

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS**

Felipe Cesar Melo

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
UM PROJETO FOTOVOLTAICO
ESTUDO DE CASO: ESTÁDIO ADERBAL RAMOS DA SILVA**

FLORIANÓPOLIS

2020

FELIPE CESAR MELO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
UM PROJETO FOTOVOLTAICO
ESTUDO DE CASO: ESTÁDIO ADERBAL RAMOS DA
SILVA

**Trabalho de Conclusão de Curso sub-
metido à Universidade Federal de
Santa Catarina, como requisito neces-
sário para obtenção do grau de Bacha-
rel em Engenharia Elétrica**

Florianópolis, Fevereiro de 2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Melo, Felipe Cesar

Análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto fotovoltaico : Estudo de caso: Estádio Aderbal Ramos da Silva / Felipe Cesar Melo ; orientador, Jefferson Luiz Brum Marques, 2020.

91 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar Fotovoltaica.
3. Geração Distribuída. 4. Estádio de Futebol. 5.
Sustentabilidade. I. Marques, Jefferson Luiz Brum. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Felipe Cesar Melo

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM
PROJETO FOTOVOLTAICO
ESTUDO DE CASO: ESTÁDIO ADERBAL RAMOS DA SILVA**

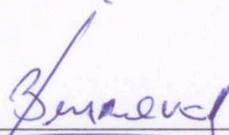
Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 14 de fevereiro de 2020.



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em
exercício

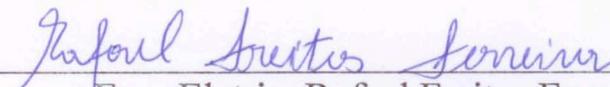
Banca Examinadora:



Prof. Jefferson Luiz Brum Marques, Ph.D.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Membro da Banca
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. Rafael Freitas Ferreira, MSc.
Membro da Banca
CGT Eletrosul

Agradecimentos

Primeiramente, à minha família, em especial aos meus pais, Adilson e Andréia, pelo amor, incentivo e apoio incondicional. Aos meus irmãos, Bruno e Lucas, pelo apoio e discussões sobre temas relevantes, assim como todo companheirismo durante minha vida.

À minha namorada, Thainá, por todo amor e compreensão ao longo de todos estes anos.

Ao meu orientador, Professor Jefferson Luiz Brum Marques, pela confiança, disponibilidade e incentivos que possibilitaram a realização deste trabalho.

Aos meus amigos, em especial a Carlo S. Pimentel, Felipe B. Coelho, Henrique A. Barreto, José G. Silveira, Matheus M. Livramento, Matheus M. Ricardo, Vagner A. Bento e Vinícius P. Shah, por todo o companheirismo ao longo destes anos de graduação, tornando-os muito mais agradáveis.

À Universidade Federal de Santa Catarina, em especial ao corpo docente e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica, por todo o conhecimento transmitido e serviço prestado.

E a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram de alguma forma para a elaboração deste trabalho e minha formação, o meu muito obrigado.

*“A persistência é o caminho do êxito.”
(Charles Chaplin)*

Resumo

As edificações são grandes consumidoras de energia elétrica, seja pela sua construção, quanto pela sua utilização. Assim, passa a ser uma necessidade e um desafio realizar projetos com maior eficiência energética. A partir de 2012, com a regulamentação da micro e da minigeração distribuída no Brasil, os consumidores de energia elétrica passaram a dispor de incentivos para geração própria a partir dessas fontes. O presente trabalho avalia a viabilidade da implantação de um sistema gerador fotovoltaico na cobertura das arquibancadas de um estádio de futebol, através de estudo de caso para o estádio Aderbal Ramos da Silva, popularmente conhecido como estádio da Ressacada, do Avaí Futebol Clube, de Florianópolis (SC). Sob a análise do estado da arte da geração solar fotovoltaica, o estudo inicia através de uma contextualização das características que devem ser consideradas no projeto do sistema gerador, como o funcionamento da energia fotovoltaica e os elementos que a compõe, regulamentações, mapas solarimétricos e um breve tópico sobre análise de investimentos. Em seguida, através de um *software* de simulação de sistemas fotovoltaicos, verifica-se a análise teórica sobre a potência instalada de uma unidade microgeradora distribuída e, dessa forma, define-se o material necessário para a sua implementação. O estudo técnico aborda as condições em torno da geração, do detalhamento de interconexão entre os módulos fotovoltaicos, dimensionamento de equipamento e sistemas de proteção contra surtos e aterramento. De posse do desenvolvimento técnico do sistema, sob enfoque econômico, há retorno adequado para este investimento? A hipótese investigada neste trabalho é de que o retorno ocorra de forma a comprovar a atratividade do projeto, demonstrando através do *Payback*, VPL e ROI a viabilidade econômica do investimento para uma microgeração distribuída. Os resultados indicam retorno positivo, considerando que, ao término de 25 anos de operação, o investidor terá retorno aproximado de sete (7) vezes o que foi investido. Dessa forma, conclui-se que a geração própria de energia elétrica através de fonte solar fotovoltaica convém a um clube de futebol, pois auxilia na redução do orçamento de custeio com energia elétrica, melhorando suas condições de sustentabilidade ambiental e financeira.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Geração Distribuída. Estádio de Futebol. Sustentabilidade.

Abstract

Buildings are major consumers of electricity, both for their construction and their use. Thus, it becomes a necessity and a challenge to carry out projects with greater energy efficiency. From 2012, with the regulation of micro and mini-generation distributed in Brazil, consumers of electric energy started to have incentives for self-generation from these sources. The present work evaluates the feasibility of implementing a photovoltaic generator system in the coverage of the stands of a football stadium, through a case study for the Aderbal Ramos da Silva stadium, popularly known as Estádio da Ressacada, from Avaí Futebol Clube, in Florianópolis (SC). Under the analysis of the state of the art of photovoltaic solar generation, the study begins with a contextualization of the characteristics that must be considered in the design of the generator system, such as the operation of photovoltaic energy and the elements that compose it, regulations, solarimetric maps and a brief topic on investment analysis. Then, using a software for simulating photovoltaic systems, the theoretical analysis of the installed power of a distributed microgenerator unit is verified and, thus, the material needed for its implementation is defined. The technical study addresses the conditions surrounding the generation, detailing the interconnection between the photovoltaic modules, dimensioning of equipment and protection systems against surge and grounding. In possession of the technical development of the system, under an economic approach, is there an adequate return for this investment? The hypothesis investigated in this work is that the return occurs in order to prove the attractiveness of the project, demonstrating through Payback, NPV and ROI the economic viability of the investment for a distributed microgeneration. The results indicate a positive return, considering that, at the end of 25 years of operation, the investor will have an approximate return of seven (7) times what was invested. In this way, it is concluded that the own generation of electric energy through solar photovoltaic source is suitable for a football club, as it helps to reduce the costing budget with electricity, improving its conditions of environmental and financial sustainability.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Distributed generation. Football stadium. Sustainability.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Funcionamento Célula Fotovoltaica.	31
Figura 2 – Sistema <i>Off-Grid</i> e seus componentes.	32
Figura 3 – Sistema <i>Grid-Tie</i> e seus componentes.	33
Figura 4 – Módulo Fotovoltaico Silício Monocristalino.	34
Figura 5 – Funcionamento Inversor CC-CA.	35
Figura 6 – Inversor de Tensão CC-CA 75 kW.	36
Figura 7 – String Box composta por DPS, chaves seccionadoras e fusíveis em caixa de proteção IP65.	36
Figura 8 – Medidor Bidirecional de Energia.	37
Figura 9 – Sistema de Compensação.	38
Figura 10 – Procedimentos e Etapas de Acesso.	39
Figura 11 – Estádio Kaohsiung.	40
Figura 12 – Irradiação solar global horizontal média.	46
Figura 13 – Irradiação solar média Florianópolis.	47
Figura 14 – Vista superior estádio da Ressacada.	49
Figura 15 – Estádio da Ressacada.	50
Figura 16 – Modos de instalação em eletrocalha método B1.	65
Figura 17 – Fluxo de Caixa.	71
Figura 18 – Fluxo de Caixa Acumulado - <i>Payback</i>	72
Figura 19 – Valor Presente Líquido Anual.	73
Figura 20 – Retorno sobre investimento anual.	74

Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados gerais do estádio da Ressacada.	51
Tabela 2 – Dados de irradiação solar em Florianópolis.	52
Tabela 3 – Percentuais de perdas utilizadas na simulação.	55
Tabela 4 – Geração de energia elétrica anual estimada.	57
Tabela 5 – Descrição de cor por condutor.	66
Tabela 6 – Taxa do IPCA acumulado anual.	67
Tabela 7 – Taxa do rendimento da poupança acumulado anual.	68
Tabela 8 – Custos Sistema Gerador Fotovoltaico.	69
Tabela 9 – Reembolso anual estimado pela produção de energia elétrica.	70

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
kWh/m ²	Quilo-Watt Hora por Metro Quadrado
D.D.P.	Diferença de Potencial
URSS	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas
GW	Giga-Watt
MW	Mega-Watt
kW	Kilo-Watt
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MPPT	Maximum Power Point Transfer
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
REN	Resolução Normativa
PRODIST	Procedimento de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
FIFA	Federação Internacional de Futebol
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
Cetree	Secretaria do Trabalho, Emprego, Renda e Esporte do Governo da Bahia
Saeb	Secretaria de Administração do Estado da Bahia

CAB	Centro Administrativo da Bahia
VPL	Valor Presente Líquido
ROI	Retorno sobre Investimento
VAL	Valor Atual Líquido
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
II	Imposto sobre Importação
ISS	Imposto sobre Serviço
CONFINS	Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
PIS/PASEP	Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
W/m ²	Watt por Metro Quadrado
LED	Light-Emitting Diode
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Wp	Watt pico
kWp	Quilo-Watt pico
MWp	Mega-Watt pico
LID	Light Induced Degradation
GWh	Giga-Watt Hora
MWh	Mega-Watt Hora
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
STC	Standard Test Conditions
XLPE	Polietileno Extrudado
PVC	Policloreto de Polivinila
R	Fase R do sistema trifásico

S	Fase S do sistema trifásico
T	Fase T do sistema trifásico
N	Neutro do sistema elétrico
PE	Proteção (Terra)
PRODISP	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
a.a.	Ao ano

Lista de símbolos

P_{total}	Potência Total [kWh]
$P_{injetada}$	Potência injetada na rede [kWh]
$P_{consumida}$	Potência consumida da rede [kWh]
CO_2	Dióxido de Carbono
FC_t	Fluxo de caixa no intervalo t [R\$]
i	Taxa de desconto ou atratividade
t	Intervalo finito de tempo
P_{FV}	Potência nominal instalada do sistema gerador [Wp]
$\overline{P_{consumida}}$	Potência média consumida [kWh]
$R\%$	Percentual de redução da fatura [%]
G_{global}	Irradiância global média local [kWh/m ²]
η	Eficiência do sistema [%]
N_{dias}	Número de dias do ano [dia]
P_{Mfv}	Potência nominal do módulo fotovoltaico [Wp]
N_{Mfv}	Número de módulos fotovoltaicos
P_{Nca}	Potência nominal do inversor [Wp]
G_{NOCT}	Irradiância no NOCT [W/m ²]
T_{NOCT}	Temperatura no NOCT [°C]
W_{NOCT}	Velocidade do ar no NOCT [m/s]
N_{FVmax}	Número máximo de módulos fotovoltaicos
V_{INVmax}	Tensão CC máxima da entrada do inversor [V]
VOC_{max}	Tensão máxima de circuito aberto [V]
N_{FVmin}	Número mínimo de módulos fotovoltaicos

V_{INVmin}	Tensão CC mínima da entrada do inversor [V]
VOC_{min}	Tensão mínima de circuito aberto [V]
$V(T_{FV})$	Tensão em função da temperatura do módulo [V]
VOC_{NOCT}	Tensão circuito aberto do módulo fotov. no NOCT [V]
B	Coefficiente de temp. de circuito aberto [%/°C]
T_{FV}	Temperatura do módulo fotovoltaico [°C]
T_{FVNOCT}	Temperatura do módulo fotovoltaico no NOCT [°C]
G_{FV}	Irradiância no módulo fotovoltaico [W/m ²]
$T_{ambiente}$	Temperatura ambiente [°C]
V_{MPPT}	Tensão de operação MPPT do inversor [V]
N_{FV}	Número de módulos fotovoltaicos
V_{MP}	Tensão nominal dos módulos fotovoltaicos sob STC [V]
I_{MP}	Corrente nominal sob STC [A]
I_{SC}	Corrente de curto circuito [A]
P_{max}	Potência nominal máxima [W]

Sumário

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Motivação	26
1.2	Objetivo	27
1.2.1	Objetivo Geral	27
1.2.2	Objetivos Específicos	27
1.3	Organização	27
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	29
2.1.1	Funcionamento da Energia Fotovoltaica	30
2.1.2	Geração de Energia Solar <i>Off-Grid</i> e <i>Grid-Tie</i>	31
2.1.2.1	Geração <i>Off-Grid</i>	31
2.1.2.2	Geração <i>Grid-Tie</i>	32
2.1.3	Elementos que compõe a Geração de Energia Solar <i>Grid-Tie</i>	33
2.1.3.1	Módulo Solar Fotovoltaico	33
2.1.3.2	Inversor de Tensão CC-CA <i>Grid Tie</i>	35
2.1.3.3	<i>String Box</i>	36
2.1.3.4	Medidor de Energia Bidirecional	37
2.1.4	Regulamentação da Central Geradora Fotovoltaica	38
2.2	Energia Fotovoltaica em Estádios de Futebol	39
2.3	Análise de Investimentos	42
2.3.1	Fluxo de Caixa	42
2.3.2	Retorno sobre Investimento	43
2.3.3	Valor Presente Líquido	43
2.3.4	<i>Payback</i>	44
2.3.5	Impostos	44
2.4	Recurso Solar	45
2.4.1	Mapa Solarimétrico	46
3	ESTUDO DE CASO - ESTÁDIO ADERBAL RAMOS DA SILVA	49
3.1	Dados Gerais	49
3.2	Consumo de Energia Elétrica no Estádio	51
3.3	Análise de Incidência Solar	51
4	DESENVOLVIMENTO TÉCNICO E ECONÔMICO DO ESTUDO DE CASO	53

4.1	Análise dos Aspectos Técnicos	53
4.1.1	Dimensionamento do Sistema Gerador Fotovoltaico	53
4.1.2	Descrição do Sistema Gerador Fotovoltaico <i>Grid-Tie</i>	55
4.1.3	Energia Gerada Anualmente - Período de 25 anos	56
4.1.4	Aspectos Construtivos da Instalação do Sistema Gerador Fotovoltaico	57
4.1.4.1	Orientação e Localização dos Módulos Fotovoltaicos	59
4.1.4.2	Definição das Interconexões de Módulos Fotovoltaicos - <i>Strings</i>	60
4.1.4.3	Conexão do Quadro de Proteção CC - <i>String Box</i>	62
4.1.4.4	Conexão do Quadro de Proteção CA	64
4.1.4.5	Dimensionamento dos Condutores	64
4.1.4.6	Sistema de Aterramento	66
4.1.5	Documentação Exigida pela Concessionária	66
4.2	Análise dos Aspectos Econômicos	67
4.2.1	Custos do Sistema Gerador Fotovoltaico	68
4.2.2	Custos de Manutenção	69
4.2.3	Análise do Fluxo de Caixa	70
4.2.4	Análise do <i>Payback</i> Simples	71
4.2.5	Análise do Valor Presente Líquido (VPL)	72
4.2.6	Análise do Retorno sobre Investimento (ROI)	73
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
5.1	Trabalhos Correlatos	76
5.2	Trabalhos Futuros	76
	REFERÊNCIAS	79
	ANEXOS	83
	ANEXO A – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO	
	TALLMAX 400WP TRINA SOLAR	85
	ANEXO B – FICHA TÉCNICA INVERSOR DE TENSÃO 75KW	
	SUNNY SHP 75-10	89

1 Introdução

O sobrecarregado setor elétrico brasileiro está sempre buscando soluções para desafogar as redes de distribuição e diversificar a geração de energia elétrica para aumentar a confiabilidade do sistema. Neste contexto, também pode-se destacar as atuais necessidades em buscar energias limpas, visando à diminuição da emissão de gases poluentes em termoelétricas, onde parte da energia elétrica do país é gerada. Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos aparecem como soluções, tanto técnicas, quanto econômicas e ambientais.

De acordo com o último levantamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil ultrapassou a marca histórica de um (1) gigawatt de potência instalada em geração de energia distribuída. Em apenas dois anos, o número de instalações de painéis solares teve um aumento de mais de 560%. O número, que era de pouco mais de sete mil (7.400), saltou para 49 mil unidades em todo o Brasil (EXAME, 2019).

Estas instalações possuem característica diferenciada, por não possuírem um sistema de armazenamento de energia. Apesar de existirem limitações devidas, principalmente, à sua intermitência, seu custo de operação é baixo e o recurso solar pode ser considerado infinito. Assim, a potência gerada pelo sistema e não consumida pela unidade consumidora, vai para rede, podendo a distribuidora direcionar para outra unidade (NAKABAYASHI, 2014).

Do ponto de vista das instalações elétricas e da construção civil, as tecnologias necessárias para incorporação dos módulos fotovoltaicos aos projetos de construção convencionais já estão bem estabelecidas. A conexão elétrica à rede e os dispositivos que compõem o sistema são todos encontrados com facilidade no mercado, para qualquer configuração ou porte da instalação (RUTHER, 2004).

As áreas disponíveis em estádios de futebol do país são tipicamente grandes, bem ensolaradas e livres de sombreamento. Edifícios com essas características são exemplos de aplicação ideal de sistemas fotovoltaicos interligados à rede, onde os picos de geração solar são, muitas vezes, coincidentes com utilização dos sistemas de ar refrigerado durante o dia (BRAUN; JARDIM; RÜTHER, 2007). Os estádios, por possuírem tal característica, aparecem como um grande potencial para aplicação dos sistemas de geração distribuída.

Deste modo, este trabalho irá abranger o estudo técnico e econômico, de forma teórica e prática, para analisar se é viável ou não a instalação de um sistema fotovoltaico, através de um estudo de caso, em um estádio de futebol, mais especificamente, o estádio Doutor Aderbal Ramos da Silva, popularmente conhecido como estádio da Ressacada, localizado no município de Florianópolis/SC.

A obtenção dos dados técnicos e financeiros foram desenvolvidos simultaneamente com o apoio de uma planilha de cálculos (STEFFENS, 2017), cuja função é automatizar os cálculos e resultados necessários na criação de projetos.

1.1 Motivação

A energia solar, como fonte de luz ou de calor, é atualmente a alternativa energética mais promissora para geração de energia no mundo (PINHO; GALDINO, 2014).

A energia solar fotovoltaica, alvo desse estudo, é a conversão direta da luz em eletricidade através do efeito fotovoltaico. Essa conversão ocorre nas células fotovoltaicas, que são produzidas a partir de diversas tecnologias, encapsuladas e unidas eletricamente para a formação de um módulo fotovoltaico, dispositivo comercialmente utilizado como um gerador de energia elétrica. As tecnologias mais utilizadas atualmente são as de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si).

Segundo Pereira et. al. (2006), os índices de irradiação solar no Brasil se apresentam como um dos maiores do mundo, podendo ser descritos como uniformemente distribuídos e com pequena variabilidade anual. Os dados de irradiação solar global horizontal média diária das diversas regiões do Brasil são: Norte: 5,5 kWh/m², Nordeste: 5,7 kWh/m², Centro Oeste: 5,6 kWh/m², Sudeste: 5,5 kWh/m² e Sul: 5,0 kWh/m² (COLLE e PEREIRA., 2000). Climas mais temperados, como os da região Sul, que possui menores índices de irradiação solar, ainda assim apresentam potencial econômico e técnico para o aproveitamento da energia solar (GOLDEMBERG et al., 2004; ROSA e LOMARDO, 2004; CARLO e LAMBERTS, 2008).

A certeza é que o desenvolvimento sustentável é um dos temas mais comentados do momento e, sem dúvidas, a energia solar fotovoltaica é uma das melhores opções para inserção de energia limpa. Segundo Besso (2017), sua utilização só não é maior pelo alto valor de investimento para aquisição de equipamentos, o que ainda ocasiona o aumento do tempo de retorno de investimento para alguns setores consumidores.

Neste contexto, o presente trabalho visa analisar a viabilidade técnica e econômica de inserção de um sistema fotovoltaico integrado à cobertura do estádio Doutor Aderbal Ramos da Silva, a Ressacada, no município de Florianópolis/SC. O sistema de microgeração fotovoltaico proposto é conectado à rede elétrica e se enquadra como geração distribuída no âmbito das resoluções normativas da ANEEL.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema gerador fotovoltaico integrado em um estádio de futebol, mais especificamente ao estádio Doutor Aderbal Ramos da Silva, popularmente conhecido como estádio da Ressacada, localizado no município de Florianópolis/SC.

1.2.2 Objetivos Específicos

Considerando o desenvolvimento do trabalho e o objetivo geral apresentado, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- Compreender o funcionamento da geração de energia fotovoltaica, seus equipamentos e particularidades;
- Analisar o consumo e gastos em energia elétrica de um estádio de futebol e suas exigências quanto ao fornecimento de energia;
- Assimilar conceitos da regulamentação exigida pela concessionária e demais órgãos fiscalizadores para o acesso à rede de distribuição;
- Analisar a incidência solar e como este fator influencia a geração de energia;
- Verificar se os custos de instalação e manutenção são economicamente viáveis;
- Utilizar uma planilha como apoio para os cálculos das análises técnicas e econômicas para sistemas fotovoltaicos.

