

GUILHERME PISSAIA ESTEVES

**Estudo de caso de sistema de conversão de energia solar
fotovoltaica em um terminal portuário**

São Paulo

2022

GUILHERME PISSAIA ESTEVES

**Estudo de caso de sistema de conversão de energia solar
fotovoltaica em um terminal portuário**

Monografia apresentada ao Programa de
Educação Continuada da Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista em
Energias Renováveis, Eficiência
Energética e Geração Distribuída

Área de Concentração:
Energia Solar

Orientador: Prof. Dr. Claudio Roberto de
Freitas Pacheco

São Paulo

2022

Dedico esta monografia à minha esposa e a meu filho, que sempre me apoiaram e me incentivaram ao longo de todo curso.

AGRADECIMENTOS

Um agradecimento especial à minha esposa Lilyan, que de forma constante ilumina meus caminhos e pensamentos, ajudando-me a crescer a cada dia.

Ao Professor Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco, que me trouxe o conhecimento necessário, as elucidações tão relevantes e o direcionamento para garantir que este trabalho tivesse o foco e coerência com o objetivo a que se propõe.

“A simplicidade é o último grau de sofisticação.”
(Leonardo Da Vinci)

RESUMO

A monografia tem como objetivo realizar o pré-dimensionamento de um sistema de conversão de energia solar fotovoltaica em um terminal portuário, localizado no Porto de Aratu - Bahia - Brasil, buscando demonstrar que estudos preliminares são decisivos para a análise técnica/econômica como auxílio à tomada de decisão para implantação. Utilizando os conceitos e equações dos estudos de Benjamin Liu e Richard Jordan (1960), Whillier (1956, 1965), Hottel-Whillier (1958), Klein (1977) e Zilles (2012), e com o uso dos dados solarimétricos do CRESESB e dos dados de temperatura do Instituto Nacional de Meteorologia, foi possível dimensionar um sistema gerador fotovoltaico a ser instalado sobre a cobertura de um armazém, com 2400 painéis, potência de pico de 960 kWp, com 6 inversores de 100kW cada, capaz de gerar 1425 MWh/ano correspondendo a 55% da demanda elétrica do terminal. Tal sistema apresentou uma TIR de 23,7%, VPL acima de R\$ 2,9milhões, e Payback descontado de cerca de 7 anos. Com isso, o sistema irá gerar 31.268 MWh ao longo dos 25 anos de vida útil, evitando emissões de 12,5mil toneladas de CO_{2eq} sendo, portanto, viável técnica e economicamente, demonstrando que as técnicas de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos são de vital importância para atingirmos as metas de sustentabilidade para o nosso planeta.

Palavras Chave: Energia solar fotovoltaica. Terminal Portuário.

ABSTRACT

The monograph aims to carry out the pre-dimensioning of a photovoltaic solar energy conversion system in a harbor terminal, located in the Port of Aratu - Bahia - Brazil, seeking to demonstrate that preliminary studies are decisive for a technical/economic analysis as an aid to the decision of implementing. Using the concepts and studies of Benjamin Liu & Richard Jordan (1960), Whillier (1956, 1965), Hottel-Whillier (1958), Klein (1977) and Zilles (2012), and using the solar data from CRESEB and temperature data from the National Institute of Meteorology, it was possible to design a photovoltaic generator system to be installed on the roof of a warehouse, with 2400 panels, peak power of 960 kWp, with 6 inverters of 100 kW each, capable of generating 1425 MWh/year, corresponding to 55% of the terminal's electrical demand. This system presented an IRR of 23.7%, NPV above R\$ 2.9 million, and a discounted Payback of about 7 years. With this, the system will generate 31,268 MWh over the 25 years of its useful life, anticipating 12.5 thousand tons of CO_{2eq}, being therefore technically and economically viable, demonstrating that the sizing techniques for photovoltaic systems are vital and effective to achieve sustainability goals for our planet.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Harbor Terminal.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Dezessete Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)	13
Figura 2.1 – Mapa da Radiação Solar no Brasil	16
Figura 2.2 – Ângulos de latitude (ϕ), declinação solar (δ) e ângulo horário (ω)	19
Figura 2.3 – Ângulos de posicionamento da incidência da radiação solar sobre um plano horizontal da superfície terrestre	21
Figura 2.4 – Composição construtiva simplificada de um Painel Fotovoltaico	24
Figura 2.5 – Evolução da eficiência das células solares fotovoltaicas	25
Figura 2.6 – Influência da radiação solar e da temperatura de operação na corrente e na tensão geradas pelo painel fotovoltaico- curvas $I \times V$	26
Figura 2.7 – Esquema de ligação do inversor on-grid	28
Figura 2.8 - Esquema de ligação do inversor off-grid	29
Figura 2.9 – Tipos de inversores	30
Figura 3.1 – Localização do Porto Organizado de Aratu-Candeias.....	36
Figura 3.2 – Localização do Terminal e limites da área arrendada dentro do Porto Organizado de Aratu	37
Figura 3.3 – Projeto de renovação do Terminal	38
Figura 3.4 – Localização das áreas disponíveis para os sistemas de conversão de energia solar.....	39
Figura 3.5 – Demanda de Energia Elétrica média horária dos edifícios e sistemas do Terminal	46
Figura 3.6 - Demanda de Energia Elétrica média mensal dos edifícios e sistemas do Terminal	46
Figura 3.7 – Foto do Painel Solar selecionado.....	52
Figura 3.8 – Planta e Vista Lateral do Novo Armazém de Carga do Terminal (dimensões em metros).....	53
Figura 3.9 – Disposição dos painéis solares na cobertura do Armazém (dimensões em metros)	56
Figura 3.10 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos em um vão típico entre duas faixas de telhas translúcidas da cobertura do armazém (dimensões em metros)	57
Figura 3.11 - Irradiação solar diária média mensal na Estação de Simões Filho – BA, Brasil	58

Figura 3.12 - Irradiação solar diária média mensal no Plano Horizontal (H), e Radiação solar diária média mensal no Plano Inclinado (HT)	63
Figura 3.13 – Energia do Gerador Fotovoltaico ($E_{rede\ HSP}$) mensal pelo método HSP	64
Figura 3.14 – Foto do Inversor Selecionado	66
Figura 3.15 – Distribuição de painéis para cada inversor.....	68
Figura 3.16 - Variação diária de temperatura do ar e radiação solar ao longo de um dia típico.....	70
Figura 3.17 - Temperatura ambiente média mensal horária a partir de dados reais .	72
Figura 3.18 – Curvas de Temperatura Ambiente média mensal horária real versus calculada para cada mês do ano.....	73
Figura 3.19 – Horas de Temperatura máxima e Horas de Temperatura mínima ao longo do ano.....	75
Figura 3.20 – Temperatura ambiente média mensal horária nos dias médios de cada mês (2D).....	75
Figura 3.21 - Temperatura ambiente média mensal horária nos dias médios de cada mês (3D).....	76
Figura 3.22 – Resumo da checagem das tensões limites operacionais do inversor .	81
Figura 3.23 – Potência máxima dos painéis (P_{mp}) para cada hora média do dia, para cada dia médio do ano	85
Figura 3.24 – Energia do Gerador Fotovoltaico diária ($E_{rede\ D}$) pelo método hora a hora	86
Figura 3.25– Energia do Gerador Fotovoltaico mensal ($E_{rede\ M}$) pelo método hora a hora	86
Figura 3.26 – Comparativo do resultado do cálculo da Energia do Gerador Fotovoltaico entregue à rede pelo método hora a hora ($E_{rede\ M}$) e pelo método HSP ($E_{rede\ HSP}$).....	87
Figura 3.27 – Comparativo da Demanda Elétrica horária com a Geração horária do Sistema Fotovoltaico, considerando os meses de maior e de menor geração	88
Figura 3.28 - Comparativo da Demanda Elétrica mensal com a Geração mensal do Sistema Fotovoltaico	89
Figura 3.29 – Composição da Tarifa Neoenergia COELBA	96
Figura 3.30 – Fluxo de Caixa Descontado do projeto	99
Figura 3.31 – Fluxo de Caixa Acumulado do Projeto	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1- Potência Instalada nos edifícios e sistemas de apoio do Terminal	40
Tabela 3.2 – Fator de uso horário das cargas elétricas dos edifícios e sistemas de apoio do Terminal.....	43
Tabela 3.3 – Demanda de energia elétrica horária dos edifícios e sistemas de apoio do Terminal	44
Tabela 3.4 - Demanda de energia elétrica diária, mensal e anual dos edifícios e sistemas de apoio do Terminal.....	45
Tabela 3.5 – Temperaturas médias mensais de Salvador Estação ONDINA 83229.	47
Tabela 3.6 – Especificação técnica do Paine Solar Fotovoltaico.....	51
Tabela 3.7 - Irradiação solar diária média mensal Plano Horizontal (H) na Estação de Simões Filho – BA, Brasil [kWh/m ² .dia].....	58
Tabela 3.8 – Recomendações para o dia médio do mês e valor de n por mês.....	59
Tabela 3.9 - Relação de perdas (sobre o valor máximo teórico) segundo a orientação (γ) e a inclinação (β) do gerador fotovoltaico para a cidade de Salvador	60
Tabela 3.10 - Irradiação solar diária média mensal no Plano Inclinado (<i>HT</i>)	62
Tabela 3.11 – Especificação técnica dos Inversores.....	66
Tabela 3.12 – Temperaturas médias mensais de Salvador Estação ONDINA 83229	69
Tabela 3.13 – Resumo da checagem dos limites operacionais do inversor	81
Tabela 3.14 – Tarifas de Energia Elétrica – Grupo B – Neoenergia COELBA	95
Tabela 3.15 – Parâmetros Financeiros	98
Tabela 3.16 – Resultado Financeiros.....	98
Tabela 3.17 – Fluxo de Caixa (FLC), Fluxo de Caixa Descontado (FLCD) e Fluxo de Caixa Acumulado (FLCA).....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CAPEX - Capital Expenditure

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

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

EPC – Equipamento de Proteção Coletivo

EPI – Equipamento de Proteção Individual

FLC - Fluxo de Caixa

FLCA - Fluxo de Caixa Acumulado

FLCD - Fluxo de Caixa Descontado

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MPPT - Maximum Power Point Tracking

NMOT - Nominal Module Operating Temperature

NOCT - Nominal Operating Cell Temperature

ODS - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONU - Organização das Nações Unidas

OPEX - Operational Expenditure

SIN - Sistema Interligado Nacional

SPDA - Sistema de Proteção de Descargas Atmosféricas

SPMP – Seguidor de Ponto de Máxima Potência

STC - Standard Test Conditions

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

VPL - Valor Presente Líquido

WACC - Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Grandeza
A_c	Área Coletor
AM	Massa de Ar
A_t	Área Total Coletores
C	Comprimento Coletor
Corhora	Correção hora
d	Disponibilidade do Gerador Fotovoltaico
E	Energia Elétrica necessária Anual
E_d	Energia Elétrica necessária diária
$E_{d\ inv}$	Energia elétrica necessária diária entrada inversor
$E_{GFV\ a}$	Energia Gerada Anual por m^2
$E_{GFV\ d}$	Energia Gerada Diária por m^2
$E_{GFV\ m}$	Energia Gerada Mensal por m^2
E_m	Energia Elétrica necessária mensal
$E_{rede\ A}$	Energia Gerada Anual
$E_{rede\ D}$	Energia Gerada Diária
$E_{rede\ HSP}$	Energia gerada
$E_{rede\ M}$	Energia Gerada Mensal
$E_{rede\ real\ A}$	Energia Injetada Anual
f_{d1}	Fator deslocamento temperatura máx
f_{d2}	Fator deslocamento temperatura mín
f_{dec}	Fator decaimento temperatura
FDI	Fator de Desempenho do Inversor
f_{elev}	Fator elevação temperatura
G_0	Irradiância Extraterrestre no Plano Horizontal
G_{0N}	Irradiância Extraterrestre no Plano Perpendicular à Órbita
G_{sc}	Constante Solar
GT	Radiação Total horária no Plano Inclinado
H	Irradiação Integrada no Plano Horizontal
\bar{H}	Irradiação Integrada no Plano Horizontal Média Mensal
\bar{H}_0	Irradiação Extraterrestre no Plano Horizontal Média Diária Mensal
\bar{H}_b	Radiação Direta no Plano Horizontal Média Diária Mensal
\bar{H}_d	Radiação Difusa no Plano Horizontal Média Diária Mensal
\bar{H}_T	Radiação Total no Plano Inclinado Média Diária Mensal
$\bar{H}_{T\ a}$	Radiação Total no Plano Inclinado Média Anual
\bar{H}_{Tb}	Radiação Direta no Plano Inclinado Média Diária Mensal
$\bar{H}_{Tb\ m}$	Radiação Direta no Plano Inclinado Média Mensal
\bar{H}_{Td}	Radiação Difusa no Plano Inclinado Média Diária Mensal

Símbolo	Grandeza
$\overline{H_{Tm}}$	Radiação Total no Plano Inclinado Média Mensal
$\overline{H_{Tr}}$	Radiação Refletida no Plano Inclinado Média Diária Mensal
$\overline{H_{Trm}}$	Radiação Refletida no Plano Inclinado Média Mensal
H_L	Hora Legal
H_S	Hora Solar
H_{Sn}	horário nascer Sol
HSP	Potencial Solar pelo método de Horas de Sol Pleno (GT = 1000W/m ²)
H_{Ss}	horário pôr Sol
$H_{Tmáx}$	Hora de Temperatura máxima
$H_{Tmín}$	Hora de Temperatura mínima
I	Radiação Total horária
$I_{CA\ máx}$	Corrente CA máx. do inversor
I^*_{mp}	Corrente de Máxima Potência do coletor (NMOT)
I^*_{sc}	Corrente de Curto Circuito do coletor (NMOT)
I°_{mp}	Corrente de Máxima Potência do coletor (STC)
I°_{sc}	Corrente de Curto Circuito do coletor (STC)
I_b	Radiação Direta horária
I_d	Radiação Difusa horária
$I_{sc\ máx\ strg}$	Corrente de curto circuito máxima da string
$I_{SPMP\ máx}$	Corrente SPMP máx. do inversor
I_T	Radiação Total horária no Plano Inclinado
I_{Tb}	Radiação Direta horária no Plano Inclinado
I_{Td}	Radiação Difusa horária no Plano Inclinado
I_{Tr}	Radiação Refletida horária no Plano Inclinado
\overline{KT}	Índice de Claridade Médio Mensal
L	Longitude
L	Largura Coletor
n	Dia do ano
N	duração insolação
n_{comp}	Número de Coletores por String Completo
N_{inv}	Número de Inversores
N_p	Número de Coletores
n_{SPMP}	Nº SPMP do inversor
n_{strg}	Número de Strings total
$n_{strg\ inv}$	Número de Strings por inversor
$n_{strg\ SPMP}$	Nº strings máx. por SPMP do inversor
P^*_{mp}	Ponto de Máxima Potência do coletor (NMOT)
P°_{mp}	Ponto de Máxima Potência do coletor (STC)

Símbolo	Grandeza
$P_{CA\ nom}$	Potência CA nominal do inversor
$P_{in\ máx}$	Potência de entrada máx. do inversor
P_{mp}	Potência Máxima do coletor
P_p	Potência de Pico do Gerador Fotovoltaico
$P_{unit\ inv}$	Preço Unitário do inversor
$P_{Unit\ painel}$	Preço Unitário do Painel
\bar{R}	Ganho
R_b	Razão da Radiação Direta (inclinada/horizontal)
R_d	Razão da Radiação Difusa (inclinada/horizontal)
r_d	Radiação difusa horária / Radiação difusa diária (I_d/H_d)
R_{ds}	Razão da Radiação Refletida (inclinada/horizontal)
r_t	Radiação total horária / Radiação total diária (I/H)
T^*_{NOC}	Temperatura Nominal de Operação da Célula (NMOT)
T_a	Temperatura ambiente horária
T_c	Temperatura Coletor
$T_{c\ máx}$	Temperatura Coletor Máxima
$T_{c\ mín}$	Temperatura Coletor Mínima
$T_{c\ not}$	Temperatura Coletor Mínima Noturna
TD	Taxa de Desempenho
$T_m\ máx$	Temperatura ambiente média máxima
$T_m\ mín$	Temperatura ambiente média mínima
$T_r\ máx$	Temperatura ambiente recorde máxima
$T_r\ mín$	Temperatura ambiente Recorde mínima
V^*_{mp}	Tensão de Máxima Potência do coletor (NMOT)
V^*_{OC}	Tensão de Open Circuit do coletor (NMOT)
V°_{mp}	Tensão de Máxima Potência do coletor (STC)
V°_{OC}	Tensão de Open Circuit do coletor (STC)
$V_{cc\ máx}$	Tensão CC máx. do inversor
$V_{cc\ mín}$	Tensão CC mín. do inversor
$V_{mp\ máx}$	Tensão máxima de operação do coletor
$V_{mp\ máx\ strg}$	Tensão máxima de operação da string
$V_{mp\ mín}$	Tensão mínima de operação do coletor
$V_{mp\ mín\ strg}$	Tensão mínima de operação da string
$V_{mp\ not}$	Tensão máxima noturna do coletor
$V_{mp\ not\ strg}$	Tensão máxima noturna da string
V_{out}	Tensão CA de saída do inversor
$V_{SPMP\ máx}$	Tensão máx. SPMP do inversor

Símbolo	Grandeza
---------	----------

$V_{SPMP\ mín}$	Tensão mín. SPMP do inversor
β	Ângulo inclinação Superfície
δ	Declinação solar
ϕ	Latitude
γ	Azimute da superfície
γ_{mp}	Coeficiente de Temperatura para Pmax do coletor
γ_{OC}	Coeficiente de Temperatura para Voc do coletor
γ_s	Azimute solar
γ_{SC}	Coeficiente de Temperatura para Isc do coletor
η^*_{mp}	Rendimento do Coletor na Máxima Potência (NMOT)
η^o_{mp}	Rendimento do Coletor na Máxima Potência (STC)
η_{EU}	Eficiência EU máx. do inversor
η_{inv}	Eficiência máx. do inversor
η_{SPMP}	Eficiência do SPMP do inversor
θ	Ângulo de Incidência Solar
θ_z	Ângulo Zenital
ρ	Refletividade do solo
ω	Ângulo Horário
ω_s	âng pôr Sol
ω_{sn}	âng nascer Sol
ψ	Produtividade do Gerador Fotovoltaico

SUMÁRIO

1. Introdução.....	12
1.1. Objetivo.....	12
1.2. Justificativa.....	12
1.3. Escopo.....	14
1.4. Metodologia.....	14
2. Revisão bibliográfica.....	15
2.1. Potencial Solar.....	15
2.2. Cálculo da Energia em Plano Inclinado.....	18
2.3. Painéis Fotovoltaicos.....	24
2.4. Unidades Condicionadoras de Potência – Inversores.....	28
2.5. Outros Componentes elétricos.....	31
2.6. Viabilidade Econômica.....	32
3. Estudo de caso.....	36
3.1. Descrição.....	36
3.2. Carga Elétrica.....	40
3.3. Condições Climáticas.....	47
3.4. Equacionamento do sistema fotovoltaico.....	47
3.5. Escolha do Painel de conversão fotovoltaica.....	50
3.6. Áreas de utilização para o sistema de conversão fotovoltaica.....	52
3.7. Potencial Solar.....	57
3.8. Escolha do inversor.....	65
3.9. Arranjos fotovoltaicos.....	68
3.10. Temperatura ambiente média mensal horária.....	69
3.11. Checagem dos limites operacionais dos inversores.....	76
3.12. Desempenho do Sistema hora a hora e mês a mês.....	81
3.13. Sistema Gerador Fotovoltaico.....	89

3.14.	Estimativa de custos de instalação (CAPEX).....	90
3.15.	Estimativa de custos de operação e manutenção (OPEX)	92
3.16.	Análise de viabilidade econômica	93
4.	Conclusões e Recomendações	101
	Referências	103
	Anexo 1 – Datasheet painel fotovoltaico	105
	Anexo 2 – Datasheet inversor	107
	Apêndice A	109

1. INTRODUÇÃO

Esta monografia se constitui na execução de um estudo preliminar para a análise de viabilidade técnica e econômica da utilização de energia solar através da conversão fotovoltaica para geração de energia elétrica a ser utilizada em edificações e sistemas de apoio em um empreendimento de um terminal portuário.

1.1. OBJETIVO

O objetivo do estudo é o de demonstrar como os cálculos preliminares auxiliam no pré-dimensionamento do sistema em pauta, e com isso tornam a tomada de decisão sobre a viabilidade técnica e econômica uma análise mais rápida e assertiva.

1.2. JUSTIFICATIVA

O empreendimento em questão se trata de um terminal portuário de uma companhia de capital privado que possui a missão de proporcionar resultados financeiros para seus acionistas através da prestação de serviços de embarque, desembarque e armazenagem de diversas cargas.

Para isso, o terminal possui uma diversidade de equipamentos de movimentação e armazenagem de carga, bem como uma equipe que opera, faz a gestão, a manutenção e a segurança do terminal, utilizando para isso sistemas e edificações de apoio localizadas no próprio porto.

Para possibilitar a prestação de seus serviços, as instalações do terminal portuário utilizam a energia elétrica da rede da concessionária local como fonte principal de energia para seus equipamentos, sistemas e edificações, bem como utilizam recursos e pessoas da comunidade local.

A companhia possui a visão de se tornar o operador portuário com as melhores práticas de Sustentabilidade no Brasil, com o plano de atendimento ao maior número possível dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)

propostos pela Organização das Nações Unidas (ONU) na Agenda 2030 do Brasil, conforme mostrado na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Dezessete Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)



Fonte: NAÇÕES UNIDAS BRASIL. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 25 out. 2022.

Atentando para esta motivação, um dos pontos de grande relevância e impacto gerado pelo terminal se dá em seu consumo de energia elétrica, o qual se relaciona diretamente a pelo menos 5 dos 17 ODS conforme lista abaixo:

- Objetivo 7 – Energia limpa e acessível
- Objetivo 9 – Indústria, inovação e infraestrutura
- Objetivo 11 – Cidades e comunidades sustentáveis
- Objetivo 12 – Consumo e produção responsáveis
- Objetivo 13 – Ação contra a mudança global do clima

Assim, um estudo voltado para a utilização de energia solar para redução do consumo de energia elétrica da rede da concessionária, através da geração própria de energia elétrica fotovoltaica para uso nas edificações e sistemas de apoio vem ao encontro de tais Objetivos.

Mas para que o terminal possa manter sua missão e atendimento às premissas de resultados financeiros, é imprescindível que tal análise seja pautada tanto

nos aspectos técnicos quanto nos aspectos econômicos, de modo a auxiliar na justificativa de sua implantação.

1.3. ESCOPO

Considerando o tempo disponível para a elaboração da monografia, será desenvolvido um estudo de caso utilizando painéis fotovoltaicos usualmente disponíveis no mercado brasileiro, visando conexão com a rede de distribuição de energia elétrica da concessionária local. Através do pré-dimensionamento do sistema e cálculo da economia nos gastos com a compra de energia elétrica do terminal, utilizando-se de créditos gerados pela autoprodução de energia elétrica, será avaliada a viabilidade técnica e econômica desta implantação.

Não será abordada nessa monografia usos de coletores solares fotovoltaicos com sistema seguidor da posição do Sol conhecidos como “trackers”, pois será aproveitado o uso de telhados fixos do terminal.

1.4. METODOLOGIA

A metodologia utilizada nesta monografia segue as seguintes etapas de trabalho pontuadas abaixo:

- Revisão bibliográfica;
- Descrição da situação problema, indicando os limites e restrições;
- Concepção do sistema fotovoltaico de acordo com seu local de instalação;
- Roteiro de cálculo de avaliação de desempenho de um sistema de conversão fotovoltaica;
- Equacionamento da situação problema;
- Avaliação de desempenho de energia;
- Estimativa de custos de instalação (CAPEX);
- Estimativa de custos de operação (OPEX);
- Análise de viabilidade econômica do sistema de conversão de energia solar;

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Buscando agrupar o conhecimento necessário que permita executar o escopo desta monografia para atingir seu objetivo, alguns tópicos relevantes foram estudados de maneira criteriosa.

2.1. POTENCIAL SOLAR

O início de toda a avaliação de um sistema de geração de energia fotovoltaico está baseado no Potencial Solar do local onde se pretende instalar tal sistema.

No Brasil, o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), foi criado com a missão de:

“Promover o desenvolvimento das energias solar e eólica através da difusão de conhecimentos, da ampliação do diálogo entre as entidades envolvidas e do estímulo à implementação de estudos e projetos.”

(Fonte: CRESESB. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=o_cresesb. Acesso em: 23 out. 2022)

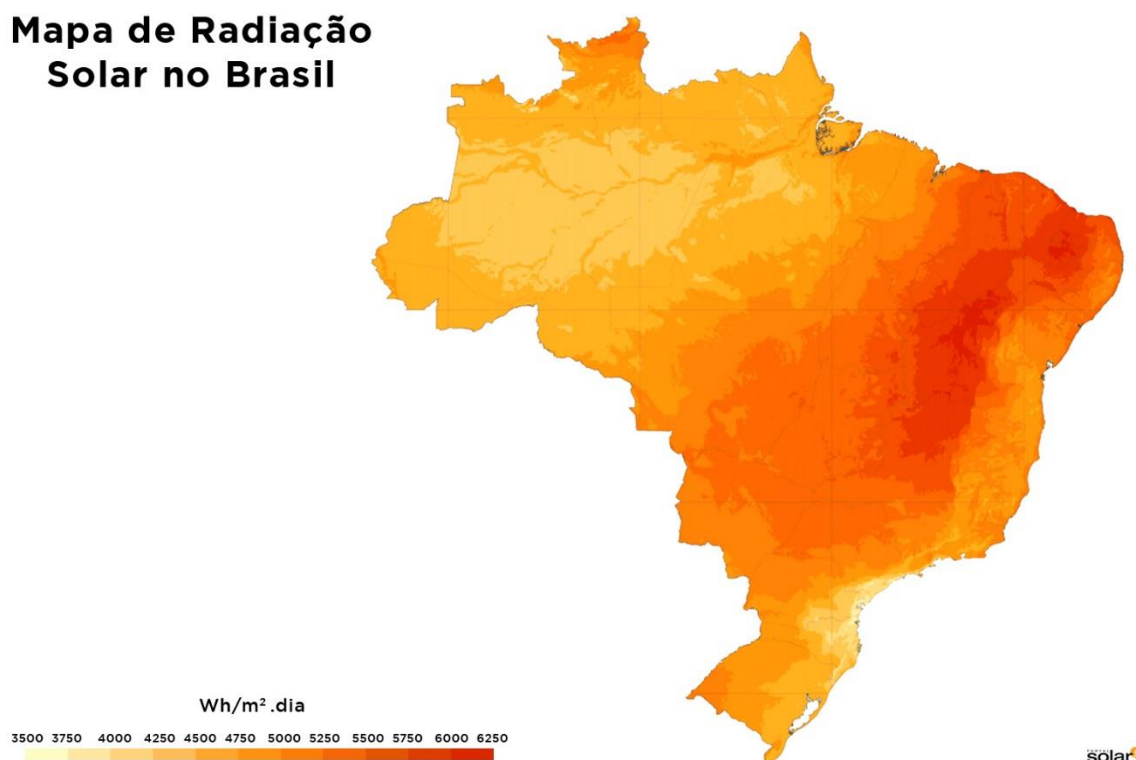
A criação do CRESESB se deu a partir da “Declaração de Belo Horizonte”, resultado do Encontro para Definição das Diretrizes para o Desenvolvimento das Energias Solar e Eólica no Brasil, realizado em abril de 1994.

No website do CRESESB (<http://www.cresesb.cepel.br>) é possível acesso o programa SunData, o qual destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal, e que foi sendo desenvolvido ao longo de 17 anos, através de imagens de satélite (1999-2015) e dados de mais de 72.000 pontos em todo território nacional, formando o Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição.

A Figura 2.1 representa o Mapa de Radiação Solar do Brasil.

Figura 2.1 – Mapa da Radiação Solar no Brasil

Mapa de Radiação Solar no Brasil



Fonte: PORTAL SOLAR. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>. Acesso em: 23 out. 2022

A busca por dados solarimétricos é feita indicando-se a latitude e longitude do local de interesse. O SunData informa, para os 3 locais mais próximos ao indicado pelo usuário, os valores de irradiação solar, em kWh/m².dia no plano horizontal (H), correspondentes às irradiações solares diárias médias mensais para os 12 meses do ano.

