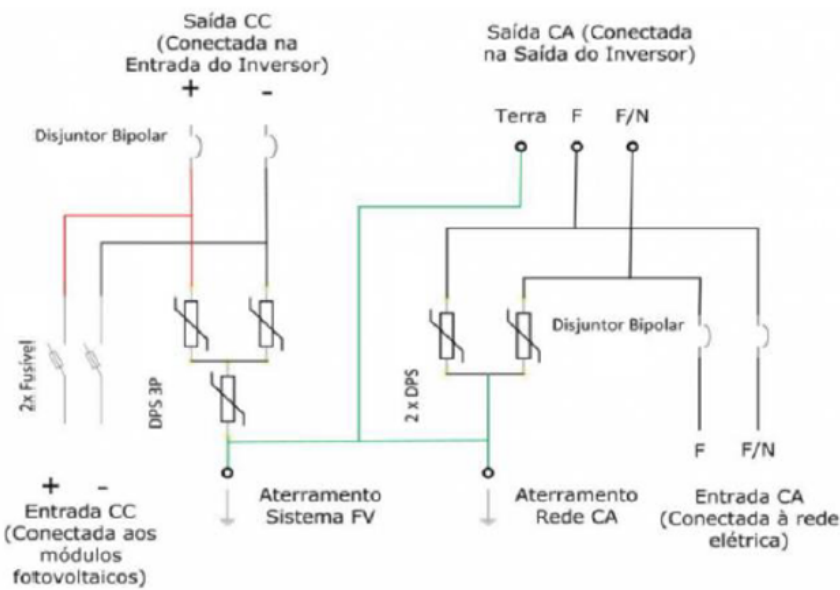


Figura 34 – Diagrama de ligação de uma *String box* CC/CA. Fonte: [13]

#### 2.6.4 Aterramento CC e CA

Para o bom funcionamento da instalação e segurança dos equipamentos, é necessário que o sistema fotovoltaico possua aterramento. Segundo [26], para instalações elétricas em baixa tensão (CC ou CA), só existe um único eletrodo de aterramento na edificação, não sendo ele necessariamente um conjunto de hastes de aterramento e sim uma infraestrutura de aterramento, que de acordo com a ABNT 5410 pode ser uma das seguintes opções:

6.4.1.1.9 Toda edificação deve dispor de uma infraestrutura de aterramento, denominada eletrodo de aterramento, sendo admitidas as seguintes opções:

- a) Preferencialmente, uso das próprias armaduras do concreto das fundações (ver 6.4.1.1.9); ou
- b) Uso de fitas, barras ou cabos metálicos, especialmente previstos, imersos no concreto das fundações (ver 6.4.1.1.10); ou
- c) Uso de malhas metálicas enterradas, no nível das fundações, cobrindo a área da edificação e complementadas, quando necessário, por hastes verticais e/ou cabos dispostos radialmente (pés-de-galinha); ou
- d) No mínimo, uso de anel metálico enterrado, circundando o perímetro da edificação e complementado, quando necessário, por hastes verticais e/ou cabos dispostos radialmente (pés-de-galinha).



Todo o aterramento do sistema fotovoltaico (na verdade, equipotencialização), deverá ser ligado na malha de aterramento existente, por meio da BEP (barramento de equipotencialização principal) [26].

A prática comum no mercado, de simplesmente instalar hastes de aterramento e interligar as massas e a barra de terra da caixa de junção (*String box*) à essa nova malha está errada e não satisfaz os requisitos de segurança das pessoas [26].

Quando a norma trata de aterramento, ela se refere ao eletrodo de aterramento, ao condutor que liga o eletrodo de aterramento ao BEP. Os condutores, barramentos e massas que estão direta ou indiretamente interligados ao BEP já fazem parte da equipotencialização [26].

Face ao exposto, a forma de se realizar o aterramento de um sistema fotovoltaico em uma edificação, é garantir que o aterramento (a parte enterrada do sistema) da edificação está feito corretamente, assegurando, inclusive, o correto funcionamento do seccionamento automático da alimentação, e após isso equipotencializar o sistema fotovoltaico, de acordo com as exigências da NBR 5410 [26].

Seguindo-se essas orientações, foi realizado pelo autor do trabalho em conjunto com a empresa, uma vistoria prévia das instalações da residência onde o sistema seria instalado, assegurando-se que o aterramento presente estava em boas condições de funcionamento e atendia as normas vigentes. Mais detalhes sobre a infraestrutura de aterramento serão apresentados no Capítulo 4, onde é apresentada a execução do sistema fotovoltaico foco desse estudo de caso.

### 3 Definição da Metodologia para Construção de Propostas Técnico Comerciais

Conforme a revisão da literatura exibida no Capítulo 2 e os objetivos deste trabalho, será dimensionado, conforme as Resoluções Normativas e normas vigentes da concessionária de energia, um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para suprir a demanda por eletricidade de uma residência no município de Mondaí, Santa Catarina. O sistema em questão foi projetado e executado pela empresa MAC Soluções Sustentáveis em conjunto com o autor do trabalho e servirá como um SFV modelo para esse estudo de caso, que emprega o método pelo qual o sistema foi dimensionado.

A residência onde o SFV modelo será instalado é demonstrada pela Figura 35.



Figura 35 – Vista frontal da residência e do telhado onde o sistema será instalado. Fonte: Autor

Para proporcionar melhores resultados, foi elaborada uma metodologia para a construção de propostas comerciais para os sistemas fotovoltaicos que forem instalados pela empresa, sendo esta, uma guia introdutória que busca abranger todas as etapas envolvidas no processo de dimensionamento, escolha de equipamentos e execução da obra de um SFV. Além disso, para dimensionar o SFV modelo deste estudo, empregou-se a metodologia de dimensionamento que será apresentada neste e nos demais capítulos e que é utilizada pela empresa em seu dia-a-dia.

Este trabalho surge com o objetivo de verificar o quanto precisa é a metodologia de dimensionamento e a análise de viabilidade econômica que surge a partir de seus resultados.

A metodologia criada, o dimensionamento teórico do SFV, as análises e resultados serão descritos nos Capítulos 3, 4, 5.

Durante a fase de estimação da quantidade de energia produzida pelo sistema e do tempo de retorno do investimento ao cliente, certos parâmetros de projeto foram adotados com base em valores da literatura. Dessa forma, os resultados apresentados ao cliente são baseados em estimativas. Como demonstrada na revisão bibliográfica, a quantidade de energia elétrica que será produzida pelos módulos fotovoltaicos depende das condições que a natureza proporciona ao ambiente, ou seja, variações de temperatura, de irradiância solar, inclinação e orientação disponíveis, influenciam diretamente nas análises de resultado que a empresa apresenta aos seus clientes.

Face ao exposto, é necessário saber se os resultados fornecidos pelas estimativas da empresa são verdadeiros. O SFV modelo em questão foi instalado logo no início do desenvolvimento deste trabalho, o que proporcionou a coleta de dados de geração de energia elétrica por parte do mesmo. Essa coleta proporcionou a realização de uma comparação entre os resultados práticos e os resultados prévios apresentados na proposta técnico comercial ao cliente. Com isso, é necessário validar a metodologia e calibrar os parâmetros de dimensionamento, sendo este o foco do trabalho.

### 3.1 Metodologia para Auxílio na Construção de Propostas e Outras Atividades

A metodologia aqui apresentada surgiu do resultado da experiência de instalação de alguns sistemas fotovoltaicos por parte do autor do trabalho em conjunto com a empresa e referências bibliográficas. Com isso, procurou-se listar um conjunto de passos que sirva como guia de organização da empresa na hora de realizar visitas técnicas, propostas comerciais, compras de equipamentos, projeto e execução de sistemas fotovoltaicos. Além disso, proporcionar resultados reais á empresa. O fluxograma definido pode ser visualizado na Figura 36.



Figura 36 – Fluxograma definido. Fonte: Autor

## 3.2 Análise Prévia

A análise prévia consiste em entender qual a necessidade de energia elétrica que o cliente possui, para então dimensionar a potência necessária ao SFV:

- Coletar a fatura de energia elétrica do cliente para levantar o consumo. Além disso, observar o grupo tarifário do mesmo, tensão de atendimento, potência disponibilizada e/ou demanda contratada e capacidade de corrente do disjuntor no padrão de entrada do local;
- Vistoriar o local para estimar a área disponível para a instalação do sistema, o tipo de telhado, possíveis sombreamentos, fotografar as instalações existentes (padrão de entrada, quadro de distribuição, infraestrutura de aterramento e provável local dos equipamentos);
- Conversar com o cliente para descobrir qual será a condição de pagamento, fases e prazos do sistema. Ainda, algumas linhas de crédito presentes no mercado exigem que o equipamento seja nacionalizado, o que implica em custos adicionais ao cliente.

## 3.3 Definição do KIT Fotovoltaico e Análise Financeira

Entendida a necessidade de energia elétrica, conhecendo a área disponível e fontes de sombreamentos, estima-se a potência mínima de um kit fotovoltaico que supra a necessidade do cliente da seguinte forma:

- Definir a potência de inversor, potência e quantidade de módulos fotovoltaicos;
- Paralelamente, consultar com os distribuidores de equipamentos quais são os kits fotovoltaicos disponíveis, capazes de suprirem a demanda por eletricidade do cliente e, além disso, condições de pagamento e prazos de entrega.
- Emitir relatório de estimação da quantidade de energia produzida e tempo de retorno do investimento ao cliente;
- Definir local de instalação dos equipamentos e verificar se a unidade consumidora possui um padrão de entrada dentro das normas da concessionária de energia, que possa receber o sistema fotovoltaico sem alterações. Para tal, a Resolução Normativa indica calcular potência disponibilizada para consumidores do grupo B e a demanda contratada para consumidores do grupo A.

## 3.4 Projeto do Sistema Fotovoltaico

Conforme a observação do local da instalação, coleta de dados, fotografias e conformidade do padrão de entrada com as normas da concessionária, projeta-se o *layout* do sistema e seus respectivos diagramas elétricos.

- Definir os arranjos do sistema (*strings*), bem como a alocação dos arranjos no local e número de MPPTs do inversor disponível. Certificar-se de utilizar módulos com as mesmas características elétricas para a ligação em série e unir apenas *strings* que possuam a mesma inclinação e orientação em um mesmo MPPT do inversor;
- Elaboração dos diagramas unifilar e/ou multifilar, diagrama de ligação da *String box* CC e CA, localização dos equipamentos e equipontencialização do sistema fotovoltaico com a infraestrutura de aterramento presente no local.

## 3.5 Instalação do Sistema no Local

Com todas as etapas prévias realizadas, com o equipamento que será utilizado e com as ferramentas corretas, inicia-se a instalação do sistema.

- Assegurar que todos os profissionais envolvidos na instalação estejam em conformidade com as normas NR-10 e NR-35, que tratam de segurança em trabalhos envolvendo eletricidade e segurança de trabalho em altura;
- Que todas as pessoas da equipe possuam seus equipamentos de proteção individual e que, coletivamente, a equipe priorize a segurança e a atenção aos detalhes;
- Listar previamente todas as ferramentas necessárias à realização do trabalho a ser realizado naquele momento, otimizando tempo e assegurando-se que o trabalho poderá ser realizado. Deliberação de funções pelo responsável técnico da empresa.