1.3 Organização

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 2: breve revisão bibliográfica dos principais conceitos abordados ao longo do trabalho, definindo e delimitando temas necessários ao entendimento dos próximos capítulos.

Capítulo 3: descrição do estádio de futebol utilizado no estudo de caso, seu consumo e descrição da potência instalada, além de aspectos geográficos do mesmo.

Capítulo 4: descrição do sistema gerador fotovoltaico capaz de suprir a demanda desejada do estádio e resultados a respeito da viabilidade técnica e econômica do investimento

Capítulo 5: os resultados das análises, apresentando conclusões gerais da possibilidade e dos benefícios de um sistema de microgeração solar distribuída, além de propor ideias para trabalhos futuros que possam complementar este estudo ou abrir novos horizontes que tragam benefícios mútuos ao investidor e à sociedade.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo encontra-se um breve embasamento teórico necessário para o entendimento dos capítulos seguintes.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O princípio da energia fotovoltaica surgiu em 1839 com a descoberta de Edmond Becquerel, que consistia na observação do surgimento de uma diferença de potencial (D.D.P.) nos terminais de uma célula eletroquímica quando esta era exposta à luz. Com o aparecimento de pesquisas e estudos sobre o assunto, por volta de 1956, deu-se início à produção industrial, juntamente com o advento da eletrônica e dos semicondutores.

Desde o princípio da fabricação em massa, esta tecnologia esteve em constante ascensão, principalmente por motivos políticos e de crises energéticas, tendo por exemplo a chamada "corrida espacial" entre Estados Unidos e a extinta URSS e, também, a crise do petróleo de 1973.

As vantagens desse tipo de geração de energia elétrica são a inexistência de partes móveis, rápida instalação, baixa manutenção, característica modular e elevado grau de confiabilidade (RÜTHER, 2004), além de ser não-poluente, silenciosa e renovável.

Embora a disponibilidade de energia solar seja vasta, a produção de energia fotovoltaica ainda pode ser considerada reduzida. Esta realidade pode ser encontrada, principalmente, em países emergentes. Entretanto, no mundo, a China vem se destacando na fabricação e instalação de centrais de geração solar de grande porte. Analisando a produção mundial, a China atingiu, no final de 2018, o total de 176,1 GW de potência fotovoltaica acumulada, sendo 45 GW instaladas apenas no ano de 2018 (ABSOLAR, 2019). A nível de comparação, em 2014, a potência instalada de geração solar no mundo era de 180 GW.

No Brasil, apenas no ano de 2018, foram instalados 1,2 GW, totalizando 2,4 GW de capacidade instalada acumulada. Mesmo ainda sendo pouco para a disponibilidade existente, isso indica um cenário otimista de crescimento para os próximos anos. O Ministério de Minas e Energia (2015) estima que, no ano de 2050, 18 % das residências contarão com o sistema de microgeração de energia solar fotovoltaica. Atualmente, o Brasil atingiu a marca de 138.086 sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede, o que totaliza 1.588,9 MW de potência instalada em geração distribuída.

Os principais benefícios da fonte ao Brasil, segundo a ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, são, nas seguintes esferas:

1. Esfera Socioeconômica:

- Redução de gastos com energia elétrica para a população, trazendo economia para a sociedade.
- Líder em geração de empregos locais de qualidade, adicionando de 25 a 30 empregos por MW/ano.
- Atração de capital externo e novos investimentos privados ao País.

2. Esfera Ambiental:

- Geração de eletricidade limpa, renovável e sustentável, sem emissões de gases de efeito estufa, sem resíduos e sem ruídos.
- Não precisa de água para operar, aliviando a pressão sobre recursos hídricos escassos.
- Baixo impacto ao meio ambiente.

3. Esfera Estratégica:

- Diversificação da matriz elétrica brasileira com uma nova fonte renovável, aumentando a segurança no suprimento de energia elétrica.
- Redução de perdas e postergação de investimentos em transmissão e distribuição.
- Alívio da demanda elétrica em horário diurno, reduzindo custos aos consumidores.

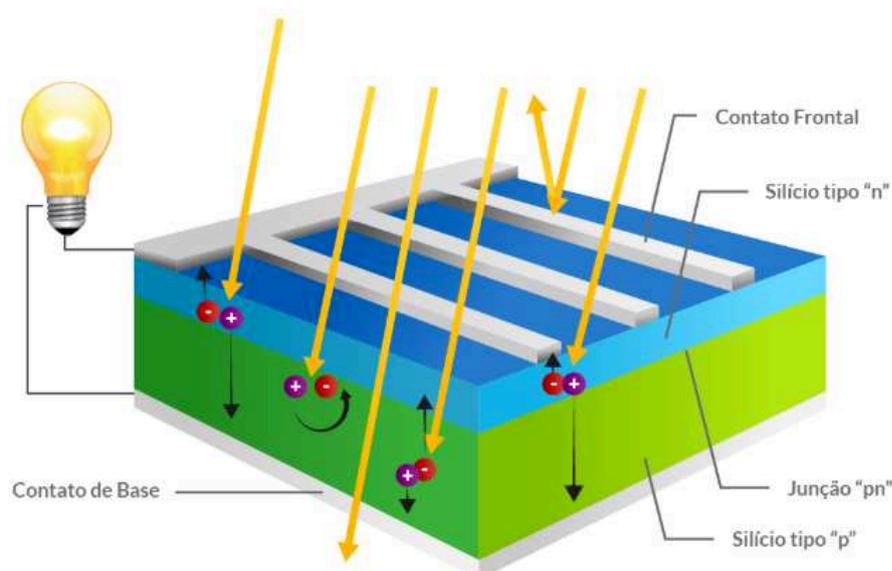
2.1.1 Funcionamento da Energia Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é a geração de corrente ou tensão através da exposição à luz de um material semicondutor que, neste estudo, trata-se do Silício. Encontrado de maneira abundante na natureza, o Silício, quando beneficiado de forma correta, pode atingir pureza de até 99,999 % e formar cristais os quais não possuem boa condutividade elétrica. Entretanto, quando dopado com Fósforo, torna-se Silício tipo N, que é semicondutor com apenas um elétron na camada de valência. Este elétron não está totalmente livre, embora necessite apenas de uma pequena quantia de energia para ser liberado. Do mesmo modo, quando dopado com Boro, torna-se Silício tipo P, que possui a ausência de um elétron, denominado de lacuna. Portanto, deseja receber um elétron para se tornar estável (TOLMASQUIN, 2003).

A junção de uma fina camada de Silício do tipo N e uma mais espessa do tipo P forma o que é conhecido como junção PN. Deste modo, elétrons da parte N migram para a parte P até atingirem o equilíbrio elétrico da junção. Ao serem expostos à luz, absorvem fótons, que culminam na passagem de elétrons da camada de valência para a banda de

condução, dando origem a um campo elétrico interior à junção. Por consequente, uma corrente elétrica tende a atravessar a carga externa. O valor desta corrente em relação à carga depende da intensidade luminosa disponível (TOLMASQUIN, 2003). A Figura 1 ilustra este processo.

Figura 1 – Funcionamento Célula Fotovoltaica.



Fonte: Blue Sol, 2017.

2.1.2 Geração de Energia Solar *Off-Grid* e *Grid-Tie*

A geração de energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos divide-se em duas categorias: *Off-Grid* e *Grid-Tie*. A escolha entre os dois modos é definida pela disponibilidade (ou necessidade) de uma rede de distribuição nas proximidades. Esta decisão impacta diretamente o custo geral do sistema (SANTOS, 1997).

2.1.2.1 Geração *Off-Grid*

O sistema de geração solar fotovoltaico *off-grid* ou isolado é aquele que não é conectado à rede de distribuição pública. Por esta especificação, necessita armazenar energia para períodos onde a irradiação solar não é suficiente para alimentar as cargas sem que haja falha na operação deste sistema. Para tanto, utiliza bancos de baterias estacionárias. Além das baterias, este modelo requer o uso de controladores de carga e, opcionalmente, inversor de tensão CC-CA, caso as cargas a serem alimentadas necessitem de corrente alternada para o seu funcionamento. A Figura 2 exemplifica, de maneira simplificada, um sistema isolado.

Figura 2 – Sistema *Off-Grid* e seus componentes.

Fonte: Minha Casa Solar, 2019.

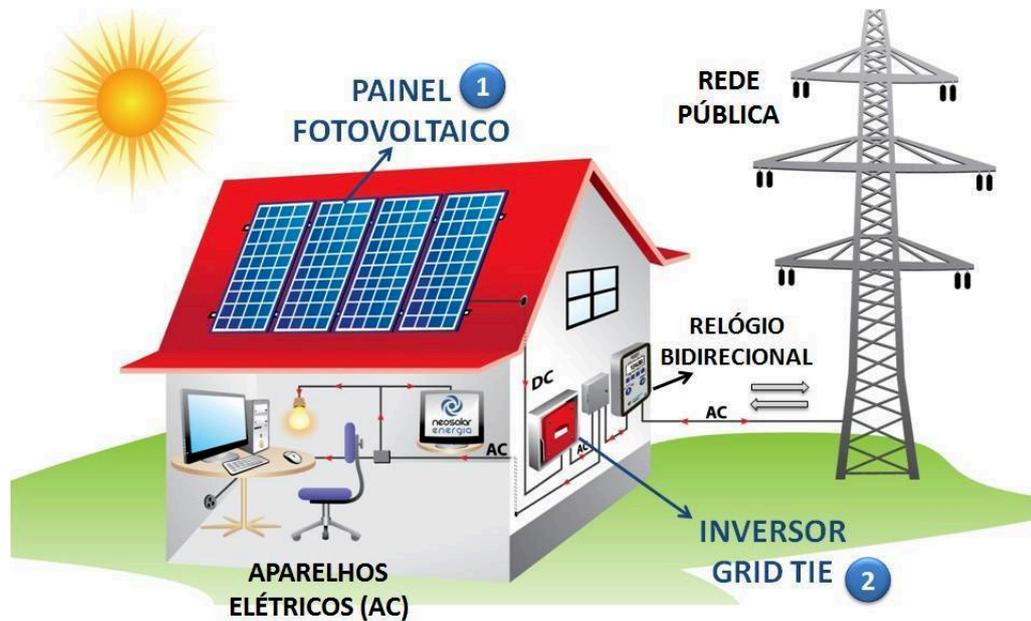
Por não necessitar de uma fonte complementar de energia externa proveniente de uma rede de distribuição, esta modalidade de geração solar é indicada para moradias em locais onde as concessionárias não atendem e aplicações onde não pode haver a interrupção de energia como, por exemplo, em alarmes, câmeras de segurança, estações de monitoramento, sistemas de telecomunicações, entre outras.

Embora seja uma opção aplicável em algumas situações, ela se apresenta mais onerosa do que o modo *grid-tie*, tendo em vista que, além do custo associado aos controladores de carga, a necessidade de baterias estacionárias torna o conjunto gerador mais caro em seu custo inicial e, posteriormente, na manutenção, uma vez que as baterias utilizadas têm vida útil entre 4 e 5 anos.

2.1.2.2 Geração *Grid-Tie*

Geradores solares fotovoltaicos *grid-tie* ou *on-grid* são aqueles que possuem conexão com a rede de distribuição da concessionária e que serão alvo principal do estudo abordado neste trabalho. Diferentemente do *off-grid*, este modo dispensa a necessidade de armazenamento de energia e seu objetivo principal é mitigar custos de energia elétrica e/ou criar um saldo positivo junto à concessionária, tendo a garantia de fornecimento de energia da rede pública caso as condições de irradiação solar não sejam favoráveis.

Este modelo de geração difere do anterior pela ausência de baterias e controladores de carga. O inversor CC-CA (Corrente Contínua para Corrente Alternada) é específico para esta finalidade. A Figura 3 mostra um exemplo de sistema gerador *Grid-Tie*.

Figura 3 – Sistema *Grid-Tie* e seus componentes.

Fonte: Minha Casa Solar, 2019.

Observa-se a inclusão de elementos extras na Figura 3, dentre eles: medidor bidirecional, que é fornecido pela concessionária local e faz a leitura do consumo e do excedente de energia gerada (fundamental para que o sistema de compensação seja válido); quadro de distribuição e de entrada (são os já existentes e pertencentes ao empreendimento); além da *string-box*, que é um conjunto de equipamentos de proteção contra surtos, descargas atmosféricas e curto-circuitos, que não está sendo exibido na imagem, porém de suma importância na conexão entre os módulos fotovoltaicos e inversor.

2.1.3 Elementos que compõe a Geração de Energia Solar *Grid-Tie*

Nesta seção serão descritos os elementos que compõe a Geração de Energia Solar *Grid-Tie*, desde a captação da energia radiada pelo sol, até a conversão em energia elétrica em corrente alternada, cada qual com sua função de captar, converter, garantir a segurança do sistema e medir o quanto de energia elétrica foi gerado.

2.1.3.1 Módulo Solar Fotovoltaico

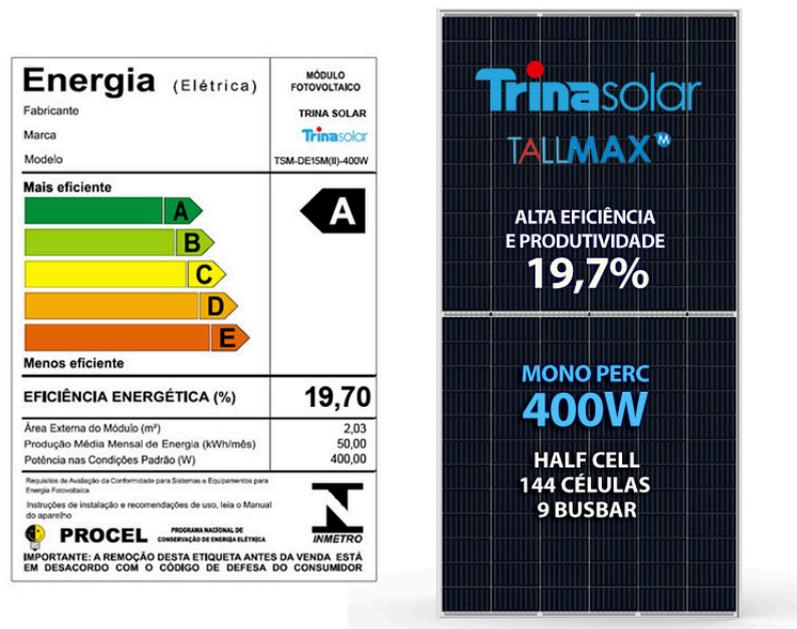
Módulo Solar Fotovoltaico está definido na norma NBR 10899 (ABNT, 2013) como um conjunto de células fotovoltaicas, tornando-se a unidade básica de um sistema solar fotovoltaico. É o responsável por captar a irradiação solar e a transformar em energia elétrica. Comparado com os demais componentes de um gerador solar fotovoltaico, possui eficiência baixa, com o melhor módulo acreditado pelo INMETRO possuindo cerca de 21 % de eficiência energética em abril de 2017. Para melhorar seu desempenho, são levados

em consideração dados como inclinação do módulo, número de células e se o seu material de fabricação é mono ou poli-cristalino (BESSO, 2017).

A quantidade de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em corrente contínua. A corrente do gerador é definida pela conexão em paralelo dos módulos ou das *strings*. A potência instalada é dada pela soma da potência nominal dos módulos individuais (RÜTHER, 2004).

Dentre os painéis solares atualmente disponíveis no mercado, os módulos fotovoltaicos de Silício Policristalino, por serem mais baratos, são dominantes em número de vendas e oferta em relação às placas com células de Silício Monocristalino, que por sua vez, apresentam maior eficiência.

Figura 4 – Módulo Fotovoltaico Silício Monocristalino.

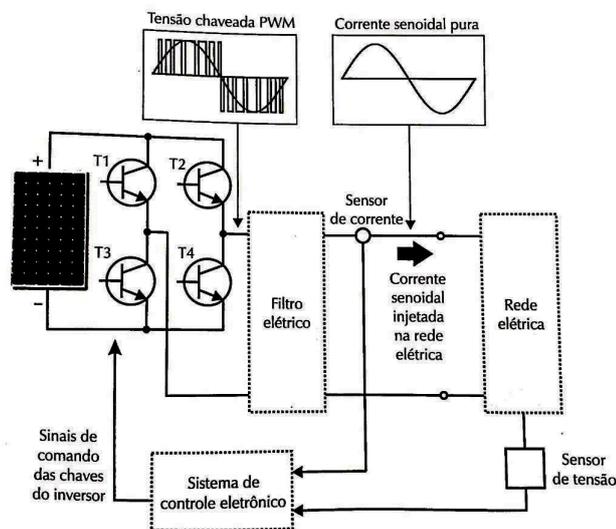


Fonte: Aldo Componentes Eletrônicos, 2020.

2.1.3.2 Inversor de Tensão CC-CA *Grid Tie*

Tão importantes quanto os módulos fotovoltaicos, os Inversores de Tensão CC-CA são equipamentos constituídos de dispositivos de chaveamento que fazem a conversão de corrente contínua, gerada nos módulos, para corrente alternada, utilizada nas redes de distribuição, estando sincronizado na mesma frequência, fase e nível de tensão. Para o sincronismo correto, utiliza-se de um sistema eletrônico de controle capaz de copiar as características da rede elétrica através de um sensor de tensão. Um arranjo de inversor pode ser verificado na Figura 5.

Figura 5 – Funcionamento Inversor CC-CA.



Fonte: VILLALVA, GAZOLI, 2012.

Diferentemente dos painéis solares, inversores de tensão CC-CA possuem alta eficiência, variando entre 85 e 99 %, dependendo do modelo, tecnologia empregada e da potência na qual o inversor está operando. Não bastando a alta eficiência, a contribuição tecnológica trouxe comodidade quanto ao monitoramento em tempo real da potência gerada e injetada na rede de distribuição. Muitos inversores contam com o envio de dados via conexão *wireless*; segurança através de sistemas anti-ilhamento, proteção contra sobrecorrente, sobretensão e surtos; e uso de algoritmos de MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*).

O MPPT tem por função operar sempre no ponto de máxima transferência de potência dos painéis para as cargas. Seu uso é necessário devido à natureza aleatória do funcionamento dos módulos fotovoltaicos (dependem da temperatura, radiação solar, entre outros fatores já mencionados), permitindo a maximização da energia convertida (VILLALVA, GAZOLI, 2012). A Figura 6 ilustra um modelo de conversor de tensão CC-CA.

Figura 6 – Inversor de Tensão CC-CA 75 kW.



Fonte: Aldo Componentes Eletrônicos, 2020.

2.1.3.3 String Box

Este equipamento tem por função servir como dispositivo de proteção. Embora sua composição possa se alterar de acordo com o projeto, normalmente é montado dentro de uma caixa com proteção e isolamento adequados. Possui entradas CC, que estão relacionadas aos cabos vindos das *strings*. Este lado da *String Box* conta com fusíveis, chaves seccionadoras CC e DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos). Um modelo é mostrado na Figura 7.

Figura 7 – String Box composta por DPS, chaves seccionadoras e fusíveis em caixa de proteção IP65.



Fonte: Bio Energy Solutions, 2020.

2.1.3.4 Medidor de Energia Bidirecional

O montante líquido de potência ativa consumida ou excedente injetada na rede de distribuição deve ser mensurado através de um medidor bidirecional de energia, o qual é fornecido e instalado pela concessionária de energia elétrica no momento da vistoria final.

O cálculo de potência ativa feito pelo medidor não requer complexidade. A análise leva em conta apenas a potência que entra da rede para as cargas, assim como quanto o sistema gerador injeta na rede.

$$P_{total} = P_{injetada} - P_{consumida} \quad (2.1)$$

Segundo (2.1), há três possíveis resultados quanto à análise de potência consumida e injetada na rede:

$$P_{total} = \begin{cases} > 0, & P_{total} = Injetada \\ < 0, & P_{total} = Consumida \\ = 0, & Consumida = Injetada \end{cases} \quad (2.2)$$

Conforme esperado, para que o sistema gere créditos junto ao sistema de compensação, que será elucidado a seguir, é necessário que a potência gerada seja maior que a consumida. A Figura 8 apresenta um modelo de medidor de energia bidirecional.

Figura 8 – Medidor Bidirecional de Energia.



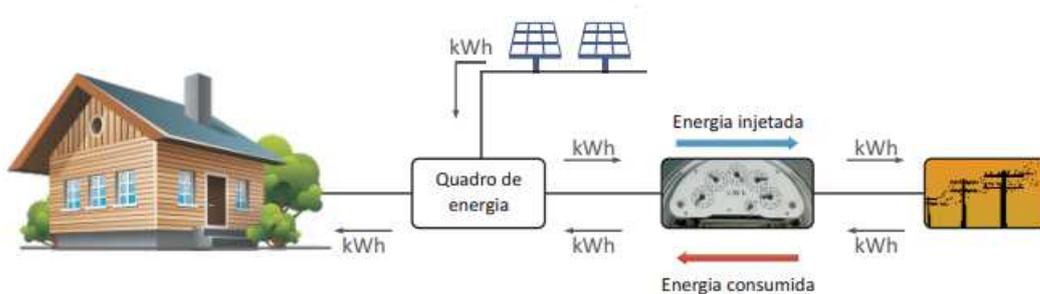
Fonte: Nansen, 2016.