Os dados disponíveis estão limitados na faixa de latitude 12° Norte e 40° Sul e de longitude na faixa de 30° Oeste e 80° Oeste.

Para cada uma das três localidades próximas ao ponto de interesse, são fornecidos, a título de sugestão, os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:

- ângulo igual à latitude;
- ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar;
- ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar.

Os diferentes ângulos de instalação dos módulos fotovoltaicos possuem relação com os resultados que se pretende obter do sistema a ser instalado.

O ângulo igual à latitude faz com o que o módulo fique posicionado como se estivesse na linha do Equador terrestre e, portanto, recebendo os raios solares de forma perpendicular à sua superfície dependendo da época do ano. Pelo fato do eixo de rotação terrestre (eixo polar) possuir um ângulo de $23,45^\circ$ com relação ao plano da órbita terrestre ao redor do sol (Plano da eclíptica), ao igualarmos o ângulo de instalação dos módulos com o ângulo da latitude não temos a posição ideal de maior absorção de energia ao longo de todo o ano.

Para isso, o CRESESB propõe o segundo valor, o qual traz como resultado a maior geração de energia anual para o sistema em estudo, normalmente utilizado para quem faz uso do Sistema de Compensação de Energia, definido pela Resolução Normativa da Aneel nº 482/12.

Por fim, o ângulo com maior valor mínimo mensal de irradiação solar costuma ser usado em aplicações onde o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico e busca-se minimizar o risco de falta de energia.

O CRESESB aplica o método de Liu & Jordan (1962) isotrópico estendido por Klein (1977) para realizar a conversão dos valores de irradiação no plano horizontal para os planos inclinados.

Algumas observações importantes sobre os dados apresentados pelo CRESESB:

- os ângulos de inclinações são arredondados para valores inteiros de graus, dado a precisão dos instrumentos de medição da inclinação usados para instalação de sistemas fotovoltaicos (goniômetro), que possuem erros de alguns graus;
- o valor mínimo de inclinação admitido é de 10° , para evitar o acúmulo de água e sujeira;

- Para cada um dos critérios de Latitude, Maior Média e Maior Mínimo, o ângulo de inclinação B buscado é calculado no intervalo de:
$$\text{Latitude} - 20 \leq B \leq \text{Latitude} + 20$$
, com passos de 1 grau;
- São admitidas somente orientação dos módulos na direção Norte (indicado por N) ou na direção Sul (indicado por S).

São ainda apresentados o valor da menor irradiação diária média mensal (Mínimo), da maior irradiação diária média mensal (Máximo), da irradiação diária média anual (Média) e da diferença entre a máxima e a mínima (Delta).

2.2. CÁLCULO DA ENERGIA EM PLANO INCLINADO

Para alguns casos, onde a instalação dos módulos fotovoltaicos deve seguir inclinações específicas pré-determinadas, como em instalação em telhados de edificações pré-existentes, os valores de irradiação em planos inclinados indicados pelo CRESESB não podem ser utilizados diretamente.

Porém, com os valores da irradiação solar no plano horizontal obtidos no CRESESB, é possível calcular a radiação em um plano inclinado específico utilizando-se os métodos de Liu & Jordan (1962) estendido por Klein (1977).

Além disso, além da inclinação com relação ao plano horizontal, é preciso avaliar possíveis correções por conta da orientação com relação ao Norte geográfico, dado que nem sempre os módulos poderão ser instalados com o alinhamento ao eixo terrestre. Neste caso, as contribuições de Zilles (2012) ajudam a avaliar os impactos da performance do sistema.

Algumas definições importantes para que se possa entender os cálculos relativos aos sistemas fotovoltaicos estão relacionadas à geometria destes sistemas com relação à Terra e ao Sol.

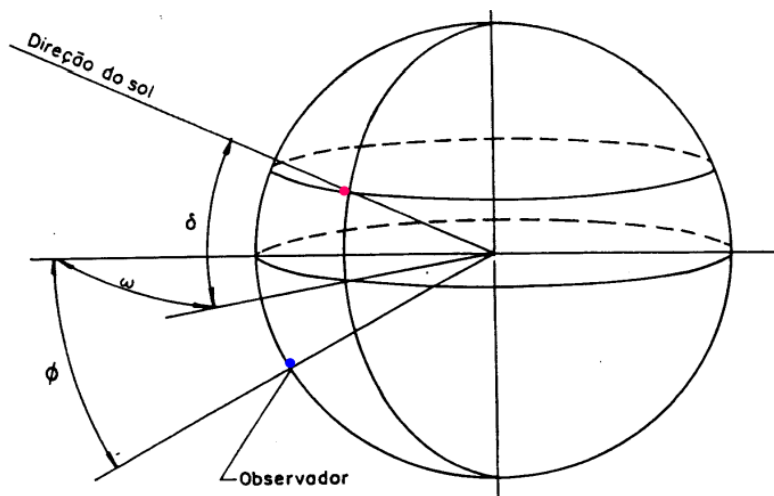
Latitude (ϕ): é o ângulo com vértice no centro da Terra e formado pela semirreta de tal vértice até o ponto considerado na face da Terra com o plano do Equador. No Hemisfério Norte possui valor positivo.

Declinação solar (δ): é o ângulo com vértice no centro da Terra e formado pela semirreta de tal vértice em direção à posição do Sol com o plano do Equador. É positivo e 21 de março a 21 de setembro.

Ângulo horário (ω): Ângulo cujo vértice se encontra no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o Sol e o semiplano que contém o meridiano local. É negativo nas manhãs.

A Figura 2.2 identifica os ângulos de latitude (ϕ), declinação solar (δ) e ângulo horário (ω).

Figura 2.2 – Ângulos de latitude (ϕ), declinação solar (δ) e ângulo horário (ω)



Fonte: SIMÕES MOREIRA, J. R. et al. *Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética*. 2ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021, p. 226

O cálculo da declinação solar δ é dado por $(-23,45 < \delta < 23,45)$:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n)\right) \quad (2.1)$$

Onde n é o dia do ano dado por:

$$n = Dia + (Mês - 1) \cdot 30 + Cor \quad (2.2)$$

$$\text{Se } Mês \leq 2 \quad \rightarrow \quad Cor = Int(Mês/2) \quad (2.3)$$

$$\text{Se } 2 < Mês = 8 \quad \rightarrow \quad Cor = (Int(Mês/2) - 2) \quad (2.4)$$

$$\text{Se } Mês > 8 \quad \rightarrow \quad Cor = (Int(Mês/2 + 1/2) - 2) \quad (2.5)$$

Onde Int é o menor inteiro obtido no número obtido.

O cálculo do ângulo horário é dado por ($-180^\circ \leq \omega \leq 180^\circ$):

$$\omega = (HS - 12) \cdot 15^\circ \quad (2.6)$$

Onde HS é a hora solar.

O ângulo horário do pôr do sol (ω_s) é dado por:

$$\omega_s = arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (2.7)$$

E a duração da insolação N, ou seja, as horas do nascer ao pôr do sol, é dada por:

$$N = \frac{2}{15} \omega_s \quad (2.8)$$

Alguns outros ângulos ajudam a definir o posicionamento das superfícies horizontais e inclinadas que compõe os sistemas fotovoltaicos, e estão definidos a seguir.

Ângulo zenital (θ_z): descreve a incidência solar sobre um plano horizontal, formando um ângulo entre a direção do Sol com a perpendicular com plano horizontal. O ângulo zenital é compreendido no intervalo $0^\circ \leq \theta_z \leq 90^\circ$.

Azimute Solar (γ_s): ângulo formado pela projeção da direção do Sol no plano horizontal e o meridiano Norte-Sul, compreendido no intervalo $-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$, sendo a direção Sul $\gamma_s = 0^\circ$, sendo valores negativos medidos no sentido anti-horário, e positivos no sentido horário.

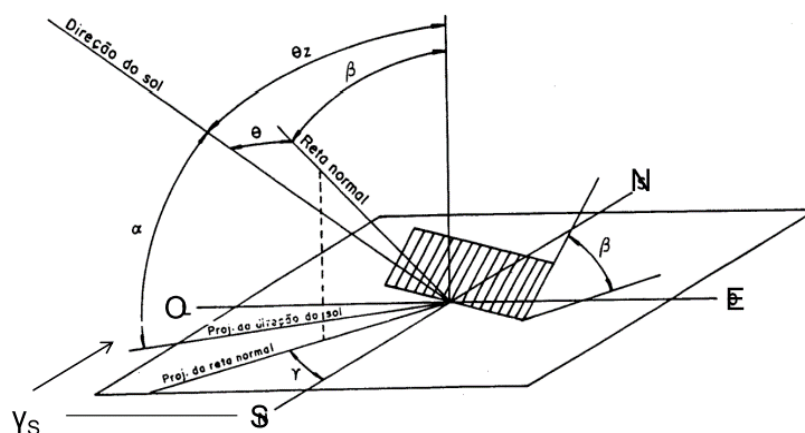
Inclinação da Superfície (β): ângulo entre o plano da superfície e o plano horizontal.

Ângulo azimutal da Superfície (γ): ângulo formado pela projeção da reta perpendicular ao plano da superfície no plano horizontal e o meridiano Norte-Sul.

Ângulo de incidência solar (θ): ângulo formado entre a reta perpendicular à superfície e a direção do sol.

A Figura 2.3 identifica os ângulos zenital (θ_z), Azimute Solar (γ_s), Inclinação da Superfície (β), Ângulo azimutal da Superfície (γ) e Ângulo de incidência solar (θ).

Figura 2.3 – Ângulos de posicionamento da incidência da radiação solar sobre um plano horizontal da superfície terrestre



Fonte: SIMÕES MOREIRA, J. R. et al. *Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética*. 2ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021, p. 227

O cosseno do ângulo zenital é dado por:

$$\cos\theta_Z = \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\omega \quad (2.9)$$

O azimute solar é dado por:

$$\gamma_S = \arccos\left(\frac{\cos\theta_Z \cdot \text{sen}\phi - \text{sen}\delta}{\text{sen}\theta_Z \cdot \cos\phi}\right) \quad (2.10)$$

O cosseno do ângulo de incidência solar é dado por:

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi \cdot \cos\beta - \text{sen}\delta \cdot \cos\phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega \\ & + \cos\delta \cdot \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\gamma \cdot \text{sen}\omega \end{aligned}$$

A hipótese feita por Liu e Jordan (1962), foi a de que a radiação total sobre uma superfície inclinada (I_T) seria composta pela soma da radiação direta, difusa e refletida pelo solo, e com isso chegaram a seguinte equação:

$$I_T = I_b \cdot R_b + I_d \cdot R_d + (I_b + I_d) \cdot \rho \cdot R_{dS} \quad (2.11)$$

Onde os ganhos de Radiação direta R_b , ganho da Radiação difusa R_d , e ganho da Radiação refletida do solo R_{dS} , são dados por:

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_Z}, R_d = \frac{1+\cos\beta}{2}, R_{dS} = \frac{1-\cos\beta}{2} \quad (2.12)$$

Pelos estudos de Liu e Jordan (1960), Whiller (1956, 1965) e Hottel-Whiller (1958) a estimativa da radiação total horária (I) e da radiação difusa horária (I_d) no plano horizontal, são dadas por:

$$I = r_t \cdot H \quad (2.13)$$

$$I_d = r_d \cdot H_d \quad (2.14)$$

E assim é possível inferir a radiação direta horária (I_b) pela equação:

$$I = I_b + I_d \quad (2.15)$$

Onde:

$$r_t = \frac{\pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s} \quad (2.16)$$

Em que:

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60^\circ) \quad (2.17)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 60^\circ) \quad (2.18)$$

E onde:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s} \quad (2.19)$$

Para obtenção da radiação difusa diária ($\overline{H_d}$), no plano horizontal, utilizam-se os resultados dos estudos de Collares Pereira e Rabl (1979) que propõe:

$$\begin{aligned} \frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} &= 0,775 + 0,0065 \cdot (\omega_s - 90^\circ) \\ &\quad - [0,505 + 0,00455 \cdot (\omega_s - 90^\circ)] \cdot \cos[115\overline{K_T} - 103^\circ] \end{aligned} \quad (2.20)$$

Onde o índice de claridade diário médio mensal é dado por:

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (2.21)$$

Onde a Irradiação extraterrestre integrada horária média mensal sobre a superfície horizontal é dada por:

$$\begin{aligned} \overline{H_0} &= 2,75 \cdot 10^4 \cdot G_{SC} \cdot \left[1 + 0,33 \cdot \cos \frac{360n}{365} \right] \cdot [1,75 \cdot 10^{-2} \cdot \omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi \\ &\quad + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_s] \end{aligned} \quad (2.22)$$

E onde a constante solar $G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$.

2.3. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Os painéis fotovoltaicos são os equipamentos responsáveis por coletar a energia solar disponível em seu plano de instalação (plano da superfície coletora) e convertê-la em energia elétrica. São compostos por células fotovoltaicas fabricadas de material semicondutor como o silício, com camadas combinadas com boro, deixando-o carregado positivamente, e combinados com fósforo, deixando-o carregado negativamente.

Os fótons da luz solar, ao colidirem com as camadas carregadas positivamente geram um deslocamento de elétrons para a outra camada e, com isso, gerando uma corrente elétrica. Esse é o fenômeno conhecido como “efeito fotovoltaico”. As células fotovoltaicas podem ser fabricadas com outros materiais além do silício, mas 90% deles seguem de forma ampla a composição indicada.

Além das células fotovoltaicas, os painéis são também compostos por outras camadas que servem de proteção mecânica para as células, além dos condutores elétricos que unificam as diversas células, direcionando a corrente elétrica gerada pelo efeito fotovoltaico de várias células para compor a energia gerada por um painel completo. A Figura 2.4 indica a composição construtiva simplificada de um painel fotovoltaico plano padrão.

Figura 2.4 – Composição construtiva simplificada de um Painel Fotovoltaico



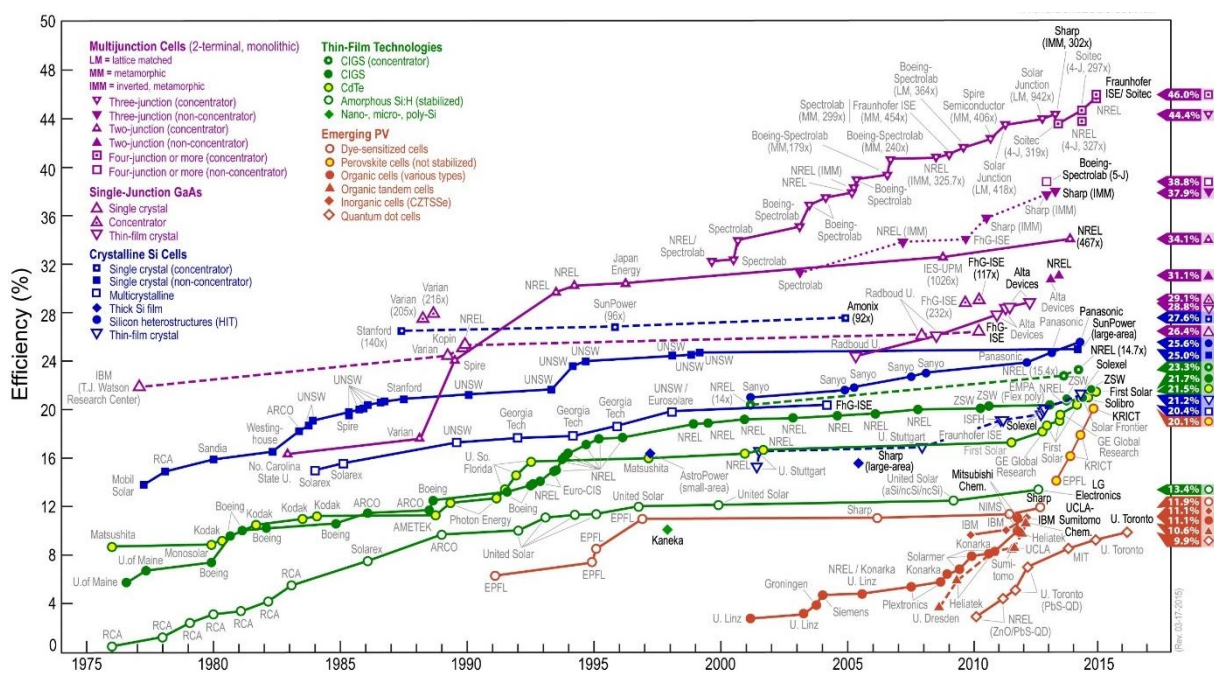
Fonte: PORTAL SOLAR. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 23 out. 2022

A partir da caixa de junção de cada painel fotovoltaico, outros painéis podem ser interligados até que sejam conectados a um inversor solar, o qual transformará a corrente contínua gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada, padrão das redes elétricas.

A principal característica de um painel fotovoltaico é sua eficiência. Essa monografia não tem como foco discorrer sobre a diversidade de tecnologias dos painéis fotovoltaicos, mas apenas apresentar que a evolução tecnológica destes equipamentos vem incrementando sua performance de maneira representativa.

A Figura 2.5 apresenta como as células fotovoltaicas tem evoluído ao longo das últimas décadas em termos de eficiência de conversão de energia solar para energia fotovoltaica.

Figura 2.5 – Evolução da eficiência das células solares fotovoltaicas



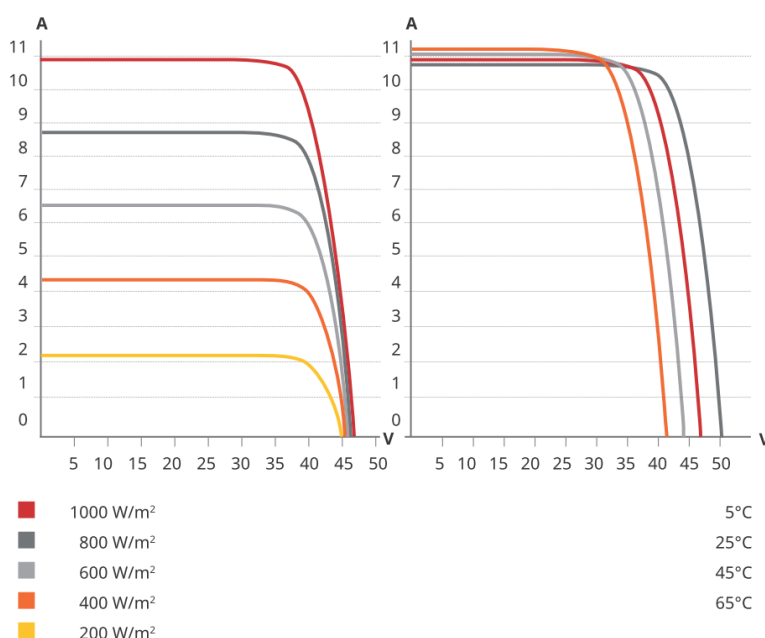
Fonte: PORTAL SOLAR. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>. Acesso em: 23 out. 2022

Os painéis mais comumente utilizados, por apresentarem eficiências consideráveis e custos de fabricação mais baixos, são os painéis de silício cristalino, que operam na faixa dos 20% de eficiência.

Além da eficiência determinada pela tecnologia de construção aplicada, os painéis fotovoltaicos possuem características intrínsecas que influenciam diretamente em sua performance quando associados às temperaturas de operação ou a depender da radiação a que estão expostos.

Essas características podem ser bem visualizadas nas curvas de corrente x tensão ($I \times V$) de cada painel. A título de exemplo, pode-se perceber como estas grandezas se relacionam conforme indicado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Influencia da radiação solar e da temperatura de operação na corrente e na tensão geradas pelo painel fotovoltaico- curvas $I \times V$



Fonte: Datasheet do Painel CS3W-400P da Canadian Solar, conforme Anexo 1

Os painéis apresentam as suas características em duas condições principais conhecidas como STC e NOCT.

O STC (Standard Test Conditions), ou condições de teste padrão conforme norma internacional IEC 60904-03, onde a temperatura do painel é mantida a 25°C, a irradiação aplicada sobre o painel é de 1000W/m², e o espectro AM = 1,5 (massa de ar do caminho efetivo que a radiação incidente precisa percorrer ao ingressar na atmosfera até atingir a superfície terrestre em uma determinada posição do planeta).

O NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), ou NMOT (Nominal Module Operating Temperature), ou Temperatura da célula em operação nominal indica as características do painel operando com irradiância de 800 W/m², espectro AM 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s.

Os painéis possuem ainda o Coeficiente de Temperatura (γ_{mp}) na Potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$), Coeficiente de Temperatura ($\gamma_{V_{OC}}$) na Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}) e Coeficiente de Temperatura (γ_{SC}) na Corrente de Curto Circuito (I_{SC}), todos estes sendo parâmetros em % / °C, além de sua Temperatura Nominal de Operação do Módulo (T_{NOC}) em °C.

Com tais características, os painéis podem ser avaliados nas condições de radiação e temperatura ambiente particulares de cada caso, para que se possa simular sua real geração de energia elétrica.

De acordo com Zilles (2012), temos que a temperatura do coletor (T_C) pode ser calculada em função da temperatura ambiente (T_a) e da radiação aplicada, dada por:

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9 \quad (2.23)$$

A potência gerada pelo painel pode ser calculada em função da temperatura do coletor e de suas características intrínsecas, dada por:

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \cdot \left(1 + \gamma_{mp} \cdot (T_C - T_C^0) \right) \quad (2.24)$$

Os painéis podem então serem associados em série ou em paralelo, de modo que, em conjunto, atendam a demanda de carga elétrica que se deseja suprir.

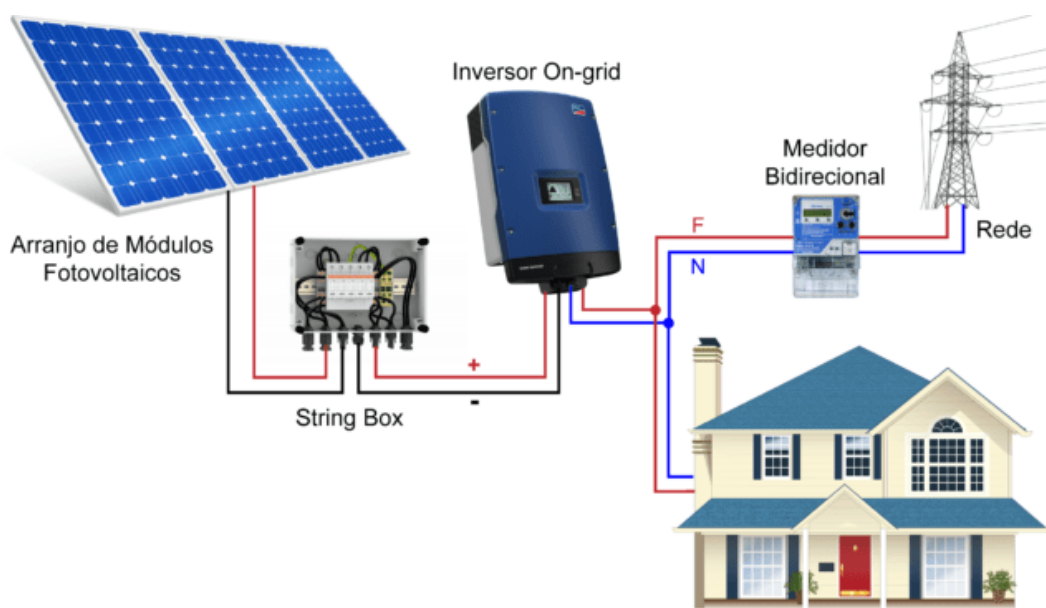
2.4. UNIDADES CONDICIONADORAS DE POTÊNCIA – INVERSORES

As unidades condicionadoras de potência, ou inversores de energia solar, são os equipamentos responsáveis por converter a energia em corrente contínua (CC) gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada (CA), para possibilitar o uso dessa energia com maior facilidade, dado que a maior parte dos equipamentos residenciais, comerciais ou industriais utilizam este tipo de corrente para seu funcionamento.

Os inversores podem ser do tipo on-grid, off-grid ou híbridos.

Os inversores do tipo on-grid (ou grid-tie) possibilitam que a energia do sistema gerador fotovoltaico possa ser injetada na rede da concessionária, garantindo que a fase da corrente alternada do gerador fotovoltaico esteja em sincronia com a as fases da corrente alternada da rede. Este inversor ainda possui a capacidade de se desconectar da rede quando a mesma cair, gerando as devidas proteções em caso de manutenção da rede local. A Figura 2.7 ilustra um esquema de ligação do tipo on-grid.

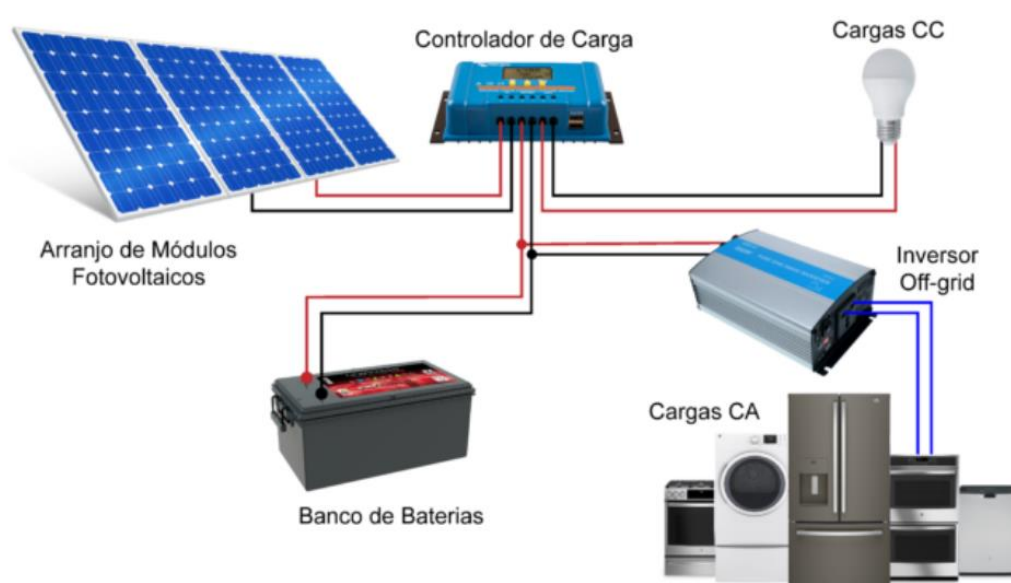
Figura 2.7 – Esquema de ligação do inversor on-grid



Fonte: ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. Disponível em: <https://eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 24 out. 2022

Os inversores do tipo off-grid possibilitam que o sistema opere de forma autônoma, sem se conectar à rede da concessionária local. Usualmente estes inversores carregam um banco de baterias, as quais se conectam às cargas elétricas que se deseja alimentar. A Figura 2.8 ilustra um esquema de ligação do tipo off-grid.

Figura 2.8 - Esquema de ligação do inversor off-grid



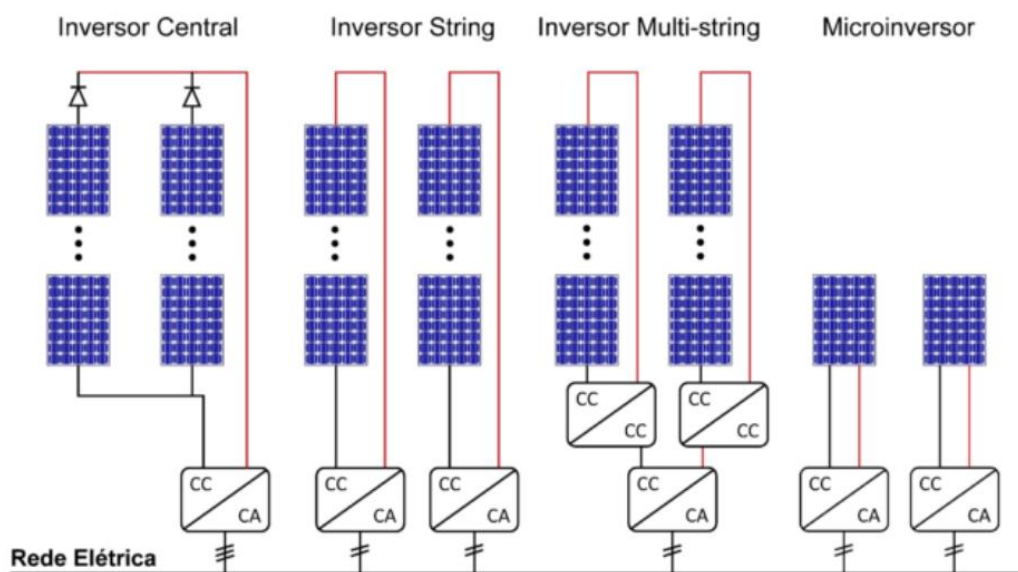
Fonte: ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. Disponível em: <https://eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 24 out. 2022

Já os inversores híbridos podem operar no modo on-grid ou off-grid, além de possuírem funções como injetar a energia na rede em horários de energia mais cara, ou injetar energia em baterias, em horários de energia mais barata.