## 3.6 Dimensionamento Teórico do Sistema Fotovoltaico

Conforme as orientações apresentadas, o primeiro passo para o dimensionamento do sistema é entender a fatura de energia elétrica do cliente, dessa forma, levantar o consumo de energia elétrica da residência.

### 3.6.1 Descrição do local de instalação do sistema

O sistema será instalado em uma residência no município de Mondaí, que está localizada na Avenida Lajú nº 473, no centro da cidade, a uma latitude de  $-27.103896^\circ$

e uma longitude de  $-53.398918^\circ$ . A Figura 37, obtida por intermédio do Google maps, demonstra a vista aérea do local.



Figura 37 – Localização da UC 1353993 em Mondaí-SC. Fonte: [15]

O telhado disponível para a instalação do sistema, possui uma inclinação de aproximadamente  $15^\circ$  e um desvio azimutal (orientação) de  $-68^\circ$  em relação ao norte geográfico, medidos no local. A telha que receberá a estrutura de fixação do sistema é do tipo Eternit canaleta 49.

A Tabela 1 apresenta o histórico de consumo de energia elétrica da unidade consumidora, bem como o valor das faturas nos meses correspondentes. Observa-se que o consumo médio mensal é de aproximadamente 609 kWh/mês e o preço médio do kWh é de R\$ 0,66.

Mediante à análise da fatura de energia elétrica do cliente e vistorias no local, constatou-se que a residência era atendida pela rede elétrica trifásica e possuía um disjuntor de 50 A em seu padrão de entrada. Além disso, o consumidor é trifásico do grupo B, classificação RESIDENCIAL/CONVENCIONAL/TRIFÁSICO com tensão de atendimento de 220/380 V.

Conforme indica a RN N° 687 da ANEEL, a potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada. Dessa forma, calcula-se a potência disponibilizada da seguinte maneira: multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observando o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampére (kVA),

Mês/Ano	Consumo (kWh)	Valor da fatura (R\$)
Janeiro/18	910	604,6
Dezembro/17	610	405,28
Novembro/17	530	352,13
Outubro/17	600	398,64
Setembro/17	320	212,61
Agosto/17	550	365,42
Julho/17	440	292,34
Junho/17	510	338,84
Mai/17	560	372,06
Abril/17	680	451,79
Março/17	930	617,89
Fevereiro/17	660	438,5
<b>Valores médios</b>	<b>608,33</b>	<b>423,17</b>

Tabela 1 – Histórico de consumo mensal da UC em kWh. Fonte: Autor

considerando-se um fator de potência de 0,92. Dessa forma, a potência disponibilizada para essa residência é demonstrado pela equação 3.1:

$$P_{disponibilizada} = I_{disjuntor} \times V_{atendimento} \times N^{\circ}_{fases} \times 0,92 \quad (3.1)$$

Com isso, a potência máxima que o sistema fotovoltaico a ser instalado nessa residência pode ter é de 30,36 kW, sem que haja aumento de carga ou alterações do padrão de entrada. Assim, a RN N<sup>o</sup> 687 da ANEEL nos diz ainda que para consumidores do grupo B deve ser cobrado, no mínimo, o custo de disponibilidade, que é o valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) e 100 kWh (trifásico). Portanto, para dimensionar o SFV deste estudo de caso, adotou-se que a energia a ser gerada pelo sistema deva ser igual a média de consumo mensal da residência, subtraindo-se o custo de disponibilidade trifásico. A lógica abaixo ilustra o comentado:

$$\text{Energia gerada} = \text{Gasto médio mensal (kWh)} - \text{Custo de disponibilidade (kWh)}$$

$$\text{Energia gerada} = 609 \text{ kWh/mês} - 100 \text{ kWh/mês} = 509 \text{ kWh/mês}$$

Sabendo que a energia à ser suprida pelo sistema fotovoltaico é de 509 kWh/mês, é necessário estimar a capacidade de produção de energia elétrica por parte do SFV no período de um ano, para a área disponível no local.

O sistema fotovoltaico é projetado para atender a uma demanda anual média de energia. Dessa forma, os meses de verão produzem mais energia que os meses de inverno. A energia excedente produzida no verão é cedida à rede da concessionária a troco de créditos, que serão consumidos no inverno. Assim, no período de um ano, espera-se que o gasto com energia elétrica do cliente seja apenas o custo da disponibilidade mais impostos, de 100 kWh/mês, dado que a residência é atendida pela rede trifásica da concessionária CELESC.



### 3.6.2 Avaliação da capacidade de geração de energia elétrica do local

O emprego em grande escala dos recursos de energia solar no Brasil encontra duas barreiras: a ausência de informação sobre os reais potenciais energéticos disponíveis e a barreira tecnológica, ligada à inconstância natural da disponibilidade desses recursos e os equipamentos de medição utilizados.

Uma das fontes de pesquisa mais efetivas e confiáveis para estudos sobre radiação solar no Brasil é o Atlas Solarimétrico do Brasil, realizado no ano de 2000 pela UFPE (Universidade Federal de Pernambuco) em parceria com a CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) e a CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito). As estimativas de radiação solar apresentadas nesse atlas são resultados de interpolação e extrapolação de dados obtidos em estações solarimétricas localizadas em diversos pontos do Brasil. Esse modelo, assim como outros presentes no Brasil, apresenta falhas e limitações [27].

Por meio do Google *Earth*, é possível encontrar as coordenadas geográficas do local da instalação. Com esses dados, é necessário filtrar as coordenadas geográficas para encontrar o ponto mais próximo da instalação e observar os valores estimados de irradiação global horizontal, expressos em kWh/m<sup>2</sup>.dia, presentes no atlas solarimétrico do Brasil. A Figura 38 demonstra os dados obtidos.

Coordenadas		Irradiação global horizontal (média diária mensal) - H <sub>HOR</sub> - kWh/m <sup>2</sup> /dia												kWh/m <sup>2</sup> /dia
LONGITUDE	LATITUDE	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBR	OUTUBR	NOVEMB	DEZEMB	MÉDIA ANUAL
-53.64	-27.13	6.99	6.13	5.40	4.31	3.36	3.04	3.13	4.07	4.70	5.63	6.66	6.77	5.02
-53.54	-27.13	7.04	6.13	5.40	4.33	3.36	3.05	3.15	4.07	4.70	5.64	6.59	6.78	5.02
-53.44	-27.12	7.05	6.12	5.43	4.33	3.31	3.03	3.17	4.07	4.71	5.63	6.70	6.77	5.03
-53.34	-27.12	7.08	6.17	5.45	4.31	3.32	3.03	3.16	4.08	4.73	5.63	6.71	6.75	5.04
-53.24	-27.12	7.08	6.22	5.47	4.34	3.37	3.05	3.16	4.10	4.71	5.64	6.65	6.76	5.05

Figura 38 – Irradiação global horizontal próximo ao local da instalação. Fonte: Autor

O valor da coordenada geográfica, presente no atlas, que mais se aproxima do local da instalação é o demonstrado na Figura 39. O local possui latitude: -27.12° e longitude: -53.34°, distante aproximadamente 6,04 km da residência onde será instalado o sistema fotovoltaico. Dessa forma, serão considerados os valores de irradiação global horizontal desse ponto como sendo o local desejado.

O cálculo da intensidade da radiação solar em superfícies inclinadas é um procedimento muito trabalhoso devido ao elevado número de operações aritméticas envolvidas. Além de cálculos trigonométricos são necessários modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar, por isso foi utilizado o RADIASOL para simular estes dados [13]. Tal *software* foi desenvolvido pelo LABSOL da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS.

A inserção dos dados de irradiação global horizontal no *software* é demonstrada pela Figura 40.



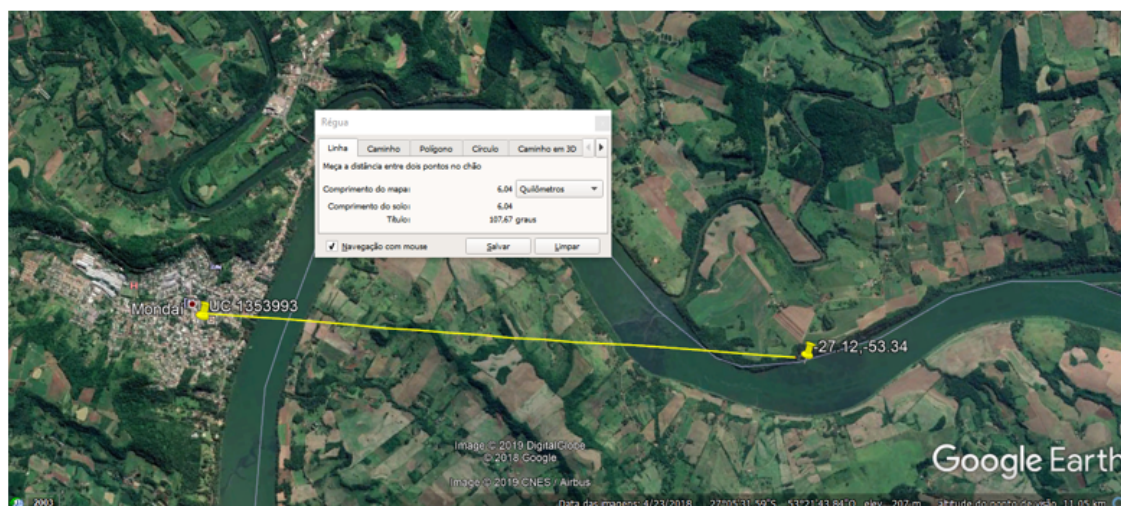


Figura 39 – Distância entre o ponto mais próximo do atlas e o local da instalação. Fonte: Autor

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
7,08	6,17	5,45	4,31	3,32	3,03	3,16	4,08	4,73	5,63	6,71	6,75

Figura 40 – Inserção dos dados do local no RADIASOL. Fonte: Autor

A inclinação do módulo considerada, bem como o desvio azimutal, diz respeito ao telhado onde os módulos serão instalados. Os valores considerados, medidos no local, são de  $15^\circ$  de inclinação e  $-68^\circ$  de desvio em relação ao norte geográfico.

Com isso, os valores encontrados para a irradiação global horizontal ( $H_{HOR}$ ) de uma estação solarimétrica, cujos dados estão presentes atlas solarimétrico brasileiro, devem ser inseridos no Radiasol, para então obter os valores de irradiação global no plano inclinado do módulo fotovoltaico e, em seguida, estimar a produção de energia pelo sistema. A Figura 41 ilustra a inserção das características do local da instalação no *software*, bem como os resultados.

Os valores de irradiação média no plano inclinado ( $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ ) resultados pelo Radiasol podem ser vistos na Tabela 2. Tais valores são de suma importância para um dimensionamento mais preciso do sistema, visto que a estimativa da quantidade de energia elétrica capaz de ser produzida pelo sol depende da quantidade de irradiação solar que os módulos fotovoltaicos irão receber quando instalados.