2.1.4 Regulamentação da Central Geradora Fotovoltaica

Após consultas e audiências públicas, em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a REN (Resolução Normativa) nº 482/2012, cujo objetivo é estabelecer as exigências, tanto para o acesso à rede de distribuição, para a conexão de micro e minigeradores de energia, quanto ao sistema de compensação de créditos em energia elétrica (ANEEL, 2016).

A REN nº 482 define em seu texto que geração distribuída é toda central geradora conectada à rede de distribuição de energia elétrica (*grid-tie*) cuja fonte é hídrica, renovável ou de combustível fóssil, sendo distribuída em dois grupos: a microgeração, que abrange centrais com até 75 kW de potência instalada, tanto para cogeração qualificada ou por fonte renovável instalada junto ao local onde será consumido e, de forma análoga, a minigeração, compreendendo centrais entre 75 kW até 5 MW em potência instalada, para fontes renováveis, e no máximo de 3 MW, para geração hídrica (ANEEL, 2016). Um esquema de sistema de compensação para micro ou minigeração é mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Sistema de Compensação.



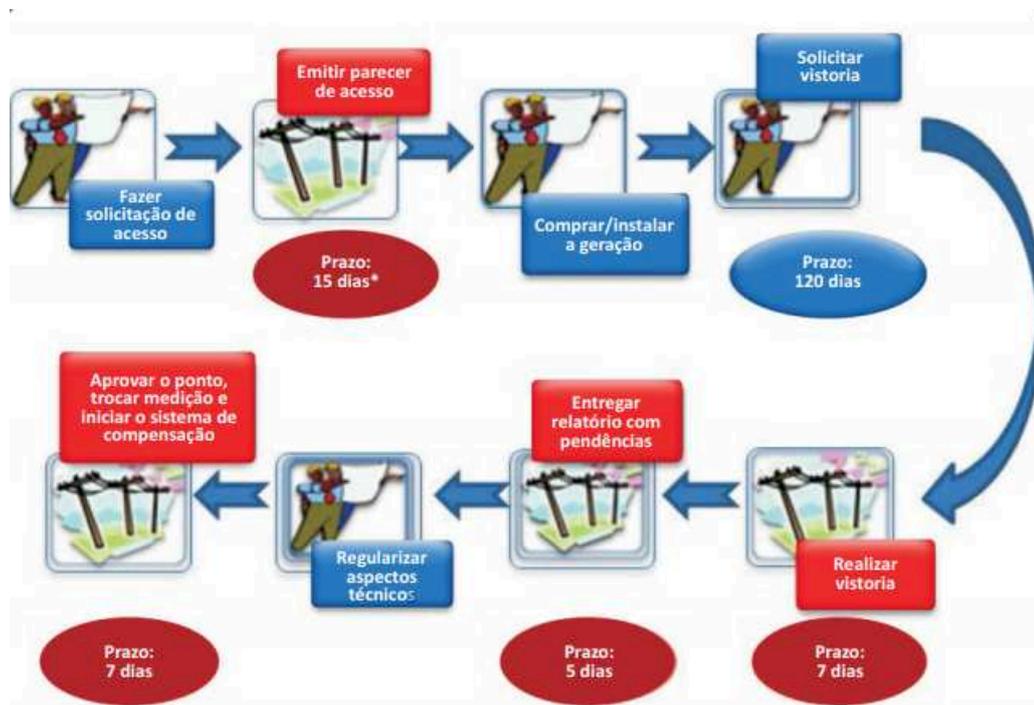
Fonte: Caderno Temático ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída, 2016.

O dimensionamento da potência a ser instalada em uma geração distribuída deve levar em consideração a porcentagem que se deseja abater da fatura de energia elétrica, ou ainda, o quanto de crédito a ser gerado mensalmente. Toda energia ativa excedente injetada na rede de distribuição da concessionária é convertida em créditos através do sistema de compensação. O saldo é computado pela concessionária local e é válido por 60 meses. A REN nº 482 dispõe que o excedente de energia por uma UC (Unidade Consumidora) pode ser rateado em porcentagens diferentes em outras UCs, desde que respeitado o nome do mesmo titular da fatura. Em casos onde há geração compartilhada, esta é dividida em porcentagens pré-acordadas através de um acordo jurídico que ateste o compromisso de solidariedade entre os interessados (ANEEL, 2012).

Em sistemas de microgeração distribuída, o processo junto à concessionária parte

do pedido de acesso à rede de distribuição, seguido da aprovação dos projetos e demais documentações. Por fim, é realizada a vistoria das instalações para que o sistema seja homologado a participar do sistema de compensação. O anexo A da REN nº 687/2015 fornece diretrizes e tempos regulamentares que devem ser respeitados pela concessionárias e pelo interessado. Também, define as condições que devem ser observadas segundo o PRODIST, que fornecem requisitos mínimos para cada faixa de potência instalada, visando à segurança e ao melhor acoplamento à rede de distribuição. A Figura 10 ilustra este procedimento.

Figura 10 – Procedimentos e Etapas de Acesso.



Fonte: Caderno Temático ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída, 2016.

2.2 Energia Fotovoltaica em Estádios de Futebol

Antes de mais nada, deve ser entendido por que exatamente escolher os estádios de futebol para a iniciativa. Primeiramente, precisa-se tomar conhecimento que esses são empreendimentos que consomem muita energia elétrica durante os eventos, principalmente durante os noturnos. Como são locais de consumo concentrado em determinado período, também criam demandas extras para o sistema público de geração e transmissão, o que torna oportuna a existência de um sistema próprio de energia elétrica, que pode ser injetada na rede, compensando o consumo transitório provocado.

A opção pela energia solar fotovoltaica é uma consequência bastante adequada à arquitetura dos estádios. Considerando que as coberturas dessas construções têm grandes

dimensões e que recebem insolação diária, formam bases naturais para a instalação das placas. Ou seja, a estrutura de um estádio tem o formato adequado para gerar energia elétrica fotovoltaica.

As construções das arenas esportivas alinhadas com os padrões da sustentabilidade não apenas reduzem o impacto da construção no meio ambiente, mas, também, determinam o seu uso futuro de maneira sustentável, como um baixo consumo de água e energia.

A nível mundial, já existem estádios que se destacam no setor de geração de energia elétrica, como o Stade de Suisse Wankdorf, em Berna, capital da Suíça, que gera 1,13 GWh anualmente. O estádio Kaohsiung (Figura 11), em Taiwan, carrega o título de primeiro do mundo 100 % movido a energia solar. Seu teto é recoberto por nada mais nada menos que 8.844 placas solares, que fornecem energia suficiente para as 3,3 mil lâmpadas que iluminam o estádio e mais dois telões gigantes que transmitem os jogos. O uso dessa fonte de energia renovável e limpa evita a emissão de 660 toneladas de CO₂ na atmosfera, anualmente. Em formato que remete à ferradura de um cavalo, a arena foi construída para os Jogos Mundiais de 2009 e tem capacidade para 55 mil pessoas.

Figura 11 – Estádio Kaohsiung.



Fonte: I3E - Soluções Elétricas, 2018.

Já no Brasil, foi na Copa do Mundo de Futebol, da Federação Internacional do Futebol (Fifa), realizada no país em 2014, que houve um impulso em seu uso em grandes obras, uma vez que os estádios foram remodelados para receber novas tecnologias para se tornarem sustentáveis e para poderem receber a certificação da Fifa para sediar os jogos na competição. Afinal, a energia solar cumpre todas as exigências de sustentabilidade da federação e também foi incluída pelo alto potencial de economizar recursos na operação

das novas arenas, reformadas ou construídas.

São seis as principais arenas brasileiras que contam com energia solar fotovoltaica para o fornecimento de boa parte da eletricidade consumida ao longo do ano pelos complexos esportivos.

1. Maracanã, Rio de Janeiro

Devido às reformas para a Copa do Mundo de 2014, o Maracanã recebeu cerca de $2.380m^2$ de painéis fotovoltaicos, num total de 1.552 módulos instalados na borda do anel da cobertura do estádio. O sistema, de cerca de 400 kWp, permite a geração de 500 MWh de energia por ano, o equivalente ao consumo de 280 residências. O projeto evita o despejo de 2.560 toneladas de CO₂ na atmosfera por ano, se comparado com uma usina termelétrica, e auxilia na redução do consumo de energia do estádio.

2. Estádio Mané Garrincha, Brasília

Inaugurado em 2013, como parte dos estádios para a Copa de 2014, o novo estádio Mané Garrincha, com capacidade para 70 mil torcedores, conta com um sistema de captação de energia solar de 2,5 MWp instalado no perímetro de sua cobertura. Os painéis fotovoltaicos ocupam cerca de 15 mil m^2 , o que representa cerca de 75% da área de concreto da cobertura. A energia elétrica gerada é suficiente para alimentar cerca de 1750 residências por ano.

3. Estádio do Mineirão, Belo Horizonte

O Estádio Governador Magalhães Pinto, o Mineirão, foi um dos primeiros a entrar em operação no Brasil com uma usina solar própria, com potência de 1,42 MWp. São cerca de 6.000 painéis fotovoltaicos e toda a energia gerada é injetada na rede de distribuição da Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig) para ser comercializada. A geração de energia elétrica no Mineirão é capaz de suprir cerca de 1000 residências, anualmente.

4. Arena Pernambuco, São Lourenço da Mata - PE

A usina solar da Arena Pernambuco não fica instalada no estádio, mas sim em uma área de 15 mil m^2 anexa ao estádio. É responsável por cerca de 30 % do consumo de energia do estádio. São cerca de 3.652 painéis que geram 1 MWp de eletricidade, o suficiente para abastecer cerca de 700 residências anualmente. A produção excedente é injetada na rede da Centrais Elétricas de Pernambuco (Celpe).

5. Estádio Pituaçu, Salvador

O Estádio Governador Roberto Santos, mais conhecido como Estádio de Pituaçu, possui capacidade para 32.157 espectadores (depois da reforma e ampliação).

Em 2012, iniciou-se o projeto Pituvaçu Solar, um sistema de geração solar fotovoltaica com capacidade de produzir de 633 MWh por ano. A energia elétrica gerada garante a autossuficiência elétrica do estádio e o excedente é fornecido aos prédios das secretarias do Trabalho (Setre) e da Administração (Saeb), no Centro Administrativo da Bahia (CAB). Com esse projeto, até o fim de 2014 os gastos com energia foram reduzidos em R\$ 400 mil. O estádio Pituvaçu é considerado pioneiro na geração de energia através de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

6. Arena Fonte Nova, Salvador

A Arena da Fonte é mais um estádio baiano com selo de sustentabilidade. O estádio possui um sistema fotovoltaico capaz de gerar 750 MWh por ano – o equivalente ao consumo médio de 420 residências, anualmente. Os painéis foram instalados no anel de compressão da cobertura.

2.3 Análise de Investimentos

Os investimentos são as ações realizadas com a finalidade de obter lucro ou benefício. Assim, por exemplo, um investimento envolve um desembolso de dinheiro equivalente a um valor em troca de uma quantia de maior valor. Os investimentos são uma prática comum em uma economia de mercado que permite mobilizar recursos com relativa facilidade e eficiência, desde setores menos produtivos, até outros que são mais.

Investimentos são, por natureza, aplicações que envolvem os mais diversos riscos que, por muitas vezes, não são ou podem ser premeditados. Não obstante, a análise racional do modo que o investimento será retomado ao longo do tempo pode garantir sucesso. Para tal análise, diferentes metodologias podem ser adotadas, dentre elas o Valor Presente Líquido (VPL), Retorno sobre Investimento (ROI) e *Payback*.

O mercado tem por objetivo obter a máxima lucratividade com os menores custos. Entretanto, quando não é possível alcançar retornos financeiros almejados, espera-se que os prejuízos sejam minimizados ou, pelo menos, que se tenha a liquidez do investimento realizado, reduzindo o ônus ao investidor.

2.3.1 Fluxo de Caixa

Dentro dos itens necessários à análise quantitativa da viabilidade de um investimento, o fluxo de caixa é visto como o aspecto mais relevante na decisão. Sua relevância é definida com base na confiabilidade e na exatidão dos fluxos de caixa estimados (KASSAI et al., 2000).

Fluxo de Caixa é o movimento de entradas e saídas de dinheiro do caixa da empresa, ou seja, o que se recebe e o que se paga em um negócio. Para um bom controle de fluxo de

caixa, é necessário garantir registros detalhados de ganhos e gastos, com disciplina e sem erros. Em uma visão diária, semanal ou mensal, ele já oferece instrumentos de verificação e análise para os negócios.

2.3.2 Retorno sobre Investimento

Retorno sobre investimento ou ROI (do inglês, *Return On Investment*) é uma métrica utilizada para identificar o quanto a empresa tem de rendimento financeiro a partir de qualquer investimento realizado. É por meio dele que a empresa descobre qual foi o ganho (ou perda) obtido para cobrir os custos envolvidos na aplicação dos recursos e ainda ter retorno financeiro (caso ele exista).

A função do ROI é saber o quanto se vai ganhar a partir de cada um desses investimentos feitos para o negócio e a partir da soma de tudo que foi gasto para deslançar a operação. O cálculo do ROI consiste no ganho obtido menos o valor investido, resultado que deve ser dividido pelo valor do investimento. A equação fica da seguinte maneira:

$$ROI = \left(\frac{\text{Lucro} - \text{Investimento}}{\text{Investimento}} \right) \times 100 \quad (2.3)$$

2.3.3 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL), também conhecido como valor atual líquido (VAL) ou método do valor atual, é a fórmula econômico-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial.

Dessa forma, o valor presente líquido (VPL) de um projeto de investimento pode ser definido como a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa a ele associado. Em outras palavras, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos. É uma das possíveis técnicas para realizar o orçamento de capital para uma empresa, ou seja, o VPL corresponde a um método sofisticado de análise de investimentos. Matematicamente, é descrito por (2.4):

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (2.4)$$

FC_t representa os fluxos de caixa; i é a taxa de atratividade; e t é um intervalo de tempo finito.

Salienta-se que as entradas de fluxo de caixa devem considerar sinal positivo e as saídas, sinal negativo. O valor final do VPL tem as seguintes interpretações em relação à atratividade do investimento:

- $VPL > 0$; oportunidade de investimento atraente. O resultado positivo indica retorno acima da taxa de atratividade desejada;
- $VPL = 0$; oportunidade de investimento viável. O retorno é suficiente para saldar os custos e garantir o valor referente a taxa de atratividade;
- $VPL < 0$; oportunidade de investimento inviável. O resultado negativo indica prejuízo ou ganho mínimo pela taxa de atratividade ao fim do tempo estimado.

2.3.4 *Payback*

Payback significa “retorno”. Trata-se de uma estratégia, um indicador usado nas empresas para calcular o período de retorno de investimento em um projeto. Em palavras mais técnicas, *payback* é o tempo de retorno desde o investimento inicial até aquele momento em que os rendimentos acumulados tornam-se iguais ao valor desse investimento.

O cálculo do *payback* envolve uma fórmula relativamente simples, conforme (2.5):

$$\sum_{t=0}^T FC_t \geq \text{Investimentos} \quad (2.5)$$

O *payback* dá ao investidor a estimativa de quanto tempo vai levar até que ele recupere sua aplicação inicial. Esse período nem sempre é curto, depende do valor do investimento e do tipo de negócio. Em geral, o retorno acontece dentro de meses ou anos. Embora não seja um indicador de retorno de investimento, o *payback* atua como um avaliador de riscos, já que investimentos de menor tempo de retorno apresentam grau de risco menor (KASSAI et al., 2000).

2.3.5 Impostos

A narrativa do sistema de tributação é a arrecadação para o custeamento das despesas advindas de melhorias e serviços públicos. Inicialmente, o setor de geração fotovoltaica enxergava isso como uma barreira para investimentos. Embora esta realidade esteja mudando com a isenção de impostos em algumas mercadorias ou sistemas fotovoltaicos completos, parte dos materiais e serviços necessários para instalação de sistemas fotovoltaicos não contemplam esta medida. Dos materiais não-isentos, diferentes impostos podem ser aplicados, dentre eles: Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e, ainda, o Imposto sobre Importação (II), quando são importados de outros países. Por fim, há o Imposto sobre Serviço (ISS), aplicado na instalação e execução de sistemas geradores.

Dentro do grupo de consumidores de energia elétrica, os consumidores cativos do Estado de Santa Catarina têm em sua tarifa três tributos: CONFINS e PIS/PASEP, com

alíquotas de 1,10 % e 0,24 %, respectivamente, e o ICMS, que tem sua alíquota variável de acordo com a classe de consumo, sendo de no mínimo 12 % para consumos residenciais nos primeiros 150 kWh e rurais nos primeiros 500 kWh, e o máximo de 25% para consumo residencial acima de 150 kWh e rurais acima de 500 kWh e demais classes de consumo.

No Estado de Santa Catarina, desde Setembro de 2019, os investimentos de residências, empresas e entidades em micro e minigeração de energia distribuída estão isentos de ICMS. O governo do Estado publicou o decreto número 233, que oficializa a entrada em vigor da isenção do ICMS para pequenos sistemas de energia solar, eólica, hidrelétricas e térmicas com capacidade de gerar até 1 MW (NSC TOTAL, 2019).

2.4 Recurso Solar

A radiação pode ser designada como energia em movimento, propagada no vácuo ou em qualquer outro meio material, ocorrendo através de uma onda eletromagnética ou partícula. A radiação, seja artificial ou natural, interage com os corpos por onde está sendo propagada, transmitindo a eles energia radiada.

A radiação solar é um tipo específico de radiação natural originada no Sol, responsável pelo sustento da vida no planeta Terra e pelas variações no clima terrestre. O fluxo de radiação solar (irradiância solar) médio que atinge o planeta é de 1.366 W/m^2 , valor este denominado de constante solar (NREL, 2017; COULSON, 1975; GRUBER, 1978).

Além da manutenção da vida através do fornecimento de luz e calor, o Sol desempenha um papel imprescindível como fonte alternativa de energia limpa. A forma com que os raios solares chegam até a Terra, após sofrerem reflexões e absorções na atmosfera, e a forma em que são distribuídos ao redor do globo terrestre são fatores determinantes na quantidade de energia elétrica que será gerada:

- Latitude: determina que a proximidade à linha do Equador garantirá maior incidência dos raios solares, tendo em vista que o ângulo de incidência será maior do que nos polos;
- Época do ano: devido ao movimento de translação da Terra, no inverno a inclinação do eixo terrestre não favorece o ângulo de incidência dos raios solares, enquanto no verão ocorre o oposto;
- Hora do dia: atrelada ao movimento de rotação da Terra, responsável pela determinação dos dias e noites, sendo que no período noturno diminui-se a potência incidida nos painéis solares;
- Nebulosidade: a presença de nuvens restringe a chegada de parte dos raios solares à superfície terrestre, pois causa reflexão das ondas que incidem sobre as nuvens;

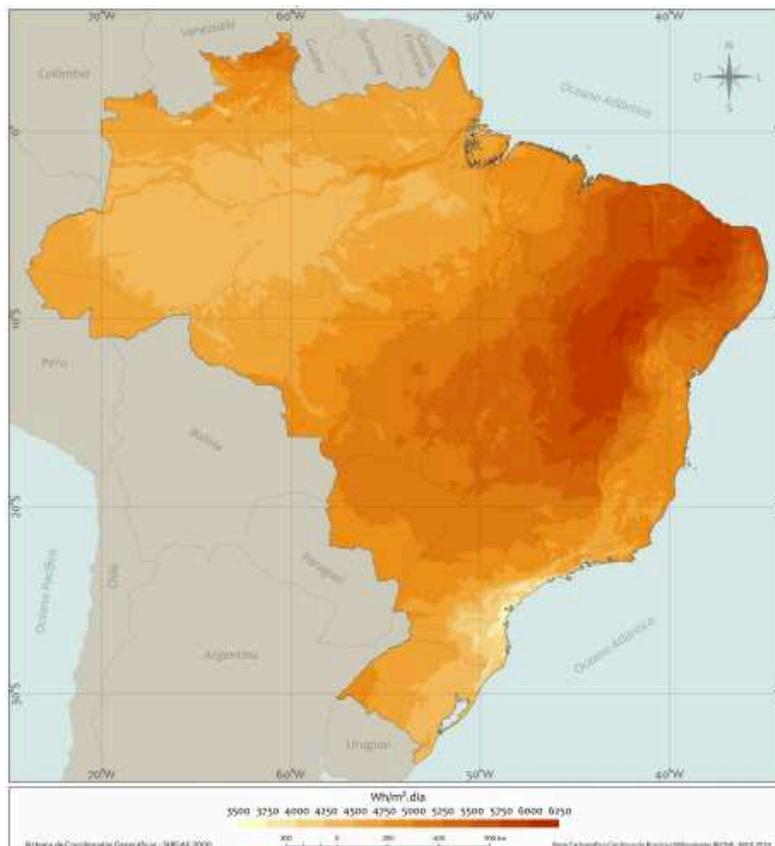
- Poluição: influencia o processo de reflexão e dispersão dos raios solares;
- Sombras: criadas pelos elementos externos que não dependem de variáveis naturais, como por exemplo os edifícios, que limitam a chegada de raios solares nos painéis.