Os inversores podem ainda ser do tipo central, tipo string, tipo multi string ou microinversor.

O tipo central se conecta a todos os painéis de uma única vez. O tipo string se conecta a uma série de strings de forma independente. O tipo multi-string se conecta a outros inversores do tipo string. E o tipo microinversor, se conecta a apenas um painel, permitindo a operação independente de cada painel. A Figura 2.9 apresenta os tipos de inversores descritos.

Figura 2.9 – Tipos de inversores



Fonte: ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. Disponível em: <https://eletronica depotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 24 out. 2022

Uma característica importante de ser avaliada no inversor é sua eficiência, pois ela poderá gerar perdas que comprometam a estimativa de geração prevista. Usualmente os valores de eficiência ficam acima dos 94%.

Importante também notar o grau de proteção do invólucro do inversor e a temperatura ambiente de operação, a qual pode afetar a eficiência. Usualmente, para áreas industriais, são previstas salas isoladas e até refrigeradas para instalação dos equipamentos. Em casos de instalação ao ar livre, é importante atentar para o grau de proteção com relação às intempéries, onde o grau IP55 é recomendado para casos expostos à chuva.

Alguns inversores, principalmente os de maior porte, possuem mais de um MPPT (maximum power point tracking) ou SPMP (seguidor do ponto de máxima potência). Essa característica faz com que o inversor se comporte como se fosse mais de um inversor em um mesmo equipamento (tipo string). Isso significa que podem ser conectados vários conjuntos de painéis (strings) em um mesmo inversor, sendo que cada string será gerenciada de forma independente. Isso é muito útil para evitar que, em caso de queima de um

painel em uma string, todo o sistema pare. Ou ainda, que em casos de sombreamento parcial do sistema, nem todas as strings sejam afetadas.

Os inversores podem ainda possuir a saída em corrente alternada monofásica ou trifásica, a depender de sua utilização, bem como possuir tensões de saída em baixa tensão de 127V a 600V, ou até em média tensão, para uso em usinas solares, chegando a dezenas de quilovolts na saída de corrente alternada.

De acordo com a Portaria Inmetro n.º 4, de 4 de janeiro de 2011, complementada pelos critérios estabelecidos na Portaria Inmetro n.º 357/2014, todos os inversores a serem utilizados no Brasil devem ser homologados pelo Inmetro.

2.5. OUTROS COMPONENTES ELÉTRICOS

Além dos painéis e inversores, outros componentes formam os sistemas de geração fotovoltaicos, entre eles:

- Estrutura de suportes dos painéis, sejam de piso ou sobre coberturas;
- Cabos CC de conexão entre painéis, com conectores e isoladores;
- Cabos CA após a saída dos inversores, com conectores e isoladores;
- Disjuntores, chaves e relés de proteção CC e CA, antes e depois dos inversores;
- String box - caixa para conexão dos cabos de vários painéis de uma string contendo os componentes de proteção elétrico;
- Medidor de energia, seja unidirecional ou bidirecional a depender do tipo de sistema;
- Quadro de distribuição, onde as cargas elétricas são conectadas e recebem os cabos de alimentação de energia;
- Controlador de carga, em caso de sistema off-grid ou híbridos que possuem baterias;
- Baterias, em caso de sistema off-grid ou híbridos;

- Transformadores, a depender da tensão da carga que se deseja alimentar;
- Suportes para os inversores, ou sala elétrica, bases civis para suportes e equipamentos conforme cada caso;
- Eletrocalhas, eletrodutos, dutos enterrados ou aéreas, bandejas, postes, suportes, caixas de passagem, elementos de fixação;
- Sistema de aterramento dos suportes, painéis, inversores, infraestrutura metálica, sala elétrica, etc;
- Sistema de Proteção de Descargas Atmosféricas (SPDA), a depender de cada tipo e exposição de cada instalação e da incidência de descargas elétricas no local.

Todos estes itens devem ser previstos, corretamente dimensionados, fornecidos e montados para que todo o sistema possa operar de forma plena e atenda a todas as normas regulamentadoras e boas práticas de engenharia que traga confiabilidade e segurança para a instalação.

2.6. VIABILIDADE ECONÔMICA

O estudo de viabilidade econômica para a implantação de um sistema gerador fotovoltaico baseia-se no conceito de que o sistema irá gerar uma quantidade de energia para suprir parcial ou totalmente as demandas das cargas elétricas, e com isso gerar uma economia nos custos de compra de energia de outra fonte (quer seja da rede da concessionária local ou de outra geração) de modo que tal economia supere os custos para implantação e manutenção de tal sistema.

Deve ainda ser considerado que o sistema gerador possui uma expectativa de vida ou funcionamento, período este sobre o qual a análise deve ser feita.

A análise de viabilidade pressupõe que o dinheiro a ser gasto para implantar e manter o sistema poderia ser utilizado de outra forma, ou até mesmo investido a uma taxa de juros que rendesse lucro. Isso faz com que a economia que o

sistema irá gerar também deva compensar tal lucro que deixará de ser ganho com o possível investimento que deixará de ser feito.

Essa “compensação” mínima que o investimento no sistema deve trazer é conhecida como Taxa Mínima de Atratividade, ou TMA.

O valor da TMA é definido por cada investidor, pois cada um possui oportunidades de investimento particulares e, portanto, não é um valor fixo ou um índice de mercado. Usualmente, a TMA costuma ser um valor acima da inflação pois os investidores não vão querer que seu capital seja reduzido com relação à inflação ao longo do tempo.

Para avaliar se o investimento no sistema de geração fotovoltaico é atrativo, ele deve possuir um valor de retorno maior que a TMA. Esse valor pode ser calculado e é conhecido como Taxa Interna de Retorno, ou TIR.

A Taxa Interna de Retorno ou Taxa Interna de Rentabilidade, de sigla TIR, em inglês IRR (internal rate of return), é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente.¹

Ou seja, se o projeto tiver a TIR com valor maior que a TMA, ele deveria ser realizado pois, numericamente, ele trará mais benefícios que a simples aplicação do dinheiro.

Obviamente que outros aspectos como o risco do projeto devem ser avaliados, situações macroeconômicas, externalidades, etc.

De forma geral, a TIR é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido (VPL) do projeto seja zero, e é calculada de forma iterativa por calculadoras eletrônicas ou planilhas de cálculo.

¹ John Maynard Keynes, citado em J. M. Keynes's Internal Rate of Return

O Valor Presente Líquido, ou VPL, determina o valor presente de pagamentos futuros considerando seu desconto a uma taxa de juros específica, retirando-se os custos de investimento inicial.

O cálculo do VPL deve ser feito utilizando-se os valores do Fluxo de Caixa, ou seja, considerando em cada período os valores de Receitas e Custos.

A fórmula para o cálculo do VPL é dada por:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} - II_0 \quad (2.25)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido

TMA = Taxa Mínima de Atratividade

FC_t = Fluxos de Caixa para t de 1 a n

II_0 = Investimento Inicial em $t = 0$

n = período de análise do projeto

Nesse conceito, se o valor calculado do VPL for acima de zero, significa que as receitas compensaram as despesas, e o projeto é viável.

Como a TIR é a taxa que iguala o Valor Presente dos Fluxos de Caixa futuros com o Investimento Inicial, e com isso resultando em $VPL = 0$, temos que, para o cálculo iterativo da TIR, a equação fica:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = II_0 \quad (2.26)$$

Outro fator que deve ser considerado na análise de viabilidade é a Alavancagem, que é quando o dinheiro a ser utilizado para realizar os investimentos no projeto não são 100% provenientes de capital próprio (*Equity*),

e sim parcialmente próprio e parcialmente emprestado de uma instituição financeira (Dívida, ou *Debt*) que irá cobrar uma taxa de juros por tal empréstimo.

Neste caso, utiliza-se o conceito de WACC (Weighted Average Cost of Capital), que se trata de uma taxa ponderada entre a TMA e a taxa de juros do financiamento. Usualmente, a taxa de juros do financiamento é mais baixa que a TMA, e isso faz com que a taxa mínima de atratividade ponderada do projeto seja menor que a TMA por si só.

A Alavancagem é a razão entre *Equity* (*E*) e *Debt* (*D*),

O cálculo da WACC é dado por:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \cdot K_d + \frac{E}{D + E} \cdot K_e \quad (2.27)$$

Onde:

K_d = taxa de juros da dívida

K_e = taxa de juros do capital próprio (TMA)

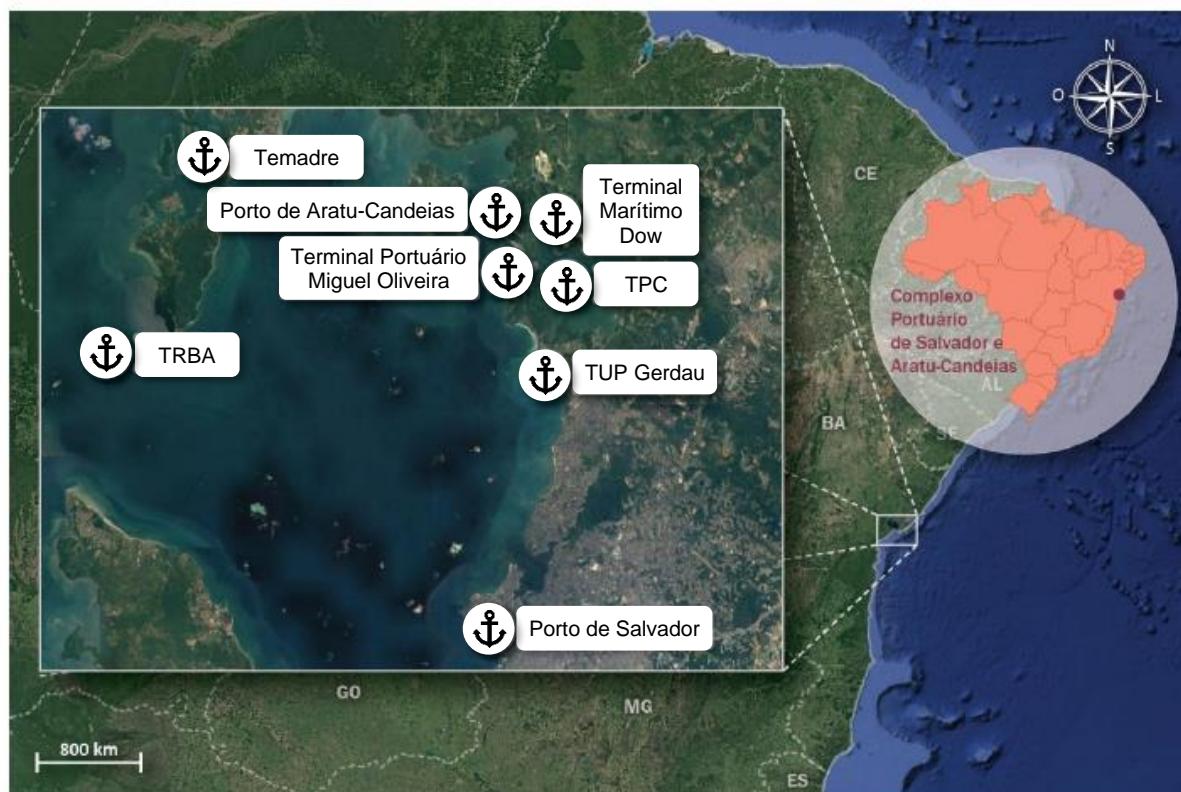
Sendo o valor de $K_d < TMA$, a *WACC* será menor que *TMA*, e com isso a atratividade do projeto aumenta.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. DESCRIÇÃO

O Terminal Portuário a ser estudado está situado na cidade de Candeias, no Estado da Bahia, às margens da Baía de Todos os Santos. Mais especificamente o Terminal faz parte do Porto Organizado de Aratu-Candeias (Figura 3.1), na enseada de Caboto, na Baía de Aratu, próximo à entrada do canal de Cotegipe, e cerca de 27 km de distância em linha reta até o Farol da Barra da cidade de Salvador.

Figura 3.1 – Localização do Porto Organizado de Aratu-Candeias



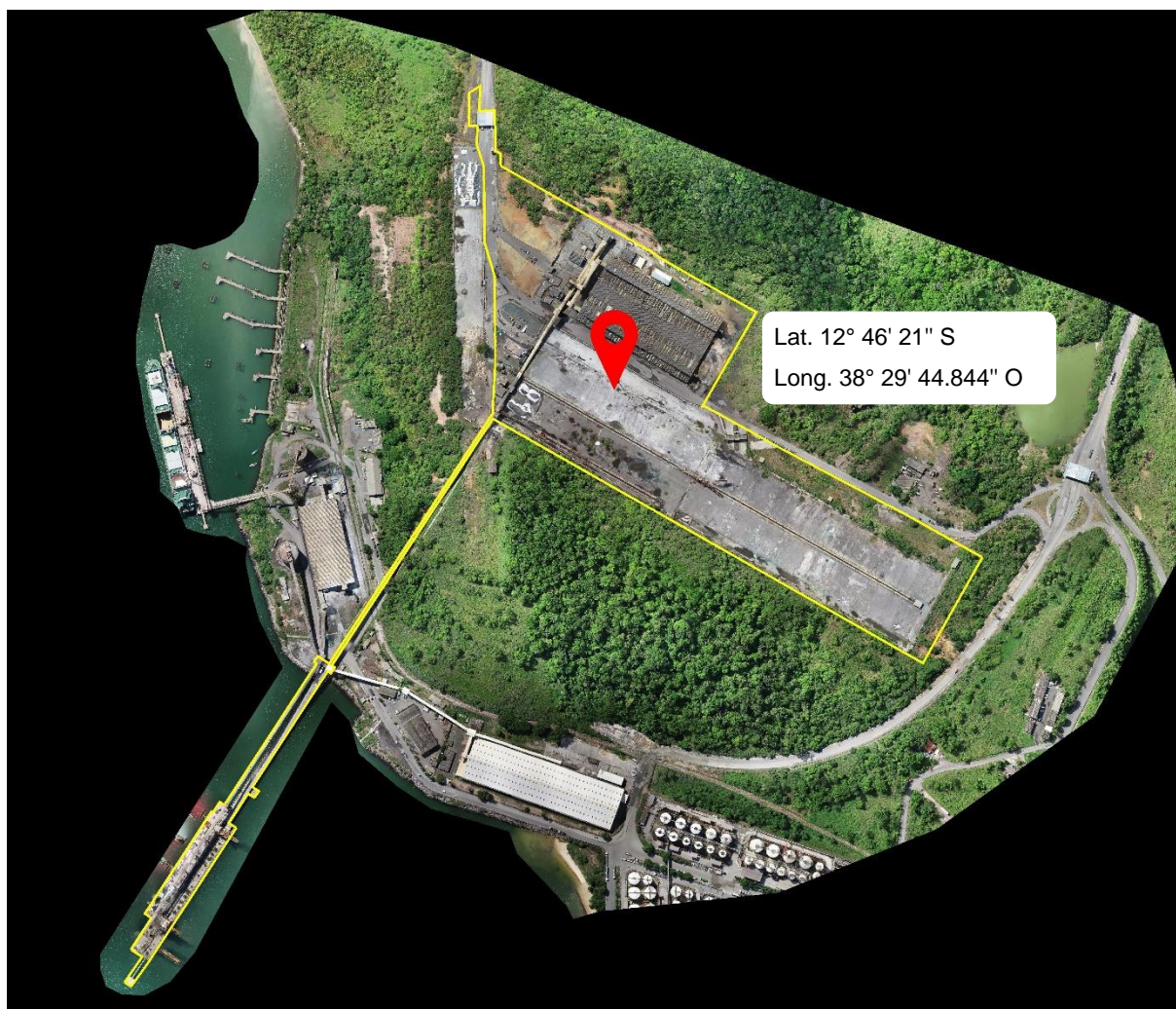
Fonte: Plano Mestre do Complexo Portuário de Salvador e Aratu-Candeias (2018)

A localização do Terminal, evidenciada na Figura 3.2, possui as seguintes coordenadas geográficas:

Latitude (ϕ): 12° 46' 21" S (-12,7725°)

Longitude (L): 38° 29' 44.844" O (38,49579°)

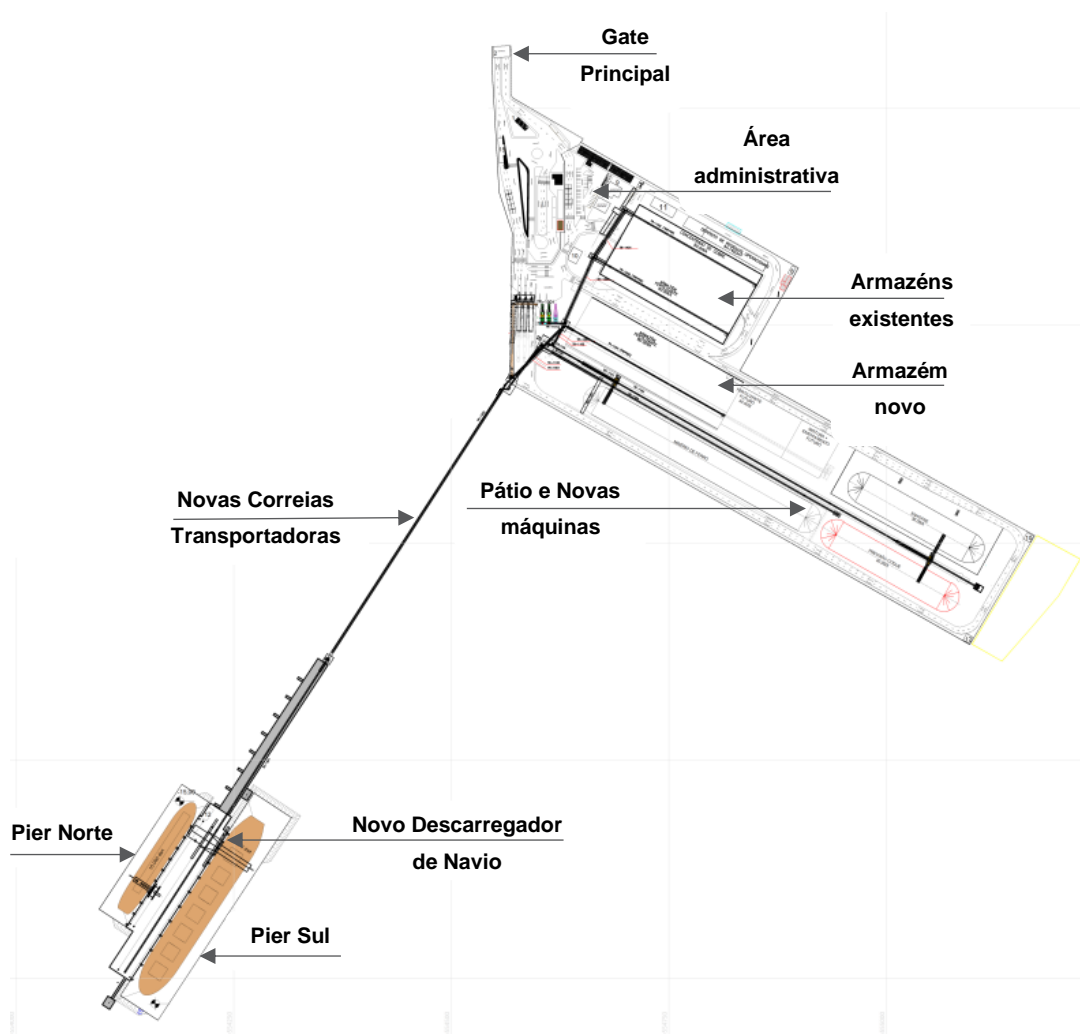
Figura 3.2 – Localização do Terminal e limites da área arrendada dentro do Porto Organizado de Aratu



Fonte: Ortofoto do acervo de projetos do Terminal

O projeto do Terminal prevê sua renovação completa, adicionando novos equipamentos de movimentação de carga entre os Píeres e a área de armazenagem, além de novos edifícios e sistemas de apoio, conforme ilustra a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Projeto de renovação do Terminal

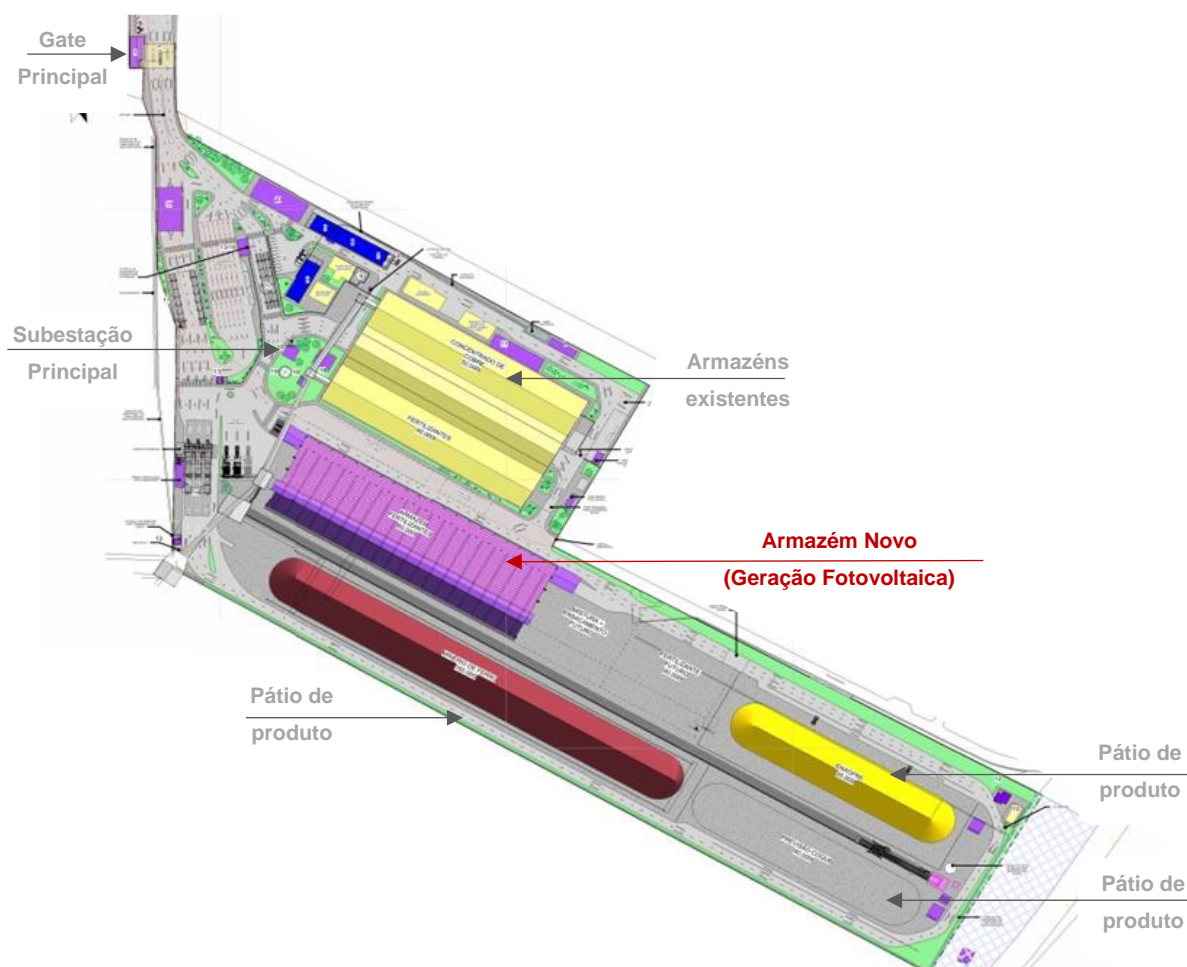


Fonte: Acervo de projetos do Terminal

Os painéis fotovoltaicos serão instalados sobre a cobertura de um novo armazém de carga a ser construído, localizado ao lado da Subestação Elétrica Principal, que alimenta todos os edifícios de apoio do terminal. A área bruta disponível em uma das “águas” do telhado do armazém que fica mais voltada para o Norte é de 8.100 m². A cobertura dos armazéns existentes não possui capacidade de resistência mecânica suficiente para suportar os painéis fotovoltaicos e, portanto, não será considerada.

A área a ser utilizada pelo sistema de conversão de energia solar se localiza na região indicada na Figura 3.4, e será melhor detalhada mais à frente.

Figura 3.4 – Localização das áreas disponíveis para os sistemas de conversão de energia solar



Fonte: Acervo de projetos do Terminal

A demanda de energia elétrica do Terminal como um todo, quando operando em sua capacidade máxima, será de cerca de 10.000 MWh/ano, sendo que a demanda específica dos edifícios e sistemas de apoio será de aproximadamente 2.600 MWh/ano.

Para a alimentação elétrica exclusiva dos equipamentos, que representam as cargas com as maiores potências e consumos, o terminal possuirá uma conexão em alta tensão de 69 kV com a concessionária local, energia esta que será rebaixada em transformadores e alimentará os painéis dos equipamentos.

Para suprir esta demanda dos equipamentos, o terminal buscará a contratação de energia no ACL (Ambiente de Contratação Livre), o que dificulta a conexão de sistemas de autoprodução de energia, já que os possíveis créditos gerados

não podem ser compensados, uma vez que a energia entregue pelo ACL não é comprada da concessionária, e sim de uma comercializadora de energia independente que apenas utiliza a infraestrutura da concessionária local e possui contratos de compra de energia de montante e valores pré-acordados, não aceitando créditos provenientes de autoprodução injetada na rede.

Já para alimentação dos edifícios e sistemas de apoio, o Terminal possuirá uma segunda conexão em baixa tensão de 380/220 V com a rede de distribuição da concessionária local, rede esta que será utilizada para conexão do sistema de geração de energia fotovoltaico, objeto deste estudo.

Portanto, o foco deste trabalho se limitará a compensar o consumo de energia elétrica dos edifícios e sistemas de apoio através da geração fotovoltaica, injetando na rede da concessionária a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, e acumulando créditos a serem abatidos da conta de energia elétrica do Terminal.

Este estudo propõe uma análise de viabilidade técnica e econômica de uma solução que contemple a área disponível para o sistema de conversão fotovoltaica de energia solar, focada em custos de investimento, custos operacionais e retornos financeiros, levando em consideração as restrições à elaboração destes sistemas.

3.2. CARGA ELÉTRICA

As cargas elétricas a serem consideradas neste estudo se referem às potências instaladas nos edifícios e sistemas de apoio, as quais estão listadas a seguir na Tabela 3.1:

Tabela 3.1- Potência Instalada nos edifícios e sistemas de apoio do Terminal

ID	Edificação/Área	Potência Instalada [kW]
1	Gate Principal	10
2	Portaria Principal	20

Tabela continua na próxima página

ID	Edificação/Área	Potência Instalada [kW]
3	Prédio Administrativo	30
4	Prédio Vestiário, Refeitório, Cozinha, Ambulatório	40
5	Prédio da Segurança, CFTV e Data Center	20
6	Casa Compressores (cargas de apoio, s/ compressores)	5
7	Almoxarifado	20
8	Oficina	35
9	Depósito de Resíduo	2
10	Abastecimento de Combustível	1
11	Prédio Amostragem	8
12	Prédio Tombador	10
13	Guarita área Restrita 1	6
14	Guarita área Restrita 2	6
15	Guarita área Restrita 3	6
16	Prédio Apoio Caminhoneiros	8
17	Casa de Bombas (cargas de apoio, sem bombas)	2
18	Armazéns Existentes - iluminação	40
19	Armazém Novo - iluminação	30
20	Subestação de Entrada	10
21	Subestação Principal	40
22	Subestação Pátio	20
23	Subestação Pier	20
24	Guarita Pier I	6
25	Prédio de Apoio Pier I	12
26	Prédio de Apoio Pátio	8
27	ETE (Estação de Tratamento de Esgoto)	3
28	Estação de Tratamento de Efluentes 1	3
29	Estação de Tratamento de Efluentes 2	3
30	Estação de Tratamento de Efluentes 3	3
31	Estação de Tratamento de Efluentes 4	3
32	Iluminação Viária	55
33	Iluminação Pátio	30
34	Iluminação Pier I	25
35	Iluminação Correias e Torres	35
36	Tomadas de serviço	30

Fonte: produção própria

Deve-se considerar que, ao longo do dia, cada carga possui um “Fator de Uso” que depende da funcionalidade da respectiva carga. Para estimar a demanda de energia que as cargas elétricas exigem do sistema elétrico, foram analisadas a média de tempo de uso de cada carga considerando os aspectos operacionais do Porto, bem como as exigências luminotécnicas e de conforto térmico do ambiente que são exigidas na região ao longo do dia.