É comum verificar sistemas que são dimensionados a partir dos valores de irradiação

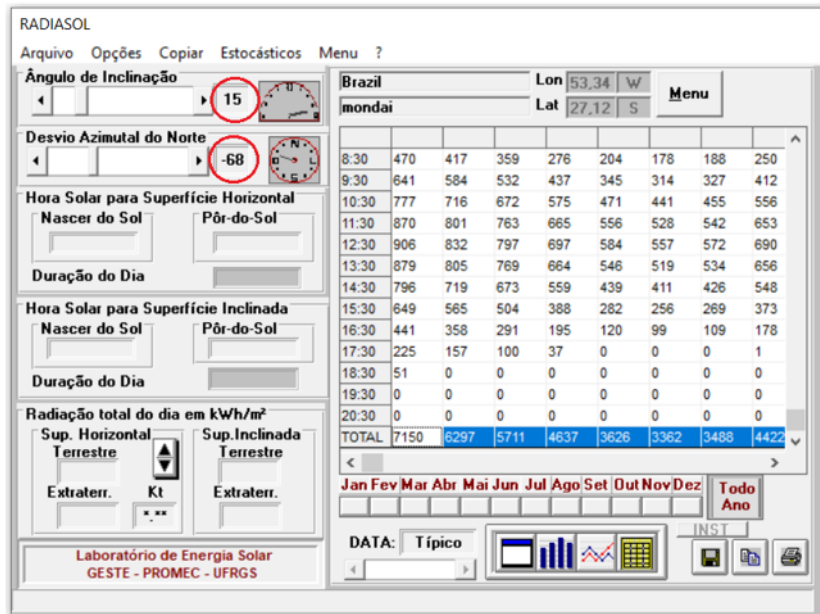


Figura 41 – Resultado da irradiação corrigida pelo RADIASOL. Fonte: Autor

global horizontal, o que também é possível, basta que se altere o cenário de perdas esperado por parte do sistema.

Mês	irradiação média (kWh/m <sup>2</sup> /dia)
Janeiro	7,15
Fevereiro	6,30
Março	5,71
Abril	4,64
Maio	3,63
Junho	3,36
Julho	3,49
Agosto	4,42
Setembro	5,02
Outubro	5,81
Novembro	6,80
Dezembro	6,82
<b>Média anual</b>	<b>5,26</b>

Tabela 2 – Resultado da irradiação corrigida levando-se em consideração a orientação e a inclinação dos módulos. Fonte: Autor

### 3.6.3 Potência teórica do sistema fotovoltaico

Com a correção da inclinação e inserção do desvio azimutal no RADIASOL foi encontrado o valor da média diária anual da irradiação inclinada de 5,26 kWh/m<sup>2</sup>.

Com o valor de irradiação no plano do módulo fotovoltaico encontrado, pode ser calculada a potência necessária para o sistema fotovoltaico com a equação 3.2, conforme

descrito em [28]:

$$P_{\text{modulos}} = \frac{EE \times G_{\text{stc}}}{I_{\text{med}} \times T_D} \quad (3.2)$$

onde:  $P_{\text{modulos}}$  é a potência que deverá ser produzida pelos módulos fotovoltaicos;  $EE$  é a energia elétrica consumida mensalmente pela residência;  $G_{\text{stc}}$  é o valor padrão de irradiância solar de  $1000\text{W/m}^2$ ;  $I_{\text{med}}$  é a irradiância diária média anual e  $T_D$  é a taxa de desempenho do sistema.

É necessário transformar o consumo de energia elétrica médio mensal (kWh/mês) em seu correspondente diário anual (kWh/dia), para tal, é utilizada a equação 3.3:

$$EE = \frac{\text{Media}_{\text{mensal}} \times 12}{365} \quad (3.3)$$

Conforme a Tabela 1, descontando-se o valor do custo de disponibilidade de 100 kWh/mês, a média mensal de consumo na residência é igual a 509 kWh. Sendo assim, o valor que corresponde a sua média diária anual, calculado através da equação 3.3 é de 16,734 kWh/dia. Com isso, para dimensionar o SFV que atende o consumo de energia elétrica da residência é necessário definir algumas considerações de projeto, visto que o recurso solar e o cenário de perdas são variáveis que dependem do local onde a instalação será realizada. A Tabela 3 ilustra o cenário considerado:

Considerações	Valores
Taxa de desempenho $T_D$	79%
$G_{\text{stc}}$	1000 W/m <sup>2</sup>
Irradiação diária média	5,26 kWh/m <sup>2</sup> /dia
Energia elétrica necessária	16,734 kWh/dia

Tabela 3 – Considerações de dimensionamento do sistema. Fonte: Autor

Substituindo os dados na equação 3.2 é encontrada a potência mínima de módulos fotovoltaicos que o sistema deverá ter:

$$P_{\text{modulos}} = \frac{16,734 \times 1000}{5,26 \times 0,79} = 4,03 \text{ kWp} \quad (3.4)$$

O sistema foi dimensionado para reduzir o gasto com energia elétrica ao menor valor possível, considerando a área disponível para instalação e o custo de disponibilidade de 100 kWh, que necessariamente terão que ser pagos para a concessionária, conforme a Resolução Normativa vigente. Dessa forma, estima-se que um sistema de 4,03 kWp possa reduzir a fatura de energia elétrica do cliente, de modo que o mesmo continue pagando apenas o custo de disponibilidade à concessionária.

De acordo com [29], 1 kWp de sistema fotovoltaico equivale a 7 m<sup>2</sup> de área. Essa é uma estimativa baseada no tamanho médio dos módulos fotovoltaicos e em um coeficiente extra que considera a área ocupada por cabos e corredores para manutenção entre os arranjos. Com isso, a equação 3.5 estima a área ocupada pelo SFV:

$$Area_{SFVCR} = 7 \times P_{modulos} = 7 \times 4,24 = 29,68 \text{ m}^2 \quad (3.5)$$

## 4 Estudo de caso: validação da metodologia

Uma vez realizado o dimensionamento teórico do sistema, o próximo passo é a empresa de energia solar entrar em contato com seus fornecedores para verificar se existe um Kit Fotovoltaico (solução comercial que engloba todos os equipamentos necessários ao SFVCR) que atenda a necessidade de potência do cliente. Na época em que o sistema foi instalado, foram realizados orçamentos com os distribuidores de equipamentos e optou-se pela solução comercial apresentada pela empresa PHB Solar.

### 4.1 Descrição Técnica dos Equipamentos do Sistema

Dessa maneira, o estudo preliminar resultou na potência mínima de um sistema fotovoltaico que atendesse à necessidade do cliente. Devido à falta de um Kit Fotovoltaico com a potência exata conforme a estimativa inicial, bem como outros fatores comerciais, o projeto real foi instalado com uma potência de 5,1 kWp. A lista de equipamentos e serviços que foram fornecidos pela empresa são descritos na Tabela 4:

<b>Equipamentos e serviços fornecidos</b>
15 Módulos JINKO 340 $W_p$ – JKM340M–72–V
Inversor PHB5000D–NS 5 kW
<i>String Box</i> CC(2 Strings/2 Saídas)
Quadro de Proteção CA
Estruturas metálicas de fixação
Mão de obra de instalação
Projeto e ART
Homologação do sistema com a concessionária

Tabela 4 – Solução proposta pela empresa ao cliente. Fonte: Autor

Os módulos fotovoltaicos, bem como o inversor fotovoltaico, possuem as características elétricas conforme as Tabelas 5 e 6, respectivamente.

Foram instalados 15 módulos fotovoltaicos modelo JKM340M–72–V de silício monocristalino com potência de 340 W cada, agrupados em 2 *strings*, uma contendo 8 módulos e a outra 7 módulos, conectadas em um inversor de 5 kW com 2 MPPTs, uma *string* para cada MPPT.

As proteções do sistema foram devidamente dimensionadas e instaladas tanto no lado CC quanto no lado CA. Assim, o lado de corrente contínua conta com proteções como fusíveis (15 A), dispositivos de proteção contra surtos (20 kA 8-20  $\mu$ s) e chave seccionadora (600 V). Já o lado de corrente alternada conta com um dispositivo de proteção contra surtos (20 kA 8-20  $\mu$ s) e um disjuntor termomagnético (32 A).

<b>Módulo fotovoltaico JKM340M-72-V</b>	
<b>Parâmetro</b>	<b>Valores</b>
Potência Máxima	340 W
Tensão Máxima (Vmp)	38,7 V
Corrente Máxima (Imp)	8,79 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	47,1 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9,24 A
Eficiência	17,52%
Temperatura de Operação	-40°C à 85°C
Tensão Máxima do Sistema	1500 V DC(IEC)
Corrente Máxima de Proteção (Fusível)	15 A
Classificação de Operação	Classe A
Tolerância de Energia	0 à +3%

Tabela 5 – Características dos módulos fotovoltaicos. Fonte: [17]

<b>Inversor fotovoltaico PHB5000D-NS</b>	
<b>Parâmetro</b>	<b>Valores</b>
Potência de Entrada Máxima (CC)	6.500 W
Tensão de Entrada Máxima (CC)	580 Vcc
Faixa de Operação SPMP (MPPT)	152 Vcc à 550 Vcc
Tensão CC de Partida	120Vcc
Corrente CC Máxima	11 A
Número de Strings	2
Consumo em Standby	<1 W
Potência CA Nominal	5.000
Corrente CA Máxima	22,8 A
Saída Nominal CA (Ajuste)	220 V,F+N+PE
Fator de Potência	1
Máxima Eficiência	97,84%
Eficiência SPMP (MPPT)	>99,9%
Grau de Proteção	IP65

Tabela 6 – Características do inversor fotovoltaico. Fonte: [18]

Os módulos fotovoltaicos foram fixados por meio de estruturas metálicas feitas de alumínio anodizado com alta resistência à corrosão. As estruturas foram alocadas diretamente sobre o telhado da residência mediante parafusos auto atarraxantes que se fixam na estrutura do telhado que o sustenta, proporcionando uma alta resistência à ventos. A Figura 42 demonstra a estrutura utilizada.

Todos os cabos utilizados na instalação são apropriados para seus fins. Os cabos CC são próprios para instalações externas, pois suportam a ação de raios solares, ventos e variações de temperatura, enquanto os cabos CA são adequados para instalações elétricas internas à edificação. A Figura 43 mostra o kit de aterramento, os cabos solares e os conectores solares do tipo MC4, que possuem alto índice de proteção e garante a segurança das conexões do sistema.



Figura 42 – Estrutura de fixação utilizada. Fonte: [16]

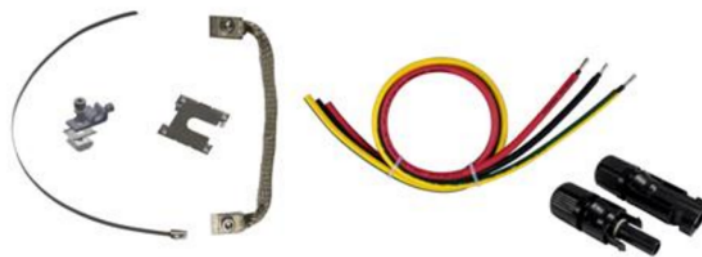


Figura 43 – Cabos e conectores utilizados. Fonte: [16]

Por intermédio das características técnicas dos equipamentos apresentadas, é possível formar os arranjos fotovoltaicos (*strings*) de acordo com a inclinação e orientação do telhado disponível. Como o telhado é contínuo e possui largura suficiente para receber todos os 15 módulos com a mesma inclinação e orientação, os arranjos são alocados nos dois MPPT's disponíveis no inversor. A Tabela 7 ilustra a divisão de *strings* no inversor, bem como a tensão de circuito aberto e a tensão de operação das *strings*. É necessário conhecer os níveis de tensão e de corrente dos arranjos fotovoltaicos para se certificar de que o inversor fotovoltaico opere dentro de sua capacidade de entrada, demonstrados pela Tabela 6.