Levando em conta a série de fatores listados, a instalação de um conjunto de painéis solares requer o estudo de fatores que são facilmente observados e conhecidos, como a presença de prédios e poluição, e também os que não são determinísticos, como nebulosidade, época do ano, variações climáticas, entre outros.

2.4.1 Mapa Solarimétrico

A fim de se visualizar graficamente dados provenientes da análise da radiação solar e insolação diária, foram desenvolvidos mapas com separações geográficas e isolinhas, que compreendem uma faixa de valores correspondentes aos dados da região. Estes mapas são denominados solarimétricos. A Figura 12 mostra um desses mapas.

Figura 12 – Irradiação solar global horizontal média.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

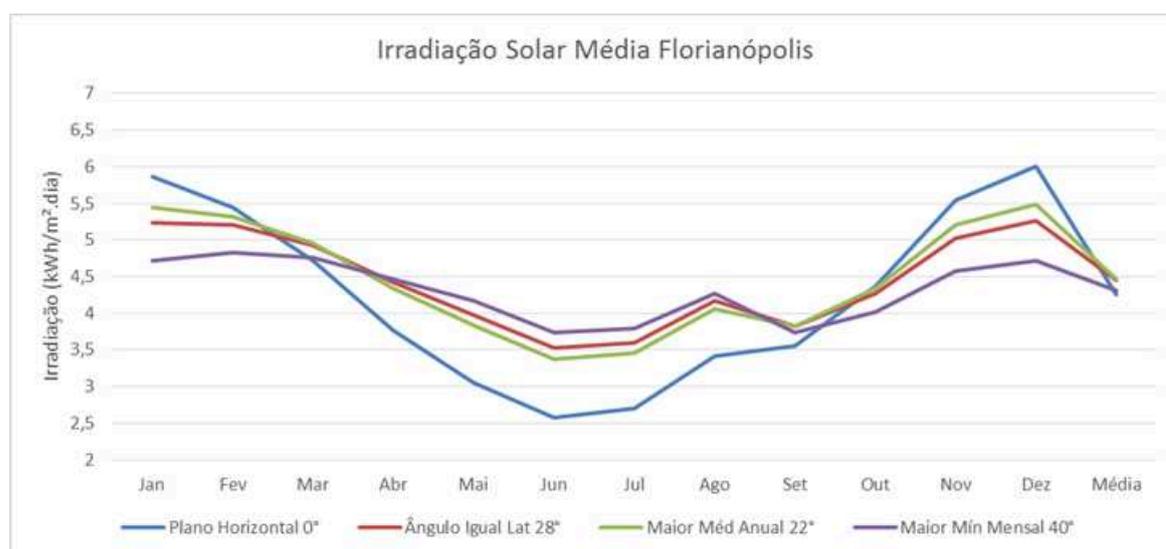
Devido à sua vasta extensão territorial, o Brasil apresenta os mais diversos cenários possíveis no quesito radiação solar, por se estender desde a latitude 5° ao norte até

aproximadamente 33° ao sul da linha do Equador. Ainda conta com a vantagem de ter a maior parte do seu território localizada próxima à linha do Equador, o que possibilita maiores períodos de insolação e disponibilidade energética solar.

A região da Grande Florianópolis encontra-se em uma área onde a incidência solar é a mais baixa do país. Entretanto, a fim de comparação, a Alemanha, que tem a sua maior média anual de incidência solar menor que a média anual mais baixa registrada em Florianópolis, atualmente é uma das maiores geradoras de energia solar no mundo, devido a políticas de incentivo governamentais (PEREIRA et al, 2006). Esta situação é suficiente para se contrapor ao argumento de que a incidência solar na região é insuficiente para a geração solar fotovoltaica.

Utilizando o software de Potencial Solar Sun Data, é possível obter as médias mensais de irradiação solar para a cidade de Florianópolis, como mostra a Figura 13.

Figura 13 – Irradiação solar média Florianópolis.



Fonte: CRESESB, 2020.

Com base nos dados obtidos, a região de Florianópolis apresenta valores médios anuais de 4,25 kWh/m² no plano horizontal e, como maior média anual, o valor de 4,47 kWh/m² no plano inclinado de 22°, valor bem próximo ao da inclinação correspondente à latitude local.

3 Estudo de Caso - Estádio Aderbal Ramos da Silva

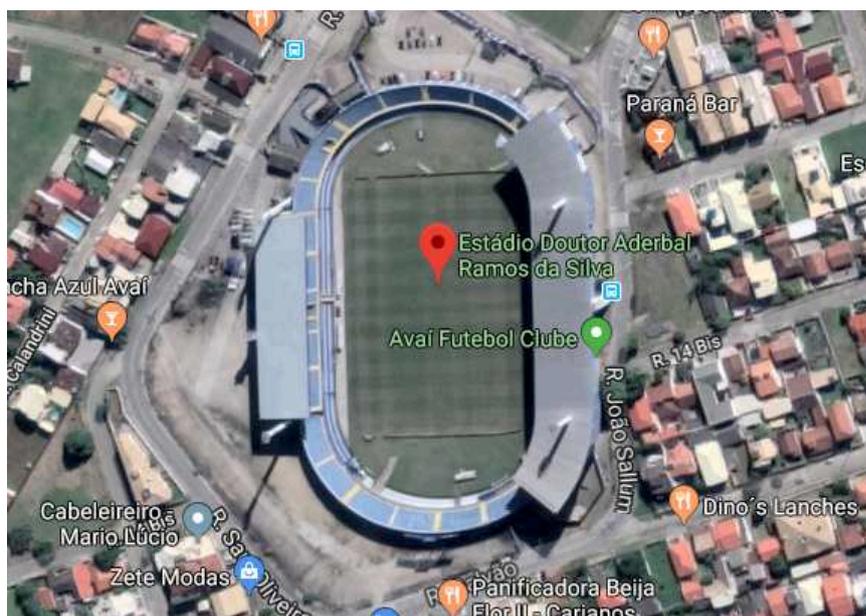
Este capítulo visa descrever o objeto de estudo - estádio Aderbal Ramos da Silva - fornecendo o máximo de informações necessárias para a composição do sistema gerador fotovoltaico *grid-tie*, incluindo estimativa de custos de instalação e manutenção.

3.1 Dados Gerais

O estádio Doutor Aderbal Ramos da Silva, popularmente conhecido como Estádio da Ressacada, foi inaugurado em 15 de Novembro de 1983 e é considerado um dos principais estádios de futebol do estado de Santa Catarina. De propriedade do Avaí Futebol Clube, o estádio já recebeu jogos de competições internacionais, como a Copa Sul Americana, e nacionais, como do Campeonato Brasileiro da Série A e Copa do Brasil, além de competições Regionais, como o Campeonato Catarinense e a extinta Copa Sul-Minas. Abrigou também jogos da seleção Brasileira e grandes shows musicais, como do Ex-Beatle Paul McCartney, em 2012.

Atualmente, o estádio possui capacidade para receber público de 17.800 pessoas em seus camarotes e arquibancadas, sendo boa parte dela coberta por uma estrutura metálica, como é possível observar na Figura 14, que traz a vista superior do estádio.

Figura 14 – Vista superior estádio da Ressacada.



Fonte: Google Maps, 2020.

Possui também uma ampla estrutura para atender atletas, torcedores e a imprensa. A estrutura conta com vestiários, camarotes, espaço para imprensa, academia, departamento médico e de fisioterapia, auditório, refeitório, lanchonetes e estacionamento. A Ressacada possui também um campo com grama especial, resistente ao frio do sul no inverno, bem como ao calor do verão.

A estrutura do estádio é feita em concreto armado pré moldado e a cobertura das arquibancadas é em estrutura metálica, inclusive as telhas. Há casamatas com bancos de reserva com capacidade para 12 pessoas cada e outra destinada ao 4º árbitro e mesários. Ainda, há sistema de som, um placar eletrônico com 3 x 5 metros e lanchonetes em todos os setores. O acesso às arquibancadas é feito a partir de rampas e escadas. Já os camarotes e cabines de imprensa contam com elevadores, que também são usados por cadeirantes que usufruem de um espaço reservado.

No dia 21 de julho de 2019, o Avaí apresentou o novo sistema de iluminação do estádio da Ressacada. As antigas lâmpadas de multivapores em suas quatro torres foram trocadas por novas e modernas lâmpadas LEDs, elevando a quantidade de lux (iluminação emitida), que passou de 350 lux para 960 lux. O investimento faz do Leão da Ilha o único clube com estádio particular com esta tecnologia em LED.

Segundo o diretor administrativo do clube, Luciano Corrêa (2019), a modernização da iluminação será vantajosa ao clube, não só na área econômica, como ecológica, com o baixo consumo de energia. Uma vista parcial do estádio é mostrada na Figura 15.

Figura 15 – Estádio da Ressacada.



Fonte: Assessoria/Avaí FC, 2019.

Na Tabela 1 é apresentada a descrição geral do estádio e suas condições técnicas para a instalação do sistema gerador fotovoltaico.

Tabela 1 – Dados gerais do estádio da Ressacada.

DADOS GERAIS	
Município/UF	Florianópolis/SC
Latitude	27°39'59.99"S
Longitude	48°31'32.39"W
Temperatura Máxima	40°C
Temperatura Mínima	0°C
Azimute	0°
Albedo	20 %
Inclinação do Telhado	5°
Área do Telhado	1.900 m ²
Tipo do Telhado	Metálico
Estrutura do Telhado	Estrutura Metálica
Tensão de Alimentação	380 V Trifásico

Fonte: do Autor, 2020.

3.2 Consumo de Energia Elétrica no Estádio

Uma unidade consumidora tem sua fatura de energia elétrica descrita pela quantidade de potência ativa consumida pelos equipamentos multiplicada pelo tempo no qual eles permanecem ligados durante um período de tempo.

Neste trabalho, por se tratar de um estádio de futebol, tem-se que suas principais cargas de consumo são os compressores utilizados para irrigação do gramado e limpeza, iluminação nos dias de jogos à noite e aquecimento e refrigeração utilizadas nos diversos equipamentos presentes nas estruturas do estádio, como chuveiros dos vestiários e academia e condicionadores de ar.

Devido à indisponibilidade do clube no fornecimento em tempo hábil dos dados relativos ao consumo médio mensal de energia do estádio, estimou-se, com base em outros estádios de porte semelhante, um valor de 24960 kWh/mês. Este valor servirá como base para o desenvolvimento do projeto, pois, através dele, estima-se a porcentagem do abatimento da fatura de energia desejada e, conseqüentemente, a potência necessária do sistema gerador fotovoltaico.

3.3 Análise de Incidência Solar

Como exposto anteriormente, a incidência da radiação solar é o fator primário na influência da quantidade de energia radiante convertida em energia elétrica. Dentre os diversos estudos e mapas solarimétricos existentes, neste estudo foram utilizados dados compilados do software *open-source* RadiaSol, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Alterando os parâmetros Azimute, Inclinação e Albedo existentes no software RadiaSol, é possível coletar dados importantes para determinar o montante de energia a ser gerada, tais como: irradiação média inclinada, global e difusa; temperatura máxima, mínima e média. Para a região da Grande Florianópolis, os dados observados são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados de irradiação solar em Florianópolis.

IRRADIAÇÃO SOLAR - FLORIANÓPOLIS				
Mês	Irradiação Média [kWh/m².dia]		Irradiação Média [kWh/m²]	
	Global	Inclinada	Global	Inclinada
Janeiro	5,96	5,75	184,76	178,25
Fevereiro	5,59	5,65	156,52	158,20
Março	4,92	5,37	152,52	166,47
Abril	4,07	4,79	122,10	143,70
Mai	3,26	4,16	101,06	128,96
Junho	2,83	3,76	84,90	112,80
Julho	2,90	3,78	89,90	117,18
Agosto	3,56	4,31	110,36	133,61
Setembro	4,13	4,65	123,90	139,50
Outubro	4,95	5,18	153,45	160,58
Novembro	5,75	5,58	172,50	167,40
Dezembro	6,15	5,83	190,65	180,73

Fonte: do Autor, 2020.

Com fundamento nos dados fornecidos da Tabela 2, estima-se que a irradiação média diária global e no plano inclinado de 22° equivalem a 4,51 kWh/m².dia e 4,90 kWh/m².dia, respectivamente, resultando em uma irradiação total global de 1.642,62 kWh/m² e inclinada de 1.787,38 kWh/m² ao ano.

Também, é possível observar que os índices são elevados ao longo do verão, com um decréscimo durante o inverno, ou seja, as estações são bem definidas, corroborando com a ideia do clima sub-tropical presente no Estado de Santa Catarina.

4 Desenvolvimento Técnico e Econômico do Estudo de Caso

Neste capítulo será abordada a implementação do projeto de um sistema de geração fotovoltaica integrada ao Estádio Aderbal Ramos da Silva, assim como, a análise técnica e econômica, que foram fundamentais para se encontrar o melhor resultado para o empreendimento.

4.1 Análise dos Aspectos Técnicos

O dimensionamento do gerador solar fotovoltaico que é capaz de suprir boa parte da demanda do estádio foi realizado através dos cálculos com o auxílio de uma planilha de cálculo desenvolvida no Microsoft Office Excel (STEFFENS, 2017).

A planilha permite que o usuário entre com dados relativos ao consumo médio mensal; porcentagem de abatimento da fatura; localização; área do telhado; preferência por marcas de painéis fotovoltaicos e inversores. É possível também que o usuário personalize as variáveis financeiras, podendo informar a taxa de atratividade, preço do kWh de energia elétrica e taxa de inflação esperada.

Os resultados obtidos serão dispostos ao longo do texto e contam com aproximações, não levando em conta detalhes que necessitam de refinamento nos dados e métodos interativos.

A busca de resultados apurados requer o uso de simuladores, que são capazes de estimar as perdas da geração por fatores não triviais: sombreamento e poeira nos módulos; efeito Joule nos cabos; consumo noturno do inversor; ângulo de inclinação e azimute; temperaturas elevadas; perdas por sobretensão e potência nos inversores; entre outros. Utilizou-se o software PVsyst (PVsyst SA, CHE) para confrontação dos resultados, sendo este o software mais conhecido e utilizado, desenvolvido para a plataforma Windows (Microsoft, USA) e de fácil acesso.

4.1.1 Dimensionamento do Sistema Gerador Fotovoltaico

Inicialmente, atualizou-se a planilha de cálculos com o objetivo de aumentar sua limitação de potência no planejamento dos sistemas geradores para 75 kWp. Anteriormente, era de 31,2 kWp. Dessa forma, a planilha é capaz de auxiliar no dimensionamento de qualquer sistema de microgeração (até 75 kWp). Foram inseridos novos dados de equipamentos,

com potência nominal e eficiência maiores, e realizados pequenos ajustes em fórmulas já existentes.

Com posse dos dados levantados no capítulo anterior e com o auxílio da planilha de cálculos, o dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico deve suprir um percentual do consumo energético definido em 31,5 % das médias dos últimos 12 meses, conforme faturas analisadas. Este valor foi definido a fim de facilitar os cálculos do dimensionamento, assim como, para manter a potência instalada abaixo de 75 kW, o que enquadra o sistema gerador fotovoltaico como microgeração. Através de (4.1), tem-se a potência instalada necessária.

$$P_{FV} = \left[\frac{\overline{P_{consumida}} \times R_{\%}}{G_{global} \times \eta \times N_{dias} \times P_{Mfv}} \right] \times P_{Mfv} \quad (4.1)$$

$\overline{P_{consumida}}$ representa o consumo médio em um período de tempo; $R_{\%}$ o percentual de abate da fatura; G_{global} irradiação solar média do local; η é a eficiência do sistema; N_{dias} é o número de dias referente ao consumo médio; e P_{Mfv} a potência nominal do módulo fotovoltaico.

Para este estudo, considera-se o $\overline{P_{consumida}} = 24960$ kWh/mês; $R_{\%} = 31,5$ %; $G_{global} = 4,51$ kWh/m²; $\eta = 80,97$ %; $N_{dias} = 30$ dias; e $P_{Mfv} = 400$ Wp. Para este cálculo, assume-se a potência do módulo fotovoltaico como conhecida.

Desta forma, é necessário que este sistema gerador tenha potência instalada de 72 kWp para que ele faça o abatimento de 31,5 % da fatura. Tomando em conta o resultado anterior, o gerador fotovoltaico será capaz de produzir até 96114 kWh anualmente, atingindo 32,09 % do consumo do estádio no primeiro ano de operação.

Estes resultados foram obtidos considerando-se os índices solarimétricos indicados na Tabela 2 e parâmetros de perdas segundo a Tabela 3. Embora possam ser alterados, nesta planilha adotou-se valores de perdas padrões obtidos através do software PVsyst. A eficiência dos equipamentos foi obtida através das especificações técnicas fornecidas pelos fabricantes (Anexos A e B).

Tabela 3 – Percentuais de perdas utilizadas na simulação.

PERDAS UTILIZADAS NA SIMULAÇÃO	
Tipo	Valor
Temperatura dos módulos	7,0%
Inclinação do telhado e azimute	3,0%
Sujeira	3,0%
LID - Light Induced Degradation	2,5%
Indisponibilidade do sistema	1,5%
Mismatch entre módulos fotovoltaicos	1,0%
Perdas ôhmicas na conexão strings e inversor	1,0%
Garantia Linear do módulo	0,6%
Perdas ôhmicas na conexão inversor e entrada	0,5%

Fonte: do Autor, 2020.

A Tabela 3 não apresenta valores referentes às perdas de eficiência de operação dos painéis e inversor. Para os painéis, a eficiência é baixa, em torno de 19,7%. No entanto, a eficiência do inversor está em torno de 98,8%, valor consideravelmente alto. As perdas citadas anteriormente se mostram notórias ao longo de um ano de operação.

4.1.2 Descrição do Sistema Gerador Fotovoltaico *Grid-Tie*

Para a montagem do sistema gerador fotovoltaico de 72 kWp, é necessário descrever e quantificar os materiais necessários para a instalação da parte elétrica. O correto dimensionamento frente à demanda almejada influencia em grande escala o custo total e, conseqüentemente, a viabilidade econômica do investimento (STEFFENS, 2017).

O custo total é basicamente definido pelos preços dos módulos fotovoltaicos e do inversor de tensão, os quais permitem uma maior flexibilidade na escolha de modelos e potências que melhor se ajustam entre custo e benefício. O preço dos demais materiais dependem da aplicação de normas técnicas e a procura pelo menor preço de mercado.

Para os módulos fotovoltaicos, se prioriza o módulo comercial de maior eficiência, sendo considerados os que apresentam o menor preço por Wp. Com estes parâmetros, opta-se pelo módulo fotovoltaico monocristalino Trina Solar 400W, modelo TallMax 51989-9, que apresenta eficiência de 19,7 % (Trina Solar Limited, 2019). A quantidade de módulos necessários é estipulada através da razão entre a potência instalada do gerador (72000 Wp) e potência do módulo (400 Wp):

$$N_{Mfv} = \frac{P_{FV}}{P_{Mfv}} \quad (4.2)$$

Em (4.2) N_{Mfv} representa o número de módulos fotovoltaicos; P_{FV} a potência instalada do gerador solar fotovoltaico; e P_{Mfv} a potência nominal do módulo solar a ser utilizado. Dessa forma, o projeto necessita de 180 módulos de 400 Wp.

Assim como os módulos fotovoltaicos, os inversores também são escolhidos prioritariamente pela potência instalada do sistema. Com o objetivo do menor custo e assegurando o funcionamento correto dos inversores, é possível ajustar a potência necessária do inversor através de um FDI (Fator de Dimensionamento de Inversores). Para a busca do FDI no ponto ótimo de operação, é preciso o uso de simulação numérica, em conjunto com uma série de dados sobre irradiações ao longo do dia e temperatura ambiente. Analisando a literatura, encontra-se que os valores recomendados para FDI variam na faixa de 0,85 e 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014). Para o projeto em questão, o FDI se encontra na faixa de 1,04, indicando que o inversor está sobredimensionado em 104 % da potência instalada de módulos fotovoltaicos. A potência nominal do inversor é determinada através de (4.3) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{Nca} = FDI \times P_{FV} \quad (4.3)$$

Em (4.3), P_{Nca} representa a potência nominal do Inversor; FDI é o fator de dimensionamento de inversor; e P_{FV} a potência instalada do gerador fotovoltaico.

Por consequência do resultado obtido pelo cálculo de (4.3), a potência do inversor para o gerador fotovoltaico é de 75 kW. Dentre os modelos existentes no mercado, optou-se pelo inversor Sunny, modelo Sunny SHP 75-10, que apresenta eficiência de 98,8 %.

Os detalhes técnicos, assim como a forma de conexão entre os componentes do gerador solar fotovoltaico, serão abordados na próxima seção, a qual visa garantir o funcionamento correto e seguro das instalações, obedecendo às normas técnicas em vigência.

4.1.3 Energia Gerada Anualmente - Período de 25 anos

São diversos os fatores que afetam o rendimento energético de um sistema, sendo a variação da radiação o mais influente. Portanto, determinar a capacidade de geração em um quadro de tempo muito longo torna-se uma atividade preditiva, sendo necessário assumir que não há variância na radiação (RÜTHER, 2004).