Por se tratar de uma região onde a variação de temperatura ao longo do ano não é pronunciada (temperaturas são muito similares quando se compara o verão e o inverno locais, para fins de utilização de equipamentos de ar condicionado), a variação do fator de uso das cargas de apoio ao longo do ano foi desprezada, e considerou-se que seu uso é constante ao longo do ano, variando-as apenas ao longo das horas do dia.

Com isso, gerou-se uma planilha de “Fator de Uso” de hora em hora para cada carga elétrica que, ao ser multiplicada pela Potência Instalada, representa a demanda de energia elétrica diária.

Através da multiplicação do número de dias de cada mês, obteve-se a demanda elétrica mensal, e com a soma das demandas mensais obteve-se a demanda anual de energia elétrica das cargas de edifícios e sistemas de apoio do Terminal. A Tabela 3.2, Tabela 3.3 e Tabela 3.4 a seguir indicam o “Fator de uso” de cada carga elétrica e os resultados das demandas calculadas horárias, diárias, mensais e anual, com a separação de demanda diurna e noturna.

Tabela 3.2 – Fator de uso horário das cargas elétricas dos edifícios e sistemas de apoio do Terminal

ID	Edificação/Área	Potência Instalada [kW]	Fator de Uso																							
			Horário																							
			00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	Gate Principal	10	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Portaria Principal	20	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
3	Prédio Administrativo	30	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Prédio Vestiário, Refeitório, Cozinha, Ambulatório	40	0,5	0,7	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,5	0,3	0,3
5	Prédio da Segurança, CFTV e Data Center	20	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
6	Casa Compressores (cargas de apoio, s/ compressores)	5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
7	Almoxarifado	20	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
8	Oficina	35	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
9	Depósito de Resíduo	2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7	0,7	0,7	0,7
10	Abastecimento de Combustível	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
11	Prédio Amostragem	8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
12	Prédio Tombador	10	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
13	Guarita área Restrita 1	6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
14	Guarita área Restrita 2	6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
15	Guarita área Restrita 3	6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
16	Prédio Apoio Caminhoneiros	8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
17	Casa de Bombas (cargas de apoio, sem bombas)	2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7	0,7	0,7
18	Armazéns Existentes - iluminação	40	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7
19	Armazém Novo - iluminação	30	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7
20	Subestação de Entrada	10	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
21	Subestação Principal	40	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
22	Subestação Pátio	20	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
23	Subestação Pier	20	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
24	Guarita Pier I	6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
25	Prédio de Apoio Pier I	12	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
26	Prédio de Apoio Pátio	8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
27	ETE (Estação de Tratamento de Esgoto)	3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
28	Estação de Tratamento de Efluentes 1	3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
29	Estação de Tratamento de Efluentes 2	3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
30	Estação de Tratamento de Efluentes 3	3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
31	Estação de Tratamento de Efluentes 4	3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
32	Iluminação Viária	55	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
33	Iluminação Pátio	30	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
34	Iluminação Pier I	25	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
35	Iluminação Correlas e Torres	35	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
36	Tomadas de serviço	30	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Fonte: produção própria

Tabela 3.3 – Demanda de energia elétrica horária dos edifícios e sistemas de apoio do Terminal

ID	Edificação/Área	Potência Instalada [kW]	Demanda [kWh]																							
			Horária																							
			00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	Gate Principal	10	4	4	4	4	4	4	4	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	5	4	4	4	4
2	Portaria Principal	20	8	8	8	8	8	8	8	10	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	8	8	8	8
3	Prédio Administrativo	30	12	12	12	12	12	12	12	15	18	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	15	12	12	12	12
4	Prédio Vestiário, Refeitório, Cozinha, Ambulatório	40	20	28	20	12	12	12	12	28	20	12	12	12	12	12	28	20	12	12	12	12	28	20	12	12
5	Prédio da Segurança, CFTV e Data Center	20	8	8	8	8	8	8	8	10	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	8	8	8	8
6	Casa Compressores (cargas de apoio, s/ compressores)	5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
7	Almoxarifado	20	10	10	10	10	10	10	10	10	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	10	10	10	10
8	Oficina	35	7	7	7	7	7	7	10,5	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	7	7	7	7
9	Depósito de Resíduo	2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
10	Abastecimento de Combustível	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
11	Prédio Amostragem	8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
12	Prédio Tombador	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6
13	Guarita área Restrita 1	6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3	3,6	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,6	3	2,4	2,4	2,4
14	Guarita área Restrita 2	6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3	3,6	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,6	3	2,4	2,4	2,4
15	Guarita área Restrita 3	6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3	3,6	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,6	3	2,4	2,4	2,4
16	Prédio Apoio Caminhoneiros	8	4	4	4	4	4	4	4	4	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	4,8	4	4	4	4
17	Casa de Bombas (cargas de apoio, sem bombas)	2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
18	Armazéns Existentes - iluminação	40	28	28	28	28	28	28	28	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	28	28	28	28
19	Armazém Novo - iluminação	30	21	21	21	21	21	21	21	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	15	21	21	21	21
20	Subestação de Entrada	10	5	5	5	5	5	5	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	5	5	5	5	5
21	Subestação Principal	40	20	20	20	20	20	20	20	20	24	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	20	20	20	20	20
22	Subestação Pátio	20	10	10	10	10	10	10	10	10	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	10	10	10	10
23	Subestação Pier	20	10	10	10	10	10	10	10	10	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	10	10	10	10
24	Guarita Pier I	6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3	3,6	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,6	3	2,4	2,4	2,4
25	Prédio de Apoio Pier I	12	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	6	7,2	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	7,2	6	4,8	4,8	4,8
26	Prédio de Apoio Pátio	8	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	4	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	4,8	4	3,2	3,2	3,2
27	ETE (Estação de Tratamento de Esgoto)	3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
28	Estação de Tratamento de Efluentes 1	3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
29	Estação de Tratamento de Efluentes 2	3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
30	Estação de Tratamento de Efluentes 3	3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
31	Estação de Tratamento de Efluentes 4	3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
32	Iluminação Viária	55	55	55	55	55	55	55	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	55	55	55	55
33	Iluminação Pátio	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30
34	Iluminação Pier I	25	25	25	25	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25
35	Iluminação Correias e Torres	35	35	35	35	35	35	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	35	35	35	35
36	Tomadas de serviço	30	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Potência de Pico [kW]			360	368	360	352	352	352	211	202	219	237	237	237	237	253	245	237	237	237	237	363	373	360	352	352

Fonte: produção própria

Tabela 3.4 - Demanda de energia elétrica diária, mensal e anual dos edifícios e sistemas de apoio do Terminal

ID	Potência Instalada [kW]	Edificação/Área		Demanda [kWh]																								Anual																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
				Diária												Mensal																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
				Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago			Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Diá	Not

Fonte: produção própria

Com os resultados apresentados temos:

Demanda horária média (E_h) de **202 a 373 kWh/hora** (a depender do horário)

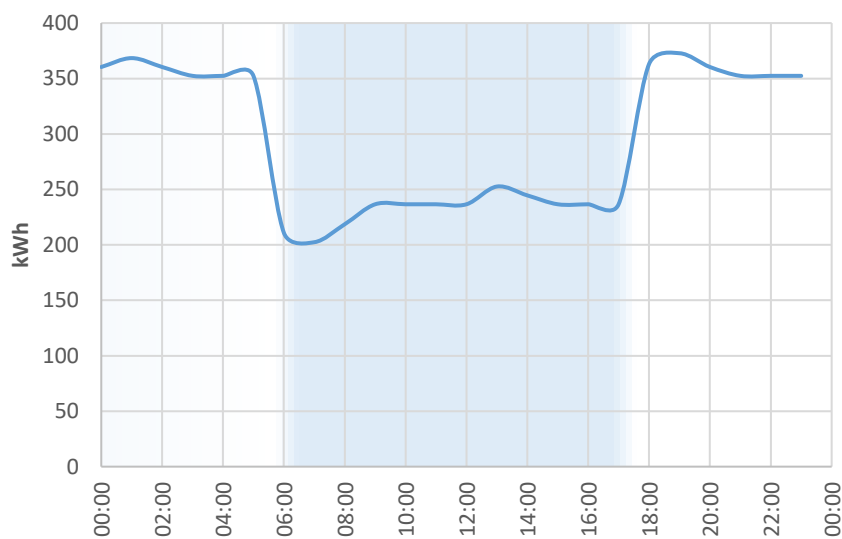
Demanda diária média (E_d) **7,1 MWh/dia**

Demanda mensal média (E_m) de **198 a 220 MWh/mês** (a depender do mês)

Demanda anual média (E) **2.586 MWh/ano**

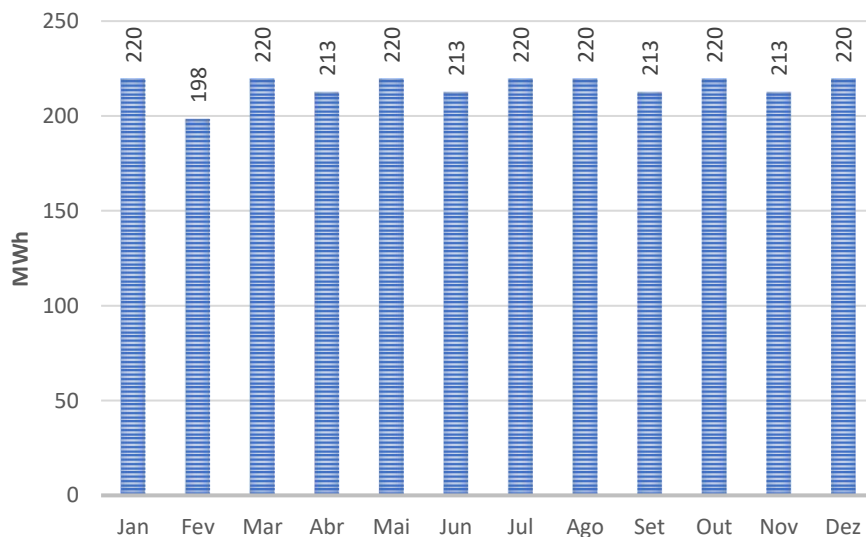
A Figura 3.5 e a Figura 3.6 apresentam os gráficos com as representações das demandas médias horárias e mensais, respectivamente.

Figura 3.5 – Demanda de Energia Elétrica média horária dos edifícios e sistemas do Terminal



Fonte: produção própria

Figura 3.6 - Demanda de Energia Elétrica média mensal dos edifícios e sistemas do Terminal



Fonte: produção própria

3.3. CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

De acordo com os dados do Instituto Nacional de Meteorologia, consultando a Estação de Medição Salvador (Ondina) número 83229, foi possível obter os dados médios de temperatura ambiente próximos ao Terminal conforme indicado na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Temperaturas médias mensais de Salvador Estação ONDINA 83229

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
T _{record máx}	34,3	34,7	37,0	34,5	31,6	30,6	30,7	31,3	30,7	33,5	33,5	34,3
T _{média máx}	31,0	31,1	30,9	29,6	28,1	27,1	26,6	26,7	27,7	29,1	29,8	30,6
T _{média mín}	23,8	24,0	24,1	23,6	22,8	21,9	21,1	21,0	21,5	22,5	23,1	23,5
T _{record mín}	19,8	19,5	18,7	18,7	18,0	18,2	17,5	17,7	17,6	18,3	18,9	19,8

*Fonte: Produção própria, baseada em dados disponível em:
https://pt.wikipedia.org/wiki/Predefini%C3%A7%C3%A3o:Tabela_clim%C3%A1tica_de_Salvador*

3.4. EQUACIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este sistema fotovoltaico é classificado como utilização de área disponível de coleta de energia solar, e para o equacionamento do problema e correto dimensionamento do sistema de coletores solares fotovoltaicos, deve-se seguir a seguinte sequência de considerações:

- 1) Determinar o local de instalação, através da Latitude (ϕ) e Longitude (L), conforme já indicado na Figura 3.2;
- 2) Definir as especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos, com suas respectivas, dimensões, capacidades e eficiências;
- 3) Executar o cálculo preliminar da quantidade de painéis fotovoltaicos que podem ser instalados na área disponível, considerando as restrições particulares do local de instalação como a área disponível, acessos de manutenção, a posição de instalação dos coletores com relação ao

plano horizontal, conhecido como Ângulo de Inclinação da Superfície (β), e a posição dos coletores com relação ao Sul terrestre, conhecido como Azimute da Superfície (γ).

- 4) Determinar a Refletividade do solo (ρ), que contribui na conversão de energia solar com uma radiação indireta refletida, mas que no estudo de caso específico tem baixa contribuição dado as condições locais e posição da instalação. No Terminal, que não possui neve no solo, utiliza-se o valor recomendado como padrão para estes casos de $\rho = 0,2$;
- 5) Determinar a Irradiação solar diária média mensal no Plano Horizontal (\bar{H}), que depende de uma série de fatores locais, principalmente atmosféricos e, portanto, é obtida através de medições ao longo do tempo, para que se obtenha uma média local, e é disponibilizada no Brasil através do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólicas Sergio de S. Brito), que indica os valores medidos mais próximos do local de interesse, indicando os valores mês a mês. Porém, de acordo com o Ângulo de Inclinação da Superfície (β), e o Azimute da Superfície (γ), deve-se calcular a Irradiação solar diária média mensal no Plano Inclinado (\bar{H}_T);
- 6) Definir a Taxa de Desempenho do Sistema (TD), razão entre energia útil e máxima teórica, de modo a incluir a influência de fatores diversos como rendimento do inversor, temperatura, sujidade dos coletores, diferença física de performance entre coletores de mesmo modelo, perdas em cabos, etc. Para o Brasil o CRESESB recomenda a faixa $0,7 < TD < 0,8$ para o valor de TD. Será utilizado um valor de $TD = 0,75$;
- 7) Determinar a demanda de Energia anual (E) que é a meta de energia que se pretende gerar para suprir a demanda do problema, e que pode ser avaliada em valores de Energia necessária mensal (E_m) e Energia necessária diária (E_d), conforme já indicado na Tabela 3.4 e na Figura 3.5 e Figura 3.6;

- 8) Calcular, de forma preliminar, o Potencial Solar (Energia a ser gerada anualmente), baseado na quantidade de painéis possíveis de serem instalados, na Potência de pico dos painéis escolhidos, nas condições de instalação do sistema traduzido como Horas de Sol Pleno (HSP) e na Taxa de Desempenho do Sistema.
- 9) Definir a especificação técnica dos inversores, com suas respectivas capacidades e eficiências que atendam o Potencial Solar previamente calculado;
- 10) Definir os arranjos fotovoltaicos, baseados nos equipamentos definidos (painéis fotovoltaicos e inversores) e nas áreas disponíveis considerando todas as restrições particulares;
- 11) Determinar a Temperatura Ambiente média mensal, que é representada como uma faixa de temperaturas obtida através de medições ao longo do tempo, e pode ser encontrada em arquivos públicos. Essa faixa de temperaturas é representada por 4 valores, sendo eles a Temperatura record máxima ($T_{r \text{ máx}}$), a Temperatura média máxima ($T_{m \text{ máx}}$), a Temperatura média mínima ($T_{m \text{ mín}}$) e a Temperatura record mínima ($T_{r \text{ mín}}$), conforme já indicado na Tabela 3.5. Com estes valores pode-se inferir o valor da Temperatura Ambiente hora a hora, influenciada pela inércia térmica do ambiente;
- 12) Realizar a verificação dos limites operacionais dos principais parâmetros dos inversores selecionados de acordo com as condições do arranjo fotovoltaico e condições ambientais;
- 13) Verificar o desempenho hora a hora do sistema de geração de energia fotovoltaica, calculando a energia a ser gerada mês a mês.

Com os parâmetros acima, todo o sistema pode ser dimensionado de modo que se possa buscar o atendimento da demanda de Energia pretendida.

Nota-se que alguns fatores acabam sendo limitantes, e podem impedir que 100% da demanda seja de fato atendida, como é o caso de uma limitação de área e da imposição da geometria de instalação do sistema.

Assim, segue o resumo do Equacionamento do problema:

- 1) Latitude (ϕ) e Longitude (L);
- 2) Especificação dos Painéis Fotovoltaicos;
- 3) Quantidade de Painéis Fotovoltaicos;
- 4) Refletividade do solo (ρ);
- 5) Irradiação Solar diária média mensal no Plano Horizontal (\bar{H}) e no Plano Inclinado (\bar{H}_T);
- 6) Taxa de Desempenho (TD);
- 7) Demanda de Energia anual (E);
- 8) Potencial Solar pelo método Horas de Sol Pleno (HSP);
- 9) Especificação Inversores;
- 10) Arranjos Fotovoltaicos;
- 11) Temperatura Ambiente média mensal horária;
- 12) Checagem dos limites operacionais do inversor;
- 13) Desempenho do Sistema hora a hora e mês a mês;

3.5. ESCOLHA DO PAINEL DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

A escolha dos equipamentos a serem utilizados no sistema de conversão solar fotovoltaica levou em consideração fabricantes reconhecidos por fornecerem painéis e inversores de alta qualidade e durabilidade, visto que o Terminal possui uma perspectiva de funcionamento de pelo menos 25 anos.

O painel escolhido também deve possuir uma alta eficiência de conversão solar, dado que o Terminal possui uma restrição de área para implantação do sistema.

Além disso, buscar um fabricante que possua a solução completa e integrada de painéis e inversores facilita a contratação, a manutenção, a integração e

compatibilidade dos componentes e acessórios, e certamente aumenta o poder de barganha em negociações de compra que incluam o projeto, fornecimento, instalação e contratos de manutenção de longo prazo.

Baseado nessas premissas, optou-se pela utilização de produtos da empresa Canadian Solar, que possui produtos certificados pelo Inmetro, e alta penetração de vendas e suporte técnico no Brasil.

Segue na Tabela 3.6 as especificações técnicas dos painéis solares selecionados, bem como a foto do painel na Figura 3.7. Mais dados sobre o painel podem ser verificados no Anexo 1 – Datasheet painel fotovoltaico.

Tabela 3.6 – Especificação técnica do Painel Solar Fotovoltaico

Marca	Canadian Solar				
Linha	HiKu				
Modelo	CS3W-400P				
Comprimento	2108	mm	Largura	1048	mm
	Dados STC		Dados NOCT		
P°mp	400	W	P*mp	298	W
V°mp	38,7	V	V*mp	36	V
I°mp	10,34	A	I*mp	8,27	A
V°oc	47,2	V	V*oc	44,3	V
I°sc	10,9	A	I*sc	8,79	A
Efic. η°mp	18,1%		Efic. η*mp	13,5%	
Coefficientes Temperatura					
T*noct	42	°C	γ oc	-0,28	%/°C
γ mp	-0,36	%/°C	γ sc	0,05	%/°C

Fonte: Produção própria – dados do catálogo do fabricante Canadian Solar Brasil – Anexo 1

Atenção especial para as dimensões do Painel Fotovoltaico, as quais serão utilizadas na sequência para a definição da quantidade de painéis possíveis de se instalar na área disponível. Temos:

Comprimento do Painel	C = 2.108mm (2,11m)
Largura do Painel	L = 1.048mm (1,05m)
Área do Painel	A_c = 2,21 m²

Figura 3.7 – Foto do Painel Solar selecionado



Fonte: Catálogo do fabricante Canadian Solar Brasil

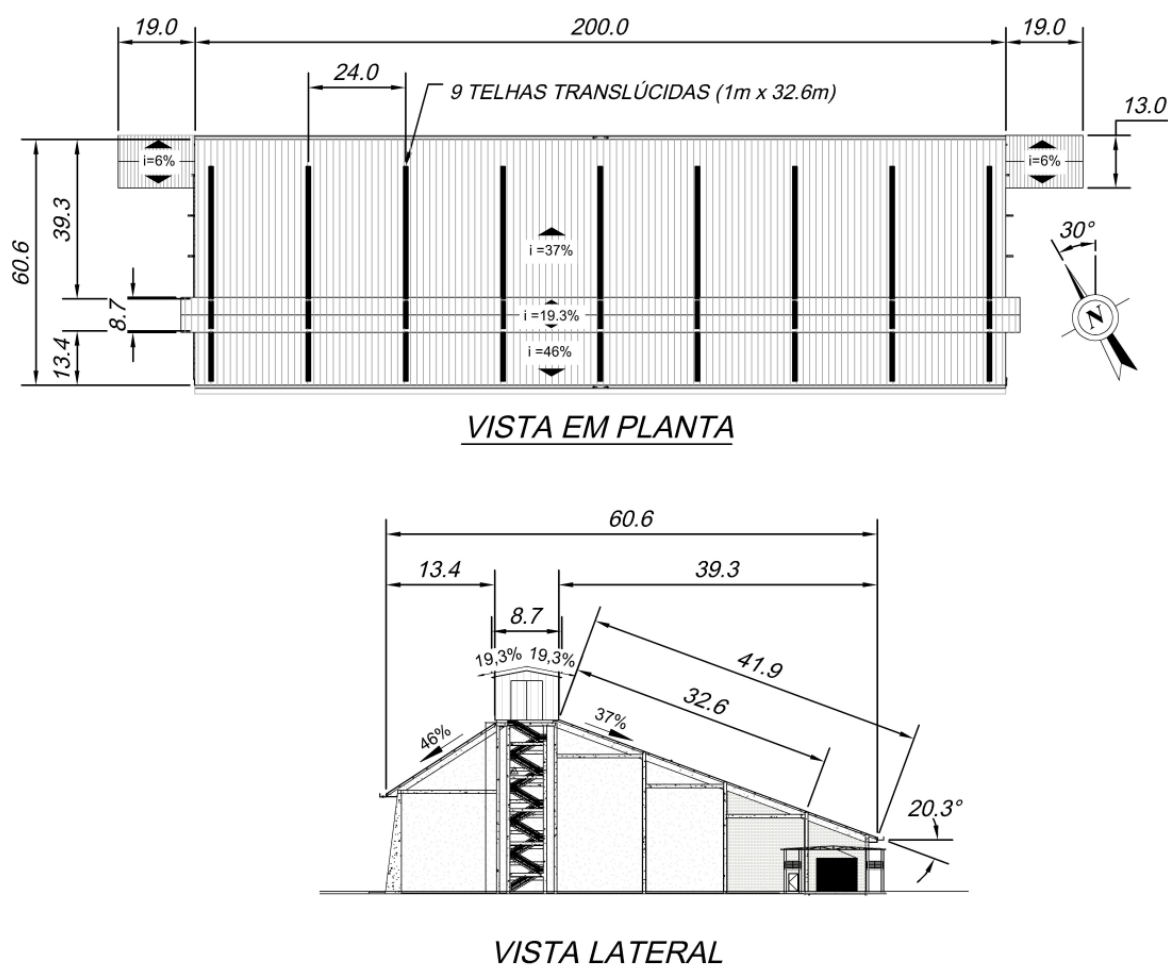
A escolha se deu por um painel Mono-facial, PERC Meia Célula, já que a instalação dos mesmos se dará sobre a cobertura do armazém e não faz sentido a escolha de um painel Bi-facial já que a superfície inferior estará sobre as telhas, sem receber nenhuma contribuição de radiação pela parte de baixo dos mesmos.

Buscou-se também escolher os painéis homologados pelo Inmetro, de modo que exista uma comprovação de uma entidade idônea quanto às características técnicas do equipamento, e de que o mesmo atende à legislação brasileira quanto à sua fabricação, estando apto a ser revendido e instalado no mercado nacional.

3.6. ÁREAS DE UTILIZAÇÃO PARA O SISTEMA DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

As áreas a serem utilizadas para instalação dos painéis fotovoltaicos se localizam na cobertura do Novo Armazém de Carga do Terminal, conforme indica a Figura 3.8.

Figura 3.8 – Planta e Vista Lateral do Novo Armazém de Carga do Terminal (dimensões em metros)



Fonte: Acervo de projetos do Terminal

De acordo com a Figura 3.8, podemos calcular as áreas disponíveis para a instalação dos painéis fotovoltaicos, considerando o uso da “água” da cobertura mais voltada para o Norte, que por consequência possui uma melhor incidência solar ao longo de todo o ano, dado a Latitude em que se encontra o Terminal no Hemisfério Sul.

Tal área possui dimensões de 41,9m x 200m, porém possui 9 faixas de telhas translúcidas de 1m x 32,6m, espaçadas a cada 24 metros e que não devem ser cobertas, de modo que a iluminação natural no interior do armazém seja aproveitada durante o dia. Com isso a área bruta útil para instalação dos painéis é de $(41,9 \times 200) - (9 \times 1 \times 32,6) = 8.086,6 \text{ m}^2$.

De acordo com o projeto de implantação do Terminal apresentado na Figura 3.8, nota-se a indicação do Norte Real através da representação da bússula, indicando que a direção da construção do Armazém se dá a 30° com relação ao Norte (no sentido Nordeste), ou seja, com azimute de -150° (com relação ao Sul), e a inclinação do telhado é de 37%, ou $20,3^\circ$.

Com isso, temos:

Azimute da Superfície	$\gamma = -150^\circ$
Inclinação da Superfície	$\beta = 20,3^\circ$

Porém, um aspecto extremamente relevante na instalação de um sistema solar fotovoltaico é o afastamento entre os painéis, necessário principalmente por dois aspectos:

- i. Afastamento para reduzir ou evitar o sombreamento entre painéis. No caso em estudo, toda a superfície de instalação é uma única superfície inclinada, e a instalação dos painéis fotovoltaicos não prevê suportes que os elevem acima desta superfície de base (telhado) e, portanto, não haverá sombreamento entre os painéis;
- ii. Afastamento para permitir o acesso para manutenção, este sim sendo relevante para o estudo de caso.

O acesso para manutenção deve ser previsto entre os painéis solares com os devidos cuidados. Deve-se considerar que em um ambiente portuário industrial, existem uma diversidade de fatores como a “maresia” (névoa salina) que acelera a degradação dos equipamentos, a poeira dos produtos manipulados no Terminal que podem ficar em suspensão no ar e afetar a sujidade dos painéis solares e consequentemente reduzindo sua eficiência, possíveis problemas de conexão, problemas com ratos que roem os cabos elétricos, danos causados por ventos, chuva, granizo, etc.

Portanto, é de crucial importância que tais acessos de manutenção sejam cuidadosamente avaliados para que a equipe de manutenção tenha condições facilitadas de corrigir eventuais falhas no sistema, trocar painéis, suportes,

cabos, efetuar a limpeza rotineira dos painéis, etc. Para tanto, tais acessos precisam possuir uma dimensão compatível com a circulação de pessoas, máquinas, ferramentas e até de novos componentes para que tal manutenção seja possível.

No caso em estudo, não se prevê que os corredores de passagem possuam corrimão ou guarda corpos que poderiam causar sombras nos painéis, porém serão previstos âncoras para cintos de segurança de modo a permitir a circulação segura entre os painéis. Além disso, a cobertura do armazém possui uma altura tal onde equipamentos de segurança como “linhas de vida” e cintos de segurança são obrigatórios, e requer que equipes de rapel industrial executem tais atividades de manutenção.