Tabela 7 – Potência por string no inversor. Fonte: Autor

Divisão dos módulos				
Inversor PHB 5 kW				
string (nº)	Potência( $W_p$ )	Voc (V)	Vmp (V)	
1	2.720	376,8	309,6	
2	2.380	329,7	270,9	
Potência total de módulos		5.100 $W_p$		

Caso a rede da concessionária opere fora das faixas toleradas para tensão e frequência (ABNT 60149:2013), os inversores serão bloqueados e desconectados da rede por meio dos relés de proteção (internos ao inversor) em um intervalo de tempo inferior a 2 segundos. Esta proteção, já mencionada, chama-se anti-ilhamento. Após ser reestabelecida a rede da



concessionária, o religamento do inversor ocorre de maneira automática.

## 4.2 Estimativa de Produção de Energia Elétrica e Cenário de Perdas

A partir dos dados de irradiância solar, inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos, é possível estimar a quantidade de energia elétrica produzida diariamente por um módulo fotovoltaico nas condições do local, conforme 4.1 e 4.2 [30].

$$E_{\text{modulo}} = A_{\text{modulo}} \times \eta \times E_s \quad (4.1)$$

$$E_{\text{modulo}} = \frac{E_s \times P_{\text{modulo}}}{1000} \quad (4.2)$$

onde:  $E_{\text{modulo}}$  é a energia produzida diariamente por um módulo;  $A_{\text{modulo}}$  é a área do módulo utilizado;  $E_s$  é a insolação do local,  $\eta$  é a eficiência do módulo e  $P_{\text{modulo}}$  é a potência do módulo fotovoltaico.

As especificações do fabricante do módulo fotovoltaico utilizado indicam que a temperatura de operação das células fotovoltaicas, quando operando no NOCT, é de  $45 \pm 2^\circ\text{C}$ , ou seja, operam  $20^\circ\text{C}$  acima de suas condições de teste padrão (STC – Standard Test Conditions), de  $25^\circ\text{C}$ . No *datasheet* do módulo indica também que o mesmo possui uma perda de eficiência de  $-0,39\%/^\circ\text{C}$ . Dessa forma, por operar em uma temperatura de aproximadamente  $45^\circ\text{C}$ , foi estimada uma perda de  $7,8\%$ .

Como indica a Tabela 6, o inversor fotovoltaico utilizado possui eficiência de  $97,8\%$ , conforme *datasheet*. Assim, é estimado  $2,2\%$  de perdas.

No período da manhã foi observado que a mureta presente no telhado da residência sombreia parcialmente os módulos fotovoltaicos, dessa forma, estimou-se uma perda de eficiência de  $3\%$  para o sistema. As demais perdas serão as mesmas consideradas por [10] e mostradas na Tabela 8. Com isso, estima-se o total de perdas do sistema modelo, ou seja, seu coeficiente de desempenho  $T_D$ .

Para simular uma estimativa de produção de energia pelo sistema e apresentar os resultados prévios ao cliente da empresa, foram utilizados os mesmos dados de radiação apresentados no Capítulo 3. As considerações realizadas são demonstradas pela Tabela 9.

Para ilustrar o resultado, é calculada a estimativa de geração de energia elétrica do sistema para o mês de janeiro, de acordo com 4.2: lembrando que a radiação está expressa em dias, então deve ser transformada para seu correspondente mensal e o sistema possui



Tabela 8 – Cenário de perdas considerado no projeto do sistema. Fonte: Autor

<b>Cenário de perdas</b>	
<b>Tipo da perda</b>	<b>Valor estimado</b>
Desvio no rendimento nominal do módulo e da radiação de 1000W/m <sup>2</sup>	2,5%
Temperatura no módulo	7,8%
Perdas nos condutores CC e CA	1,0%
Eficiência do inversor na conversão	2,2%
Mismatch no MPPT	2,0%
Sombreamento	3,0%
Diodos e Conexões	0,5%
Sujeira nos módulos	2,0%
<b>Total de perdas</b>	<b>21,0%</b>

<b>Considerações</b>	<b>Valores</b>
Taxa de desempenho $T_D$	79%
$G_{stc}$	1000 W/m <sup>2</sup>
Irradiação diária média de janeiro	7,15 kWh/m <sup>2</sup>
Irradiação diária média anual	5,26 kWh/m <sup>2</sup>
Potência do módulo	340 W

Tabela 9 – Considerações de dimensionamento do sistema. Fonte: Autor

15 módulos, totalizando uma potência instalada de 5.100 Wp. A estimativa de geração para o mês de janeiro é demonstrada em 4.3:

$$E_{\text{modulo}} = \frac{7,15 \times 31 \times 5100 \times 0,79}{1000} = 893,02 \text{ kWh/mês} \quad (4.3)$$

Sabendo-se que os meses de verão possuem níveis de radiação solar maiores e, portanto, produzem mais energia, deve ser estimada a geração de energia elétrica para o ano todo. Assim, é possível obter um valor que represente a média mensal de geração ao longo do ano, que será utilizada para calcular o tempo de retorno do investimento ao cliente. A Tabela 10 apresenta as estimativas mensais, média e anual de geração de energia pelo sistema, onde a quantidade de kWh foi arredondada para o valor médio inteiro mais próximo.

A geração de energia elétrica proporcionada pelo sistema fotovoltaico corresponde a aproximadamente 105,89% do consumo total anual de energia elétrica da residência. Como definido pela ANEEL, é necessário que o consumidor do grupo B – trifásico, continue pagando o custo de disponibilidade de 100 kWh à concessionária de energia. Tal custo representa em torno de 16,44% do valor da fatura de energia elétrica, ou seja, a fatura não poderá ser reduzida em 100%. Além disso, somando-se os créditos acumulados nos meses em que a geração de energia for superior ao consumo da residência, a economia total possível com o sistema fotovoltaico torna-se maior. A economia gerada pelo sistema,

Tabela 10 – Balanço energético apresentado ao cliente. Fonte: Autor

Mês	Geração (kWh)	Consumo (kWh)
Janeiro	893,03	910
Fevereiro	710,38	610
Março	713,30	530
Abril	560,47	600
Maio	452,88	320
Junho	406,36	550
Julho	435,65	440
Agosto	552,30	510
Setembro	606,53	560
Outubro	725,16	680
Novembro	822,28	930
Dezembro	851,69	660
<b>Média</b>	<b>622</b>	<b>609</b>
<b>Total</b>	<b>7730</b>	<b>7300</b>
<b>Relação Geração/Consumo</b>		<b>105,89%</b>

bem como os créditos gerados serão levados em consideração na análise de viabilidade econômica.

### 4.3 Custos do Sistema e sua Manutenção ao longo do Tempo

A manutenção demandada pelo sistema é mínima e de baixo custo, no entanto não deve ser negligenciada. Os módulos fotovoltaicos foram instalados, conforme a orientação de alguns fabricantes, com um ângulo de inclinação mínimo maior que  $10^\circ$  em relação ao plano do solo [31], com isso, caso se acumule sujeira ou outras partículas indesejadas, elas podem ser removidas de maneira natural pela chuva. Se o sistema apresentar quedas de produção de energia, o próprio usuário do sistema poderá verificar se existe alguma camada de sujeira sobre o módulo e lavá-los, sempre com segurança e os equipamentos de proteção para trabalho em altura.

A vida útil da grande maioria dos inversores fotovoltaicos comerciais encontra-se entre 10 e 12 anos. Após esse período, o inversor deverá ser substituído. Os módulos fotovoltaicos, por sua vez, possuem garantia de fábrica de 10 anos no equipamento e garantia de performance linear mantendo 80,7% de sua capacidade em 25 anos.

Segundo [26], estima-se que a manutenção do sistema de energia solar fotovoltaica não representa mais do que 1% por ano do custo total do sistema. Assim, estimou-se nesta análise que o valor de manutenção corresponde a 0,5% do custo do sistema, visto que ao final da vida útil do mesmo, o montante acumulado por essa quantia, já inclui os custos para a substituição do inversor.

## 4.4 Sistema Fotovoltaico Instalado na Residência

Conforme realizada a compra dos equipamentos e todas as etapas do processo de homologação do SFV com a concessionária de energia, como indicado pelas Resoluções Normativas e normas vigentes, foi emitida a autorização para conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica. Assim, foi realizada a instalação do sistema fotovoltaico na residência e a troca do medidor de energia, por parte da concessionária, para um bidirecional, sendo assim capaz de medir tanto a energia elétrica gerada, quanto a consumida da rede elétrica pela residência. A obra foi executada pelo autor do trabalho em conjunto com a empresa e o resultado final pode ser observado na Figura 44.



Figura 44 – Vista superior do sistema instalado. Fonte: Autor

A instalação do inversor, bem como das proteções do sistema seguiu os procedimentos indicados pelos fabricantes dos equipamentos. Ao inversor foram respeitadas as distâncias mínimas laterais, superiores e inferiores, visto que o equipamento necessita de espaço para as trocas térmicas de seu dissipador de calor. As proteções do sistema foram instaladas em duas caixas de proteção diferentes, uma CC e a outra CA, mantendo-se como dois circuitos independentes. A Figura 45 demonstra o comentado.

Conforme a Figura 46, a seção transversal para aterramento entre as estruturas metálicas utilizado foi de 6 mm<sup>2</sup> conforme recomendado pela IEC/TS 62548:2013 (norma em elaboração no Brasil pela Comissão de Estudo CE-03:064.01 do COBEI). Adicionalmente, os inversores, as caixas de proteção CC e CA e a estrutura metálica dos arranjos fotovoltaicos foram equipotencializados no BEP. Assim, a infraestrutura de aterramento está eletricamente interligada com o quadro de medição e poste particular por meio de hastes cobreadas que já se encontravam devidamente instaladas na edificação. Dessa forma, é assegurado que a infraestrutura de aterramento possui uma resistência mínima (inferior

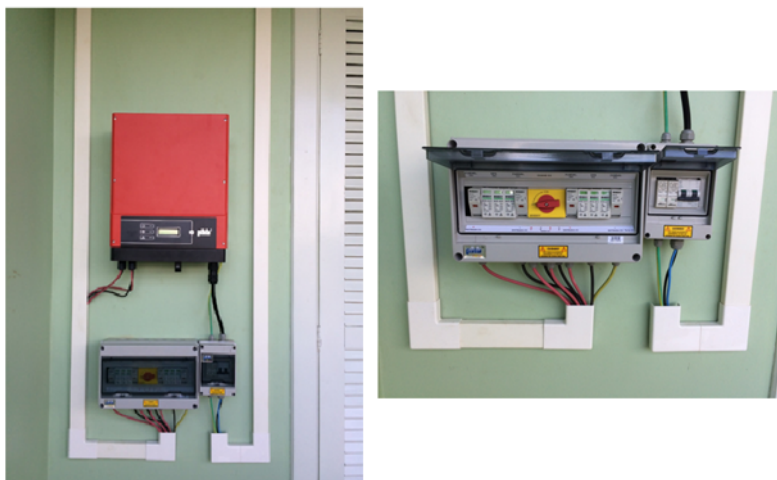


Figura 45 – Inversor fotovoltaico instalado (esquerda) e proteções CC-CA do sistema (direita). Fonte: Autor

a 10 ohms) mesmo em solo seco.