A degradação linear do painel é o único fator variante, relacionado aos efeitos do tempo, levado em consideração. Para o primeiro ano de operação, o módulo fotovoltaico sofre um decréscimo de 2,5 % da sua potência nominal, segundo o fabricante. Os anos de 2 a 25 sofrem um decréscimo de, no máximo, 0,6 % ao ano. Ao final dos 25 anos, a queda não deve ultrapassar 16,9%, ou seja, cada placa deve permanecer com pelo menos 83,1 % da sua potência nominal (Trina Solar Limited, 2019). A Tabela 4 exibe a energia elétrica estimada gerada ao longo dos 25 anos.

Tabela 4 – Geração de energia elétrica anual estimada.

GERAÇÃO DE ENERGIA ESTIMADA		
Ano	Redução ao Ano	Produção
	[%]	[kWh]
1	2,5	96114
2	0,6	93711
3	0,6	93148
4	0,6	92590
5	0,6	92034
6	0,6	91482
7	0,6	90933
8	0,6	90387
9	0,6	89845
10	0,6	89306
11	0,6	88770
12	0,6	88237
13	0,6	87708
14	0,6	87182
15	0,6	86659
16	0,6	86139
17	0,6	85622
18	0,6	85108
19	0,6	84598
20	0,6	84090
21	0,6	83585
22	0,6	83084
23	0,6	82585
24	0,6	82090
25	0,6	81597
Total	15,1%	2196604

Fonte: do Autor, 2020.

Mesmo que a Tabela 4 considere as perdas descritas pelo fabricante, ao término do período de 25 anos aproximadamente 84,9 % da potência nominal é conservada, gerando em torno de 2,2 GWh. Neste período, a diferença entre a geração de energia do primeiro ano e a do vigésimo quinto ano é de 14517 kWh.

4.1.4 Aspectos Construtivos da Instalação do Sistema Gerador Fotovoltaico

Para a elaboração de um projeto elétrico, deve-se sempre observar as etapas de execução e suas minúcias, verificando-se as particularidades que podem por em risco a segurança e a integridade do sistema e dos usuários. Desta maneira, além das limitações técnicas dos componentes de um sistema gerador fotovoltaico, normas técnicas devem ser aplicadas para a garantia da padronização e estabelecimento de um patamar satisfatório de

proteção (STEFFENS, 2017). São recomendadas ao projeto do sistema solar fotovoltaico as seguintes normas:

- ABNT NBR 16149:2013: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR IEC 62116:2012: Procedimentos de ensaios de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica;
- ABNT NBR 16274:2014: Sistemas fotovoltaicos conectados a rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR 16612:2017: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho;
- ABNT NBR 5410:2004: Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR 5456:1987: Eletricidade geral - Terminologia;
- ABNT NBR 10899:2006: Energia solar fotovoltaica - Terminologia;
- PRODIST Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.

Caso o desenvolvimento do projeto contemple algum parâmetro que não é abordado nas normas existentes, indica-se a utilização de normas internacionais (PINHO; GALDINO, 2014) listadas à seguir, com os nomes originais em inglês e com tradução livre para o português feita pelo autor deste trabalho:

- IEC 60364-7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems (requisitos para instalações e locais especiais - Sistemas de energia solar fotovoltaica);
- IEC TS 62257: Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification (Recomendações para pequenos sistemas de energia renováveis e híbridos para eletrificação rural);
- IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis (Monitoramento de performance de sistemas fotovoltaicos) - diretrizes para medida, transferência de dados e análise).

Além das normas nacionais e internacionais citadas, órgãos como IEEE e IEC dispõem de documentos que estão relacionados a parâmetros de segurança dos inversores

grid-tie (PINHO; GALDINO, 2014) e não ao projeto propriamente dito. São elas, como o nome em inglês e com tradução livre:

- IEEE 1547: Standart for interconnecting distributed resources with electric power systems (Padrão para a conexão de recursos distribuídos com a rede elétrica);
- IEEE 909-2000: Recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems (Padrão recomendado para a conexão com a rede de sistemas fotovoltaicos);
- IEC 61727: Characteristics of the utility interface (Características da rede elétrica no ponto de conexão);
- IEC 62116: Testing procedure of islanding prevention methods for utility-interactive photovoltaic inverters (Procedimento de teste de métodos de detecção de ilhamento para inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica);
- VDE 0126-1-1: Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid (Desconexão automática de geradores da rede elétrica pública de baixa tensão).

Além disso, as informações contidas no manual de cada equipamento trás consigo orientações importantíssimas das limitações e do modo de instalação, as quais devem sempre ser observadas com atenção.

4.1.4.1 Orientação e Localização dos Módulos Fotovoltaicos

Como exposto na Seção 2.4 - Recurso Solar, são diversos os motivos que fazem a energia irradiante ser atenuada ao longo da atmosfera e sofrer variações ao longo do tempo. Ainda assim, é possível desenvolver um projeto onde o ajuste da orientação geográfica e da inclinação dos painéis possam garantir que a máxima irradiância seja absorvida.

Tendo em vista que a meta está na máxima conversão de energia, o módulo fotovoltaico deve estar posicionado de modo que os raios solares incidam perpendicularmente à superfície do painel (MEHLERI et al., 2010). Para isto, idealmente, pode-se utilizar um sistema seguidor (*tracking system*), um dispositivo capaz de rotacionar e inclinar os painéis de acordo com a posição solar. Entretanto, o alto custo deste equipamento limita sua utilização.

Para aplicações de menor escala, como microgeração distribuída, utiliza-se uma regra geral: o ângulo de inclinação deve ser próximo ao da latitude e deve estar, preferencialmente, orientado ao Norte geográfico (MEHLERI et al., 2010). Dessa forma, o desvio azimutal deve tender a zero.

Os telhados das coberturas do estádio deste estudo possuem a mesma inclinação de aproximadamente 5° , com um ângulo de azimute de aproximadamente 90° ao Leste. Desta forma, teoricamente, seria interessante a utilização de uma estrutura para a correção da inclinação, aproximando-se do ângulo da latitude de 27° , e fazendo com que os módulos estejam orientados ao Norte geográfico (desvio azimutal próximo a zero).

Apesar da adequação ao Norte geográfico e à inclinação serem primordiais à máxima conversão energética, nem sempre este ajuste apresenta vantagem técnica e econômica, além de ser perigosa. Adaptações com estruturas metálicas para inclinar os módulos em alguns poucos graus ou para tentar orientar os módulos ao Norte adicionam um custo massivo às instalações fotovoltaicas em telhados. O resultado, na prática, produz pouco efeito no aumento da geração de energia.

Outro ponto a ser considerado é em relação à segurança do sistema, pois quando aplicada em telhados metálicos planos, necessita-se de sapatas de concreto fixadas à laje com cola química, adicionando peso adicional à estrutura, para que se torne resistente à força do vento.

Em resumo, não é recomendável utilizar estruturas para o aumento da inclinação dos módulos quando são instalados em telhados, pois é inviável financeiramente (maiores custos com material e mão de obra) e tecnicamente (estética e peso maior sobre a estrutura do telhado). A melhor estratégia é acompanhar a própria inclinação das telhas, mesmo que pequena (VILLALVA, 2019).

Dessa forma, através de simulações utilizando o software PVsyst, observou-se que as perdas relativas à orientação e à inclinação contabilizam apenas 2,8 %, sendo esta menor que a perda causada pelo acúmulo de poeira sobre os painéis.

4.1.4.2 Definição das Interconexões de Módulos Fotovoltaicos - *Strings*

Assim como a associação de elementos acumuladores de energia, a junção de painéis fotovoltaicos em série (*strings*) e/ou paralelo tem por objetivo elevar a tensão e a corrente a níveis que possam ser processados pelo inversor de tensão (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Conforme discutido anteriormente, para este estudo de caso, a unidade geradora de 72 kWp será composta de 180 módulos fotovoltaicos com 400 Wp e um inversor de tensão de 75 kW. As especificações técnicas utilizadas nesta seção se encontram nos Anexos A e B. Para a realização dos cálculos, serão utilizados os valores nas condições nominais de temperatura das células, indicados pelo índice NOCT ($G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$, $T_{NOCT} = 20^\circ \text{ C}$ e $W_{NOCT} = 1 \text{ m/s}$).

O principal fator delimitante na escolha da quantidade de módulos fotovoltaicos em uma *string* se dá pelas especificações de tensão máxima e mínima de entrada do inversor.

Portanto:

$$N_{FVmax} = \frac{V_{INVmax}}{VOC_{max}} \quad (4.4)$$

N_{FVmax} é o número máximo de módulos fotovoltaicos; V_{INVmax} é o valor máximo da tensão CC de entrada do inversor; e VOC_{max} é o valor máximo da tensão de circuito aberto. O valor de V_{INVmax} é obtido através dos dados do fabricante e pode ser consultada no Anexo B e vale 1000V. O valor de VOC_{max} será discutido adiante.

$$N_{FVmin} = \frac{V_{INVmin}}{VOC_{min}} \quad (4.5)$$

Em (4.5), N_{FVmin} é o número mínimo de módulos fotovoltaicos; V_{INVmin} é o valor mínimo da tensão CC de entrada do Inversor; e VOC_{min} é o valor mínimo da tensão de circuito aberto. O valor de V_{INVmin} é obtido através dos dados do fabricante e pode ser consultado no Anexo B e vale 580V. O valor de VOC_{min} será discutido adiante.

Para efeito de cálculo, deve-se levar em conta a tensão de circuito aberto dos módulos, a qual depende da temperatura ambiente em que a placa opera. De maneira geral, quanto maior a temperatura de operação do módulo, menor a tensão. De maneira oposta, maior será a tensão em temperaturas mais baixas. As tensões (nominal e circuito aberto) em painéis fotovoltaicos são definidas pela expressão (4.6):

$$V(T_{FV}) = VOC_{NOCT} \times \{1 - B \times [T_{FV} - T_{FVNOCT}]\} \quad (4.6)$$

T_{FV} é definido conforme (4.7) (WENHAM et al., 2006):

$$T_{FV} = T_{ambiente} + \frac{T_{FVNOCT} - T_{NOCT}}{G_{NOCT}} \times G_{FV} \quad (4.7)$$

Em (4.6), B representa o coeficiente de temperatura de circuito aberto e T_{FVNOCT} é a temperatura do módulo fotovoltaico nas condições NOCT. Ambos os parâmetros podem ser conferidos na ficha técnica do módulo fotovoltaico (Anexo A) e valem, respectivamente, $-0,0037^\circ \text{C}^{-1}$ e 41°C . O valor da irradiação solar sobre o módulo fotovoltaico G_{FV} vale 1000 W/m^2 , pois caracteriza o pior cenário possível.

O clima do município de Florianópolis pode atingir $T_{ambiente} = 0^\circ \text{C}$ nos invernos rigorosos. Este será considerado o pior cenário no efeito sobre as máximas tensões. Nos verões, registra-se a máxima temperatura $T_{ambiente} = 40^\circ \text{C}$. Resolvendo sequencialmente as equações (4.7) e (4.6), juntamente com o coeficiente de temperatura segundo o Anexo A, a equação (4.6) fornece a tensão de circuito aberto máxima de $VOC_{max} = 48,62 \text{ V}$ e mínima de $VOC_{min} = 41,79 \text{ V}$.

Aplicando em (4.4) e (4.5), tem-se que o número máximo de painéis para uma *string* é de 21 e o mínimo, de 13. O maior número onde é possível dividir um total de 180 módulos, respeitando os limites estabelecidos e obter um número inteiro, é $N_{FV} = 18$ unidades, obedecendo ainda o intervalo de 11 a 23 painéis solares. Dessa forma, por definição, o sistema será montado para que se tenha 10 *strings* de 18 módulos.

Para que ocorra a máxima transferência de potência dos módulos para a rede de distribuição, é necessário que o inversor opere com valores de tensão dentro de sua faixa de operação MPPT, que é determinada pela tensão máxima na STC (Condições de Teste Padrão), aplicando (4.8):

$$V_{MPPT} = N_{FV} \times V_{MP} \quad (4.8)$$

V_{MPPT} representa a tensão de operação MPPT do inversor; N_{FV} é o número de módulos fotovoltaicos; e V_{MP} é a tensão nominal dos painéis sob as condições do STC. Este valor pode ser obtido através do Anexo A e vale 40,3 V.

Portanto, $V_{MPPT} = 725,40$ V está localizado aproximadamente no ponto intermediário da faixa de operação MPPT, que varia de 570 V a 800 V, comprovando, portanto, que a escolha de 10 *strings* de 18 módulos é válida.

Em suma, cada *string* é definida com as seguintes especificações:

- Número de Módulos (N_{FV}): 18 unidades
- Tensão Nominal Máxima no STC (V_{MPPT}): 725,40 V
- Tensão Circuito Aberto Máxima (VOC_{max}): 875,09 V
- Corrente Nominal Máxima no STC (I_{MP}): 9,92 A
- Corrente de Curto-Circuito (I_{SC}): 10,45 A
- Potência Nominal Máxima (P_{max}): 7200 W

4.1.4.3 Conexão do Quadro de Proteção CC - *String Box*

Os diversos painéis ligados em série em uma *string* devem ser conectados em um ponto em comum, denominado de *String Box* (VILLALVA, GAZOLI, 2012). A *String Box* tem como objetivo fornecer uma maior segurança contra surtos à instalação elétrica no lado de corrente contínua, sendo composta essencialmente de fusíveis, chaves seccionadoras e DPSs.

Os fusíveis devem ser colocados um em cada polo das *strings*, de modo a proteger algum surto de menor magnitude de forma rápida. O custo e a facilidade de reposição

são as vantagens deste componente. A função da chave seccionadora é estabelecer uma ferramenta que possa ser utilizada para a abertura do circuito, possibilitando manutenções no inversor ou painéis, devendo ser especial para aplicações em corrente contínua. Assim como o DPS, que também deve ser capaz de evitar que descargas atmosféricas nos painéis ou proximidades possam significar um risco ao inversor. É possível encontrar no mercado DPSs e seccionadoras especiais para aplicações em geração solar fotovoltaica.

Para escolher os dispositivos que melhor atendam ao projeto, é necessário observar as correntes e tensões na entrada da *string box*. Primeiramente, é necessária uma *string box* com 10 entradas e apenas uma saída, sendo que as entradas CC tem por objetivo unificar as *strings* em paralelo, por consequência, somando-se as correntes. Esta observação é importante para a escolha da chave seccionadora e DPS. Para os fusíveis, utiliza-se um para cada polo e, dessa forma, considera-se a corrente da *string* individual. Para a entrada da *string box*:

- Número de módulos: 10 *strings* de 20 módulos
- Tensão Nominal Máxima das *Strings*: 725,40 V
- Tensão Circuito Aberto Máxima (VOC_{max}): 875,09 V
- Corrente Nominal Máxima das *Strings* no STC: 99,2 A
- Corrente de Curto-Circuito das *Strings*: 104,5 A
- Potência Nominal Máxima das *Strings*: 72000 W

Com os dados listados anteriormente, há a necessidade dos seguintes componentes para constituir a *string box*:

- Fusível 10 A (um para cada polo, 20 no total);
- DPS Classe II 40 kA 1000 Vcc (preferencialmente, para aplicação em instalações fotovoltaicas);
- Chave Seccionadora CC 1000 Vcc 125 A (preferencialmente, para aplicação em instalações fotovoltaicas).

Estes componentes devem ser interconectados em uma caixa de proteção IP65.

4.1.4.4 Conexão do Quadro de Proteção CA

Instalado entre o inversor de tensão e o quadro de distribuição, sua aplicação é análoga a da *string box*, ou seja, proteger o inversor de surtos e oferecer mais um modo de desconexão do circuito. Neste caso, são utilizados um disjuntor termo-magnético e um DPS para aplicação em CA.

A escolha do disjuntor e do DPS está relacionada com as características de saída do inversor. Para o inversor utilizado como base deste projeto, utilizam-se as informações contidas no Anexo B. O inversor referenciado dispõe de uma conexão com a rede de distribuição com ligação trifásica, além do neutro e proteção (aterramento). A corrente de saída é, no máximo, 109 A por fase. Para o estado de Santa Catarina, o uso de transformador é dispensável, pois o inversor tem saída controlada no intervalo de 360 V a 530 V e inclui, portanto, a tensão padronizada em SC de 380 V trifásico.

Com os dados antepostos, para o quadro de proteção CA são necessários os seguintes componentes:

- Disjuntor termo-magnético tripolar 125 A;
- DPS Classe II 40 kA 460 Vca (um por fase e neutro, 4 no total).

Os equipamentos citados devem ser interconectados em uma caixa de proteção IP65.

4.1.4.5 Dimensionamento dos Condutores

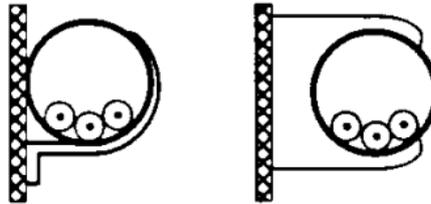
As especificações de instalações em baixa tensão são determinadas pela norma técnica ABNT NBR 5410:2004, que visa satisfazer os requisitos mínimos de segurança em instalações elétricas. O conteúdo desta norma abrange instalações em geral, em especial as que tem níveis de tensão inferiores a 1000 V, para corrente alternada, e 1500 V, para corrente contínua. O não cumprimento desta norma em relação ao dimensionamento de condutores traz sérios riscos a pessoas e animais, assim como deterioração da instalação.

O dimensionamento do condutor pode ser realizado de diversas maneiras, sendo o método da capacidade de condução de corrente o mais rápido e prático (STEFFENS, 2017). Entretanto, é necessário ter informações da corrente nos circuitos, da quantidade de condutores carregados (energizados) e também informações sobre a forma que os fios serão instalados.

Neste estudo de caso, os condutores de energia serão alocados em eletrodutos aparentes. Segundo a NBR 5410:2004, o método de instalação é o número 3, cuja referência é dada pelo método B1 descrito como: "Condutores isolados ou cabos unipolares em

eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vezes o diâmetro do eletroduto", como pode ser visto na Figura 16.

Figura 16 – Modos de instalação em eletrocalha método B1.



Fonte: NBR 5410, 2004.

Como visto na Seção 4.1.4.2, cada *string* conduzirá apenas 9,92 A. Logo, não são necessários condutores de grande seção nominal para a ligação entre as *strings* de módulos fotovoltaicos até a *string box*. Porém, cada *string* irá operar em tensões elevadas, podendo chegar a $VOC_{max} = 875,09$ V à 0° C. Dessa forma, para cada *string* é indicado o uso de cabo XLPE com isolamento mínimo de 1 kV, com seção nominal de 2,5 mm², cuja aplicação permita exposição a intempéries (sol, chuva e frio) e instalados dentro de eletroduto de PVC não-inflamável de 1/2 polegada (15 mm).

Para a ligação entre *string box* e inversor, ainda em CC, as correntes das *strings* irão se somar, atingindo o valor de 104,5 A (curto-circuito) e 875,09 V de tensão máxima (circuito-aberto). Dessa forma, se recomenda o uso de cabos PVC com isolamento mínimo de 1 kV, com seção nominal de 35,0 mm², instalados dentro de eletroduto de PVC não-inflamável de 1 polegada (32 mm).

As conexões entre inversor e quadro de distribuição, passando pelo quadro de proteção CA, são dependentes das características de saída do inversor, que apresenta saída trifásica (R, S e T), com presença do neutro (N) e proteção (PE), com corrente máxima de saída de 109 A por fase e tensão de 380 V entre fases. Segundo as diretrizes da NBR 5410:2004, os condutores das fases, neutro e proteção requerem cabo PVC com seção nominal mínima de 35,0 mm², com isolamento de no mínimo 400 V, sendo que as fases devem estar preferencialmente contidas em um mesmo eletroduto de 1 polegada (32 mm) e os condutores neutro e proteção em outro eletroduto, de 3/4 polegada (25 mm).

Embora a NBR 5410 delimite o uso de cabos verdes-amarelos exclusivos para o condutor de proteção e indique a cor azul para o condutor neutro, para as três fases não há especificações. Recomenda-se, como boa prática de engenharia, o uso de cores diferentes. Para a instalação em estudo, sugere-se o uso conforme indica a Tabela 5.

Tabela 5 – Descrição de cor por condutor.

DESCRIÇÃO DOS CONDUTORES		
Corrente	Condutor	Cor
Contínua	Positivo +	Preto
Contínua	Negativo –	Vermelho
Contínua	Proteção PE	Verde
Alternada	Proteção PE	Verde
Alternada	Neutro N	Azul
Alternada	Fase R	Preto
Alternada	Fase S	Vermelho
Alternada	Fase T	Branco

Fonte: do Autor, 2020.

4.1.4.6 Sistema de Aterramento

O sistema de aterramento é indispensável em projetos fotovoltaicos para a prevenção de surtos e choques elétricos. O aterramento tem como função conduzir toda corrente elétrica não desejada à terra (superfície equipotencial neutra), sendo denominado como proteção do sistema gerador fotovoltaico.

Ainda fundamentado na norma NBR 5410:2004, algumas diretrizes podem ser utilizadas. É recomendado que os cabos referentes à proteção e aterramento não possuam emendas ou qualquer dispositivo de interrupção; a haste deve ser de cobre com, no mínimo, 2,4 metros de comprimento; e o valor máximo da resistência do aterramento não deverá ser maior que 25 Ohms. Para a correção deste parâmetro deverão ser adicionados tantos eletrodutos quanto necessário (STEFFENS, 2017).