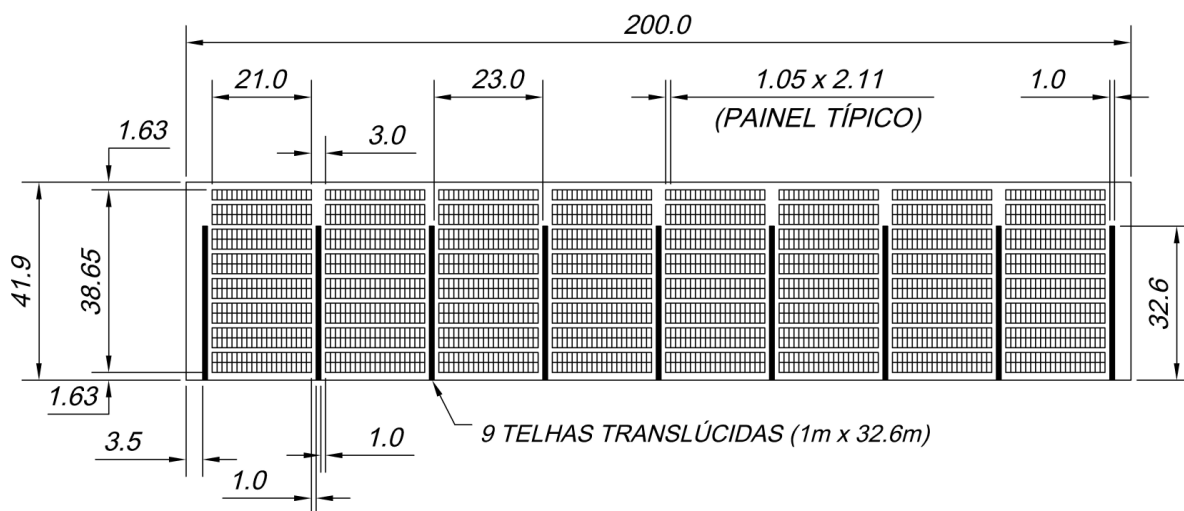
Outro fator relevante são as telhas translúcidas sobre o telhado, que além de reduzir o espaço para instalação dos painéis, apresentam-se com um ponto de fragilidade para quem transitar ao seu redor.

Isso posto, é crucial que, ao redor das telhas translúcidas, em ambos os lados, seja previsto um corredor de manutenção, tanto para a manutenção dos painéis, quanto para a manutenção da própria telha.

Em ambientes industriais, costuma-se utilizar corredores e passarelas de passagem com, no mínimo, 800mm de largura, mas dados todos os fatores citados, foi estabelecido que a largura de 1000mm é mais adequada e segura.

Observando-se a geometria da cobertura do armazém para instalação dos painéis fotovoltaicos e as restrições e boas práticas indicadas, chegou-se ao seguinte layout de distribuição dos painéis, de modo a maximizar a quantidade de painéis que se pode instalar na área disponível, conforme indicado na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Disposição dos painéis solares na cobertura do Armazém (dimensões em metros)



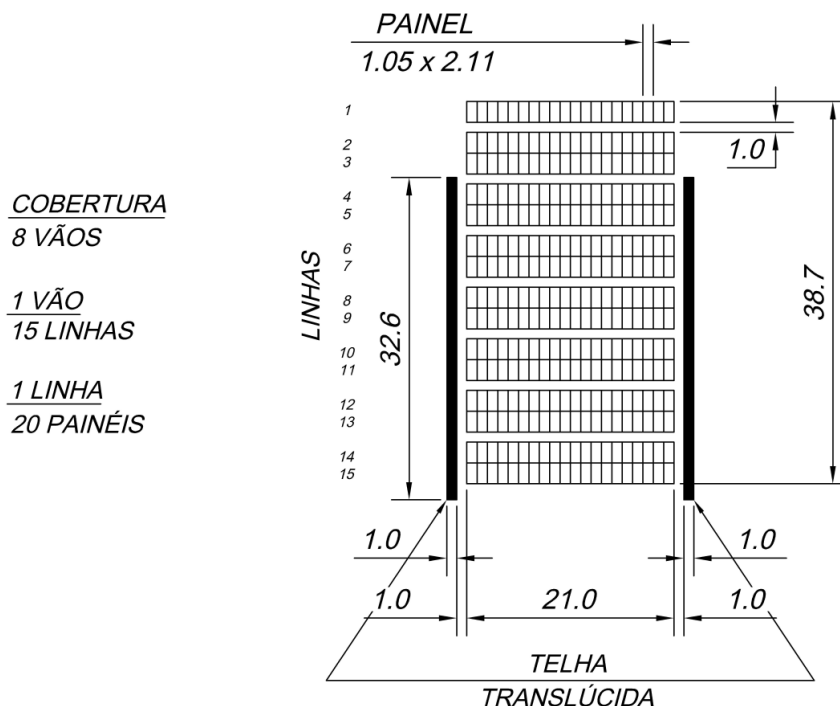
Fonte: produção própria

A disposição apresentada busca garantir acesso a todos os painéis de modo independente, para que a manutenção de qualquer um não necessite a retirada de outro painel.

Como a cobertura do armazém possui 9 faixas de telhas translúcidas, gerando 8 vãos entre elas, buscou-se utilizar os vãos de forma otimizada. A princípio, os vãos mais externos das telhas translúcidas das extremidades não estão sendo utilizados por possuírem apenas 3,5m de largura, que se torna ainda menor quando se considera os acessos de 1m de largura de cada lado. Além disso, a manutenção na borda do telhado é ainda mais perigosa e por isso não se entende como prudente o uso de tal região.

De forma mais detalhada a distribuição dos painéis fotovoltaicos em cada um dos 8 vãos entre as telhas translúcidas é apresentada na Figura 3.10.

Figura 3.10 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos em um vão típico entre duas faixas de telhas translúcidas da cobertura do armazém (dimensões em metros)



Fonte: produção própria

Dessa maneira, o número máximo de painéis fotovoltaicos (N_p) que se pode instalar na cobertura do armazém é de:

$$N_p = 2400 \text{ painéis}$$

Assim, mesmo com uma área disponível de $41,9\text{m} \times 200\text{m} = 8.380\text{m}^2$, e uma área bruta útil de $8.086,6 \text{ m}^2$ (excluindo as telhas translúcidas), a área total dos painéis é de:

$$A_t = 1,048 \cdot 2,108 \cdot 2400$$

$$A_t = 5.302 \text{ m}^2$$

3.7. POTENCIAL SOLAR

Para o cálculo do potencial solar no local de instalação é necessário conhecer a Irradiação Solar diária média mensal no Plano Horizontal, obtida no site do CRESESB, utilizando-se como referência a Latitude e a Longitude locais, conforme indicado na Figura 3.11

Figura 3.11 - Irradiação solar diária média mensal na Estação de Simões Filho – BA, Brasil

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Simoes Filho

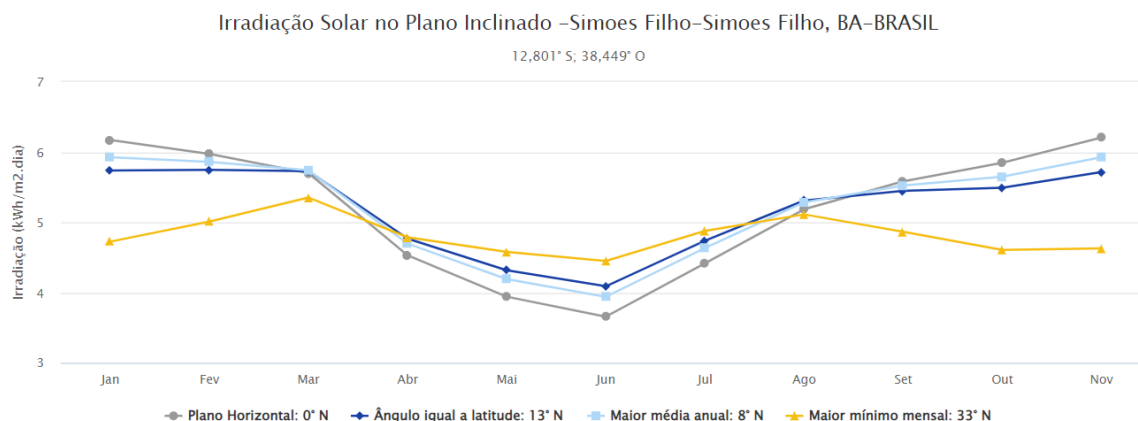
Município: Simoes Filho , BA - BRASIL

Latitude: 12,801° S

Longitude: 38,449° O

Distância do ponto de ref. (12,7725° S; 38,49579° O) :6,0 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia)												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	6,17	5,97	5,70	4,53	3,94	3,66	3,89	4,42	5,19	5,58	5,85	6,21	5,09	2,55
✓	Ângulo igual a latitude	13° N	5,74	5,75	5,73	4,77	4,32	4,09	4,32	4,74	5,31	5,45	5,49	5,71	5,12	1,66
✓	Maior média anual	8° N	5,93	5,86	5,74	4,70	4,19	3,94	4,17	4,63	5,28	5,52	5,65	5,93	5,13	1,99
✓	Maior mínimo mensal	33° N	4,72	5,01	5,35	4,79	4,58	4,45	4,66	4,88	5,11	4,86	4,61	4,63	4,80	,90



Fonte: CRESESB

A partir dos dados acima, pode-se extrair o valor mês a mês da Irradiação solar diária média mensal no Plano Horizontal (\bar{H}), na Estação de Simões Filho, a 6km de distância do local de instalação, o que traz grande assertividade para os cálculos dada a proximidade do ponto de medição. O resumo dos valores está evidenciado na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Irradiação solar diária média mensal Plano Horizontal (H) na Estação de Simões Filho – BA, Brasil [kWh/m².dia]

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
6,17	5,97	5,7	4,53	3,94	3,66	3,89	4,42	5,19	5,58	5,85	6,21

Fonte: Produção própria

Conforme evidenciado no capítulo 3.6, a Superfície coletora possui Ângulo de Superfície $\beta = 20,3^\circ$ e Azimute da Superfície $\gamma = -150^\circ$. Portanto, é necessário que seja feito o cálculo da Irradiação solar diária média mensal no Plano Inclinado (\bar{H}_T).

De acordo com Klein (1977), cada mês possui um dia em que a irradiação extraterrestre diária representa a média das irradiações extraterrestres diárias do mês, conforme indicado na Tabela 3.8 a seguir.

Tabela 3.8 – Recomendações para o dia médio do mês e valor de n por mês

Mês	Dia médio do mês		
	Data	Dia do Ano (n)	Declinação Solar (δ)
Janeiro	17	17	-20,9
Fevereiro	16	47	-13,0
Março	16	75	-2,4
Abril	15	105	9,4
Maio	15	135	18,8
Junho	11	162	23,1
Julho	17	198	21,2
Agosto	16	228	13,5
Setembro	15	258	2,2
Outubro	15	288	-9,6
Novembro	14	318	-18,9
Dezembro	10	344	-23,0

* Não usar para $|\phi| > 66,5^\circ$

Fonte: Produção própria, baseado em Klein (1977)

Com a informação dos dias médios da Tabela 3.8, pode-se realizar o cálculo da Irradiação solar diária média mensal no Plano Inclinado ($\overline{H_T}$) para cada dia médio do mês, através do seguinte equacionamento:

$$\overline{H_T} = \bar{R} \bar{H} \quad (3.1)$$

Onde o ganho \bar{R} é a soma da Radiação direta, Radiação difusa e Radiação refletida na superfície inclinada, conforme os 3 parâmetros da equação a seguir:

$$\bar{R} = \left(1 - \frac{\overline{H_d}}{\bar{H}}\right) \cdot \bar{R}_b + \frac{\overline{H_d}}{\bar{H}} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (3.2)$$

Onde:

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 0,775 + 0,0065. (\omega_s - 90^\circ) - [0,505 + 0,00455. (\omega_s - 90^\circ)]. \cos[115\overline{K_T} - 103^\circ] \quad (3.3)$$

Para superfície coletora no Hemisfério Sul com azimute $\gamma = 180^\circ$, temos que o ganho $\overline{R_b}$ da componente da radiação direta é dado por:

$$\overline{R_b} = \frac{\cos(\phi + \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s^* + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega_s^* \cdot \sin(\phi + \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta} \quad (3.4)$$

De acordo com Zilles (2012), a orientação (γ) e a inclinação (β) do gerador fotovoltaico para a cidade de Salvador gera uma relação de perda da radiação captada pelos painéis fotovoltaicos conforme indicado na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Relação de perdas (sobre o valor máximo teórico) segundo a orientação (γ) e a inclinação (β) do gerador fotovoltaico para a cidade de Salvador

FATORES DE CORREÇÃO SEGUNDO UMA INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DADAS (Disponibilidade anual ótima = 1.935 kWh/m ²)										
$\beta \backslash \gamma$	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0°	0,996	1,000	0,984	0,949	0,894	0,821	0,732	0,633	0,531	0,447
±25°	0,996	0,998	0,982	0,946	0,891	0,820	0,736	0,643	0,549	0,460
±50°	0,996	0,995	0,976	0,939	0,884	0,816	0,737	0,653	0,566	0,484
±90°	0,996	0,983	0,955	0,910	0,852	0,786	0,713	0,638	0,563	0,491

Fonte: Zilles (2012), Tab 6.22, pg 191

Como no caso em questão o azimute do painel é $\gamma = -150^\circ$ (30° de variação com relação ao 180° padrão) e a inclinação $\beta = 20,3^\circ$, pode-se verificar na Tabela 3.9 que a influência da orientação γ tem baixíssima relevância (a perda de 0,984 decresce para 0,982) e não afeta consideravelmente a incidência solar nos painéis. Portanto, será considerado que a fórmula de $\overline{R_b}$ terá pouca variação por conta da orientação γ ser diferente de 180° e, dessa maneira, poderá ser utilizada conforme indicado.

Temos ainda que o índice de claridade diário médio mensal é dado por:

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (3.5)$$

Onde a Irradiação extraterrestre integrada horária média mensal sobre a superfície horizontal é dada por:

$$\overline{H_0} = 2,75 \cdot 10^4 \cdot G_{SC} \cdot \left[1 + 0,33 \cdot \cos \frac{360n}{365} \right] \cdot [1,75 \cdot 10^{-2} \cdot \omega_S \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_S] \quad (3.6)$$

Onde o ângulo horário do pôr do sol ω_S é dado por:

$$\omega_S = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (3.7)$$

Onde a escolha do valor ω_S^* é dada por:

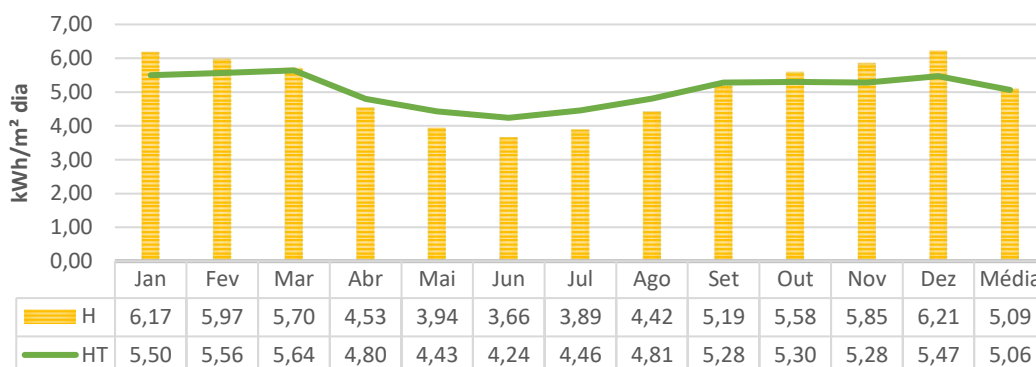
$$\begin{aligned} \omega_S^* &= \text{mínimo entre:} \\ &\arccos(-\tan \phi \tan \delta) \\ &\text{ou} \\ &\arccos[-\tan(\phi + \beta) \tan \delta] \end{aligned} \quad (3.8)$$

E onde a constante solar $G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$.

Com o equacionamento descrito, a Irradiação solar diária média mensal no Plano Inclinado ($\overline{H_T}$) é calculada conforme indicado na Tabela 3.10.

A Irradiação solar diária média mensal no Plano Horizontal (\bar{H}), e a Radiação solar diária média mensal no Plano Inclinado (\bar{H}_T), são apresentadas de forma resumida na Figura 3.12.

Figura 3.12 - Irradiação solar diária média mensal no Plano Horizontal (\bar{H}), e Radiação solar diária média mensal no Plano Inclinado (\bar{H}_T)



Fonte: Produção própria

Percebe-se que o efeito da inclinação β nos painéis trouxe um ganho nos meses de Abril a Setembro, e uma perda nos demais meses, porém a média anual da Radiação coletada se manteve praticamente a mesma, com uma variação de cerca de -0,5% ($\bar{H}_T = 5,06 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$ contra um valor de $\bar{H} = 5,09 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$), conforme previsto por Zilles e indicado na Tabela 3.9.

O valor da Radiação solar diária média mensal no Plano Inclinado em $\text{kWh/m}^2\text{.dia}$ também pode ser interpretada como a quantidade de horas de sol pleno em h/dia fornecendo uma radiação de 1000 W/m^2 .

Ou seja, $\bar{H}_T = 5,06 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$ é o mesmo que 5,06 h/dia (Horas de Sol Pleno por dia).

Dado o número máximo de painéis que se pode instalar na área disponível (N_p), a potência de pico de geração de energia de cada painel (P_{mp}°), a Radiação solar diária média mensal no Plano Inclinado ou Horas de Sol Pleno (HSP), e a Taxa de Desempenho do sistema (TD), pode-se calcular a quantidade de energia que o sistema gerador fotovoltaico ($E_{rede\ HSP}$) será capaz de produzir

diariamente e enviar para a rede da concessionária, conforme indica a equação do método CRESESB de horas de sol pleno (HSP) indicada abaixo:

$$E_{rede\ HSP} = N_p \cdot P_{mp}^{\circ} \cdot HSP \cdot TD \quad (3.9)$$

Com os dados a seguir podemos calcular o valor de E_{rede} :

$$N_p = 2400 \text{ painéis}$$

$$P_{mp}^{\circ} = 400 \text{ Wp}$$

$$HSP = \overline{H_T} = 5,06 \text{ kWh/m}^2\text{dia (valor médio anual)}$$

$$TD = 75\%$$

$$E_{rede\ HSP} = 2400 \cdot 400 \cdot 5,06 \cdot 0,75$$

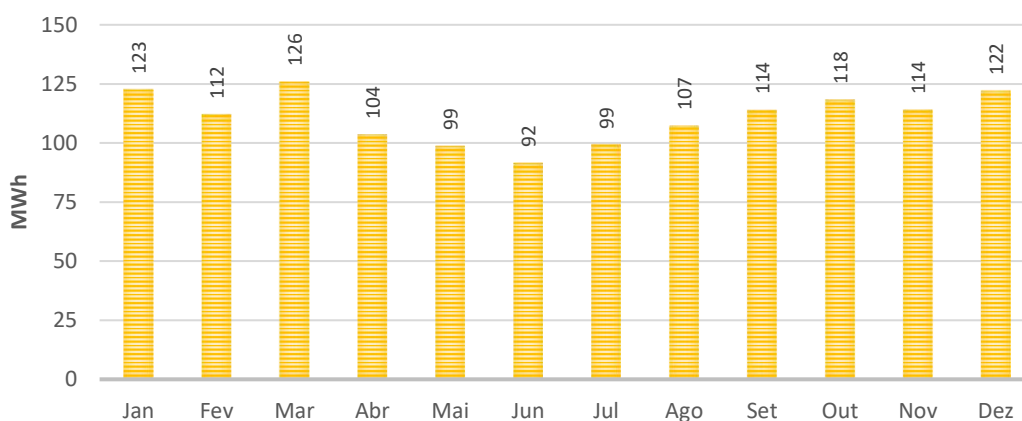
$$E_{rede\ HSP} = 3.643.200 \text{ Wh/dia}$$

$$E_{rede\ HSP} = 3,6432 \text{ MWh/dia} \cdot 365 \text{ dias}$$

$$E_{rede\ HSP} = 1.330 \text{ MWh/ano}$$

Executando o mesmo cálculo, porém utilizando o valor de $\overline{H_T}$ para cada mês ao invés de usar o valor médio anual, obtemos o valor da Energia produzida mês a mês, conforme mostra a Figura 3.13.

Figura 3.13 – Energia do Gerador Fotovoltaico ($E_{rede\ HSP}$) mensal pelo método HSP



Fonte: Produção própria

Conforme apresentado no capítulo 3.2, a Energia Elétrica (E) demandada pelas edificações e sistemas do Terminal é $E = 2586 \text{ MWh/ano}$.

Dessa maneira, pelo cálculo preliminar utilizando o método HSP, o sistema de geração fotovoltaica será capaz de atender uma fração de aproximadamente **51% da demanda elétrica** dos sistemas auxiliares do Terminal.

3.8. ESCOLHA DO INVERSOR

O Inversor a ser escolhido para operar o sistema de conversão fotovoltaico deve possuir uma potência tal que minimize a quantidade de equipamentos necessários, baseado na máxima potência que os painéis fotovoltaicos podem gerar, mas de forma que não opere fora de suas faixas limite máximas e mínimas. Sabendo que a Potência de pico do sistema de geração fotovoltaico pode ser calculado por:

$$P_p = N_p \cdot P_{mp}^{\circ} \quad (3.10)$$

Temos que:

$$N_p = 2400 \text{ painéis}$$

$$P_{mp}^{\circ} = 400 \text{ Wp}$$

E assim:

$$P_p = 2400 \cdot 400$$

$$P_p = 960 \text{ kWp}$$

De acordo com a potência acima, e adotando um inversor do mesmo fabricante que os painéis fotovoltaicos, buscando uma maior integração e poder de barganha no momento da compra do sistema, segue na Tabela 3.11 as especificações técnicas do inversor selecionado, bem como a foto do inversor na Figura 3.14. Mais dados sobre o inversor podem ser verificados no Anexo 2 – Datasheet inversor.

Tabela 3.11 – Especificação técnica dos Inversores

Marca	Canadian Solar		
Linha	Inversor String Trifásico		
Modelo	CSI-100K-T400GL02-E		
Pot. entrada máx.	150 kW	N° strings/SPMP	2
Pot. CA nom.	100 kW	N° SPMPs	10
Tensão mín. SPMP	180 Vcc	Efic. máx.	98,7%
Tensão máx SPMP	1000 Vcc	Efic. SPMP	99,5%
Tensão CC mín.	195 Vcc	Corrente SPMP máx.	26 A
Tensão CC máx.	1100 Vcc	Corrente CA máx.	167,1 A
Tensão CA saída	380 V	Freq. saída	60 Hz

Fonte: produção própria, baseado no catálogo do fabricante Canadian Solar Brasil – Anexo 2

Figura 3.14 – Foto do Inversor Selecionado



Fonte: Catálogo do fabricante Canadian Solar Brasil

Nota-se que a linha de inversores escolhida proporciona uma saída trifásica já que este é o padrão da rede a qual os equipamentos do Terminal serão conectados.

Além disso o inversor escolhido possui a capacidade de receber até 2 strings em cada um de seus 10 SPMPs (Seguidor do Ponto de Máxima Potência), totalizando até 20 strings por inversor.

Essa escolha se deu pelo fato de que, quanto mais coletores solares um único inversor puder suportar, menos inversores serão necessários, o que é

desejável em um sistema deste porte, reduzindo o espaço necessário para sua instalação e redução da quantidade de cabos e infraestrutura para suporte.

Conforme o estudo de Zilles, o Fator de Desempenho do Inversor (FDI) deve ficar entre 0,60 e 0,90 de modo que ele opere dentro de suas faixas operacionais de maior produtividade.

Assumindo um valor inicial de $FDI = 0,70$ (dentro da faixa recomendada que é $0,60 < FDI < 0,90$), temos:

A máxima potência que os inversores poderão operar dentro da faixa de desempenha recomendada é de:

$$P_{m\acute{a}x} = P_p \cdot FDI \quad (3.11)$$

$$P_{m\acute{a}x} = 960 \text{ kW} \times 0,70 = 672 \text{ kW}$$

Com isso, o número de inversores para a máxima potência é dado por:

$$N_{inv} = P_{m\acute{a}x} / P_{CA \text{ nom}} \quad (3.12)$$

$$N_{inv} = 672 / 100 = 6,72$$

Portanto, deve-se testar o valor de FDI para 6 ou 7 inversores.

Conferência do FDI:

$$FDI = (100 \times 6) / 960 = 0,63 - \text{OK}$$

$$FDI = (100 \times 7) / 960 = 0,73 - \text{OK}$$

Como os dois casos são aceitáveis, pode-se escolher o menor número de inversores para tornar o sistema mais econômico, ou seja:

$$N_{inv} = \mathbf{6 \text{ inversores}}, \text{ com } 100\text{kW cada}$$

3.9. ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

Com a definição da quantidade de inversores, os arranjos fotovoltaicos podem ser determinados, dividindo-se os painéis a serem aplicados no sistema pelo número de inversores, bem como determinar as subdivisões de painéis por SPMP e por String.

Quantidade de painéis por inversor:

$$2400 / 6 = 400 \text{ painéis/inversor}$$

Número de painéis por SPMP:

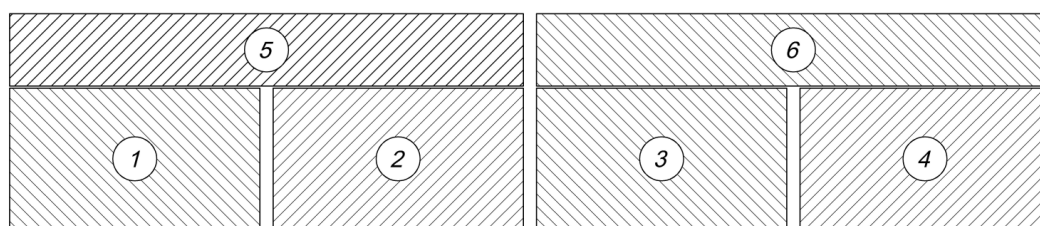
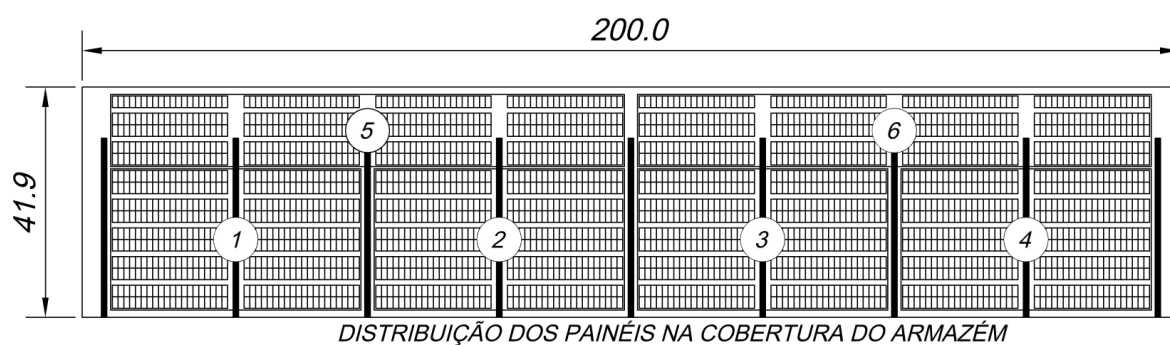
$$400 / 10 = 40 \text{ painéis/SPMP}$$

Número de painéis por String:

$$n = 40 / 2 = 20 \text{ painéis/string}$$

A partir do arranjo físico de distribuição dos painéis na cobertura do telhado pode-se determinar a interligação entre inversores e painéis de forma lógica, conforme apresentado na Figura 3.15.

Figura 3.15 – Distribuição de painéis para cada inversor



Fonte: Produção própria

Como cada linha de painéis em cada vão do telhado já possui 20 painéis, conforme apresentado na Figura 3.10, cada linha forma uma string.

A cada 2 strings utiliza-se 1 SPMP. Cada inversor possui 10 SPMPs e, portanto, 20 strings utilizam 1 inversor completo, totalizando os 6 inversores determinados para o sistema.

3.10. TEMPERATURA AMBIENTE MÉDIA MENSAL HORÁRIA

Um dos fatores determinantes para o funcionamento do Sistema de Geração Fotovoltaica é a temperatura de operação dos painéis, a qual é afetada diretamente pela temperatura ambiente.

Para que se possa determinar o comportamento da temperatura dos painéis ao longo do dia, e com isso avaliar como a eficiência dos mesmos também é afetada, pode-se utilizar o histórico de temperaturas do local de instalação e simular a variação da temperatura ao longo das horas a partir das seguintes considerações.

Conforme já apresentado na Tabela 3.5, de acordo com os dados do Instituto Nacional de Meteorologia, foi possível obter os dados médios de temperatura ambiente próximos ao Terminal na Estação de Medição Salvador (Ondina) número 83229, conforme indicado novamente na Tabela 3.12.