Figura 46 – Equipotencialização do sistema fotovoltaico com o aterramento presente na residência. Fonte: Autor

A Placa de risco de choque por geração própria foi fixada na entrada de energia da residência, atendendo ao manual de procedimentos I-432.004 para conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da CELESC distribuição. A placa instalada no local pode ser visualizada pela Figura 47.

O kit fotovoltaico vem acompanhado de um sistema de monitoramento remoto de dados. O sistema armazena os dados de geração e disponibiliza para o cliente de forma amigável, via página *web*, ou um dispositivo móvel. Assim, torna-se possível uma pós análise do sistema, visando observar de fato quanto de energia elétrica foi gerada.

A interface do sistema de monitoramento *web* PHB-*VIEWER* pode ser verificada na Figura 48, onde é demonstrada a potência do inversor em cada hora do dia. O perfil de potência no tempo corresponde ao dia 10/12/2018. Ao meio dia, observa-se que a potência



Figura 47 – Placa de sinalização no padrão de entrada alertando sobre geração própria de energia, atendendo normas da concessionária e da ANEEL. Fonte: Autor

instantânea do inversor chega próximo aos 4 kW de potência.

Mesmo que o inversor possui potência de saída CA de 5 kW, é comum em um dia de sol que os módulos fotovoltaicos aqueçam e, com isso, tenham suas eficiências prejudicadas ( $-0,39\%/^{\circ}\text{C}$ ) e produzam menos energia do que em sua potência de pico.

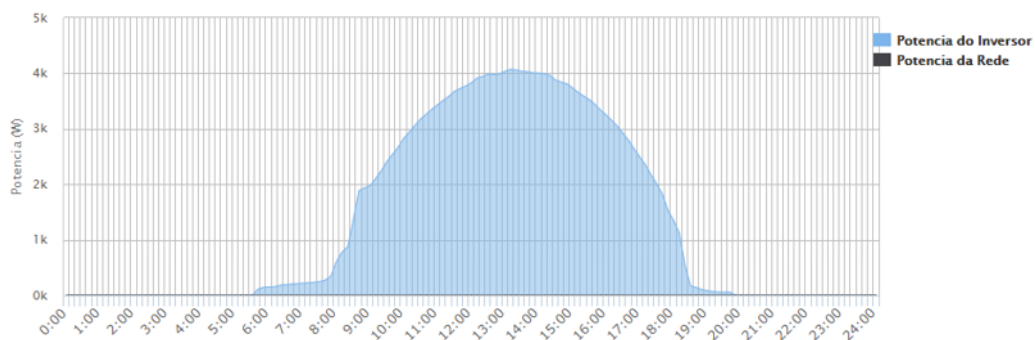


Figura 48 – Perfil de potência x tempo do dia 10/12/18. Fonte: Autor

Da mesma forma que as altas temperaturas e sombreamentos prejudicam o desempenho do sistema, também existem dias de chuva (baixos níveis de irradiação solar) com nuvens que ofuscam a luz do Sol e fazem com que a potência produzida pelos arranjos fotovoltaicos (*strings*) se reduza drasticamente.

Conforme realizada toda a análise prévia, o projeto do sistema, a documentação necessária para homologação do mesmo perante a concessionária de energia, a inicialização do sistema e o comissionamento aferindo se os valores de tensão e corrente esperados foram atingidos, é necessário analisar a viabilidade econômica prévia e posterior à instalação sistema.

Dessa forma, será realizada uma análise de viabilidade econômica prévia à instalação do sistema e que adota parâmetros estimados. Após o cálculo da viabilidade que foi

apresentada ao cliente, torna-se necessário para o objetivo do presente trabalho, analisar quanto de energia elétrica foi efetivamente gerado pelo sistema ao longo de seus 9 meses de funcionamento e concluir se o cenário de perdas estimado no projeto condiz com os resultados práticos e onde possam estar as prováveis fontes de erro. Com isso, a empresa terá como resultado uma análise prévia mais precisa a ser apresentada para seus clientes, aumentando a confiabilidade de seus serviços.

## 5 Análise Econômica e resultados

O investimento em um sistema fotovoltaico deve ser tratado como qualquer outra forma de investimento. Quando o cliente opta por instalar um sistema fotovoltaico ele sacrifica uma quantidade de dinheiro no presente, para receber ao longo da vida útil do sistema, benefícios que se traduzem em redução nos custos de energia elétrica. Dessa forma, é necessário conhecer alguns conceitos de matemática financeira que nos permitam comparar diferentes formas de investimento, para que seja visível ao cliente que o mesmo está fazendo um bom negócio.

A partir da estimativa de geração de energia elétrica é possível realizar a análise de viabilidade econômica. Para isso foram levados em conta os custos com instalação, operação e manutenção, as receitas provenientes da operação ao longo da vida útil do sistema, bem como a incidência de ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) sobre os créditos, os reajustes da tarifa de energia elétrica e manutenção do sistema e o custo do capital corrigido pela taxa mínima de atratividade (TMA).

O cenário de perdas escolhido conforme a Tabela 8 também possui um grande impacto na análise de viabilidade do sistema. A taxa de desempenho (*Performance ratio*) inicial estimada para o sistema foi de 79%. Esta taxa leva em consideração perdas como reflexão, sujeira, sombreamento, temperatura, cabos e inversor.

Assim, a análise de viabilidade econômica das plantas compreende:

- ✓ Determinação dos investimentos para instalação;
- ✓ Determinação dos custos de operação e manutenção do sistema;
- ✓ Levantamento das receitas;
- ✓ Incidência de ICMS sobre os créditos gerados;
- ✓ Definição da taxa mínima de atratividade;
- ✓ Cálculo do valor presente líquido do investimento;
- ✓ Cálculo da taxa interna de retorno;
- ✓ Cálculo do *payback* composto;
- ✓ Cálculo do custo do kWh produzido.



## 5.1 Fluxo de Caixa

Para iniciar uma análise de investimentos, o primeiro passo é determinar o fluxo de caixa, representando os valores de entrada e os valores de saída durante a vida útil (ou período de análise) do sistema fotovoltaico, aqui considerado 25 anos. É necessário, quando se fala em investimentos, converter todos os valores que estão sendo negociados, para valores na mesma data. Assim, torna-se possível compará-los.

A técnica que converte todos os valores futuros para a data de início do investimento é o que se denomina trazer a VALOR PRESENTE. Existem ocasiões que se torna necessário comparar valores de investimento ao final do prazo da aplicação, essa conversão é chamada de VALOR FUTURO [26].

## 5.2 Payback Simples

O tempo de *Payback* objetiva verificar em quanto tempo o somatório das entradas se iguala ao valor do investimento inicial, ou seja, em quanto tempo o investimento irá começar a gerar riqueza.

Para o *Payback* simples se realiza as somas das entradas futuras sem levar em consideração a variação do valor do dinheiro no tempo, sendo esse um grave erro conceitual, que gera resultados enganosos. Sua utilização ocorre muito no mercado residencial de sistemas fotovoltaicos, devido sua simplicidade de cálculo. Porém, representa uma ferramenta precária para avaliação de um investimento, sendo justificada apenas como um meio de análise rápida [26].

## 5.3 Payback Composto

Conceitualmente igual ao tempo de *Payback* simples, porém corrige o erro conceitual, que desconsidera o valor do dinheiro no tempo. Cada entrada é trazida a valor presente utilizando-se uma taxa de desconto (chamada de taxas de juros) e vai se somando as parcelas até o fluxo de entrada (em valor presente) seja igual ao valor investido.

Para que os valores do investimento sejam trazidos a valor presente, é necessário conhecer a taxa de juros que será descontado o dinheiro. Esse valor varia de acordo com a fonte que o cliente for recorrer para obter o dinheiro para adquirir o sistema fotovoltaico.

## 5.4 Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade (TMA) é a taxa definida pelo investidor como sendo a mínima taxa de retorno do capital investido no projeto. Quanto maior o risco do projeto,



recomenda-se que maior seja a TMA adotada. Para investimentos de pessoas físicas, é de praxe adotar uma taxa igual àquela que o capital investido no projeto renderia se fosse aplicada em fundos de renda fixa como a poupança ou um investimento no tesouro direto nacional SELIC, com taxa de 100% do valor do CDI, portanto, 6,39% ao ano (a.a.) no mês de junho de 2019, conforme o banco central [32].

Dessa maneira, o custo do capital para investimento em um sistema fotovoltaico será corrigido descontando-se a taxa mínima de atratividade de um investimento em renda fixa no tesouro direto nacional, com taxa de 6,39% a.a.

## 5.5 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL) é o critério mais utilizado em análise de investimentos e objetiva quantificar, em valores atuais, qual valor de riqueza que será gerado pelo projeto. Lembrando que é necessário conhecer a taxa de juros para trazer o valor do dinheiro no tempo a valor presente.

A análise consiste em trazer todas as entradas e saídas futuras a valor presente, no decorrer da vida útil do projeto e deduzir do valor do investimento. Assim, quando o VPL for positivo em valores atuais, significa que o investimento gera riqueza. Caso o valor seja zero diz-se que é indiferente investir. Finalmente, para valores negativos significa que se perdeu riqueza, se destruiu valor [26].

Quando se calcula o VPL, a taxa de juros que traz o dinheiro a valor presente é a própria TMA. Um projeto é considerado viável se seu VPL é maior que zero quando a taxa de juros considerada é a TMA, que nesta análise é de 6,39% a.a., conforme previamente exposto.

O VPL de um investimento é o somatório de todos os fluxos do investimento trazidos para o valor presente (início do projeto), assim, pode ser calculado conforme:

$$VPL = -I_{SFVCR} + \sum_{t=1}^n \frac{R_{SFVCR}}{(1+i)^t} \quad (5.1)$$

onde:  $R_{SFVCR}$  representa as receitas líquidas futuras do sistema fotovoltaico e  $I_{SFVCR}$  o investimento presente, ou seja, o custo total da solução.

As receitas levam em consideração todas as variáveis que influenciam na análise de viabilidade econômica do projeto, dentre as quais estão o custo de operação, manutenção e substituição de equipamentos, a quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico, a incidência de ICMS sobre a energia injetada e consumida da distribuidora e a diminuição da quantidade de energia elétrica produzida pelo sistema devido a degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo de análise considerado, 25 anos.

## 5.6 Taxa Interna de Retorno

Para cada TMA existe um valor de VPL que pode ser positivo, nulo ou negativo. A taxa interna de retorno (TIR) é obtida a partir de 5.1, fazendo  $VPL=0$  e  $i=TIR$ . Por definição, TIR é a taxa que torna o VPL nulo. Por meio deste método de análise, um investimento é viável quando a TIR for maior ou igual a TMA, ou seja, nesta análise, maior ou menor que a taxa de um investimento em renda fixa no tesouro direto nacional, um investimento muito comum atualmente.