4.1.5 Documentação Exigida pela Concessionária

Com base nas condições da ANEEL através dos documentos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, o Módulo 3 trata diretamente da interligação de sistemas micro e minigeradores na rede de distribuição. Este módulo traz a maneira que este processo deve ser realizado, abordando as exigências de projetos, assim como a documentação mínima a ser exigida pelas concessionárias.

A companhia CELESC atua no município de Florianópolis como distribuidora de energia elétrica e possui suas normas internas sobre a documentação necessária. A norma técnica I432004 é a responsável pelos requisitos da conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico de distribuição. A documentação exigida para microgeração é indicada a seguir:

- Formulário de Solicitação de Acesso;
- Anotação de Responsabilidade Técnica ou Termo de Responsabilidade Técnico do

responsável pelo projeto elétrico, devidamente assinada pelo Responsável Técnico e pelo titular da unidade consumidora.;

- Memorial Descritivo da instalação;
- Especificações técnicas dos equipamentos a serem instalados.

4.2 Análise dos Aspectos Econômicos

De maneira geral, a análise econômica está presente em diversos momentos da vida. A economia está presente em todo lugar, seja no café da manhã, no trânsito, no trabalho, no almoço, na faculdade ou nos negócios. Dessa forma, o emprego de capital na compra de um sistema fotovoltaico não é diferente, deve ser cercado de estudos que analisem a viabilidade econômica do investimento. Para este estudo de caso, a análise abrangerá o sistema dimensionado para um período de 25 anos.

Uma análise econômica depende essencialmente do índice de inflação (Índice Nacional de Preços ao Consumidor, IPCA) e de taxas de atratividade que, para este estudo de caso, estarão atreladas aos rendimentos da poupança (STEFFENS, 2017). A metodologia aplicada para a definição destes parâmetros está na obtenção da média aritmética dos últimos 10 anos.

O IPCA é o índice utilizado pelo governo para determinar a inflação no país. É contabilizado pelo Sistema Nacional de Preços ao Consumidor, o qual analisa o comportamento dos preços de produtos e serviços mensalmente. No final de cada ano, calcula-se o índice acumulado, que representa a variação média nos preços ao longo do ano. A Tabela 6 exibe estes índices para os últimos 10 anos.

Tabela 6 – Taxa do IPCA acumulado anual.

IPCA ACUMULADO	
Ano	Taxa
2010	5,91%
2011	6,50%
2012	5,84%
2013	5,91%
2014	6,41%
2015	10,67%
2016	6,29%
2017	2,95%
2018	3,75%
2019	4,31%
Média	5,85%

Fonte: Portal Brasil, 2020.

Desta forma, a taxa de inflação acumulada indexada através da média aritmética do IPCA é de 5,85 %, que será considerada estável por um período de 25 anos.

Quando um investidor aplica um determinado valor, ele espera que o capital retorne com um acréscimo no montante. A porcentagem que este acréscimo representa é denominada por taxa de atratividade. Este índice pode ser obtido de diversas maneiras, dependendo da forma com a qual o investidor deseja equiparar seu investimento. Para este estudo de caso, toma-se como base os ganhos através de aplicações na poupança, método mais fácil e seguro, porém com baixa rentabilidade. O rendimento médio anual dos últimos 10 anos é mostrado na Tabela 7.

Tabela 7 – Taxa do rendimento da poupança acumulado anual.

RENDIMENTO POUPANÇA ACUMULADO	
Ano	Taxa
2010	6,81%
2011	7,50%
2012	6,58%
2013	6,32%
2014	7,02%
2015	7,94%
2016	8,35%
2017	6,89%
2018	4,68%
2019	4,34%
Média	6,64%

Fonte: Portal Brasil, 2020.

Portanto, a taxa de atratividade será de 6,64 %, conforme a média aritmética entre os rendimentos médios anuais da poupança.

4.2.1 Custos do Sistema Gerador Fotovoltaico

O custo inicial de instalação do sistema gerador fotovoltaico é determinante na análise econômica, levando em consideração que o montante necessário para o investimento está diretamente relacionado ao custo dos equipamentos e materiais utilizados, assim como na mão de obra empregada para a instalação. A Tabela 8 apresenta a relação de materiais estimados para o projeto seguida do valor total.

Tabela 8 – Custos Sistema Gerador Fotovoltaico.

CUSTOS SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO 72 kWp	
Qtde	Item
180	Painel Solar Fotovoltaico Trina Solar 400 Wp
1	Inversor Grid-Tie Sunny 75 kW SHP 75-10
1	Estrutura de Fixação de Painéis
24	Pares de Conector MC4 (Macho + Fêmea)
1	String Box 10 entradas/1 saída 1000Vcc 125A
1	Caixa de Proteção CA (DPS 460V 40kA + Disjuntor 125A)
1	Sistema de Aterramento
600	Cabo XLPE 2,5mm ² 1000Vcc (300m Vermelho + 300m Preto)
300	Cabo PVC 35 mm ² 1000Vcc (60m Vermelho + 60m Preto + 60m Branco + 60m Verde + 60m Azul)
	Sub Total R\$ 304.450,08
	Projetos
	Documentação
	Mão de Obra
	Sub Total R\$ 50.000,00
	Total R\$ 354.450,08

Fonte: do Autor, 2020.

O valor total apresentado na Tabela 8 já considera os impostos, assim como o percentual referente ao lucro estimado da empresa. Por fim, o valor total de R\$ 354.450,08 representa a quantia necessária para o investimento inicial e que será utilizado nesta análise.

4.2.2 Custos de Manutenção

A geração solar fotovoltaica, diferentemente de outros métodos de geração de energia elétrica, possui custos de manutenção praticamente nulos sob o aspecto mecânico. Neste estudo, considera-se que os painéis fotovoltaicos terão vida útil de 25 anos e o inversor de tensão terá vida útil de 10 anos. Nesta hipótese, os cálculos econômicos serão desenvolvidos em um intervalo de 25 anos e, em vista disso, será necessário realizar a troca do inversor duas vezes, a primeira no ano 10 e a segunda no ano 20 de operação.

Nos valores atuais, o inversor de tensão Sunny 75kW SHP 75-10 custa aproximadamente R\$ 45.218,00 que, reajustado segundo a taxa média do IPCA de 5,85 % e assumindo modelo semelhante ou igual, custará R\$ 79.870,07 em 10 anos e R\$ 141.077,20 em 20 anos. Estes valores serão contabilizados no cálculo de viabilidade econômica.

O acúmulo de sujeira sobre os painéis tem impacto direto sobre a eficiência com qual os painéis convertem energia. A irradiância coletada decresce de acordo com a densidade de acúmulo de poeira e esta se apresenta como perda de potência (MANI; PILLAI, 2010). As manutenções à curto prazo se restringem a limpezas dos painéis fotovoltaicos, que

podem ser executadas pelo próprio investidor. Porém, quando os módulos fotovoltaicos possuem uma pequena inclinação (5 a 10°), a própria chuva é quem faz a limpeza do módulo, não sendo normalmente necessárias limpezas adicionais (NASCIMENTO, 2013).

4.2.3 Análise do Fluxo de Caixa

De posse dos custos do investimento inicial e os custos de manutenção, é possível traçar de forma visual um gráfico capaz de avaliar os desembolsos e os retornos financeiros.

O custo inicial é real, pois foi estimado no presente, não sendo necessário reajustá-lo através dos indexadores de inflação. Porém, os valores de desembolso e retorno representam projeções futuras, baseados nas condições de inflação já expostas. Os reembolsos deste estudo são representados pela economia gerada através do abatimento das faturas de energia elétrica. Com o auxílio da Tabela 4, tem-se os seguintes reembolsos anuais, exibidos na Tabela 9.

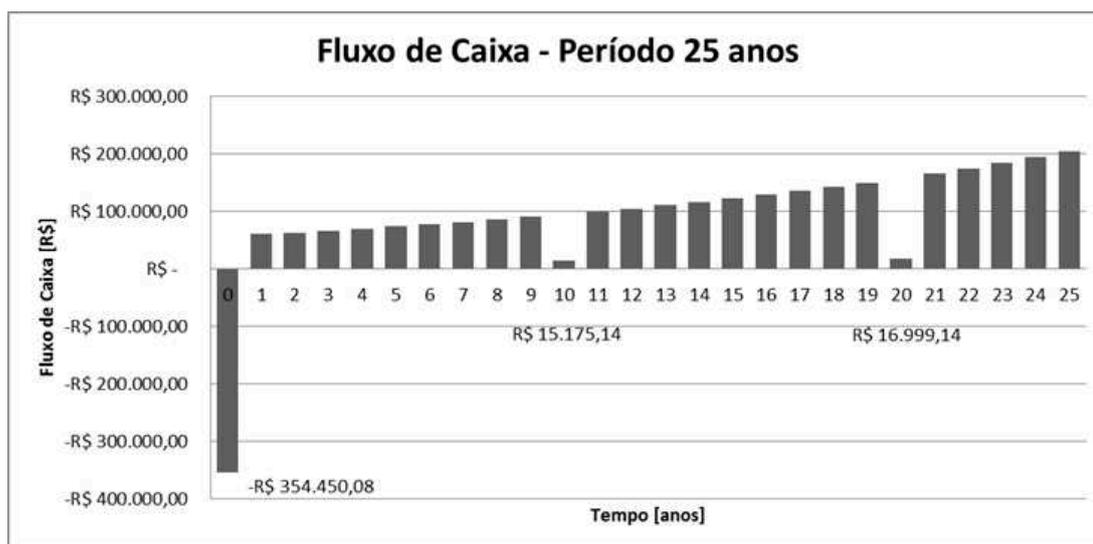
Tabela 9 – Reembolso anual estimado pela produção de energia elétrica.

REEMBOLSO ESTIMADO			
Ano	Preço [R\$/kWh]	Produção [kWh]	Reembolso [R\$]
1	0,64	96114	61.301,22
2	0,68	93711	63.267,55
3	0,71	93148	66.569,40
4	0,76	92590	70.043,58
5	0,80	92034	73.699,07
6	0,85	91482	77.545,33
7	0,90	90933	81.592,32
8	0,95	90387	85.850,53
9	1,01	89845	90.330,96
10	1,06	89306	95.045,22
11	1,13	88770	100.005,51
12	1,19	88237	105.224,67
13	1,26	87708	110.716,22
14	1,34	87182	116.494,36
15	1,41	86659	122.574,06
16	1,50	86139	128.971,05
17	1,58	85622	135.701,89
18	1,68	85108	142.784,00
19	1,78	84598	150.235,72
20	1,88	84090	158.076,33
21	1,99	83585	166.326,14
22	2,11	83084	175.006,50
23	2,23	82585	184.139,87
24	2,36	82090	193.749,90
25	2,50	81597	203.861,47

Fonte: do Autor, 2020.

O preço médio do kWh com impostos inclusos foi reajustado anualmente através da taxa de inflação indexada ao IPCA de 5,85 % a.a.. Se forem consideradas as saídas referentes às manutenções junto a este valor de reembolso da produção de energia elétrica, obtém-se o fluxo de caixa utilizado no cálculo de *Payback*, VPL e ROI. Em suma, este fluxo de caixa, no intervalo de 25 anos, pode ser observado graficamente através da Figura 17.

Figura 17 – Fluxo de Caixa.

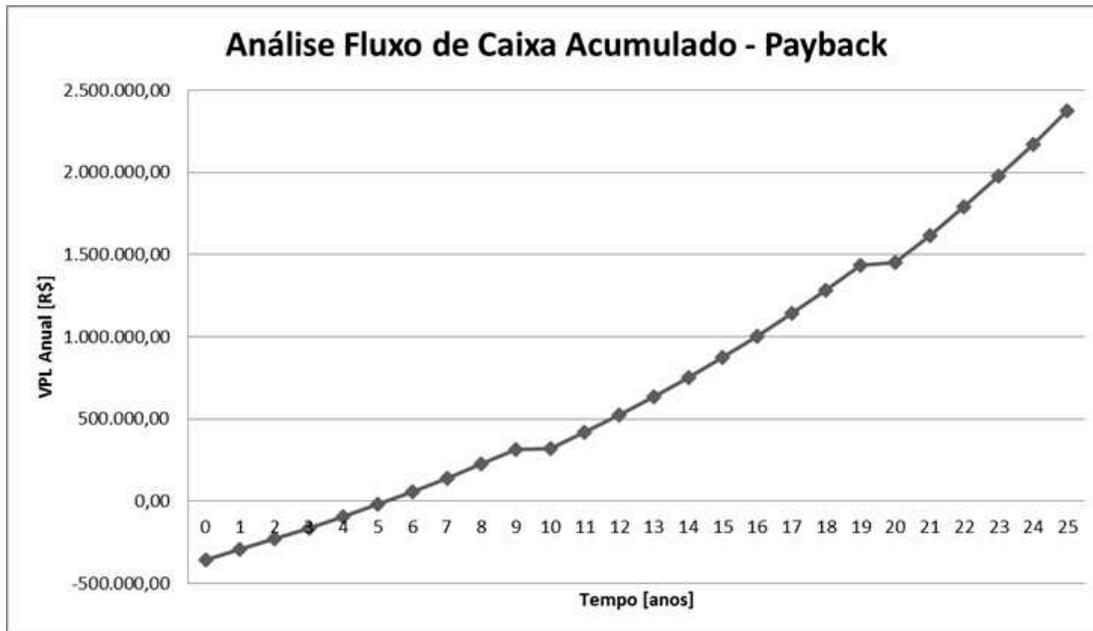


Fonte: do Autor, 2020.

O valor negativo encontrado se refere ao investimento inicial do ano 0. Nos anos 10 e 20 os montantes menores indicam o custo de manutenção (compra de novo inversor) descontado do reembolso (produção de energia elétrica) no ano em questão.

4.2.4 Análise do *Payback* Simples

De posse do fluxo de caixa apresentado na Figura 17, é possível estimar o tempo necessário para que o investimento inicial seja liquidado. Conforme (2.5), ao realizar o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, obtém-se a curva mostrada na Figura 18.

Figura 18 – Fluxo de Caixa Acumulado - *Payback*.

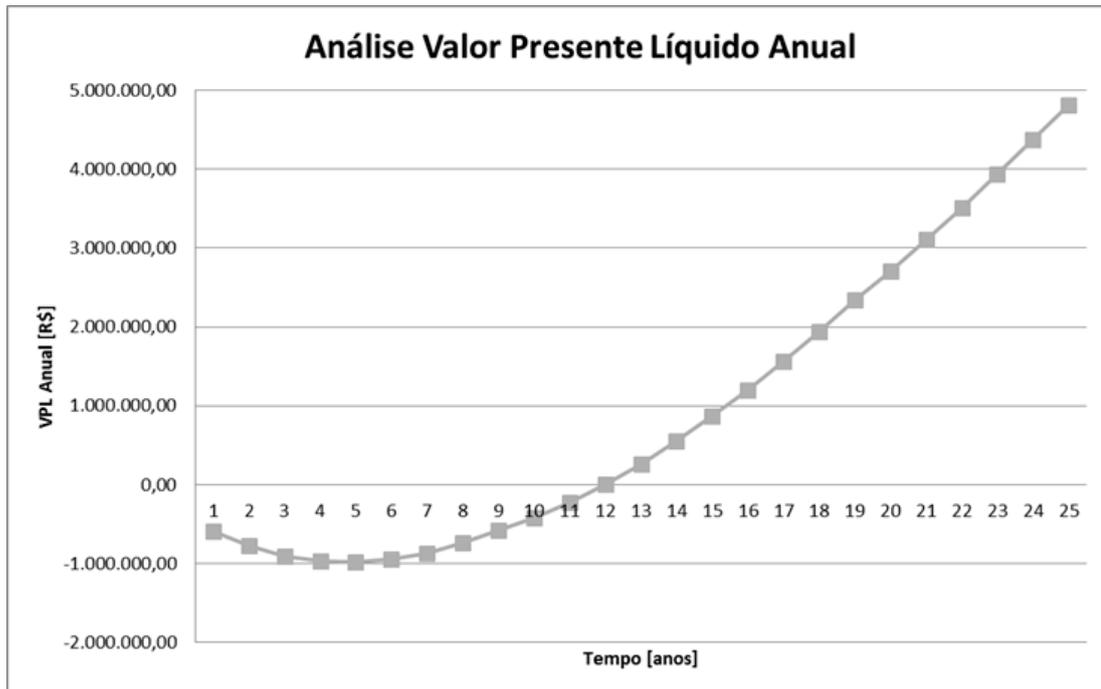
Fonte: do Autor, 2020.

Analisando o gráfico da Figura 18, pode-se observar que a curva cruza o eixo temporal entre os anos 5 e 6. Os fluxos de caixa no 5º e 6º ano de operação são, respectivamente, R\$ -19.569,26 e R\$ 57.976,07. Dessa forma, é evidente que o investimento é liquidado no início do 5º ano de operação do sistema gerador fotovoltaico. Como já colocado, os decréscimos observados nos anos 10 e 20 são causados pelo custo de manutenção da troca de inversores.

4.2.5 Análise do Valor Presente Líquido (VPL)

De maneira diferente do *payback*, que apresenta viabilidade em curto prazo, o VPL se mostra interessante a médio prazo, levando em consideração que o fluxo de caixa é reajustado pela taxa de atratividade de 6,64 % a.a.. A Figura 19 apresenta o gráfico resultante da análise pelo método do valor presente líquido.

Figura 19 – Valor Presente Líquido Anual.



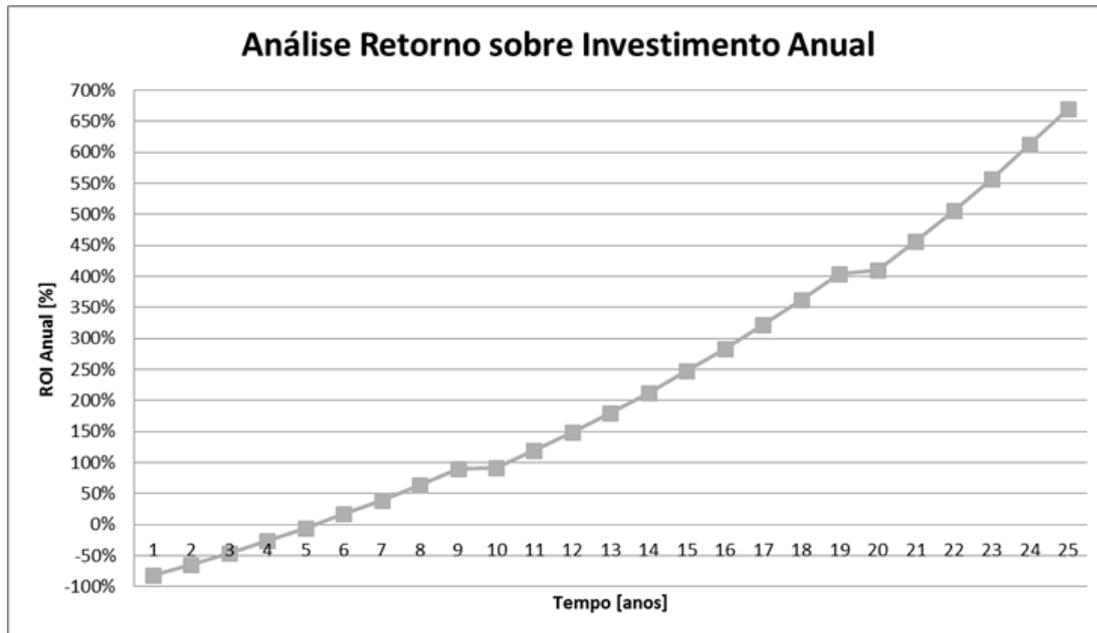
Fonte: do Autor, 2020.

O resultado positivo do VPL indica um retorno acima da taxa de atratividade desejada, ou seja, uma oportunidade de investimento atraente. Se, hipoteticamente, o fluxo de caixa for aplicado na caderneta de poupança no ano analisado, sob o ganho de 6,64 % a.a., conclui-se que somente a partir do 12º ano de operação o investimento descontado através dos ganhos garantirá a rentabilidade que a poupança seria capaz de oferecer. Entretanto, esta conclusão não leva em consideração outros ganhos como, por exemplo, a não variabilidade do preço do kWh por bandeira tarifária, valorização do estádio, benefícios sócio-ambientais e da valorização da marca do clube como um produtor de energia limpa.

4.2.6 Análise do Retorno sobre Investimento (ROI)

Diferente das seções anteriores, o resultado apresentado nesta é uma estimativa de ganhos além do que foi investido e não um indicador de viabilidade. Esta análise é exibida na Figura 20.

Figura 20 – Retorno sobre investimento anual.



Fonte: do Autor, 2020.

Conforme visto anteriormente através do *payback*, o investimento inicial em relação ao fluxo de caixa do ano analisado se igualam entre os anos 5 e 6. Neste ponto não há ganhos, embora o investimento já tenha sido pago. A partir deste ponto, todo valor é visto como ganho sobre o investimento. Ao final dos 25 anos, o ROI estará estimado em 670 % acima do que fora investido, ou seja, um total de R\$ 2.374.090,60.