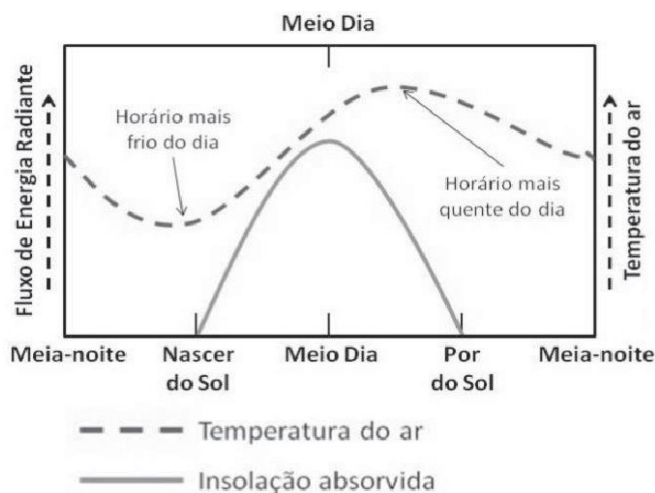
Tabela 3.12 – Temperaturas médias mensais de Salvador Estação ONDINA 83229

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
T _{record máx}	34,3	34,7	37,0	34,5	31,6	30,6	30,7	31,3	30,7	33,5	33,5	34,3
T _{média máx}	31,0	31,1	30,9	29,6	28,1	27,1	26,6	26,7	27,7	29,1	29,8	30,6
T _{média mín}	23,8	24,0	24,1	23,6	22,8	21,9	21,1	21,0	21,5	22,5	23,1	23,5
T _{record mín}	19,8	19,5	18,7	18,7	18,0	18,2	17,5	17,7	17,6	18,3	18,9	19,8

*Fonte: Produção própria, baseada em dados disponíveis em:
https://pt.wikipedia.org/wiki/Predefini%C3%A7%C3%A3o:Tabela_clim%C3%A1tica_de_Salvador*

Sabe-se que a variação da temperatura do ar é defasada em relação à insolação, conforme apresentado de forma esquemática na Figura 3.16.

Figura 3.16 - Variação diária de temperatura do ar e radiação solar ao longo de um dia típico.



Fonte: Adaptado de Christopherson (2012)

Utilizando-se a Temperatura média máxima e média mínima, pode-se obter uma estimativa da temperatura média mensal a qualquer hora do dia.

Inicialmente, para cada dia médio do mês, calcula-se os horários em que a temperatura é máxima e mínima, conforme explicado a seguir.

1. Calcula-se o ângulo do pôr do Sol $\omega_s = \arccos(\tan \phi \cdot \tan \delta)$ (3.13)

2. Calcula-se a duração de insolação $N = \left(\frac{2}{15}\right) \omega_s$ (3.14)

3. Calcula-se o horário do Pôr do Sol $H_{ss} = \frac{\omega_s}{15} + 12$ (3.15)

4. Calcula-se o horário do Nascer do Sol $H_{sn} = H_{ss} - N$ (3.16)

5. Hora de Temperatura máxima $H_{Tmáx} = (H_{ss} - H_{sn}) + N/6 + f_{d1}$ (3.17)

6. Hora de Temperatura mínima $H_{Tmín} = H_{sn} - N/6 + f_{d2}$ (3.18)

Os fatores de deslocamento f_{d1} e f_{d2} são os responsáveis por simular a defasagem entre a temperatura máxima e mínima do ar ambiente com relação à hora da insolação, conforme indicado na Figura 3.16, e assim obter-se as Horas de Temperatura máxima e Horas de Temperatura mínima.

O cálculo da temperatura ambiente pode ser dividido em 3 faixas:

1. Da meia-noite até a Hora de Temperatura mínima (queda de temperatura);
2. Da Hora de Temperatura mínima até a Hora de Temperatura máxima (elevação da temperatura);
3. Da Hora de Temperatura máxima até a meia-noite (queda da temperatura).

Começando pela faixa central, nas horas de elevação da temperatura, ou seja, entre a Hora de Temperatura mínima e a Hora de Temperatura máxima, a Temperatura Ambiente média mensal horária (T_a), varia em função da Hora Solar (H_s), e pode ser aproximada por uma senoide (em radianos) elevada a um expoente (fator de elevação de temperatura), conforme indicado a seguir:

$$T_a = \sin \left[(H_s - H_{Tmín}) \cdot \frac{90}{(H_{Tmáx} - H_{Tmín})} \right]^{f_{elev}} \cdot (T_{m máx} - T_{m mín}) + T_{m mín} \quad (3.19)$$

Já nas horas de decaimento da temperatura, ou seja, entre a Hora de Temperatura máxima e meia-noite (24:00), a Temperatura Ambiente média mensal horária (T_a) pode ser aproximada por uma senoide (em radianos) elevada a um outro expoente (fator de decaimento de temperatura), conforme indicado a seguir:

$$T_a = \sin \left[(24 + H_{Tmín} - H_s) \cdot \frac{90}{24 - (H_{Tmáx} - H_{Tmín})} \right]^{f_{dec}} (T_{m máx} - T_{m mín}) + T_{m mín} \quad (3.20)$$

Ainda no decaimento da temperatura, entre meia-noite (24:00) e a Hora de Temperatura mínima, a Temperatura Ambiente média mensal horária (T_a) pode ser aproximada conforme indicado a seguir:

$$T_a = \sin \left[(H_{Tmín} - H_s) \cdot \frac{90}{24 - (H_{Tmáx} - H_{Tmín})} \right]^{f_{dec}} \cdot (T_{m máx} - T_{m mín}) + T_{m mín} \quad (3.21)$$

Os expoentes utilizados nas senoides f_{elev} (fator de elevação de temperatura) e f_{dec} (fator de decaimento de temperatura) servem para ajustar a forma da senoide de modo que a curva de variação da temperatura represente um

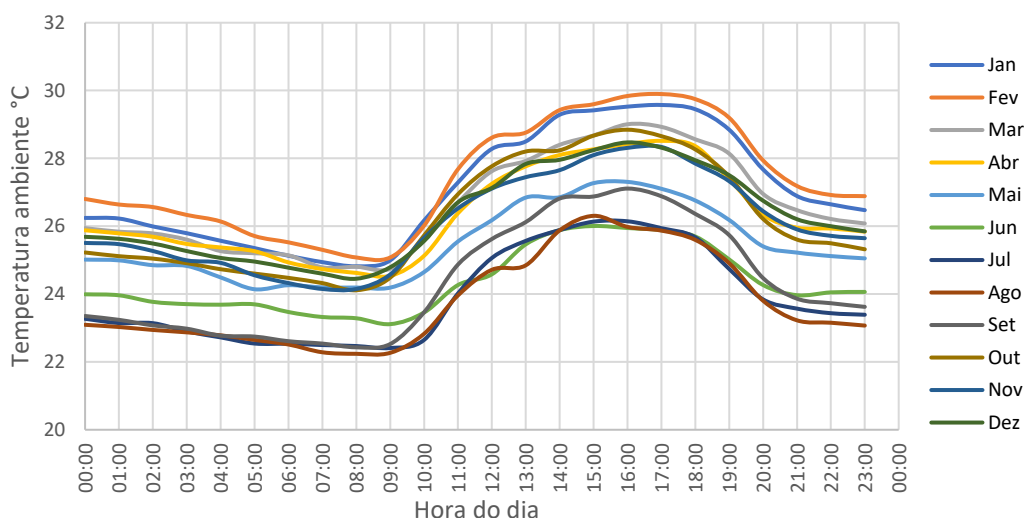
comportamento coerente com a realidade, onde a queda de temperatura é mais abrupta do que a elevação e se mantém mais constante durante a madrugada.

Para obter os fatores de deslocamento f_{d1} e f_{d2} , bem como os fatores f_{elev} e f_{dec} que representem de forma mais fidedigna a variação de temperatura ambiente ao longo do dia, buscou-se um histórico horário de temperatura no Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Obteve-se o histórico, hora a hora, dos últimos 12 meses (de 01/10/2021 a 30/09/2022) na Estação de Salvador A401.

Com tal histórico pode-se tirar uma média das temperaturas horárias em cada mês do ano, e com isso analisar a forma média de variação da temperatura ambiente ao longo do dia. Tais temperaturas não servem para serem usadas de maneira absoluta já que, uma amostragem de apenas um ano específico não garante uma representatividade expressiva. Porém, o formato da variação já serve de base para ajustar os fatores das equações.

Com os dados levantados, pode-se gerar a curva de variação da Temperatura Ambiente média mensal horária do período indicado, conforme apresentado na Figura 3.17.

Figura 3.17 - Temperatura ambiente média mensal horária a partir de dados reais



Fonte: Produção própria, a partir de dados obtidos no website do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), Estação SALVADOR A401, de 01/10/2021 a 30/09/2022. Disponível em: <https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A401>. Acesso em: 17 out. 2022.

A partir do formato de tais curvas, pode-se arbitrar os valores dos fatores f_{d1} , f_{d2} , f_{elev} e f_{dec} , até que se chegasse aos seguintes valores:

$$f_{d1} = 1,5$$

$$f_{d2} = 3,0$$

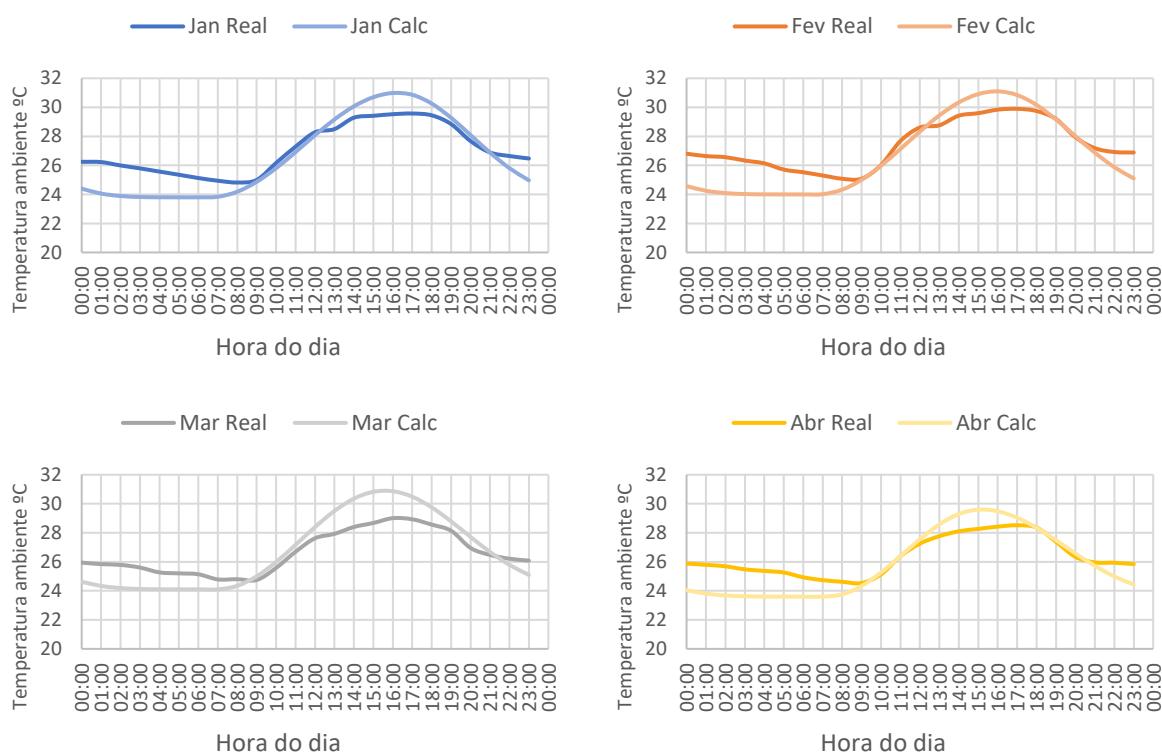
$$f_{elev} = 1,0$$

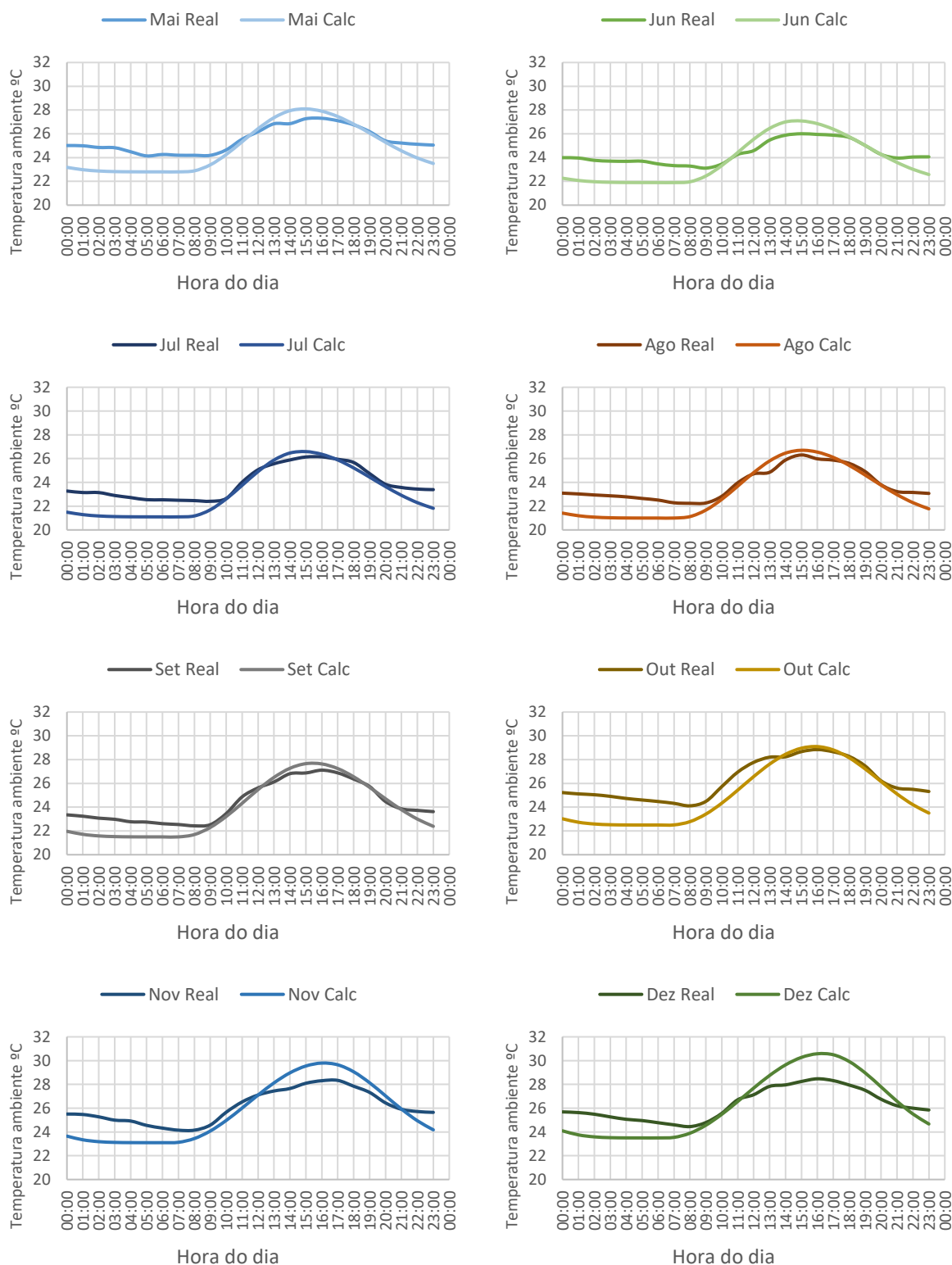
$$f_{dec} = 6,0$$

Com tais valores, foi possível ajustar as curvas de temperatura ambiente calculadas o mais próximo possível das curvas de temperatura reais, buscando ajustar os aspectos relevantes das curvas, ou seja, ajustando a defasagem no tempo da Hora da temperatura mínima e máxima e ajustando a “inclinação” de elevação e queda de temperatura ao longo do dia.

Seguem as comparações das curvas de variação da temperatura ambiente reais versus calculada para cada mês do ano, de acordo com a Figura 3.18.

Figura 3.18 – Curvas de Temperatura Ambiente média mensal horária real versus calculada para cada mês do ano

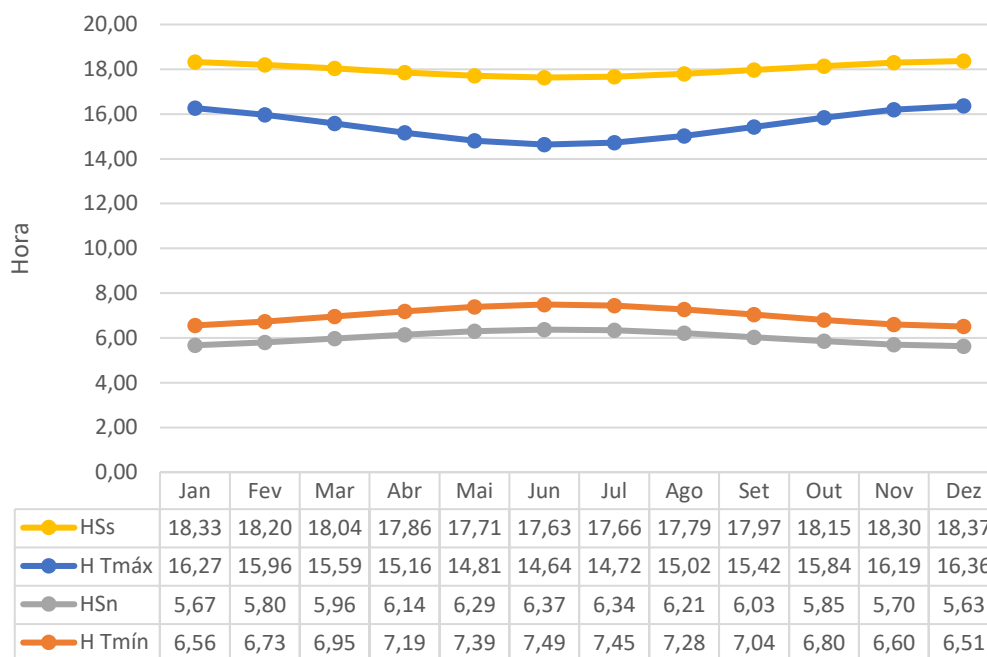




Fonte: Produção própria

Com tais valores foi possível obter as Horas de Temperatura máxima $H_{T_{m\acute{a}x}}$ e as Horas de Temperatura mínima $H_{T_{m\acute{i}n}}$, para cada dia médio dos meses do ano, conforme indicado na Figura 3.19.

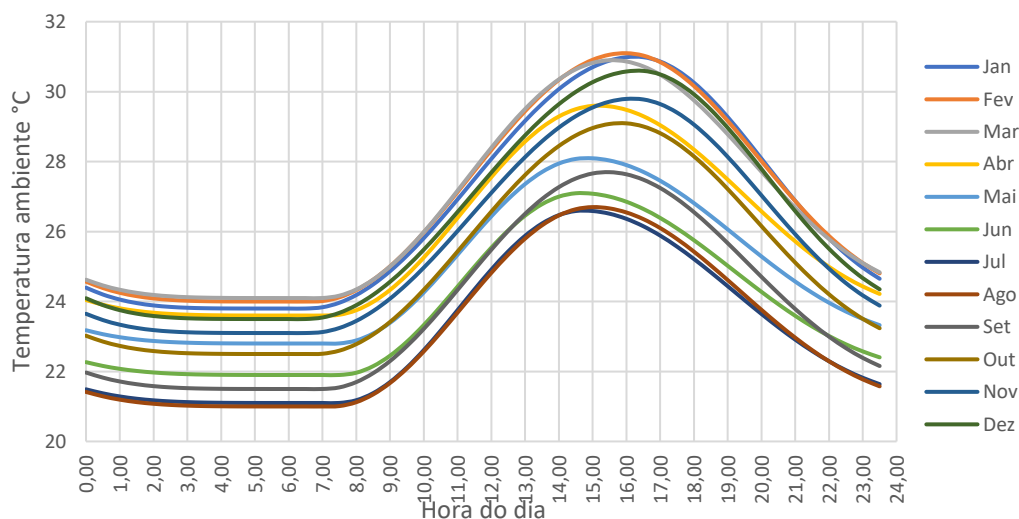
Figura 3.19 – Horas de Temperatura máxima e Horas de Temperatura mínima ao longo do ano



Fonte: Produção própria

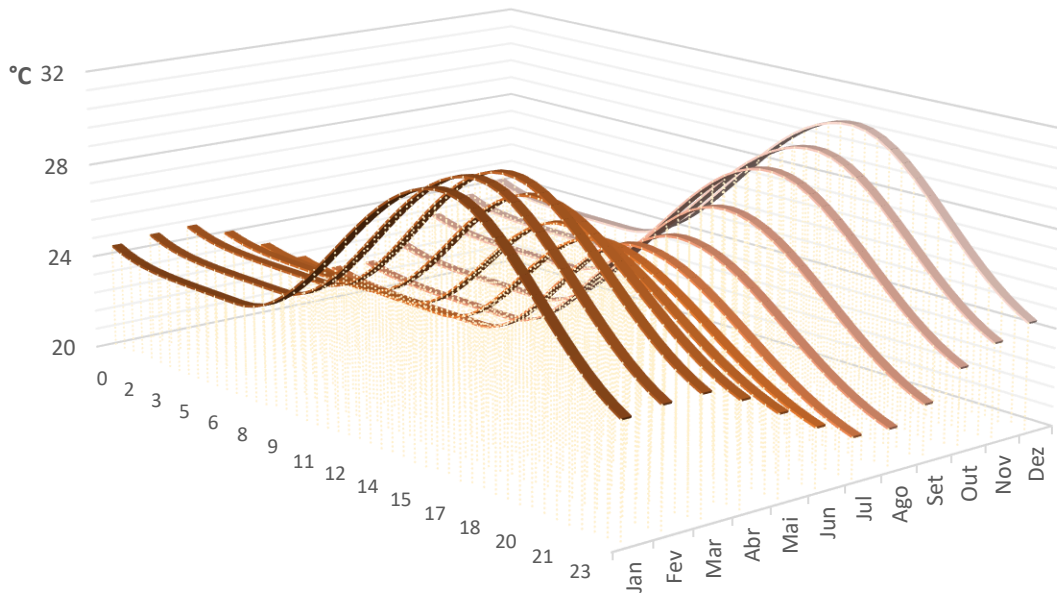
Assim, obteve-se as curvas de variação da Temperatura Ambiente média mensal horária (T_a) ao longo de cada dia médio dos meses do ano, conforme apresentado na Figura 3.20 e Figura 3.21.

Figura 3.20 – Temperatura ambiente média mensal horária nos dias médios de cada mês (2D)



Fonte: Produção própria

Figura 3.21 - Temperatura ambiente média mensal horária nos dias médios de cada mês (3D)



Fonte: Produção própria

3.11. CHECAGEM DOS LIMITES OPERACIONAIS DOS INVERSORES

Além da conferência do FDI, outros 4 parâmetros devem ser verificados para garantir que o inversor irá operar dentro das faixas limites operacionais estabelecidos pelo fabricante.

1. Verificação de tensão limite inferior

Para cada string devemos considerar que a tensão mínima fornecida pelos painéis que a compõe seja maior que a tensão mínima de partida do inversor, ou seja:

$$V_{mp \text{ mín strg}} = n \cdot V_{mp \text{ mín}} > V_{SPMP \text{ mín}} \quad (3.22)$$

Sabendo que a tensão do painel é dada por:

$$V_{mp} = V_{mp}^0 \cdot \left(1 + \gamma_{V_{mp}} \cdot (T_C - T_C^0) \right) \quad (3.23)$$

Onde a temperatura do coletor é dada por:

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9 \quad (3.24)$$

Sabemos que a tensão mínima ocorre com a temperatura ambiente média máxima que, de acordo com a Tabela 3.12, possui valor:

$$T_{m\text{ máx}} = 31,1\text{ }^{\circ}\text{C}$$

De acordo com a Tabela 3.6, o valor de T_{NOC} do painel é:

$$T_{NOC} = 42\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Com isso a temperatura máxima do coletor fica:

$$T_{C\text{ máx}} = 31,1 + \frac{1000}{800} \cdot (42 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C\text{ máx}} = 55,9\text{ }^{\circ}\text{C}$$

De acordo com a Tabela 3.6, o valor de V_{mp}^0 e de $\gamma_{V_{mp}}$ do painel são:

$$V_{mp}^0 = 38,7\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\gamma_{V_{mp}} = -0,36\text{ \%}/^{\circ}\text{C}$$

E assim a tensão mínima do painel fica:

$$V_{mp\text{ mín}} = 38,7 \cdot (1 - 0,36 \cdot (55,9 - 25))$$

$$V_{mp\text{ mín}} = 34,4\text{ V}$$

Dado que cada string possui 20 painéis:

$$n = 20$$

E assim:

$$V_{mp\text{ mín strg}} = 20 \cdot 34,4 = 688,0\text{ V}$$

De acordo com a Tabela 3.11, a Tensão CC mínima de partida do inversor $V_{cc\text{ mín}}$ é:

$$V_{cc\text{ mín}} = 195\text{ V}$$

Logo temos que:

$$V_{mp\text{ mín strg}} = 688,0\text{ V} > V_{cc\text{ mín}} = 195\text{ V}$$

OK

2. Verificação de tensão limite superior

Para cada string devemos considerar que a tensão máxima fornecida pelos painéis que a compõe seja menor que a tensão máxima admissível pelos SPMPs do inversor, ou seja:

$$V_{mp\ máx\ strg} = n \cdot V_{mp\ máx} < V_{SPMP\ máx} \quad (3.25)$$

Essa checagem ocorre da mesma forma que a checagem anterior, porém sabemos que a tensão máxima ocorre com a temperatura ambiente média mínima que, de acordo com a Tabela 3.12, possui valor:

$$T_{m\ mín} = 21\ ^\circ C$$

Com isso a temperatura mínima do coletor fica:

$$T_{C\ mín} = 21 + \frac{1000}{800} \cdot (42 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C\ mín} = 45,8\ ^\circ C$$

E assim a tensão máxima do painel fica:

$$V_{mp\ máx} = 38,7 \cdot (1 - 0,36 \cdot (45,8 - 25))$$

$$V_{mp\ máx} = 35,8\ V$$

E assim:

$$V_{mp\ máx\ strg} = 20 \cdot 35,8 = 716,2\ V$$

De acordo com a Tabela 3.11, a Tensão máxima dos SPMPs do inversor $V_{SPMP\ máx}$ é:

$$V_{SPMP\ máx} = 1000\ V$$

Logo temos que:

$$V_{mp\ máx\ strg} = 716,2\ V < V_{SPMP\ máx} = 1000\ V$$

OK

3. Verificação de tensão limite noturna

Para cada string devemos considerar que a tensão máxima fornecida pelos painéis que a compõe durante o período noturno seja menor que a tensão máxima admissível do inversor, ou seja:

$$V_{mp\ not\ strg} = n \cdot V_{mp\ not} < V_{cc\ máx} \quad (3.26)$$

Essa checagem ocorre da mesma forma que a checagem anterior, porém sabemos que a tensão máxima noturna ocorre com a temperatura ambiente record mínima que, de acordo com a Tabela 3.12, possui valor:

$$T_{r\ mín} = 17,5\ ^\circ C$$

Com isso a temperatura mínima noturna do coletor, considerando GT=0, por não haver insolação, fica:

$$T_{C\ not} = 17,5 + \frac{0}{800} \cdot (42 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C\ not} = 17,5\ ^\circ C$$

E assim a tensão máxima noturna do painel fica:

$$V_{mp\ not} = 38,7 \cdot (1 - 0,36 \cdot (17,5 - 25))$$

$$V_{mp\ not} = 39,7\ V$$

E assim:

$$V_{mp\ not\ strg} = 20 \cdot 39,7 = 794,9\ V$$

De acordo com a Tabela 3.11, a Tensão máxima do inversor $V_{cc\ máx}$ é:

$$V_{cc\ máx} = 1100\ V$$

Logo temos que:

$$V_{mp\ not\ strg} = 794,9\ V < V_{cc\ máx} = 1100\ V$$

OK

4. Verificação da corrente máxima por SPMP

Para cada string devemos considerar que a corrente máxima fornecida pelos painéis que a compõe, que é a mesma corrente de um único painel já que estão ligados em série, seja menor que a corrente máxima admissível pelo SPMP do inversor, ou seja:

$$I_{SC\ máx} < I_{SPMP\ máx} \quad (3.27)$$

Sabendo que a corrente do painel é dada por:

$$I_{SC} = I_{SC}^0 \cdot (1 + \gamma_{SC} \cdot (T_C - T_C^0)) \quad (3.28)$$

De acordo com a Tabela 3.6, o valor de I_{SC}^0 e de γ_{SC} do painel são:

$$I_{SC}^0 = 10,9\ A$$

$$\gamma_{SC} = 0,05\ \%/^{\circ}C$$

Sabe-se que a corrente máxima ocorre na temperatura ambiente recorde máxima, de acordo com a Tabela 3.12, possui valor:

$$T_r\ máx = 37,0\ ^{\circ}C$$

De acordo com a Tabela 3.6, o valor de T_{NOC} do painel é:

$$T_{NOC} = 42\ ^{\circ}C$$

Com isso a temperatura máxima do coletor fica:

$$T_C\ máx = 37,0 + \frac{1000}{800} \cdot (42 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_C\ máx = 61,8\ ^{\circ}C$$

E assim a corrente máxima do painel fica:

$$I_{SC\ máx} = 10,9 \cdot (1 + 0,05 \cdot (61,8 - 25))$$

$$I_{SC\ máx} = 11,1\ A$$

De acordo com a Tabela 3.11, a Corrente máxima admissível do SPMP do inversor $I_{SPMP\ máx}$ é:

$$I_{SPMP\ máx} = 26\ A$$

Logo, como temos 2 strings em paralelo, temos que:

$$2 \cdot I_{SC\ máx} = 2 \cdot 11,1\ A = 22,2\ A < I_{SPMP\ máx} = 26\ A$$

OK

Após todas as checagens, segue o resumo apresentado na Tabela 3.13 e na Figura 3.22.