A TIR possui a vantagem de possuir apenas um valor referencial. Dessa forma, para comparar vários tipos de investimentos diferentes, compara-se a TIR de cada um dos possíveis investimentos.

## 5.7 Considerações e Parâmetros da Análise Prévia

A primeira etapa para analisar a viabilidade econômica do projeto, consiste em realizar um levantamento de todo o investimento que será necessário para instalar o sistema fotovoltaico na residência. Assim, o custo que a empresa MAC Soluções Sustentáveis apresentou ao cliente foi de R\$ 25.000,00 para o sistema completo: com projeto, homologação na concessionária de energia, anotação de responsabilidade técnica, equipamentos e mão de obra de instalação do sistema. A lista com a relação de equipamentos e serviços encontra-se na Tabela 4.

Como é mostrado na Tabela 10, o total de energia consumido anualmente pela residência é de 7.300 kWh. Na época em que o sistema foi apresentado ao cliente, o preço médio do kWh na concessionária CELESC para consumidores do grupo B, era de R\$ 0,66 e a tarifa sem encargos era de R\$ 0,46. A Tabela 1 traz o custo médio mensal da energia elétrica consumida pela residência. Dessa forma, na análise econômica prévia a instalação do sistema será realizada com esse valor médio por kWh.

Estimou-se inicialmente que a alíquota tributária de ICMS seria de 25% sobre o custo da energia faturada pela concessionária. O custo de manutenção preventiva do sistema, bem como a reserva de capital para substituição do inversor em seu 12º ano de funcionamento seria uma fração de 0,5% do custo do sistema ao ano, com um reajuste anual de 4% para acompanhar a inflação média.

De acordo com o fabricante dos módulos fotovoltaicos, o equipamento apresenta uma degradação anual de seu rendimento, sendo esse valor de 2,5% para o primeiro ano de funcionamento e 0,7% para os anos consecutivos. Assim, a quantidade de energia produzida pelo sistema irá diminuir ao longo dos anos, com isso também, o retorno financeiro por parte do sistema, sendo essa redução considerada como desconto no valor presente líquido do investimento e taxa interna de retorno.

O reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica por parte da concessionária de energia (CELESC) foi obtido com base nos aumentos de tarifa promovido pela empresa ao longo dos últimos anos. A Tabela 11 demonstra a evolução do efeito médio tarifário, onde para essa análise o valor do reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica considerado foi 10% a.a., calculados desconsiderando-se as revisões extraordinárias (RTE).

Tabela 11 – Evolução do efeito médio tarifário para o consumidor. Fonte: [19]

<b>Evolução do Efeito Médio Tarifário para o Consumidor</b>								
	RTE 2013	2013	2014	RTE 2015	2015	2016	2017	2018
Grupo B	-18,46%	13,47%	22,76%	19,28%	3,63%	-2,62%	7,90%	13,15%

Conforme o banco central em seu relatório de 14 de junho de 2019 [32], a inflação média prevista para o ano de 2019 é de 4,07%, ao passo que para o ano de 2020 é de 4%, sendo que no anos subsequentes tende a reduzir-se para cerca de 3,75% e estabilizar nesse valor. Assim, a inflação média considerada foi de 4%, um valor condizente com as previsões.

A TMA considerada foi de 6,39% ao ano, tomando-se como custo de oportunidade do cliente um investimento de renda fixa no tesouro direto nacional SELIC. Tal investimento foi escolhido por ser uma forma de investimento muito comum e que apresenta um rendimento um pouco superior ao da poupança.

Tabela 12 – Parâmetros utilizados para o método do fluxo de caixa. Fonte: Autor

<b>Parâmetros da análise financeira prévia</b>	
	R\$/Wp
	4,90
Custo total do SFV	R\$ 25.000,00
Tarifa de energia elétrica sem encargos	0,46 R\$/kWh
Tarifa de energia elétrica com encargos	0,66 R\$/kWh
ICMS	25,00%
Reajuste anual da tarifa	10,00%
Degradação ao 1º ano	2,50%
Degradação anual	0,70%
% do orçamento com O&M	0,50%
Reajuste anual da O&M	4,0%
Custo de oportunidade (TMA) a.a.	6,39%
Percentual da energia injetada na rede	25,00%

Os cálculos da análise financeira foram realizados por meio de uma planilha de excel que incorpora o sistema de compensação de créditos e leva em consideração todas as variáveis de custo e receitas do sistema, tais quais: depreciação da vida útil do módulo fotovoltaico, custo de oportunidade do cliente, aumento médio da tarifa de energia elétrica e custos de operação e manutenção. A Tabela 12 demonstra os valores considerados para as análises, sendo o cálculo realizado analisando detalhadamente os custos e as receitas proporcionados pelo sistema ao longo de seus 25 anos de funcionamento.

## 5.8 Balanço Energético Prévio do Sistema Fotovoltaico

Para iniciar a análise de viabilidade econômica prévia do sistema fotovoltaico deve ser conhecido o balanço energético total por parte do sistema. Assim, deve ser realizada uma análise que inclua o consumo energético da residência, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico e os créditos obtidos com o excedente de energia produzido. As Tabelas 13 e 14 apresentam o balanço energético completo do SFV modelo deste estudo de caso.

Tabela 13 – Balanço energético parte 1 (valores em kWh). Fonte: Autor

Mês	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Energia da rede (kWh)
Janeiro	893,03	910	0,0
Fevereiro	710,38	610	0,0
Março	713,30	530	0,0
Abril	560,47	600	0,0
Mai	452,88	320	0,0
Junho	406,36	550	0,0
Julho	435,65	440	0,0
Agosto	552,30	510	0,0
Setembro	606,53	560	0,0
Outubro	725,16	680	0,0
Novembro	822,28	930	0,0
Dezembro	851,69	660	0,0
<b>Total</b>	<b>7.730,03</b>	<b>7.300,00</b>	<b>0,0</b>

Tabela 14 – Balanço energético parte 2 (valores em kWh). Fonte: Autor

Mês	Crédito gerado	Crédito utilizado	Saldo de créditos	Energia faturada	Economia de energia
Janeiro	83,03	0,0	83,03	100,00	810,00
Fevereiro	200,38	0,0	283,41	100,00	510,00
Março	283,3	0,0	566,71	100,00	430,00
Abril	60,47	0,0	627,18	100,00	500,00
Mai	232,88	0,0	860,06	100,00	220,00
Junho	0,0	43,64	816,42	100,00	450,00
Julho	95,65	0,0	912,07	100,00	340,00
Agosto	142,3	0,0	1054,37	100,00	410,00
Setembro	146,53	0,0	1200,90	100,00	460,00
Outubro	145,16	0,0	1346,06	100,00	580,00
Novembro	0,0	7,72	1338,34	100,00	830,00
Dezembro	291,69	0,0	1630,03	100,00	560,00
<b>Total</b>	<b>1681,39</b>	<b>51,36</b>	<b>1630,03</b>	<b>1.200,00</b>	<b>6.100,00</b>

## 5.9 Resultados da Análise Prévia

O fluxo de caixa anual resultante, bem como o fluxo de caixa acumulado pelo sistema podem ser visualizados na Tabela 15.

Tabela 15 – Estimativa de economia do 1º ao 25º ano. Fonte: Autor

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de caixa anual</b>	<b>Fluxo de caixa acumulado</b>
<b>0</b>	<b>R\$ 25.000,00</b>	<b>R\$ -</b>
<b>1</b>	R\$ 3.830,76	<b>R\$ 22.766,74</b>
<b>2</b>	R\$ 4.155,69	<b>R\$ 20.310,63</b>
<b>3</b>	R\$ 4.545,21	<b>R\$ 17.573,60</b>
<b>4</b>	R\$ 4.970,59	<b>R\$ 14.526,74</b>
<b>5</b>	R\$ 5.435,10	<b>R\$ 11.138,29</b>
<b>6</b>	R\$ 5.942,29	<b>R\$ 7.373,43</b>
<b>7</b>	R\$ 6.496,03	<b>R\$ 3.193,97</b>
<b>8</b>	R\$ 7.100,55	R\$ 1.441,98
<b>9</b>	R\$ 7.760,42	R\$ 6.580,31
<b>10</b>	R\$ 8.480,66	R\$ 12.271,33
<b>11</b>	R\$ 9.266,72	R\$ 18.570,14
<b>12</b>	R\$ 10.124,52	R\$ 25.537,12
<b>13</b>	R\$ 11.060,55	R\$ 33.238,36
<b>14</b>	R\$ 12.081,83	R\$ 41.746,22
<b>15</b>	R\$ 13.196,03	R\$ 51.139,89
<b>16</b>	R\$ 14.411,48	R\$ 61.506,05
<b>17</b>	R\$ 15.737,27	R\$ 72.939,51
<b>18</b>	R\$ 17.183,28	R\$ 85.543,97
<b>19</b>	R\$ 18.760,27	R\$ 99.431,81
<b>20</b>	R\$ 20.479,92	R\$ 114.730,03
<b>21</b>	R\$ 22.354,97	R\$ 131.571,13
<b>22</b>	R\$ 24.399,27	R\$ 150.104,19
<b>23</b>	R\$ 26.627,67	R\$ 170.491,00
<b>24</b>	R\$ 29.057,16	R\$ 192.908,29
<b>25</b>	R\$ 31.704,95	R\$ 217.549,08

A análise econômica prévia à instalação do sistema indica que o mesmo terá um lucro bruto ao final do 25º ano de aproximadamente R\$ 217.549,08, o equivalente a mais de 8 vezes o custo total da solução retornados ao cliente. Os resultados esperados de VPL e TIR se encontram na Tabela 16. Também é interessante observar o custo nivelado da energia (LCOE), que contabiliza todos os custos esperados ao longo da vida do sistema, como inflação, aumento da tarifa e manutenção e divide esses custos pela energia total em kWh que será produzida durante a vida útil do sistema.

Analisando os resultados prévios fornecidos ao cliente antes da instalação do sistema, é possível concluir que o sistema de microgeração fotovoltaico proposto é viável economicamente por ambos os métodos de análise. Tanto o VPL quanto a TIR do sistema são negativos apenas para os 7 primeiros anos de funcionamento do sistema, após esse período a economia nas faturas de energia elétrica promovidos pelo mesmo, somados ao aumento da tarifa de energia elétrica, torna rapidamente o VPL positivo e a TIR do sistema maior que o custo de oportunidade de um investimento em renda fixa no tesouro

Tabela 16 – Resultados da análise. Fonte: Autor

<b>Resultados</b>		
<b>Anos</b>	<b>VPL</b>	<b>TIR</b>
25	R\$ 217.549,08	23,86%
20	R\$ 114.730,03	23,13%
15	R\$ 51.139,89	21,37%
10	R\$ 12.271,33	16,46%
5	<b>R\$ 11.138,29</b>	<b>-2,65%</b>
<b>Payback</b>		7 anos e 9 meses
<b>Custo nivelado da energia - LCOE</b>		0,282 R\$/kWh
<b>Relação LCOE/Tarifa</b>		43%

direto nacional, sendo assim, viável economicamente.