5 Considerações Finais

O presente trabalho teve por objetivo dimensionar e analisar a viabilidade técnica e econômica de um projeto solar fotovoltaico integrado a um estádio de futebol, mais precisamente, ao estádio Aderbal Ramos da Silva, mais conhecido como estádio da Ressacada. O sistema proposto tem por finalidade abater cerca de 32 % da fatura de energia elétrica do estádio localizado no município de Florianópolis/SC.

Para o dimensionamento do sistema, foram levantadas todas as informações pertinentes e que influenciam na geração de energia elétrica. Porém, devido à indisponibilidade do clube em fornecer os dados de consumo mensal de energia do estádio em tempo hábil, estimou-se um valor para que se prosseguisse com os cálculos. Com base nestes parâmetros, utilizou-se uma planilha capaz de calcular todas as informações necessárias à geração fotovoltaica, como a capacidade de geração e todos os parâmetros relativos à análise técnica de um projeto, assim como a análise econômica, que visa demonstrar a viabilidade financeira do investimento.

Para o estudo em questão, a fim de se abater a porcentagem desejada de energia elétrica da fatura, chega-se ao valor necessário de 72 kWp de potência instalada para o sistema gerador, sendo enquadrado como um sistema de microgeração e capaz de produzir 96,1 MWh anualmente. O conjunto gerador requer 180 módulos fotovoltaicos de 400 Wp e um inversor de tensão de 75 kW. Desta forma, este trabalho foi desenvolvido sempre observando-se as normas e especificações dos componentes do gerador solar fotovoltaico, com o objetivo de assegurar o funcionamento correto dos equipamentos, sem sobrecargas, além do uso adequado dos mecanismos de proteção para precaução de acidentes ou surtos.

Com relação à viabilidade econômica do projeto, optou-se por uma análise visando o tempo de retorno necessário para o investimento inicial. De posse dos custos do investimento inicial e dos custos de manutenção e dos reembolsos proporcionados pelo abatimento da fatura de energia elétrica, é possível obter o fluxo de caixa utilizado no cálculo de *Payback*, VPL e ROI. O preço médio do kWh com impostos inclusos foi reajustado anualmente através da taxa de inflação indexada ao IPCA de 5,85 % ao ano. Para o cálculo do VPL, os valores arrecadados no futuro foram reajustados através de uma taxa indexada pelo rendimento da poupança de 6,64 %. Com isso, é possível obter o retorno que o investimento trata ao término do período de 25 anos (ROI).

Os resultados podem ser considerados satisfatórios. Com um investimento inicial de R\$ 354.450,08, a análise de *Payback* indica que o investimento será liquidado no início do 5º ano de operação do sistema gerador. A análise de VPL resulta em um valor positivo, o que indica que o investimento é atraente, em comparação à taxa de atratividade estipulada

através dos rendimentos médios da poupança nos últimos 10 anos. Porém, ele também indica que é positivo à partir do 12º ano de operação, sendo vantajoso a médio e longo prazos. Por fim, o retorno sobre investimento (ROI), mostra que este sistema irá retornar ao investidor um total de R\$2.374.090,60 ao término do período de 25 anos, valor este aproximadamente sete (7) vezes o valor do investimento inicial. Também, pode-se ressaltar que os valores apresentados, ainda assim, desprezam ganhos indiretos, como a valorização do estádio e ganhos sócio-ambientais.

5.1 Trabalhos Correlatos

Com a crescente exponencial de investimentos em Energias Renováveis, principalmente em Energia Solar Fotovoltaica, são diversos os trabalhos encontrados nos repositórios oficiais de artigos e teses nacionais relacionados ao tema. Destacam-se, entre eles, dois trabalhos que serviram de base para a elaboração deste estudo de caso:

Steffens (2017) traz um estudo de caso relacionado à análise de viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos integrados à aviários no município de Águas Mornas/SC. Este estudo se mostra muito completo em relação ao tema abordado, trazendo de maneira clara e objetiva o desenvolvimento que serviu de base para a elaboração deste trabalho, além de também fornecer a planilha de cálculos, desenvolvida na plataforma Microsoft Office Excel.

Já Rosa (2018), em sua monografia, aprofunda-se em seu estudo de caso também sobre sistemas fotovoltaicos integrados a estádios de futebol, mais especificamente, ao estádio Heriberto Hülse, em Criciúma/SC. Este estudo traz pontos interessantes de como dimensionar e analisar um sistema gerador fotovoltaico em estruturas de estádios, com a finalidade de suprir boa parte de sua demanda energética.

5.2 Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalhos futuros recomenda-se:

- Inserir perdas reais na simulação computacional via PVsyst, calculadas à partir de dados coletados em campo;
- Estudo orientado aos ganhos indiretos causados pela instalação de um sistema fotovoltaico integrado a um estádio, como valorização do estádio e da marca do clube, campanhas de marketing, patrocínios, visitas técnicas e pesquisas com torcedores e consumidores em potencial;
- A criação de uma interface que seja capaz de processar entrada de dados e que automatize uma saída, disponibilizando documentos básicos, como por exemplo, dia-

grama unifilar, blocos, interconexão de módulos, assim como um memorial descritivo e uma análise econômica detalhada do investimento.

Referências

- ABSOLAR. *Infográfico ABSOLAR*. 2019. <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acessado em 07/01/2020.
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012*. [S.l.], abr. 2012. <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>.
- ANEEL. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. 2. ed. Brasília, DF, maio 2016.
- AVAI, F. C. *Avai moderniza a Ressacada com nova iluminação, mais barata e mais ecológica*. 2019. <<http://www.avai.com.br/novo/avai-moderniza-a-ressacada-com-nova-iluminacao-mais-barata-e-mais-ecologica/>>. Acessado em 10/01/2020.
- BESSO, Rachel. *Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à rede*. Monografia (Especialização). UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.
- BRAUN, P.; JARDIM, C. S.; RÜTHER, R. *Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, Um estudo de caso*. Florianópolis, 2007.
- TRINA SOLAR LTDE. *Ficha Técnica: TallMax 51989-9 - 390/395/400/405Wp*. 2019. <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto51989IdArquivo25719.pdf>>. Acessado em 07/01/2020.
- CARLO, J., LAMBERTS, R. *Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption, Energy and Buildings, vol. 40*, 2008.
- COLLE, S.; PEREIRA, E.B. *Atlas de Radiação Solar do Brasil - INMET/LABSOLAR/CEPTEC/INPE*. 2000.
- CORDEIRO, M. *O que é ROI? Descubra se seus investimentos estão valendo a pena*. 2014. <<http://www.marketingdeconteudo.com/roi/>>.
- COULSON, K.L. *Solar and Terrestrial Radiation*. Academic, San Francisco, 1975.
- CRESESB. *Potencial Solar Sun Data v 3.0*. 2018. <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acessado em 09/01/2020.
- EXAME. *Energia solar tem aumento de 560% em pouco mais de dois anos no Brasil*. Novembro 2019. <<https://exame.abril.com.br/negocios/jp/energia-solar-tem-aumento-de-560-em-pouco-mais-de-dois-anos-no-brasil/>>. Acessado em

06/01/2020.

GOLDEMBERG, J., COELHO, S.T., GOL, O.L.. *How adequate policies can push renewables*, *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146. 2004.

GRUBER, A. *Determination of the Earth-Atmosphere Radiation Budget from NOAA Satellite Data*, National Environmental Satellite Service, Washington, 1978.

I3E Soluções Elétricas. *Energia Solar no Mundo do Futebol*. 2018.

<<http://i3e.com.br/energia-solar-no-mundo-do-futebol/>>. Acessado em: 08/01/2020

KASSAI, J. R. et al. *Retorno de Investimento: Abordagem matemática e contábil do lucro empresarial*. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2000. ISBN 85-224-2551-5.

MANI, M.; PILLAI, R. *Impact of dust on solar photovoltaic (pv) performance: Research status, challenges and recommendations*. Elsevier, v. 14, p. 3124-3131, 2010.

MEHLERI, E. et al. *Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays*. Elsevier, v. 35, p. 2468-2475, nov. 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014*. Dezembro 2015.

<http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outrasnoticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/energia-solar-fotovoltaica-cresceu-quase-30-no-mundo-em-2014> .Acessadoem07/01/2020.

NAKABAYASHI, R. K. *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectiva do futuro*. Dissertação (Mestrado) - USP, São Paulo, SP, 2014.

NASCIMENTO, L. R. *A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública*. Dissertação (Mestrado) - UFSC, Florianópolis, SC, 2013.

NETO, J. B. *Avaliação de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Integrantes do Módulo de Avaliação de Itiquira - MT*. Monografia (Graduação) - UFSC, Florianópolis, SC, 2017.

NREL. *Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory*. 2017. <<https://www.nrel.gov>>.

NSC TOTAL. *Microgeração de energia sem ICMS em Santa Catarina*. 2019.

<<https://www.nsctotal.com.br/colunistas/estela-benetti/microgeracao-de-energia-sem-icms-em-santa-catarina>>. Acessado em:

09/01/2020

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.], 2006.

<http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf> .Acessadoem09/01/2020.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição*. 2017.

- <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>. Acessado em: 09/01/2020.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, mar. 2014.
- ROSA, L.P., LOMARDO, L.L.B.. *The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation, Energy and Buildings, vol.36*, pp. 89-95. 2004.
- ROSA, M. M. *Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema Fotovoltaico Integrado em um Estádio de Futebol*. Monografia (Graduação) - UFSC, Araranguá, SC, 2018.
- RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos : o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. [S.l.]: LABSOLAR, 2004. ISBN 85-87583-04-2.
- SALAMONI, I. T.; RUTHER, R. *Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2009. <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/92659/270188.pdf>>.
- SANTOS, C. B. dos. *Análise de Sistemas Fotovoltaicos para Geração de Energia Solar*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, set. 1997.
- STEFFENS, E. *Microgeração Solar Distribuída: Estudo de Caso Técnico e Econômico para Aviários em Águas Mornas - SC*. Monografia (Graduação) - UFSC, Florianópolis, SC, 2017.
- TOLMASQUIN, M. T. *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. ISBN 85-7193-095-3.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. 1. ed.. ed. São Paulo: Érica, 2012. ISBN 978-85-365-0416-2.
- VILLALVA, M. G. *Vale a pena ajustar a angulação dos módulos solares nos telhados?* 2019. <<https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/99-vale-a-pena-ajustar-a-angulacao-dos-modulos-solares-nos-telhados>>. Acessado em 12/01/2020.
- WENHAM, S. R. et al. *Applied Photovoltaics*. [S.l.]: Earthscan, 2006. ISBN 1844074013.

Anexos

ANEXO A – Ficha Técnica Módulo
Fotovoltaico
TallMax 400Wp Trina Solar

Mono Multi Solutions

TALLMAX^M

MÓDULO DE LAYOUT MOLDADO 72

72 LAYOUT
MÓDULO MONOCRISTALINO

390-410W
GAMA DE SAÍDA DE POTÊNCIA

20,2%
MÁXIMA EFICIÊNCIA

0~+5W
TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA POSITIVA

PRODUTOS
TSM DE 15M (R)

GAMA DE POTÊNCIA
290-410W

Saída de alta potência

- Combinado com a tecnologia MBS, máximo de 410W
- Reduzir o custo de balanço do sistema com contator da maior capacidade de energia e tensão do sistema de 1500V

O design de meia-célula traz maior eficiência

- Layout de meia célula (144 monocristalinos)
- Baixos coeficientes térmicos para maior produção de energia em alta temperatura de operação
- Baixa perda de energia na conexão da célula devido ao layout de meia célula (144 monocristalinos)

Altamente confiável devido ao rigoroso controle de qualidade

- Mais de 30 testes internos (UV, TC, HF, etc)
- Requisitos de teste interno da Trina mais rigoroso do que a autoridade de certificação

Certificado para suportar as condições ambientais mais desafiadoras

- Carga negativa de 2400 Pa
- Carga positiva de 5400 Pa
- 2400/5400 é a carga medida e o fator de segurança é 1,5 vezes



Fundada em 1987, a Trina Solar é líder mundial em crescimento de produção geral para energia solar. Com presença local em todo o mundo, a Trina Solar é capaz de fornecer um serviço excepcional a seus clientes e em cada mercado, assim entregando nossos produtos inovadores e confiáveis com o apoio da Trina como uma marca forte e confiável. A Trina Solar agora distribui seus produtos fotovoltaicos para mais de 100 países em todo o mundo. Estamos comprometidos em construir colaborações estratégicas e mutuamente benéficas com instaladores, desenvolvedores, distribuidores e outros parceiros para impulsionar a energia.

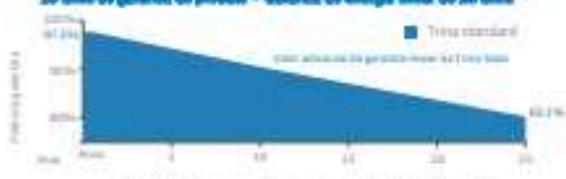
Produtos abrangentes e certificados de sistema

ISO12245 / IEC1730 / IEC61730 - K0061703 / IEC62716 ISO 9001: Sistema de Gestão de Qualidade
ISO 14001: Sistema de Gestão Ambiental
ISO14064: Verificação de Emissões de Gases de Efeito Estufa
OHSAS 18001: Sistema de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional



GARANTIA DE DESEMPENHO LINEAR

10 anos de garantia do produto • Garantia de energia linear de 20 anos



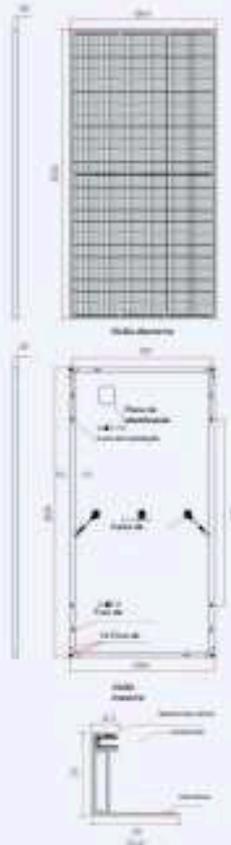
Em 20 anos, a potência máxima de saída do módulo é superior a 93,7%.



TALLMAX[®]

MÓDULO DE LAYOUT 72

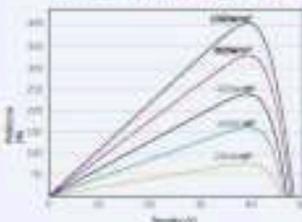
DIMENSÕES DO MÓDULO PV (mm)



CURVAS P-D DO MÓDULO PV (W/m²)



CURVAS DE PV DO MÓDULO PV (W/m²)



DADOS ELÉTRICOS (PTC)

Potência máxima em saída P_{max} (W/m ²)	390	395	400	405	410
Tolerância de saída em evento P_{max} (W)	0 + 40				
Potência máxima de tensão V_{oc} (V)	40,0	40,1	40,3	40,5	40,7
Corrente máxima de potência I_{mp} (A)	8,75	8,88	8,92	10,00	10,07
Tensão de circuito aberto V_{oc} (V)	45,0	46,7	48,0	49,2	49,9
Corrente de curto-circuito I_{sc} (A)	10,30	10,37	10,45	11,50	10,68
Eficiência do módulo η (%)	19,2	19,4	19,7	19,9	20,2

Condição de teste padrão (STC): irradiância 1000 W/m², temperatura célula de 25 °C, módulo de 1 MVA.
* Tolerância de módulo ± 0,5%.

DADOS ELÉTRICOS (NMOT)

Potência máxima P_{max} (W)	304	308	301	305	309
Potência máxima de tensão V_{oc} (V)	37,6	37,7	37,9	38,1	38,3
Corrente máxima de potência I_{mp} (A)	7,83	7,91	7,98	8,02	8,08
Tensão de circuito aberto V_{oc} (V)	45,6	45,8	46,3	46,3	46,5
Corrente de curto-circuito I_{sc} (A)	8,30	8,35	8,43	8,48	8,54

STC: irradiância 1000 W/m², temperatura ambiente de 25 °C, eficiência do módulo 20,0%.

DADOS MÓDULO

Células solares	Monocristalinas
Dimensão (Módulo)	144 células (6 x 24)
Dimensão do módulo	2026 x 1004 x 30 mm (79,80 x 39,53 x 1,18 polegadas)
Peso	22,8 kg (50,3 lb)
Vidro	3,2 mm (0,13 polegadas), alto transmissão, vidro reforçado com revestimento antirreflexo
Material encapsulante	EVA
Estrutura	Alumínio
Estrutura	15 mm (polegadas) de liga de alumínio anodizado
J-Gas	P 68 evitado
Cabo	Cabo de tecnologia fotovoltaica de 4,0mm ² (0,006 polegadas), Retorno: 6 140 mm / 6 285 mm (5,51 / 11,22 polegadas), Paralelo: 6 1400 mm / 6 1400 mm (55,11 / 55,12 polegadas)
Conector	T34 / MC4EVO3

CLASSIFICAÇÕES DE TEMPERATURA

NMOT (coeficiente de temperatura máxima máxima)	41 ± 0,3 °C
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0,37% / °C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,26%/°C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,05%/°C

STC: irradiância 1000 W/m², temperatura ambiente de 25 °C, eficiência do módulo 20,0%.

CLASSIFICAÇÕES MÓDULO

Temperatura operacional	-40 ~ +60°C
Tensão máxima do sistema	1500V DC (IEC)
Classificação de teste do tipo de teste máxima	20A

GARANTIA

20 anos de garantia de fabricação de produtos
Garantia de energia linear de 25 anos
* Por favor, consulte a garantia de produto para mais detalhes.

CONFIGURAÇÃO DE INSTALAÇÃO

Módulo por caixa: 30 peças
Módulo por condutor de 40": 600 peças

Trinasolar



CUIDADO: LER AS INSTRUÇÕES DE SEGURANÇA E INSTALAÇÃO ANTES DE USAR O PRODUTO.

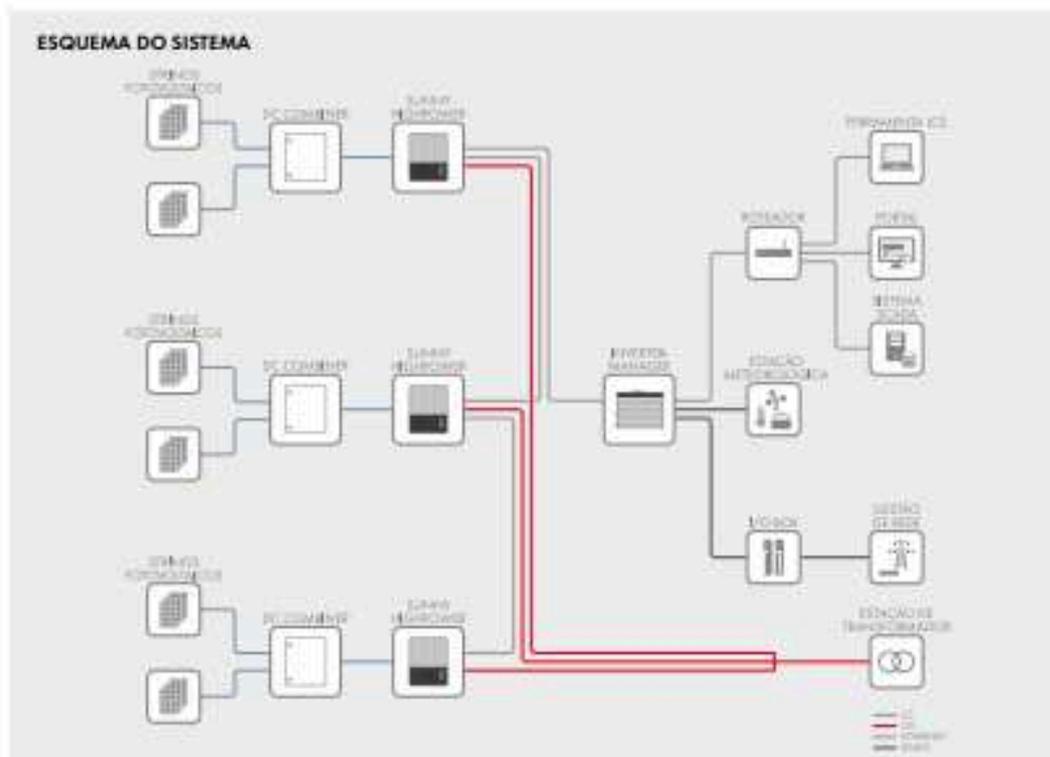
© 2019 Trina Solar Limited. Todos os direitos reservados. As especificações técnicas podem sofrer alterações sem aviso prévio.