Tabela 3.13 – Resumo da checagem dos limites operacionais do inversor

Parâmetro	Calculado	Limite	Checagem
FDI	0,63	0,60 a 0,90	OK
V _{mín}	688,0 V _{cc}	195 V _{cc}	OK
V _{máx}	716,2 V _{cc}	1000 V _{cc}	OK
V _{máx noturna}	794,9 V _{cc}	1100 V _{cc}	OK
I _{sc máx}	22,2 A	26 A	OK

Fonte: Produção própria

Figura 3.22 – Resumo da checagem das tensões limites operacionais do inversor



Fonte: Produção própria

Com isso conclui-se que o inversor está corretamente dimensionado e seus parâmetros operacionais adequados ao caso em estudo.

3.12. DESEMPENHO DO SISTEMA HORA A HORA E MÊS A MÊS

Com a definição do arranjo fotovoltaico (painéis e inversores) pode-se calcular o desempenho do sistema gerador fotovoltaico inteiro de forma precisa, através do cálculo da Energia gerada hora a hora nos dias médios de cada mês, e com

isso obter a Energia gerada mensais e anual, com as devidas variações de temperatura ambiente horária, e considerando a orientação e inclinação do sistema com relação ao plano horizontal.

Dessa maneira, pode ser estimada com maior certeza a capacidade de geração e atendimento da demanda elétrica do Terminal.

A Energia gerada por cada painel do Gerador Fotovoltaico (E_{GFV}), em Wh, é obtida pela equação:

$$E_{GFV} = N_p \cdot P_{mp} \cdot A_c \cdot \eta_{SPMP} \quad (3.29)$$

Onde a Potência máxima de um painel (P_{mp}), em W/m², é dada por:

$$P_{mp} = \frac{P_{mp}^0 \cdot \frac{G_T}{1000} \cdot (1 + \gamma_{mp} \cdot (T_C - T_C^0))}{A_c} \quad (3.30)$$

Onde a Temperatura do Coletor (T_C), em °C, é dada por:

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9 \quad (3.31)$$

A Radiação Total Horária no Plano Inclinado (G_T), em W/m², é dada por:

$$G_T = I_T \cdot 1000 \quad (3.32)$$

De acordo com Liu & Jordan (1962) a Radiação Total Horária no Plano Inclinado (I_T), em kWh/m²h, é dada por:

$$I_T = I_{Tb} + I_{Td} + I_{Tr} \quad (3.33)$$

Onde cada um dos 3 fatores representam a parcela da radiação direta (I_{Tb}), a parcela da radiação difusa isotrópica do céu com intensidade igual em qualquer direção (I_{Td}), e a parcela da radiação refletida média de todas as superfícies que “olham” para a superfície inclinada do painel (I_{Tr}), respectivamente.

A Radiação Direta Horária no Plano Inclinado (I_{Tb}), em kWh/m²h, é dada por:

$$I_{Tb} = I_b \cdot R_b \quad (3.34)$$

A Radiação Difusa Horária no Plano Inclinado (I_{Td}), em kWh/m²h, é dada por:

$$I_{Td} = I_d \cdot R_d \quad (3.35)$$

A Radiação Refletida Horária no Plano Inclinado (I_{Tr}), em kWh/m²h, é dada por:

$$I_{Tr} = (I_b + I_d) \cdot \rho \cdot R_{ds} \quad (3.36)$$

O Ganho da Radiação Direta (R_b) varia de acordo com cada hora do dia, e pode ser calculado por:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.37)$$

Já o Ganho da Radiação Difusa (R_d) e o Ganho da Radiação Refletida (R_{ds}), variam com a inclinação da superfície (β) e são dados por:

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3.38)$$

$$R_{ds} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.39)$$

Conforme os estudos de Benjamin Liu e Richard Jordan (1960), Whillier (1956, 1965) e Hottel-Whillier (1958) uma estimativa da Radiação Total Horária no Plano Horizontal (I) pode ser expressa por:

$$I = I_b + I_d \quad (3.40)$$

Porém, a Radiação Total Horária no Plano Horizontal (I), em kWh/m²h, também pode ser dada por:

$$I = r_t \cdot H \quad (3.41)$$

A Radiação Difusa Horária no Plano Horizontal (I_d), em kWh/m²h, é dada por:

$$I_d = H_d \cdot r_d \quad (3.42)$$

Com isso, a Radiação Direta Horária no Plano Horizontal (I_b), em kWh/m²h, é dada por:

$$I_b = r_t \cdot H - H_d \cdot r_d \quad (3.43)$$

Onde:

$$r_t = \frac{\pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s} \quad (3.44)$$

Em que:

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60^\circ) \quad (3.45)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 60^\circ) \quad (3.46)$$

E onde:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s} \quad (3.47)$$

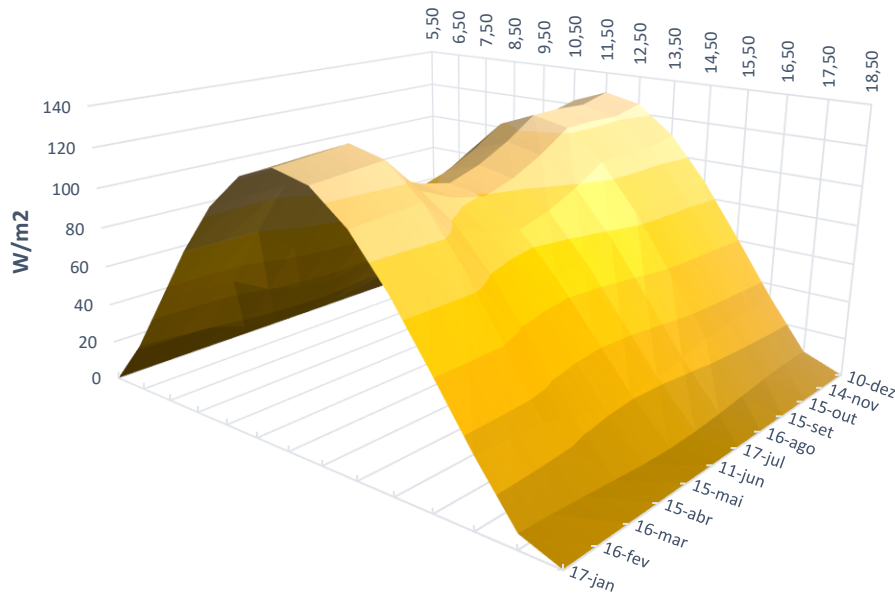
Para o cálculo da geração de energia hora a hora, o valor do ângulo horário (ω) a ser utilizado deve ser o da hora média, ou seja, o valor médio entre duas horas cheias consecutivas.

Um ponto de atenção é de que, por se tratar de uma geração solar, somente faz sentido que o cálculo seja executado para as horas compreendidas entre o nascer do sol e o pôr do sol.

De acordo com os valores já apresentados na Figura 3.19, percebe-se que as Horas Solares a serem consideradas no estudo de caso ficam compreendidas entre HS=6,5 e HS=17,5, para todos os meses do ano. Ou seja, para HS=5,5 e HS=18,5 não haverá geração solar.

Após executar todos os cálculos, obteve-se o valor da Potência Máxima dos Painéis (P_{mp}), em W/m², para cada hora média do dia, para cada dia médio do mês. Os valores obtidos podem ser visualizados na Figura 3.23.

Figura 3.23 – Potência máxima dos painéis (P_{mp}) para cada hora média do dia, para cada dia médio do ano



Fonte: Produção própria

Os valores completos dos cálculos realizados para obtenção da Potência máxima dos painéis (P_{mp}) podem ser verificados no Apêndice A.

A Energia gerada por cada painel do Gerador Fotovoltaico Diária (E_{GFVD}), em MWh/dia, é dada por:

$$E_{GFVD} = N_p \cdot \frac{\sum_{HS=6,5}^{HS=17,5} P_{mp}}{10^6} \cdot A_c \cdot \eta_{SPMP} \quad (3.48)$$

Porém, para o sistema como um todo, devem ser consideradas a eficiência global do inversor (η_{EU}) e as perdas do sistema como, perdas nos cabos, conexões, etc. Tais perdas podem ser consideradas como sendo da ordem de **12%** da Energia Gerada Total. Com isso temos que a Energia entregue à rede diariamente, em MWh/dia, é dada por:

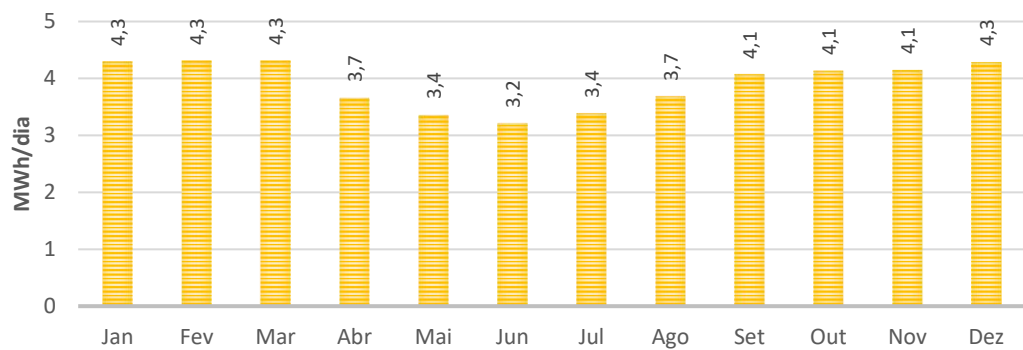
$$E_{rede D} = N_p \cdot \frac{\sum_{HS=6,5}^{HS=17,5} P_{mp}}{10^6} \cdot A_c \cdot \eta_{SPMP} \cdot \eta_{EU} \cdot (1 - \text{perdas do sistema}) \quad (3.49)$$

A Energia gerada pelo Gerador Fotovoltaico e entregue à rede mensalmente ($E_{rede M}$), em MWh/mês, é dada por:

$$E_{rede M} = E_{rede D} \cdot N^{\circ} \text{ de dias do mês} \quad (3.50)$$

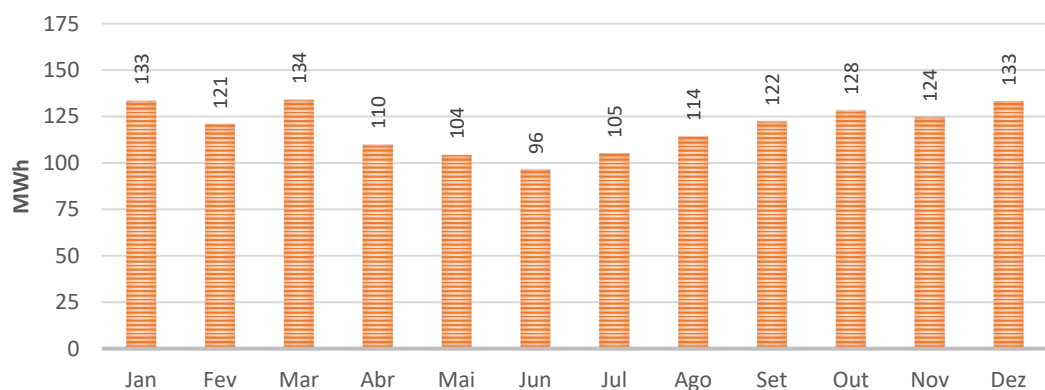
Assim, foi possível obter os seguintes resultados apresentados na Figura 3.24 e Figura 3.25.

Figura 3.24 – Energia do Gerador Fotovoltaico diária ($E_{rede D}$) pelo método hora a hora



Fonte: Produção própria

Figura 3.25– Energia do Gerador Fotovoltaico mensal ($E_{rede M}$) pelo método hora a hora



Fonte: Produção própria

Com isso, temos que a Energia gerada pelo Gerador Fotovoltaico Anual e entregue à rede ($E_{rede A}$), em MWh/ano, é dada por:

$$E_{rede A} = \sum_{Jan}^{Dez} E_{rede M} \quad (3.51)$$

$$E_{rede A} = 1425 \text{ MWh/ano}$$

Conforme apresentado no capítulo 3.2, a Energia Elétrica (E) demandada pelas edificações e sistemas do Terminal é $E = 2586 \text{ MWh/ano}$.

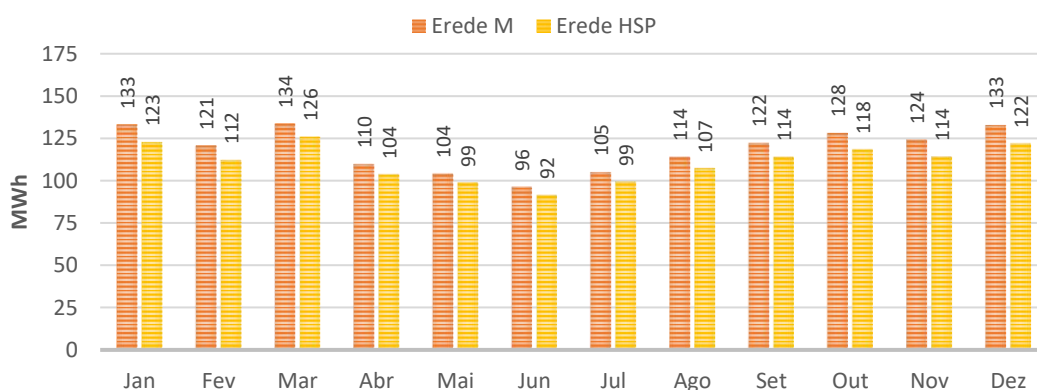
Dessa maneira o sistema de geração fotovoltaica será capaz de atender uma fração de aproximadamente **55% da demanda elétrica** dos sistemas auxiliares do Terminal.

De acordo com o cálculo estimativo apresentado no capítulo 3.7 pelo método HSP, obteve-se $E_{rede HSP} = 1330 \text{ MWh/ano}$, cerca de **6%** menor que o cálculo mais preciso, e que indicava um atendimento da demanda elétrica de **51%**, ou seja, **4% a menos** que o novo número evidenciado.

Tal resultado deixa claro que a estimativa da Taxa de Desempenho (TD) deveria ter sido de cerca de 80% ao invés dos 75% utilizado.

O comparativo do resultado do cálculo da Energia entregue à rede realizado pelo método hora a hora ($E_{rede M}$) e pelo método HSP ($E_{rede HSP}$) podem ser evidenciados na Figura 3.26.

Figura 3.26 – Comparativo do resultado do cálculo da Energia do Gerador Fotovoltaico entregue à rede pelo método hora a hora ($E_{rede M}$) e pelo método HSP ($E_{rede HSP}$)



Fonte: Produção própria

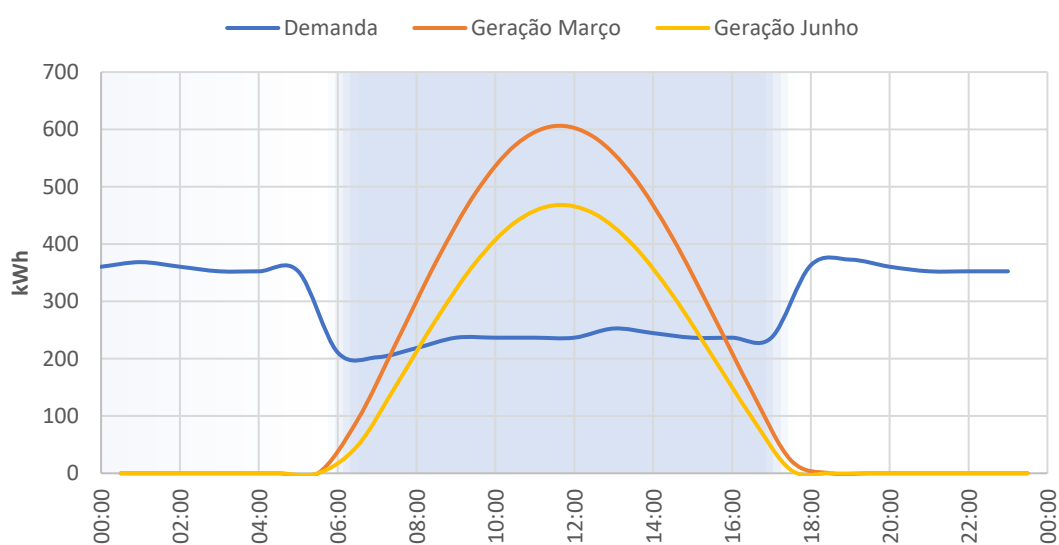
Podemos ainda calcular a produtividade do sistema (ψ), em kWh/ano para cada kWp instalado do sistema, como sendo:

$$\psi = \frac{E_{rede A}}{P_p} \quad (3.52)$$

$$\psi = 1.485 \frac{kWh/ano}{kWp}$$

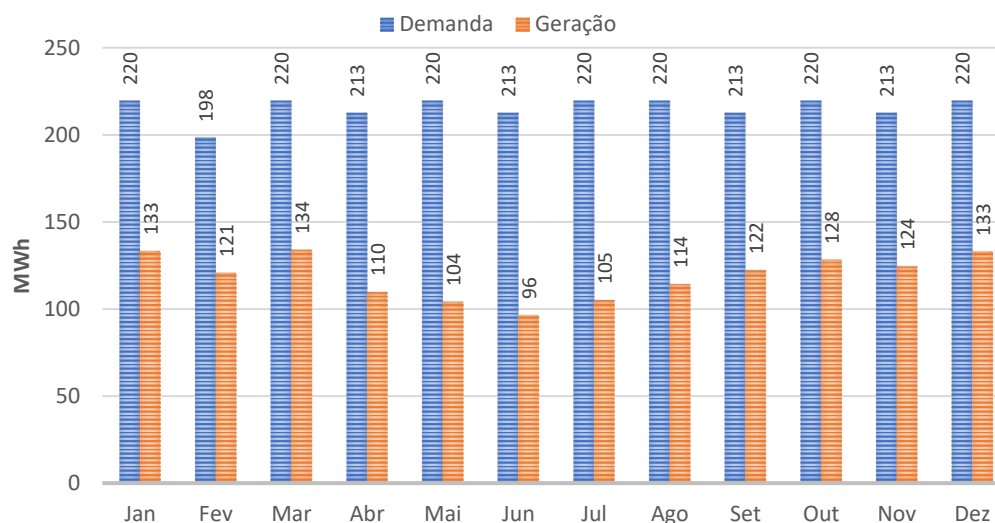
Com os resultados obtidos pode-se visualizar o comparativo da demanda elétrica com a geração do sistema fotovoltaico, tanto do ponto de vista horário, conforme apresentado na Figura 3.27, quanto do ponto de vista mensal, conforme apresentado na Figura 3.28.

Figura 3.27 – Comparativo da Demanda Elétrica horária com a Geração horária do Sistema Fotovoltaico, considerando os meses de maior e de menor geração



Fonte: Produção própria

Figura 3.28 - Comparativo da Demanda Elétrica mensal com a Geração mensal do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Produção própria

3.13. SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO

Após todos os cálculos realizados pode-se dimensionar o Sistema completo do Gerador Fotovoltaico, chegando-se ao resumo apresentado a seguir.

Resumo do Sistema Gerador Fotovoltaico

Demanda Anual de Energia	$E = 2586 \text{ MWh/ano}$
Modelo Paineis	$CS3W - 400P$
Modelo Inversor	$CSI - 100K - T400GL02 - E$
Quantidade Painéis	$N_p = 2400$
Área utilizada	$A_t = 5302 \text{ m}^2$
Potência Pico Painéis	$P_{mp} = 400 \text{ Wp}$
Potência Pico do Gerador	$P_p = 960 \text{ kWp}$
Quantidade de Inversores	$N_{inv} = 6$
Potência CA inversores	$P_{CA\ inv} = 100 \text{ kW}$
Energia Gerada Anual	$E_{rede\ A} = 1425 \text{ MWh/ano}$
Produtividade	$\psi = 1.485 \frac{\text{kWh/ano}}{\text{kWp}}$
Demanda atendida	55%

3.14. ESTIMATIVA DE CUSTOS DE INSTALAÇÃO (CAPEX)

O custo de instalação (CAPEX) do sistema gerador fotovoltaico é composto basicamente pelos seguintes itens:

1. Painéis
2. Inversores
3. Sala/ambiente para proteção dos inversores
4. Suportes dos Painéis
5. Infraestrutura de conexão entre os componentes (cabos, conexões, chaves, relés de proteção, bandejas, eletrodutos, caixas de passagem, postes, consumíveis, SPDA, aterramento, etc)
6. Frete/transporte dos materiais de aplicação
7. Serviço de instalação (Mão de obra, mobilização, desmobilização, canteiro de obras, seguros, encargos, impostos, etc)

No caso em estudo, a sala/ambiente para proteção dos inversores não representará um investimento adicional, pois a Subestação elétrica existente possui espaço capaz de receber os equipamentos. Logo, este item pode ser descartado.

Pelo fato de a instalação dos painéis ser feita sobre o telhado do armazém, os suportes dos mesmos são bem mais simples e baratos quando comparados com suportes de piso, e pode ser considerado como um percentual sobre o preço do próprio painel (15% sobre o preço de cada painel)

Todos os outros demais itens (infraestrutura, frete e serviços), podem ser considerados como um valor percentual sobre a soma dos preços (25% sobre a soma dos preços de painéis e inversores).

Com isso, o cálculo do CAPEX pode ser feito da seguinte forma:

$$CAPEX = \frac{N_p \cdot [P_{Unit\ painel} \cdot (1 + \%_{suporte})] + N_{inv} \cdot P_{Unit\ inv}}{(1 - \%_{outros})} \quad (3.53)$$

$$CAPEX = \frac{2400 \cdot [P_{Unit\ painel} \cdot (1,15)] + 6 \cdot P_{Unit\ inv}}{0,75}$$

Os preços unitários dos painéis e inversores foram obtidos através de cotações com fornecedores, obtendo-se os seguintes valores:

$$P_{Unit\ painel} = R\$ 1.200,00$$

$$P_{Unit\ inv} = R\$ 145.000,00$$

$$CAPEX = \frac{2400 \cdot [1200 \cdot (1,15)] + 6 \cdot 145000}{0,75}$$

$$CAPEX = R\$ 5.576.000,00$$

A companhia possui um caixa positivo saudável, com faturamentos capazes de manter toda a operação e ainda permitir investimentos onde sejam aplicados recursos próprios com a finalidade de trazer resultados ainda melhores futuramente, com as possíveis economias que tais investimentos venham a trazer.

A utilização de recursos financeiros alavancados (que incluam financiamentos em parte do investimento) para a implantação do sistema fotovoltaico, apesar de possuir algumas taxas de mercado interessantes em bancos de renome, acabam não se mostrando tão interessantes dado que exigem custos com seguros garantia, custos com documentações, custos com consultorias jurídicas e financeiras, etc, fazendo com que, para o porte do investimento, reduzam sua atratividade.

Dessa maneira, além da companhia não possuir a necessidade da alavancagem, entende que não terá benefícios reais com tal manobra, optando assim por utilizar 100% de recursos próprios.

3.15. ESTIMATIVA DE CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)

Diferentemente de uma usina solar de grande porte, o caso em estudo aproveitará a mão de obra existente do terminal portuário para realizar tanto a operação quanto a manutenção elétrica do sistema.

Pelo fato de o terminal já contar com eletricitas para operação dos seus diversos equipamentos, e dada a simplicidade do gerador fotovoltaico, não será considerada mão de obra adicional para estes serviços em específico.

O que deve ser considerado são as manutenções preditivas e corretivas, bem como a limpeza necessária para manter o sistema operando com a melhor eficiência.

Para as manutenções preditivas, devem ser previstas as inspeções visuais, a serem executadas com periodicidade, tanto nas placas solares com o objetivo de verificar a possível existência de riscos, arranhões, fissuras, manchas, rachaduras, indícios de quebra ou qualquer outra avaria que possa comprometer a captação e geração de energia solar, bem como avaliação dos inversores e suas conexões, e de toda a infraestrutura de cabos, caixas, passagens, suportes, etc, de modo a verificar a possibilidade de deficiências nos componentes, ou avarias por animais ou intempéries.

A limpeza dos painéis deve ser feita a partir da avaliação da performance do sistema ao longo do tempo, porém o usual são limpezas a cada 3 ou 6 meses, a depender da quantidade de poeira do local.

Para execução de tais trabalhos, grande parte sobre a cobertura do armazém, é necessário equipe treinada em rapel industrial, portanto todos os Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) e Equipamentos de Proteção Coletiva (EPCs).

A eventual troca de painéis, inversores, cabos ou qualquer outro componente pode ocorrer ao longo de toda a vida do sistema.

Para prever todos estes custos de trocas de peças e equipe especial de rapel industrial, costuma-se adotar uma estimativa de 0,5% ao ano referente ao valor do investimento inicial.

Nesse caso, o valor do OPEX fica:

$$OPEX_{anual} = 0,5\% \cdot CAPEX \quad (3.54)$$

$$OPEX_{anual} = R\$ 27.880,00$$

3.16. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade do Sistema Gerador Fotovoltaico avalia se a economia nos custos de energia que o Terminal terá ao produzir sua própria energia e injetá-la na rede da concessionária para, com isso, gerar créditos de energia a serem abatidos na conta será suficiente para compensar os gastos com os investimentos iniciais (CAPEX) e os investimentos em operação e manutenção (OPEX) ao longo do tempo.

Deve-se considerar nesta análise que o dinheiro a ser utilizado no sistema fotovoltaico pode ser aplicado em um investimento bancário e, com isso, traria alguma rentabilidade para a companhia. A taxa de rendimento que tal investimento traria é a taxa mínima que a companhia entende que deve ser considerada em qualquer investimento, e é conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA). No caso em questão, a companhia entende que a TMA deve ser de 15% ao ano.

$$TMA = 15\% \text{ a.a}$$

Para que o sistema fotovoltaico traga uma atratividade melhor que um investimento bancário, ele deve possuir uma atratividade melhor que a TMA definida pela companhia. Para isso, calcula-se a Taxa Interna de Retorno (TIR).

Se a TIR for maior que a TMA, significa que o investimento no sistema fotovoltaico é bom, e ao final de sua vida útil ele trará mais benefícios à

companhia. Tal benefício futuro pode ser calculado a valor presente, e é conhecido como Valor Presente Líquido (VPL).

Para o cálculo da TIR e do VPL é necessário considerar o fluxo de caixa do projeto, ou seja, todas as despesas e todas as economias que o projeto trará ao longo de sua vida útil.

Para isso, além dos valores do CAPEX e do OPEX, é necessário saber o valor da economia que o sistema trará.


O valor da economia de energia depende das tarifas que a companhia paga para a concessionária de energia local para utilizar o sistema de distribuição e transmissão e pelo consumo de energia demandada pelas cargas elétricas.

Conforme já informado no capítulo 3.1, a conexão das cargas elétricas do estudo de caso se dá em baixa tensão. Isso significa que o tipo de tarifação aplicado é a Tarifação do Grupo B3 (Baixa tensão para uso comercial, serviços e outras atividades).