Outro fator que não foi considerado na análise realizada, mas que tornaria ainda mais viável a realização do projeto, é a possibilidade de reinvestimento do valor economizado em cada mês. Dessa forma, ao final dos 25 anos de vida útil do sistema, o valor real de ganho seria de R\$ 217.549,08 + Lucro do investimento extra realizado com a economia.

Para ilustrar esse exemplo é suposto um cenário onde 50% do valor do lucro mensal do sistema é reinvestido em um investimento de renda fixa como a poupança, com uma taxa de juros mensal de 6,39% ao ano, ou seja, 0,5175% a.m. Assim, o lucro total ao cliente no final do 25º ano será de R\$ 317.241,53, um valor aproximadamente 30% superior à quantia considerada inicialmente, o que reduz o payback para 7 anos e 7 meses.

## 5.10 Resultados Após a Instalação do SFV

Conforme apresentado todos os custos, receitas e fatores que influenciam o desempenho e o retorno financeiro do SFV modelo, para cumprir com os objetivos do presente trabalho, é necessário avaliar o sistema após sua instalação e observar a quantidade de energia elétrica que foi efetivamente gerada pelo mesmo. Dessa forma, concluir se os parâmetros taxa de desempenho ( $T_D$ ) e percentual de energia injetado na rede, condizem com os resultados encontrados na prática. Caso não, é necessário estimar fatores de correção aos parâmetros prévios e avaliar o novo tempo de retorno do investimento ao cliente. Para essa análise, foi suposto que o consumo de energia elétrica do cliente se manteve igual após a instalação do SFV.

As Tabelas 17 e 18 apresentam o balanço energético real do sistema, com os valores de geração de energia coletados diretamente através da plataforma online de monitoramento remoto do sistema (PHB-Viewer) ao longo de seus 9 meses de funcionamento, iniciados em agosto de 2018. Como os meses de junho, julho e agosto ainda não completaram um mês inteiro de geração, será considerada a geração estimada na análise prévia para esses meses.

Tabela 17 – Balanço energético pós instalação parte 1 (valores em kWh). Fonte: Autor

Mês	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Energia da rede (kWh)
Janeiro	719,30	910	190,70
Fevereiro	582,00	610	0,0
Março	570,60	530	0,0
Abril	396,40	600	0,0
Mai	270,9	320	0,0
Junho	385,79	550	0,0
Julho	413,59	440	0,0
Agosto	524,34	510	0,0
Setembro	494,90	560	0,0
Outubro	554,10	680	0,0
Novembro	740,7	930	0,0
Dezembro	747,6	660	0,0
<b>Total</b>	<b>6.400,22</b>	<b>7.300,00</b>	<b>190,70</b>

Tabela 18 – Balanço energético parte 2 (valores em kWh). Fonte: Autor

Mês	Crédito gerado	Crédito utilizado	Saldo de créditos	Energia faturada	Economia de energia
Janeiro	0,0	0,0	0,0	100,00	719,30
Fevereiro	72,00	0,0	72,00	100,00	510,00
Março	140,60	0,0	212,60	100,00	430,00
Abril	0,0	109,00	103,60	100,00	396,40
Mai	50,90	0,0	154,50	100,00	220,00
Junho	0,0	90,29	64,21	100,00	385,79
Julho	73,59	0,0	137,80	100,00	340,00
Agosto	114,34	0,0	252,14	100,00	410,00
Setembro	34,90	0,0	287,04	100,00	460,00
Outubro	0,0	25,90	261,14	100,00	554,10
Novembro	0,0	89,30	171,84	100,00	740,70
Dezembro	187,60	0,0	359,44	100,00	560,00
<b>Total</b>	<b>673,93</b>	<b>314,49</b>	<b>359,44</b>	<b>1.200,00</b>	<b>5.733,19</b>

Comparando-se a energia real gerada pelo sistema fotovoltaico com um cenário ideal, sem perdas, que seria possível obter com o todo o potencial solar do local e com a taxa de desempenho  $T_D$  de 100%, é possível observar que a energia gerada por parte do sistema apresenta perdas de 34,65%, resultando em uma  $T_D$  de 65,34%.

Da época em que o sistema fotovoltaico foi proposto ao cliente até sua operação, ocorreu um reajuste de 13,15% na tarifa de energia elétrica. Dessa forma, o valor do médio do kWh sem encargos passou a ser R\$ 0,52 e o valor com encargos R\$ 0,745.

Por intermédio da plataforma Agência *Web* da CELESC, é possível observar quanto efetivamente de energia elétrica está sendo injetado na rede da concessionária por parte do sistema. A leitura do consumo de energia elétrica da residência é realizado pela concessionária em dias específicos do mês, sendo o intervalo de dias a que corresponde

cada medição, especificados em cada fatura. Foram coletadas 5 faturas de energia elétrica após a instalação do sistema fotovoltaico e verificados os dias em que cada medição foi realizada. Mediante análise do intervalo de tempo correspondente a cada uma, foi observada a quantidade de energia em kWh produzida pelo SFV via plataforma de monitoramento do inversor. A Tabela 19 demonstra o percentual de energia elétrica injetado na rede correspondente a cada fatura coletada.

Tabela 19 – Percentual médio de energia injetada na rede pelo SFV instalado na residência. Fonte: Autor

Mês	Energia gerada (kWh)	Energia injetada (kWh)	% Injetado
Dezembro	785,5	597,0	76,00%
Janeiro	673,0	505,0	75,04%
Fevereiro	753,9	502,0	66,59%
Março	597,4	397,0	66,45%
Abril	476,8	326,0	68,37%
<b>% Médio injetado</b>			<b>70,49%</b>

É possível aferir por meio das faturas de energia elétrica coletadas do cliente e da quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema em sua plataforma de monitoramento *web* nos dias correspondentes, que o SFV modelo injeta um percentual real médio de 70,49% da energia gerada na rede elétrica da CELESC. Todos os parâmetros relevantes para a análise pós instalação do sistema, são demonstrados pela Tabela 20.

Tabela 20 – Parâmetros utilizados para o método do fluxo de caixa. Fonte: Autor

<b>Parâmetros da análise financeira prévia</b>	
	R\$/Wp
	4,90
	Custo total do SFV
	R\$ 25.000,00
	Tarifa de energia elétrica sem encargos
	0,52 R\$/kWh
	Tarifa de energia elétrica com encargos
	0,745 R\$/kWh
	ICMS
	25,00%
	Reajuste anual da tarifa
	10,00%
	Degradação ao 1º ano
	2,50%
	Degradação anual
	0,70%
	% do orçamento com O&M
	0,50%
	Reajuste anual da O&M
	4,0%
	Custo de oportunidade (TMA) a.a.
	6,39%
	Percentual da energia injetada na rede
	70,49%

O fluxo de caixa anual, bem como o fluxo de caixa acumulado pelos resultados reais do sistema podem ser visualizados na Tabela 21.

Após a instalação do sistema fotovoltaico com as condições reais de operação, foi verificado que o mesmo terá um lucro bruto ao final do 25º ano de aproximadamente R\$ 195.234,60, o equivalente a mais de 7 vezes o custo total da solução, sendo o retorno



Tabela 21 – Estimativa de economia do 1º ao 25º ano. Fonte: Autor

Ano	Fluxo de caixa anual	Fluxo de caixa acumulado
0	R\$ 25.000,00	R\$ -
1	R\$ 3.571,34	R\$ 23.026,15
2	R\$ 3.874,65	R\$ 20.851,09
3	R\$ 4.238,28	R\$ 18.420,98
4	R\$ 4.635,43	R\$ 15.709,28
5	R\$ 5.069,12	R\$ 12.686,88
6	R\$ 5.542,68	R\$ 9.321,58
7	R\$ 6.059,72	R\$ 5.578,43
8	R\$ 6.624,19	R\$ 1.418,64
9	R\$ 7.240,37	R\$ 3.199,45
10	R\$ 7.912,95	R\$ 8.322,76
11	R\$ 8.647,01	R\$ 14.001,88
12	R\$ 9.448,11	R\$ 20.292,44
13	R\$ 10.322,27	R\$ 27.255,39
14	R\$ 11.276,08	R\$ 34.957,50
15	R\$ 12.316,09	R\$ 43.471,84
16	R\$ 13.451,91	R\$ 52.878,43
17	R\$ 14.690,21	R\$ 63.264,82
18	R\$ 16.040,82	R\$ 74.726,81
19	R\$ 17.513,79	R\$ 87.369,19
20	R\$ 19.120,06	R\$ 101.306,55
21	R\$ 20.871,52	R\$ 116.664,19
22	R\$ 22.781,10	R\$ 133.579,07
23	R\$ 24.862,88	R\$ 152.200,89
24	R\$ 27.132,16	R\$ 172.693,18
25	R\$ 29.605,58	R\$ 195.234,60

recalculado cerca de R\$ 22.314,40 a menos do que o esperado para 25 anos. Os resultados esperados de VPL e TIR se encontram na Tabela 22.

Tabela 22 – Resultados da análise. Fonte: Autor

Resultados		
Anos	VPL	TIR
25	R\$ 195.234,60	22,72%
20	R\$ 101.306,55	21,91%
15	R\$ 43.471,84	20,02%
10	R\$ 8.322,76	14,86%
5	R\$ 12.686,82	-4,72%
Payback		8 anos e 2 meses
Custo nivelado da energia - LCOE		0,33 R\$/kWh
Relação LCOE/Tarifa		44%

Com base nos resultados reais após a instalação do SFV, é possível concluir que o sistema de microgeração fotovoltaico proposto é viável economicamente, sendo essa

conclusão obtida por meio de ambos os métodos de análise, valor presente líquido e taxa interna de retorno. Conforme o aumento do preço da energia elétrica de R\$ 0,66 para R\$ 0,745, com a diminuição da quantidade de energia produzida pelo SFV devido à redução da taxa de desempenho  $T_D$  para 65,34% e do aumento do percentual de energia produzida e injetada na rede para 70,49%, ou seja, da maior incidência de ICMS sobre a energia gerada, o tempo de retorno do investimento aumentou em 5 meses, demonstrado pela Tabela 22.

Caso o valor da economia na fatura de energia elétrica após o pagamento do sistema fosse 50% reinvestido no mesmo investimento de renda fixa (poupança ou tesouro direto) com taxa de 6,39% a.a., a economia real por parte do SFV modelo seria aumentada para R\$ 286.265,57 ao final de 25 anos. O tempo de retorno do investimento ao cliente seria reduzido para 8 anos e 1 mês.

A análise final posterior à instalação do SFV modelo aponta que o parâmetro taxa de desempenho suposto inicialmente  $T_D$  de 79% deva ser reduzido para em torno de  $T_D$  70% nas próximas análises que forem feitas pela empresa, para com isso, apresentar resultados mais reais.

Observou-se que uma provável fonte de erro é devido aos dados de irradiação solar no plano horizontal e sua correção no Radasol para o plano inclinado do módulo, que parecem estar superestimados para o local desejado. Essa conclusão foi obtida comparando os valores do atlas solarimétrico brasileiro com outros bancos de dados de irradiação solar, como o Meteonorm, onde o segundo apresenta médias inferiores de geração de energia elétrica mensal por unidade de área.