Número de versão: TSM_SH_2018_LATAM_2

www.trinasolar.com

ANEXO B – Ficha Técnica Inversor de
Tensão 75kW
Sunny SHP 75-10

SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Dados técnicos	SMA Inverter Manager
Alimentação de tensão	
Tensão de entrada	0 Vdc a 36 Vdc
Consumo de potência	< 20 W
Dados gerais	
Dimensões (L/A/P)	160 / 125 / 48 mm (6,3 / 4,9 / 1,9 inch)
Peso	940 g (2 lbs)
Número máximo de inversores que podem ser ligados	42
Grav. de proteção	#21
Montagem	Canha DIN ou montagem na parede
Gama de temperatura de serviço	-40 °C a +65 °C (-40 °F a +183 °F)
Humidade relativa do ar (sem condensação)	5% a 95%
Interfaces	
Interface de utilizador para PC	Tecamento ICS
Interface para sensores / protocolo	RS485 / Modbus RTU para estações meteorológicas compatíveis com SenSpec Alliance
Interface para inversor	1 porta Ethernet (RJ45)
Interface para rede externa / protocolo	1 porta Ethernet (RJ45) / Modbus TCP, SenSpec Alliance
Interface para comando à distância	4 x DI via SMA Digital I/O Bus externo
Certificados e homologações (inclui a pedido)	IE 508, UL 60950-1, CSA C22.3 M-60950-1-07, EN 55022 Classe A, EN 60950-1, EN 61000-3-2 Classe D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC Parte 15, Subpart B Classe A
Designação do modelo SMA Inverter Manager	IM20
Designação do modelo SMA Digital I/O Bus	IM-DIG-10

Curva de rendimento	
<p>● Equipamento de série ◊ Opcional – Não disponível Dados em condições nominais Versão outubro 2017</p>	
Dados técnicos	Sunny Highpower PEAK1
Entrada [CC]	
Máx. potência do gerador fotovoltaico	112000 Wp
Potência útil (CC)	75000 W
Tensão máx. de entrada	1000 V
Intervalo de tensão MPPT (com 400 Vac / com 480 Vac)	570 V a 800 V / 685 V a 800 V
Tensão máx. de entrada (com 400 Vac / com 480 Vac)	565 V/680 V
Tensão inicial de entrada (com 400 Vac / com 480 Vac)	400 V/720 V
Corrente máx. de entrada/corrente máx. de curto-circuito	140 A/210 A
Número de entradas MPPT independentes/strings por entrada MPPT	1/1 (separação através de caixas de ligação de gerador)
Tensão útil (CC)	630 V/710 V
Saída [CA]	
Potência útil com tensão nominal	75000 W
Potência aparente máx. CA	75000 VA
Potência reativa máx.	75 000 var
Tensão nominal CA	3 / F1, 400 V a 480 V ± 10%
Intervalo de tensão CA	360 V a 300 V
Frequência de rede CA/intervalo	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz
Frequência de rede trifásica/tensão de rede trifásica	30 Hz/400 V
Corrente máx. de saída (com 400 Vac)	109 A
Fator de potência vs potência ativa / fator de desfasamento objetivo	1 / 0 subelevado a 0 subelevado
THD	≤ 1 %
Fases de injeção/fases de ligação	3 / 3
Grau de rendimento	
Grau de rendimento máx./típico	98,8% / 98,2%
Dispositivos de segurança	
Filtro de sintonizamento no lado de entrada	●
Monitorização da ligação à terra/monitorização da rede	● / ●
Desconexor de sobretensões CC / desconexor de sobretensões CA, integrável	Tipo II / tipo I + II (combinados)
Resistência a curto-circuito CA / Colocionalmente separado	● / –
Unidade de monitorização de corrente residual geral a todos os correntes	●
Classe de proteção (conforme a IEC 62109-1) / Categoria de sobretensões (conforme a IEC 62109-1)	1 / CA III, CC II
Dados gerais	
Dimensões (L/A/P)	570 / 740 / 306 mm (22,4 / 29,1 / 12,0 inch)
Peso	77 kg (170 lb)
Temperatura de operação	-25 °C a +50 °C (-13 °F a +140 °F)
Enthalpy sonora, típica	38 dB(A)
Autonomia (rede)	<1 W
Tecnologia/Princípio de refrigeração	sem transformador / Ativo
Grau de proteção (conforme a IEC 60529 / UL 508)	IP65/NEHA 3E
Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4)	4K4H/4ZA/4B2/4C3/4M2/4C2
Valor máximo admissível de humidade relativa (sem condensação)	95%
Equipamento / função / Acessórios	
Ligação CC/Ligação CA	Terminal marcado / Terminal lacado
Visor	Gráfico
Interface de dados	SunSpec Modbus TCP (via SMA Inverter Manager externo)
Capacidade off-grid / Capacidade fotovoltaico-diesel	– / ●
Garantia: 5/10/15/20 anos	● / 0 / 0 / 0
Certificados e homologações previstas	AS 4777, IEEE 2008, C10/112012**, CB 0-16, CEWA 2015, EN 50438*, G59/3, IEC 61662-2, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IET NF 30751, IEC 61661, IEC 61662-2, IEC 61662-3, IEC 61662-4, IEC 61662-5, IEC 61662-6, IEC 61662-7, IEC 61662-8, IEC 61662-9, IEC 61662-10, IEC 61662-11, IEC 61662-12, IEC 61662-13, IEC 61662-14, IEC 61662-15, IEC 61662-16, IEC 61662-17, IEC 61662-18, IEC 61662-19, IEC 61662-20, IEC 61662-21, IEC 61662-22, IEC 61662-23, IEC 61662-24, IEC 61662-25, IEC 61662-26, IEC 61662-27, IEC 61662-28, IEC 61662-29, IEC 61662-30, IEC 61662-31, IEC 61662-32, IEC 61662-33, IEC 61662-34, IEC 61662-35, IEC 61662-36, IEC 61662-37, IEC 61662-38, IEC 61662-39, IEC 61662-40, IEC 61662-41, IEC 61662-42, IEC 61662-43, IEC 61662-44, IEC 61662-45, IEC 61662-46, IEC 61662-47, IEC 61662-48, IEC 61662-49, IEC 61662-50, IEC 61662-51, IEC 61662-52, IEC 61662-53, IEC 61662-54, IEC 61662-55, IEC 61662-56, IEC 61662-57, IEC 61662-58, IEC 61662-59, IEC 61662-60, IEC 61662-61, IEC 61662-62, IEC 61662-63, IEC 61662-64, IEC 61662-65, IEC 61662-66, IEC 61662-67, IEC 61662-68, IEC 61662-69, IEC 61662-70, IEC 61662-71, IEC 61662-72, IEC 61662-73, IEC 61662-74, IEC 61662-75, IEC 61662-76, IEC 61662-77, IEC 61662-78, IEC 61662-79, IEC 61662-80, IEC 61662-81, IEC 61662-82, IEC 61662-83, IEC 61662-84, IEC 61662-85, IEC 61662-86, IEC 61662-87, IEC 61662-88, IEC 61662-89, IEC 61662-90, IEC 61662-91, IEC 61662-92, IEC 61662-93, IEC 61662-94, IEC 61662-95, IEC 61662-96, IEC 61662-97, IEC 61662-98, IEC 61662-99, IEC 61662-100, IEC 61662-101, IEC 61662-102, IEC 61662-103, IEC 61662-104, IEC 61662-105, IEC 61662-106, IEC 61662-107, IEC 61662-108, IEC 61662-109, IEC 61662-110, IEC 61662-111, IEC 61662-112, IEC 61662-113, IEC 61662-114, IEC 61662-115, IEC 61662-116, IEC 61662-117, IEC 61662-118, IEC 61662-119, IEC 61662-120, IEC 61662-121, IEC 61662-122, IEC 61662-123, IEC 61662-124, IEC 61662-125, IEC 61662-126, IEC 61662-127, IEC 61662-128, IEC 61662-129, IEC 61662-130, IEC 61662-131, IEC 61662-132, IEC 61662-133, IEC 61662-134, IEC 61662-135, IEC 61662-136, IEC 61662-137, IEC 61662-138, IEC 61662-139, IEC 61662-140, IEC 61662-141, IEC 61662-142, IEC 61662-143, IEC 61662-144, IEC 61662-145, IEC 61662-146, IEC 61662-147, IEC 61662-148, IEC 61662-149, IEC 61662-150, IEC 61662-151, IEC 61662-152, IEC 61662-153, IEC 61662-154, IEC 61662-155, IEC 61662-156, IEC 61662-157, IEC 61662-158, IEC 61662-159, IEC 61662-160, IEC 61662-161, IEC 61662-162, IEC 61662-163, IEC 61662-164, IEC 61662-165, IEC 61662-166, IEC 61662-167, IEC 61662-168, IEC 61662-169, IEC 61662-170, IEC 61662-171, IEC 61662-172, IEC 61662-173, IEC 61662-174, IEC 61662-175, IEC 61662-176, IEC 61662-177, IEC 61662-178, IEC 61662-179, IEC 61662-180, IEC 61662-181, IEC 61662-182, IEC 61662-183, IEC 61662-184, IEC 61662-185, IEC 61662-186, IEC 61662-187, IEC 61662-188, IEC 61662-189, IEC 61662-190, IEC 61662-191, IEC 61662-192, IEC 61662-193, IEC 61662-194, IEC 61662-195, IEC 61662-196, IEC 61662-197, IEC 61662-198, IEC 61662-199, IEC 61662-200, IEC 61662-201, IEC 61662-202, IEC 61662-203, IEC 61662-204, IEC 61662-205, IEC 61662-206, IEC 61662-207, IEC 61662-208, IEC 61662-209, IEC 61662-210, IEC 61662-211, IEC 61662-212, IEC 61662-213, IEC 61662-214, IEC 61662-215, IEC 61662-216, IEC 61662-217, IEC 61662-218, IEC 61662-219, IEC 61662-220, IEC 61662-221, IEC 61662-222, IEC 61662-223, IEC 61662-224, IEC 61662-225, IEC 61662-226, IEC 61662-227, IEC 61662-228, IEC 61662-229, IEC 61662-230, IEC 61662-231, IEC 61662-232, IEC 61662-233, IEC 61662-234, IEC 61662-235, IEC 61662-236, IEC 61662-237, IEC 61662-238, IEC 61662-239, IEC 61662-240, IEC 61662-241, IEC 61662-242, IEC 61662-243, IEC 61662-244, IEC 61662-245, IEC 61662-246, IEC 61662-247, IEC 61662-248, IEC 61662-249, IEC 61662-250, IEC 61662-251, IEC 61662-252, IEC 61662-253, IEC 61662-254, IEC 61662-255, IEC 61662-256, IEC 61662-257, IEC 61662-258, IEC 61662-259, IEC 61662-260, IEC 61662-261, IEC 61662-262, IEC 61662-263, IEC 61662-264, IEC 61662-265, IEC 61662-266, IEC 61662-267, IEC 61662-268, IEC 61662-269, IEC 61662-270, IEC 61662-271, IEC 61662-272, IEC 61662-273, IEC 61662-274, IEC 61662-275, IEC 61662-276, IEC 61662-277, IEC 61662-278, IEC 61662-279, IEC 61662-280, IEC 61662-281, IEC 61662-282, IEC 61662-283, IEC 61662-284, IEC 61662-285, IEC 61662-286, IEC 61662-287, IEC 61662-288, IEC 61662-289, IEC 61662-290, IEC 61662-291, IEC 61662-292, IEC 61662-293, IEC 61662-294, IEC 61662-295, IEC 61662-296, IEC 61662-297, IEC 61662-298, IEC 61662-299, IEC 61662-300, IEC 61662-301, IEC 61662-302, IEC 61662-303, IEC 61662-304, IEC 61662-305, IEC 61662-306, IEC 61662-307, IEC 61662-308, IEC 61662-309, IEC 61662-310, IEC 61662-311, IEC 61662-312, IEC 61662-313, IEC 61662-314, IEC 61662-315, IEC 61662-316, IEC 61662-317, IEC 61662-318, IEC 61662-319, IEC 61662-320, IEC 61662-321, IEC 61662-322, IEC 61662-323, IEC 61662-324, IEC 61662-325, IEC 61662-326, IEC 61662-327, IEC 61662-328, IEC 61662-329, IEC 61662-330, IEC 61662-331, IEC 61662-332, IEC 61662-333, IEC 61662-334, IEC 61662-335, IEC 61662-336, IEC 61662-337, IEC 61662-338, IEC 61662-339, IEC 61662-340, IEC 61662-341, IEC 61662-342, IEC 61662-343, IEC 61662-344, IEC 61662-345, IEC 61662-346, IEC 61662-347, IEC 61662-348, IEC 61662-349, IEC 61662-350, IEC 61662-351, IEC 61662-352, IEC 61662-353, IEC 61662-354, IEC 61662-355, IEC 61662-356, IEC 61662-357, IEC 61662-358, IEC 61662-359, IEC 61662-360, IEC 61662-361, IEC 61662-362, IEC 61662-363, IEC 61662-364, IEC 61662-365, IEC 61662-366, IEC 61662-367, IEC 61662-368, IEC 61662-369, IEC 61662-370, IEC 61662-371, IEC 61662-372, IEC 61662-373, IEC 61662-374, IEC 61662-375, IEC 61662-376, IEC 61662-377, IEC 61662-378, IEC 61662-379, IEC 61662-380, IEC 61662-381, IEC 61662-382, IEC 61662-383, IEC 61662-384, IEC 61662-385, IEC 61662-386, IEC 61662-387, IEC 61662-388, IEC 61662-389, IEC 61662-390, IEC 61662-391, IEC 61662-392, IEC 61662-393, IEC 61662-394, IEC 61662-395, IEC 61662-396, IEC 61662-397, IEC 61662-398, IEC 61662-399, IEC 61662-400, IEC 61662-401, IEC 61662-402, IEC 61662-403, IEC 61662-404, IEC 61662-405, IEC 61662-406, IEC 61662-407, IEC 61662-408, IEC 61662-409, IEC 61662-410, IEC 61662-411, IEC 61662-412, IEC 61662-413, IEC 61662-414, IEC 61662-415, IEC 61662-416, IEC 61662-417, IEC 61662-418, IEC 61662-419, IEC 61662-420, IEC 61662-421, IEC 61662-422, IEC 61662-423, IEC 61662-424, IEC 61662-425, IEC 61662-426, IEC 61662-427, IEC 61662-428, IEC 61662-429, IEC 61662-430, IEC 61662-431, IEC 61662-432, IEC 61662-433, IEC 61662-434, IEC 61662-435, IEC 61662-436, IEC 61662-437, IEC 61662-438, IEC 61662-439, IEC 61662-440, IEC 61662-441, IEC 61662-442, IEC 61662-443, IEC 61662-444, IEC 61662-445, IEC 61662-446, IEC 61662-447, IEC 61662-448, IEC 61662-449, IEC 61662-450, IEC 61662-451, IEC 61662-452, IEC 61662-453, IEC 61662-454, IEC 61662-455, IEC 61662-456, IEC 61662-457, IEC 61662-458, IEC 61662-459, IEC 61662-460, IEC 61662-461, IEC 61662-462, IEC 61662-463, IEC 61662-464, IEC 61662-465, IEC 61662-466, IEC 61662-467, IEC 61662-468, IEC 61662-469, IEC 61662-470, IEC 61662-471, IEC 61662-472, IEC 61662-473, IEC 61662-474, IEC 61662-475, IEC 61662-476, IEC 61662-477, IEC 61662-478, IEC 61662-479, IEC 61662-480, IEC 61662-481, IEC 61662-482, IEC 61662-483, IEC 61662-484, IEC 61662-485, IEC 61662-486, IEC 61662-487, IEC 61662-488, IEC 61662-489, IEC 61662-490, IEC 61662-491, IEC 61662-492, IEC 61662-493, IEC 61662-494, IEC 61662-495, IEC 61662-496, IEC 61662-497, IEC 61662-498, IEC 61662-499, IEC 61662-500, IEC 61662-501, IEC 61662-502, IEC 61662-503, IEC 61662-504, IEC 61662-505, IEC 61662-506, IEC 61662-507, IEC 61662-508, IEC 61662-509, IEC 61662-510, IEC 61662-511, IEC 61662-512, IEC 61662-513, IEC 61662-514, IEC 61662-515, IEC 61662-516, IEC 61662-517, IEC 61662-518, IEC 61662-519, IEC 61662-520, IEC 61662-521, IEC 61662-522, IEC 61662-523, IEC 61662-524, IEC 61662-525, IEC 61662-526, IEC 61662-527, IEC 61662-528, IEC 61662-529, IEC 61662-530, IEC 61662-531, IEC 61662-532, IEC 61662-533, IEC 61662-534, IEC 61662-535, IEC 61662-536, IEC 61662-537, IEC 61662-538, IEC 61662-539, IEC 61662-540, IEC 61662-541, IEC 61662-542, IEC 61662-543, IEC 61662-544, IEC 61662-545, IEC 61662-546, IEC 61662-547, IEC 61662-548, IEC 61662-549, IEC 61662-550, IEC 61662-551, IEC 61662-552, IEC 61662-553, IEC 61662-554, IEC 61662-555, IEC 61662-556, IEC 61662-557, IEC 61662-558, IEC 61662-559, IEC 61662-560, IEC 61662-561, IEC 61662-562, IEC 61662-563, IEC 61662-564, IEC 61662-565, IEC 61662-566, IEC 61662-567, IEC 61662-568, IEC 61662-569, IEC 61662-570, IEC 61662-571, IEC 61662-572, IEC 61662-573, IEC 61662-574, IEC 61662-575, IEC 61662-576, IEC 61662-577, IEC 61662-578, IEC 61662-579, IEC 61662-580, IEC 61662-581, IEC 61662-582, IEC 61662-583, IEC 61662-584, IEC 61662-585, IEC 61662-586, IEC 61662-587, IEC 61662-588, IEC 61662-589, IEC 61662-590, IEC 61662-591, IEC 61662-592, IEC 61662-593, IEC 61662-594, IEC 61662-595, IEC 61662-596, IEC 61662-597, IEC 61662-598, IEC 61662-599, IEC 61662-600, IEC 61662-601, IEC 61662-602, IEC 61662-603, IEC 61662-604, IEC 61662-605, IEC 61662-606, IEC 61662-607, IEC 61662-608, IEC 61662-609, IEC 61662-610, IEC 61662-611, IEC 61662-612, IEC 61662-613, IEC 61662-614, IEC 61662-615, IEC 61662-616, IEC 61662-617, IEC 61662-618, IEC 61662-619, IEC 61662-620, IEC 61662-621, IEC 61662-622, IEC 61662-623, IEC 61662-624, IEC 61662-625, IEC 61662-626, IEC 61662-627, IEC 61662-628, IEC 61662-629, IEC 61662-630, IEC 61662-631, IEC 61662-632, IEC 61662-633, IEC 61662-634, IEC 61662-635, IEC 61662-636, IEC 61662-637, IEC 61662-638, IEC 61662-639, IEC 61662-640, IEC 61662-641, IEC 61662-642, IEC 61662-643, IEC 61662-644, IEC 61662-645, IEC 61662-646, IEC 61662-647, IEC 61662-648, IEC 61662-649, IEC 61662-650, IEC 61662-651, IEC 61662-652, IEC 61662-653, IEC 61662-654, IEC 61662-655, IEC 61662-656, IEC 61662-657, IEC 61662-658, IEC 61662-659, IEC 61662-660, IEC 61662-661, IEC 61662-662, IEC 61662-663, IEC 61662-664, IEC 61662-665, IEC 61662-666, IEC 61662-667, IEC 61662-668, IEC 61662-669, IEC 61662-670, IEC 61662-671, IEC 61662-672, IEC 61662-673, IEC 61662-674, IEC 61662-675, IEC 61662-676, IEC 61662-677, IEC 61662-678, IEC 61662-679, IEC 61662-680, IEC 61662-681, IEC 61662-682, IEC 61662-683, IEC 61662-684, IEC 61662-685, IEC 61662-686, IEC 61662-687, IEC 61662-688, IEC 61662-689, IEC 61662-690, IEC 61662-691, IEC 61662-692, IEC 61662-693, IEC 61662-694, IEC 61662-695, IEC 61662-696, IEC 61662-697, IEC 61662-698, IEC 61662-699, IEC 61662-700, IEC 61662-701, IEC 61662-702, IEC 61662-703, IEC 61662-704, IEC 61662-705, IEC 61662-706, IEC 61662-707, IEC 61662-708, IEC 61662-709, IEC 61662-710, IEC 61662-711, IEC 61662-712, IEC 61662-713, IEC 61662-714, IEC 61662-715, IEC 61662-716, IEC 61662-717, IEC 61662-718, IEC 61662-719, IEC 61662-720, IEC 61662-721, IEC 61662-722, IEC 61662-723, IEC 61662-724, IEC 61662-725, IEC 61662-726, IEC 61662-727, IEC 61662-728, IEC 61662-729, IEC 61662-730, IEC 61662-731, IEC 61662-732, IEC 61662-733, IEC 61662-734, IEC 61662-735, IEC 61662-736, IEC 61662-737, IEC 61662-738, IEC 61662-739, IEC 61662-740, IEC 61662-741, IEC 61662-742, IEC 61662-743, IEC 61662-744, IEC 61662-745, IEC 61662-746, IEC 61662-747, IEC 61662-748, IEC 61662-749, IEC 61662-750, IEC 61662-751, IEC 61662-752, IEC 61662-753, IEC 61662-754, IEC 61662-755, IEC 61662-756, IEC 61662-757, IEC 61662-758, IEC 61662-759, IEC 61662-760, IEC 61662-761, IEC 61662-762, IEC 61662-763, IEC 61662-764, IEC 61662-765, IEC 61662-766, IEC 61662-767, IEC 61662-768, IEC 61662-769, IEC 61662-770, IEC 61662-771, IEC 61662-772, IEC 61662-773, IEC 61662-774, IEC 61662-775, IEC 61662-776, IEC 61662-777, IEC 61662-778, IEC 61662-779, IEC 61662-780, IEC 61662-781, IEC 61662-782, IEC 61662-783, IEC 61662-784, IEC 61662-785, IEC 61662-786, IEC 61662-787, IEC 61662-788, IEC 61662-789, IEC 61662-790, IEC 61