Dessa forma, é necessário calibrar os parâmetros de projeto para as próximas propostas técnico comerciais que forem fornecidas pela empresa à clientes residenciais conforme a Tabela 23:

Tabela 23 – Calibração dos parâmetros de projeto. Fonte: Autor

<b>Taxa de desempenho (<math>T_D</math>)</b>	<b>Percentual injetado (residencial)</b>
70%	70%

Ainda, o estado de Santa Catarina é um dos últimos estados brasileiros onde a alíquota de ICMS está incidindo integralmente sobre toda energia elétrica produzida e injetada na rede da concessionária. Dessa forma, o percentual de energia elétrica a ser injetado na rede possui forte influência na análise de viabilidade econômica para SFV's que forem instalados nesse estado do Brasil. Para sistemas instalados em residências, o parâmetro percentual de energia injetada na rede deve ser revisto de 25% para aproximadamente 70%, visto que apenas cerca de 30% da energia produzida pelo SFV é consumida instantaneamente devido ao consumo de eletricidade na residência e, portanto, não incide

o ICMS. Com isso, os resultados prévios das análises financeiras da empresa serão mais condizentes com a realidade.

## 6 Considerações finais e perspectivas futuras

Este trabalho de conclusão de curso teve como objetivo mostrar a análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da CELESC, sendo o mesmo caracterizado como uma unidade de microgeração distribuída. Essa análise foi baseada em um estudo de caso realizado em um SFV modelo que foi dimensionado, projetado e instalado pela empresa MAC Soluções em conjunto com o autor do trabalho.

Inicialmente foi realizado um estudo das Resoluções Normativas e manuais de procedimentos para conexão com rede elétrica da CELESC Distribuição. Com isso, foi adquirido conhecimento de como funciona do sistema de compensação de energia elétrica, o que caracteriza uma unidade de microgeração distribuída e quais são os procedimentos e documentos que devem ser fornecidos à concessionária para a homologação do SFV e a emissão do parecer de acesso, que autoriza a conexão com a rede.

Para concluir o trabalho foi realizado um estudo completo das condições do local da instalação, bem como uma avaliação do potencial solar para a cidade de Mondaí e uma estimativa de potência necessária ao sistema teórico capaz de atender o consumo de eletricidade da residência, como apresentado no Capítulo 3.

No Capítulo 4 foi apresentada as características técnicas dos equipamentos, bem como a estimativa de produção de energia elétrica por parte do sistema e o cenário de perdas. Ainda, foram apresentados os custos para a solução completa e sua manutenção ao longo da vida útil do sistema e, por fim, foi apresentado o sistema entregue ao cliente pela empresa.

Por meio de uma análise de como funciona o sistema de compensação de energia elétrica, destaca-se que o estado de Santa Catarina ainda é um dos poucos estados do Brasil em que a alíquota do ICMS está incidindo sobre toda a energia elétrica gerada e injetada na rede da concessionária. Essa característica torna o retorno do investimento em um SFV menor em nosso estado em comparação com outros estados do sul do Brasil, como Paraná e Rio Grande do Sul. Também destaca-se que sistemas instalados em residências injetam na rede da concessionária uma parcela maior da energia gerada quando comparados a um sistema instalado na indústria ou em comércios, isso se dá devido ao perfil de consumo de energia, que nas residências é maior a noite do que de dia, fazendo com que o sistema injete na rede uma quantidade maior de energia durante o dia e pague, portanto, a alíquota de ICMS de aproximadamente 25% sobre a quantidade de energia injetada ou resgatada da rede através dos créditos, diminuindo assim os retornos do sistema.

O Capítulo 5 apresentou a análise de viabilidade econômica prévia e posterior a instalação sistema, com seus parâmetros de acordo com as condições teóricas e reais do SFV

modelo. Dessa forma, o horizonte de retorno do investimento prévio foi de 7 anos e 9 meses e, após serem aplicadas as condições reais na análise, o tempo de retorno do investimento aumentou para 8 anos e 2 meses. Destaca-se a alternativa de ainda reinvestir o lucro gerado após o sistema estar pago e obter ao longo dos 25 anos de vida útil considerados, um retorno ainda maior.

É necessário enfatizar que o investimento em um SFV não é livre de riscos, pois existem circunstâncias que podem influenciar diretamente o tempo de *payback* do sistema. Variáveis como: chuvas fortes, ventos e granizo apresentam-se como riscos a um empreendimento de energia solar fotovoltaica. Ainda, caso se reduza o preço da energia elétrica, a análise de viabilidade econômica do sistema irá apresentar um tempo de retorno do investimento maior.

Destaca-se que os objetivos gerais e específicos do trabalho foram alcançados. Os parâmetros de projetos puderam ser calibrados para apresentar resultados mais reais e ainda, o passo a passo de dimensionamento do sistema, suas considerações e resultados, podem ser utilizados para a elaboração de propostas técnico comerciais para clientes que queiram adquirir um sistema fotovoltaico com a empresa.

Para trabalhos futuros, deixa-se como sugestão, um estudo de caso de um SFV instalado em um estabelecimento comercial, para que seja quantificado as diferenças que o preço pago na energia elétrica e o percentual injetado na rede apresentam no tempo de retorno do investimento.

Adicionalmente, como é do interesse da empresa, deixa-se como sugestão a criação de uma ferramenta que automatize o processo de elaboração de propostas técnico-comerciais da empresa, de maneira que um ambiente integrado de software, apresente os dados de irradiação do local da instalação, o relatório de geração de energia elétrica, a análise de viabilidade econômica e acelere o processo de emissão de propostas comerciais por parte da empresa, que hoje toma um considerável tempo e recurso humano.

# Referências

- 1 SOLAR Energy: Solar Photovoltaics. Acessado: 01-05-2019. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>. Citado 3 vezes nas páginas 9, 17 e 24.
- 2 ABSOLAR Infográfico. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Acessado: 03-05-2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 18.
- 3 VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2. ed. No: [s.n.]. Citado 22 vezes nas páginas 9, 10, 17, 23, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 40, 41, 42, 44, 45, 48 e 49.
- 4 ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica. Acessado: 10-05-2019. Disponível em: <http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-de-500-mw-em-microgeracao-e-minigeracao-distribuid.html>. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 26.
- 5 ZME SCIENCE. China will build the worlds biggest solar farm. Acessado: 11-05-2019. Disponível em: <https://www.zmescience.com/science/news-science/china-world-biggest-solar-farm/>. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 29.
- 6 RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos*. No: [s.n.]. Citado 3 vezes nas páginas 9, 30 e 31.
- 7 MITRATECH. Energia Solar Fotovoltaica: Como funciona. Acessado: 16-01-2019. Disponível em: <https://www.mitratech.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica.html>. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 31.
- 8 INPE, I. N. de P. E. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2. ed. No: [s.n.]. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 32.
- 9 FOSTER M. GHASSEMI, A. C. R. Solar energy: renewable energy and the environment. [S.l.]: CRC Press, 2009. Citado 4 vezes nas páginas 9, 36, 37 e 38.
- 10 MIRANDA, A. Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede. *Projeto de Graduação UFRJ/Escola Politécnica/Curso de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro*, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 9, 37, 38 e 66.
- 11 PINHO, M. A. G. J. T. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro: CEPTEL*, 2014. Citado 8 vezes nas páginas 9, 10, 40, 41, 42, 43, 44 e 46.
- 12 PORTAL Solar. Tipos de painel solar fotovoltaico. Acessado: 10-03-2019. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 43.
- 13 FERREIRA, D. H. do C. Implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na universidade federal do pampa campus bagé. *Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Pampa*, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 10, 47, 49, 50 e 58.

- 14 PHB Solar: Produtos. Acessado: 10-06-2019. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/produtos.php>>. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 49.
- 15 MAPS Google: Av. Laju 473 Mondaí - SC. Acessado: 18-06-2019. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Av.+Laju%C3%BA,+473+-+Centro,+Monda%C3%AD+-+SC,+89893-000/@-27.1038976,-53.4010998,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x94fba819a1053fdf:0x694510b3b917b42d!8m2!3d-27.1039024!4d-53.3989111>>. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 56.
- 16 SOLAR, P. Apostila energia solar fotovoltaica. *Apostila de Treinamento Energia Solar Fotovoltaica*. São Paulo, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 65.
- 17 JINKO Solar: Eagle 1500V 72-340-360 Watt. Acessado: 15-06-2019. Disponível em: <<https://jinkosolar.com/ftp/EN-360M-72-PERC-V.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 64.
- 18 PHB Solar: Inversor Solar Fotovoltaico Certificado pelo INMETRO. Acessado: 15-06-2019. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/pdf/catalogo-inversores-monofasicos-linha-nf.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 64.
- 19 CELESC Distribuição S.A.: Tarifas. Acessado: 15-06-2019. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/1140-tarifa>>. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 77.
- 20 EPE Empresa de Pesquisa Energética. Balanço energético Nacional. Acessado: 01-11-2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Citado na página 17.
- 21 ANEEL. Resolução Normativa 482. Acessado: 05-10-2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.
- 22 ANEEL. Resolução Normativa 687. Acessado: 10-10-2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Citado na página 27.
- 23 VINAELLO, A. R. A. R. L. Meteorologia básica e aplicações. *UFV Imprensa Universitária, Viçosa*, p. 449, 1991. Citado na página 34.
- 24 CAMARGO, L. T. Projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. *Universidade Estadual de Londrina*, 2017. Citado na página 36.
- 25 BRAGA, R. P. Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações. *Dissertação de mestrado Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2008. Citado na página 39.
- 26 AYRÃO, V. Energia solar fotovoltaica no brasil: Conceitos, aplicações e estudos de caso. *Copper Alliance*, 2019. Citado 9 vezes nas páginas 43, 45, 46, 47, 50, 51, 68, 74 e 75.
- 27 PANATA, L. H. Estudo de viabilidade financeira para a instalação de uma unidade de microgeração fotovoltaica no shopping center iguatemi florianópolis. *Trabalho de Conclusão de Curso - UFSC/INEP, Florianópolis*, 2015. Citado na página 58.
- 28 TIEPOLO, J. U. G. Inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica do estado do paraná: Análise do potencial produtivo. *Revista Sodebras, Vol. 8. Artigos publicados*, 2013. Citado na página 61.

- 29 URBANETZ E. F. CASAGRANDE, G. T. J. Análise do desempenho de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da utfpr. V *Congresso Brasileiro de Energia Solar - V CBENS, Recife*, 2014. Citado na página 62.
- 30 ROSA, E. S. P. Apostila de instalação de sistemas fotovoltaicos: Módulo 1. [S.1.]: *ECODOT*, 2016. Citado na página 66.
- 31 FAQs LG Solar: optimum angle for solar panels. Acessado: 18-04-2019. Disponível em: <<https://www.lgenergy.com.au/faq/solar-panels/what-angle-is-optimum-for-solar-panels-i-e-can-they-be-put-flat-on-a-roof>>. Citado na página 68.
- 32 BANCO CENTRAL DO BRASIL. Relatório de mercado Focus de 14/06/2019. Acessado: 15-06-2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 77.



# Apêndices