Neste tipo de tarifação não há valores diferentes para Demanda e Consumo, tampouco diferença de tarifas para uso no período de Ponta ou Fora de Ponta.

A Concessionária local que atende o Terminal é a Neoenergia/COELBA, que disponibiliza os valores atualizados de suas tarifas em seu site da internet, conforme indicado na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Tarifas de Energia Elétrica – Grupo B – Neoenergia COELBA

TABELA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA GRUPO B			
		VIGÊNCIA: 22/04/2022 a 21/04/2023 RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.024 DE 19 DE ABRIL DE 2022	
DESCRIÇÃO	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	TARIFA
B3 - Comercial, Serviços e Outras atividades			
Consumo Ativo	0,47804000	0,27145000	0,74949000
Consumo Reativo Excedente		0,27145000	0,27145000
Consumo Ativo Ponta - Tarifa Branca	1,26487000	0,41754000	1,68241000
Consumo Ativo Intermediário - Tarifa Branca	0,80375000	0,25817000	1,06192000
Consumo Ativo Fora Ponta - Tarifa Branca	0,34264000	0,25817000	0,60081000

Fonte: NEOENERGIA COELBA. Disponível em: <https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/residencial-rural/Documents/01-neoenergia-coelba-tarifas-de-energia-eletrica-grupo-b-abril-2022-reh-n-3021.pdf>. Acesso em: 17 out. 2022, recorte da tabela original

Deve ser observado que as tarifas indicadas na Tabela 3.14 consideram a Bandeira Verde, o que significa que são valores aplicados quando as condições hidrográficas do país são favoráveis (dado que a matriz energética brasileira é altamente influenciada pelas chuvas devido à importante parcela que as hidroelétricas tem na composição dessa matriz de energia).

Além disso, deve ser salientado que, as possíveis alterações da bandeira para os níveis amarelo, vermelho, ou de escassez, fazem com que as tarifas aumentam e, com isso, a economia que a geração própria trará será ainda melhor. Isso significa que, o cenário de bandeira verde é o mais conservador, pois é o que traz a menor economia e consequentemente o menor retorno ao investimento. Sendo assim, é esta tarifa que deve balizar o estudo de viabilidade econômica em um cenário pessimista conservador.

Outro possível impacto na tarifa, como aumentos do custo real da energia elétrica só melhorariam a performance do sistema e, portanto, devido ao tempo para execução da monografia optou-se por não realizar um estudo específico de tal influência. Mas independente de um estudo de sensibilidade do aumento/redução de tarifa, da mesma forma que a variação devido à bandeira tarifária, pode-se considerar que utilizar a tarifa mais recente também é um

cenário conservador, visto que historicamente a redução de tarifas não é comum.

O valor da tarifa a ser considerado para o cálculo da energia é o Consumo Ativo, indicado na Tabela 3.14, que é a Tarifa publicada pela ANEEL.

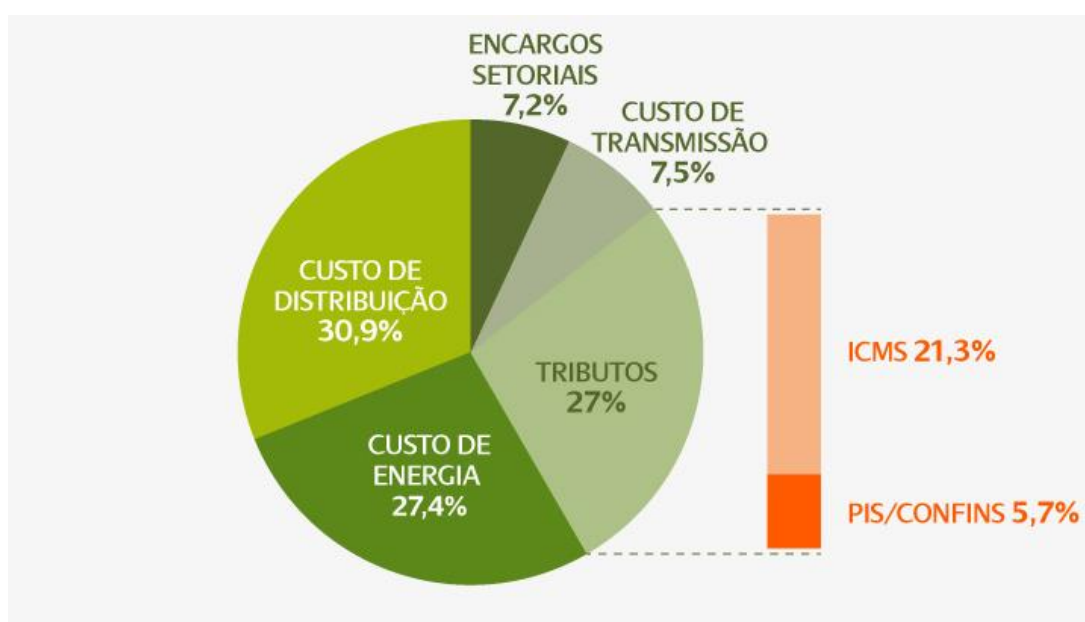
$$\text{Tarifa publicada pela ANEEL} = \text{R\$ } 0,74949/\text{kWh}$$

Porém, este valor não inclui os impostos, que devem ser incluídos utilizando o seguinte cálculo:

$$\text{Tarifa final} = \frac{\text{Tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (3.55)$$

Os valores dos impostos a serem considerados são indicados na Figura 3.29.

Figura 3.29 – Composição da Tarifa Neoenergia COELBA



Fonte: NEOENERGIA COELBA. Disponível em: <https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/a-coelba/Paginas/composicao-tarifaria.aspx>. Acesso em: 17 out. 2022, recorte da imagem original

E assim temos que a Tarifa final de energia fica:

$$\text{Tarifa final} = \frac{0,74949}{1 - (0,057 + 0,213)}$$

$$\textbf{\textit{Tarifa final}} = \textbf{R\$ 1,02670/kWh}$$

Assim é possível calcular a economia de energia que o gerador fotovoltaico irá gerar, considerando a quantidade de energia a ser gerada ao longo de um ano ($E_{rede A}$), conforme indicado no capítulo 3.12.

$$\textbf{\textit{E}_{rede A}} = \textbf{1.425 MWh/ano}$$

Valore este que, representado em kWh/ano, e com mais precisão, fica:

$$\textbf{\textit{E}_{rede A}} = \textbf{1.425.432 kWh/ano}$$

Porém, este cálculo de energia injetada na rede considerou que o sistema fotovoltaico estaria disponível 100% do tempo, sem nunca falhar. Usualmente, por uma diversidade de fatores externos, paradas para manutenção preditiva, preventiva e corretiva, é prudente que seja considerada uma disponibilidade da ordem de 95%, e assim temos que a Energia real injetada na rede anualmente seja:

$$\textbf{\textit{E}_{rede real A}} = \textbf{1.354.160 kWh/ano}$$

E, portanto, a economia anual é dada por:

$$\textbf{\textit{Economia}_{anual}} = \textbf{\textit{E}_{rede real A} . Tarifa final} \quad (3.56)$$

$$\textbf{\textit{Economia}_{anual}} = \textbf{R\$ 1.390.314,00 / ano}$$

Com isso, o Fluxo de Caixa anual (FLC), é dado pela diferença entre a Economia e os custos anuais (OPEX), e é dado por:

$$\textbf{\textit{Fluxo de Caixa (FLC)}} = \textbf{\textit{Economia}_{anual} - OPEX_{anual}} \quad (3.57)$$

$$\textbf{\textit{FLC}} = \textbf{R\$ 1.362.434,00}$$

No entanto, deve-se considerar que os painéis fotovoltaicos possuem uma degradação natural que reduz sua eficiência ao longo dos anos, e consequentemente reduz a Energia gerada bem como reduz a Economia obtida com tal geração. De acordo com o fabricante, essa degradação é da ordem de 2% no primeiro ano e de 0,55% nos anos subsequentes.

O último parâmetro necessário para os cálculos financeiros é determinar o período da análise, ou seja, por quanto tempo faz sentido considerar que o investimento continuará trazendo um possível retorno. Usualmente utiliza-se o tempo de vida médio dos equipamentos sendo instalados, que no caso em estudo é de 25 anos. Com isso, temos que o período de análise n é:

$$n = 25 \text{ anos}$$

Com tais parâmetros, resumidos na Tabela 3.15, foi possível calcular o Payback Simples e o Payback Descontado, que indicam o tempo de retorno do investimento (sem e com a Taxa de desconto com o mesmo valor da TMA), bem como calculados o VPL e a TIR do projeto, os quais estão resumidos na Tabela 3.16.

Tabela 3.15 – Parâmetros Financeiros

Investimento Inicial	CAPEX	-R\$ 5.576.000
Fluxo de Caixa	FLC	R\$ 1.362.434
Taxa Mín. Atratividade	TMA	15%
Período (anos)	n	25

Fonte: Produção própria

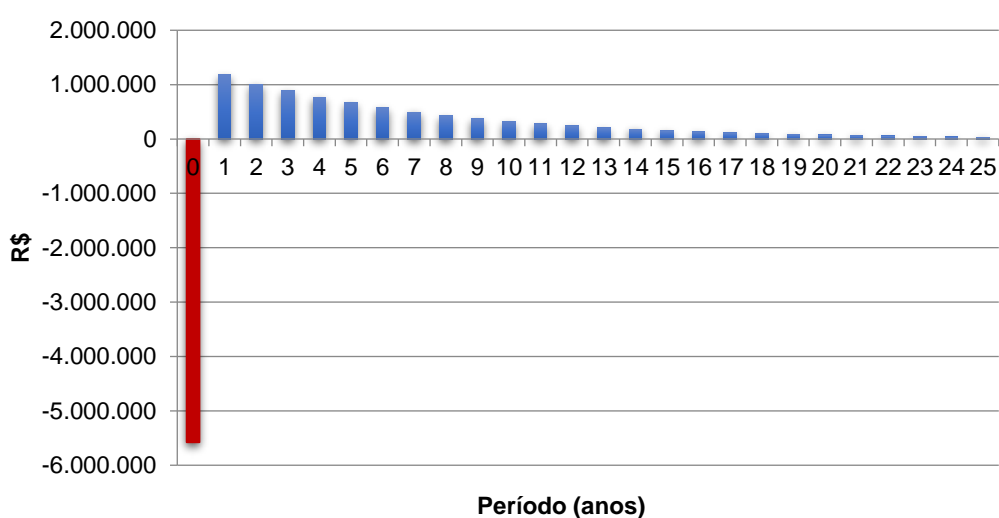
Tabela 3.16 – Resultado Financeiros

Payback Simples	4,1 anos
Payback Descontado	7,0 anos
VPL	R\$ 2.932.843
TIR	23,7%

Fonte: Produção própria

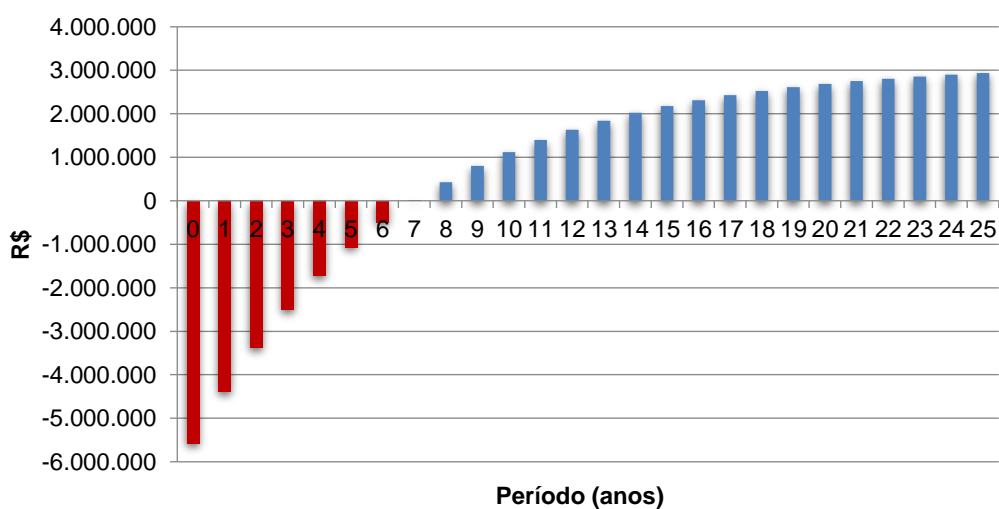
Os Fluxos de Caixa Descontado (que consideram o CAPEX e os FLCs ao longo do tempo descontados pela TMA) e o Fluxo de Caixa Acumulado, que apresenta o momento em que o projeto se torna “positivo” (break even ou Payback Descontado), ou seja, quando as economias superam os custos de implantação, operação e manutenção e passa a partir daí a dar o retorno financeiro esperado, estão representados na Figura 3.30, na Figura 3.31 e na Tabela 3.17.

Figura 3.30 – Fluxo de Caixa Descontado do projeto



Fonte: Produção própria

Figura 3.31 – Fluxo de Caixa Acumulado do Projeto



Fonte: Produção própria

Tabela 3.17 – Fluxo de Caixa (FLC), Fluxo de Caixa Descontado (FLCD) e Fluxo de Caixa Acumulado (FLCA)

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-5.576.000	-5.576.000	-5.576.000
1	1.362.434	1.184.726	-4.391.274
2	1.334.628	1.009.171	-3.382.104
3	1.347.183	885.795	-2.496.309
4	1.339.620	765.932	-1.730.377
5	1.332.099	662.289	-1.068.088
6	1.324.619	572.669	-495.419
7	1.317.180	495.177	-242
8	1.309.783	428.170	427.928
9	1.302.425	370.231	798.159
10	1.295.109	320.131	1.118.290
11	1.287.832	276.811	1.395.101
12	1.280.596	239.353	1.634.453
13	1.273.399	206.963	1.841.416
14	1.266.242	178.956	2.020.373
15	1.259.125	154.739	2.175.112
16	1.252.046	133.800	2.308.912
17	1.245.006	115.693	2.424.605
18	1.238.006	100.037	2.524.642
19	1.231.043	86.500	2.611.142
20	1.224.119	74.794	2.685.936
21	1.217.233	64.672	2.750.608
22	1.210.385	55.920	2.806.529
23	1.203.575	48.353	2.854.882
24	1.196.802	41.809	2.896.691
25	1.190.066	36.151	2.932.843

Fonte: Produção própria

4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com o desenvolvimento do estudo de caso, foi possível atingir o objetivo desta monografia, o qual era de demonstrar que o pré-dimensionamento de um sistema de geração de energia fotovoltaico é capaz de permitir uma análise técnica e econômica que auxilie na tomada de decisão quanto ao investimento a ser feito.

Ficou claro que, ao seguir uma metodologia de cálculo e uma linha de raciocínio lógica, onde as questões particulares do caso puderam ser contempladas e, com isso, trazendo mais aderência aos resultados para uma implantação real, fez com que a assertividade e coerência dos resultados expusesse o quanto o desenvolvimento da matemática por trás da ciência é uma ferramenta imprescindível para que gestores e líderes possam traçar planos de investimento de baixo risco.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico possui atualmente um rol de informações, equações desenvolvidas por estudiosos, produtos e tecnologias acessíveis no mercado, que permitem que a eficiência energética, a sustentabilidade e a busca para o atendimento às ODS esteja cada vez mais ao alcance de todos.

Ao apresentar uma TIR de 23,7%, muito superior ao valor da TMA de 15%, fica evidente que o projeto é viável. Mesmo não tendo utilizando nenhuma alavancagem financeira, se eventualmente a companhia conseguir taxas atrativas de mercado, o projeto se torna ainda mais viável, com retorno ainda mais rápido.

Após o período de 7 anos o projeto se paga, e ao final do período de análise de 25 anos terá apresentado um Valor Presente Líquido de cerca de R\$ 2,9 milhões.

Mas além disso, a economia de energia acumulada ao longo deste mesmo período de 25 anos é da ordem de 31.268 MWh, considerando a degradação anual dos equipamentos.

De acordo com o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações do Governo Federal, o Sistema Interligado Nacional (SIN) emitiu nos 8 primeiros meses de 2022 cerca de 0,40 tCO₂/MWh de energia produzida (*fonte: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>*).

Isso significa que, ao reduzir a necessidade do SIN produzir este montando de energia gerado pelo sistema fotovoltaico, pode-se reduzir em mais de 12,5 mil toneladas de CO_{2eq} a serem emitidos para a atmosfera.

Fica então evidente que a busca por alternativas renováveis de energia, o desenvolvimento da tecnologia e o aprimoramento das técnicas de dimensionamento dos sistemas é de vital importância para atingirmos as metas que trarão uma maior sustentabilidade ao nosso planeta.

REFERÊNCIAS

SIMÕES MOREIRA, J. R. et al. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021, 490 p.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012, 208 p.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. Brasília. Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>>. Acesso em: 25 out. 2022.

CRESESB. Rio de Janeiro. O CRESESB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=o_cresesb>. Acesso em: 23 out. 2022.

CRESESB. Rio de Janeiro. Sun Data. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 25 out. 2022.

PORTAL SOLAR. São Paulo. Energia Fotovoltaica. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 23 out. 2022.

PORTAL SOLAR. São Paulo. Como funciona o painel solar fotovoltaico (Placas fotovoltaicas). Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 23 out. 2022.

ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. Uma introdução aos sistemas fotovoltaicos. Disponível em: <<https://eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 24 out. 2022.

WIKIPEDIA. Predefinição: Tabela climática de Salvador. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Predefini%C3%A7%C3%A3o:Tabela_clim%C3%A1tica_de_Salvador>.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA, Estação SALVADOR A401, de 01/10/2021 a 30/09/2022. Disponível em: <<https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A401>>. Acesso em: 17 out. 2022.

NEOENERGIA COELBA. Bahia. Tarifas de energia – Grupo B. Disponível em: <<https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/residencial-rural/Documents/01-neoenergia-coelba-tarifas-de-energia-eletrica-grupo-b-abril-2022-reh-n-3021.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2022.

NEOENERGIA COELBA. Bahia. Composição Tarifária. Disponível em: <https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/a-coelba/Paginas/composicao-tarifaria.aspx>. Acesso em: 17 out. 2022.

GOV.BR. Brasília. Fator médio - Inventários corporativos. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>>. Acesso em: 17 out. 2022.

ANEXO 1 – DATASHEET PAINEL FOTOVOLTAICO



HiKu

MÓDULO PERC POLY SUPER ALTA POTÊNCIA

395W ~ 420W

CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415 | 420P

MAIS POTÊNCIA



24 % mais potência do que os módulos convencionais



Um LCOE até 4,5 % menor
Um custo de sistema até 2,7 % menor



Baixo NMOT: 42 ± 3 °C
Baixo coeficiente de temperatura
(Pmax): -0,36 % / °C



Melhor tolerância a sombra

MAIS CONFIÁVEL



Corrente interna baixa, temperatura de ponto quente mais baixa

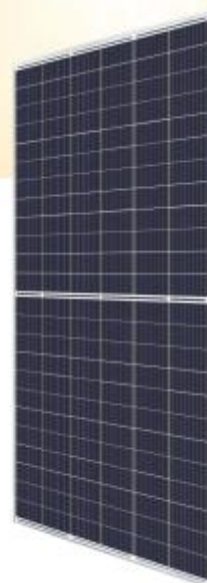


Minimiza o impacto das microtrincas



Carga pesada de neve de até 5400 Pa,
carga de vento de até 3600 Pa*

 **CanadianSolar**



Garantia de saída de potência linear*



Garantia de produto estendida relativa a materiais e mão-de-obra*

*Conforme a declaração de garantia limitada aplicável da Canadian Solar.

CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2015 / Sistema de Gestão da Qualidade
ISO 14001:2015 / Padrões para o Sistema de Gestão Ambiental
OHSAS 18001:2007 / Norma Internacional de Segurança e Saúde Ocupacional

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 desempenho: Registro CEC (EUA)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reação a chama: Classe 1 / Take-e-way



* Uma vez que existem diversos requisitos de certificação nos vários mercados, pedimos que contate o Representante de vendas da Canadian Solar, para saber os certificados específicos aplicáveis aos produtos e à região onde serão usados.

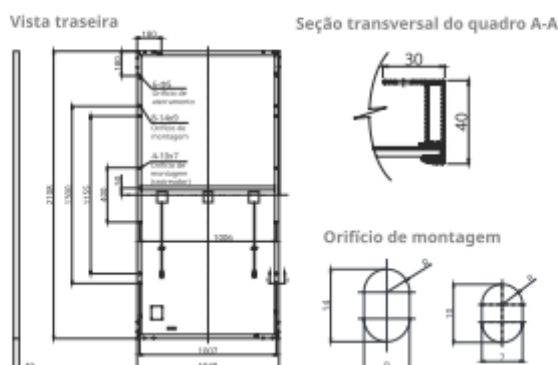
* Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.

CANADIAN SOLAR BRASIL

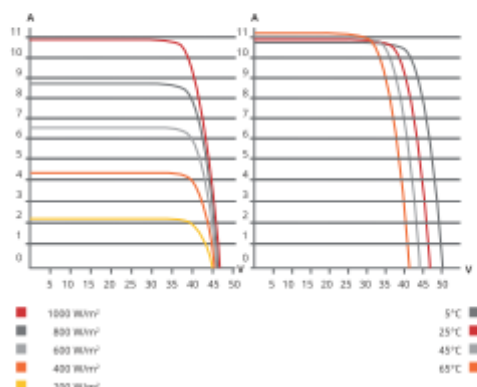
Av. Roque Petroni Junior, 999, 4º andar, Vila Gertrudes, São Paulo, Brasil, CEP 04707-910 | www.canadiansolar.com | sales.br@canadiansolar.com

A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções de alta qualidade em sistemas solares para clientes de todo o mundo. O fornecedor número 1, em termos de qualidade e relação desempenho/preço, segundo a pesquisa IHS Module Customer Insight Survey. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 40 GW implantados em todo o mundo, desde 2001.

DESENHO DE ENGENHARIA (mm)



CS3W-400P / CURVAS I-V



DADOS ELÉTRICOS | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Máx. Potência Nominal (P _{max})	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Tensão de Operação (V _{mp})	38,5 V	38,7 V	38,9 V	39,1 V	39,3 V	39,5 V
Opt. Corrente de Operação (I _{mp})	10,26 A	10,34 A	10,42 A	10,49 A	10,56 A	10,64 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	47,0 V	47,2 V	47,4 V	47,6 V	47,8 V	48,0 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	10,82 A	10,90 A	10,98 A	11,06 A	11,14 A	11,26 A
Eficiência de Módulo	17,9%	18,1%	18,3%	18,6%	18,8%	19,0%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C					
Máx. Tensão de Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)					
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)					
Máx. valor nominal do fusível de série	20 A					
Classe da aplicação	Classe A					
Tolerância de potência	0 ~ +10 W					

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalina
Arranjo de células	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensões	2108 X 1048 X 40 mm (83,0 X 41,3 X 1,57 pol.)
Peso	24,9 kg (54,9 lbs)
Capa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado, com barra transversal
Caixa J	IP68, 3 diodos de bypass
Cabo	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Comprimento do cabo (incluindo conector)	Retrato: 500 mm (19,7 pol.) (+) / 350 mm (13,8 pol.) (-); paisagem: 1400 mm (55,1 pol.); conexão leapfrog: 1670 mm (65,7 pol.)*
Conector	Série T4 ou H4 UTX ou MC4-EVO2
Por paleta	27 peças
Por contêiner (40' HQ)	594 peças

* Para informações detalhadas, contate seu Representante de Vendas ou Representante Técnico local.

DADOS ELÉTRICOS | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Máx. Potência Nominal (P _{max})	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Tensão de Operação (V _{mp})	35,8 V	36,0 V	36,2 V	36,4 V	36,6 V	36,8 V
Opt. Corrente de Operação (I _{mp})	8,21 A	8,27 A	8,33 A	8,39 A	8,45 A	8,51 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	44,1 V	44,3 V	44,5 V	44,7 V	44,9 V	45,1 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	8,73 A	8,79 A	8,86 A	8,92 A	8,99 A	9,08 A

* Sob temperatura nominal de operação do módulo (NMOT), irradiância de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de Temperatura (P _{max})	-0,36 % / °C
Coefficiente de Temperatura (V _{oc})	-0,28 % / °C
Coefficiente de Temperatura (I _{sc})	0,05 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	42 ± 3°C

SEÇÃO DE PARCEIROS



* As especificações e características principais contidas nesta ficha de dados poderão diferir ligeiramente das dos produtos reais, devido à inovação e melhorias efetuadas continuamente nestes produtos. A Canadian Solar Inc. se reserva o direito de fazer quaisquer ajustes necessários nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso. Alertamos que os módulos PV devem ser manuseados e instalados por pessoas profissionalmente qualificadas e que as Instruções de segurança e de instalação devem ser lidas, cuidadosamente, antes do uso de nossos módulos PV.

ANEXO 2 – DATASHEET INVERSOR



INVERSOR STRING TRIFÁSICO 75-100 KW

CSI-75K-T400 | CSI-100K-T400

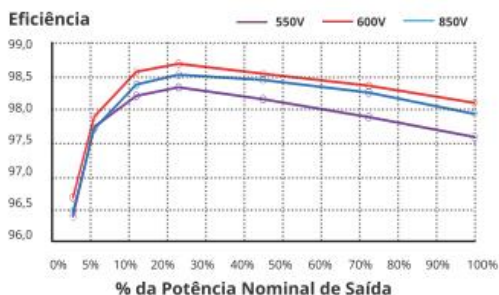
Os inversores de string sem transformador, em grid, da Canadian Solar ajudam a acelerar o uso de arquiteturas de string trifásicas em aplicações de telhados comerciais e pequenas aplicações em solo. Uma alternativa econômica aos inversores centrais, estes inversores, aprovados pela NRTL, são blocos de design modular que oferecem alta saída e permitem economias de BoS significativas. Oferecem uma eficiência de conversão de até 98,7%, uma faixa ampla de operação entre 180 e 850 V_{cc} e dois MPPTs para maximizar a captura de energia solar.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

- Eficiência máxima de 98,7%,
Eficiência EU máxima de 98,3%
- Dez MPPTs que produzem uma eficiência de sistema mais elevada
- Entrada de 13 A em cada String PV
- Comutadores CC integrados, Comutador CA opcional

CURVA DE EFICIÊNCIA

CSI-110K-T400GL02-E



*Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.

A CANADIAN SOLAR BRASIL

Av. Roque Petroni Junior, 999, 4º andar, Vila Gertrudes, São Paulo, Brasil, CEP 04707-910 | www.canadiansolar.com | sales.br@canadiansolar.com



Garantia padrão, extensão até 20 anos

ALTA CONFIABILIDADE

- Resfriamento inteligente redundante por ventilador
- Proteção contra sobrecorrente e sobretensão
- Tecnologia de repressão de corrente de fuga
- Design sem uso de fusível
- Alarme de reversão da corrente CC

AMPLA ADAPTABILIDADE

- Com grau IP66 para aplicações externas
- Controles interativos: Redução de potência efetiva, controle de potência reativa e redução de sobre frequência
- Desconectores de carga CC nominal
- Ampla faixa MPPT que permite um dimensionamento flexível das strings
- Frequência de comutação elevada e MPPTs ultrarrápidos asseguram a máxima eficiência em uma ampla faixa de carga.

A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções de alta qualidade em sistemas solares para clientes de todo o mundo. O fornecedor número 1, em termos de qualidade e relação desempenho/preço, segundo a pesquisa IHS Module Customer Insight Survey. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 46 GW implantados em todo o mundo, desde 2001.

DADOS TÉCNICOS/SISTEMA		
NOME DO MODELO	CSI-75K-T400GL02-E	CSI-100K-T400GL02-E
ENTRADA CC		
Máx. Potência PV	112,5 kW	150 kW
Máx. Tensão de Entrada CC	1100 V _{CC}	
Tensão de Partida CC	195 V _{CC}	
Número de MPPTs	9	10
Faixa de Tensão de MPPT	180 - 1000 V _{CC}	
Máx. Corrente de Entrada (Imp)	234 A (26 A por MPPT)	260 A (26 A por MPPT)
Máx. Corrente de Curto-Circuito (Isc)	360 A (40 A por MPPT)	400 A (40 A por MPPT)
Número de Entradas CC	18 (2 por MPPT)	20 (2 por MPPT)
Tipo de Desconexão CC	Interruptor Seccionador CC	Interruptor Seccionador CC
SAÍDA CA		
Potência Nominal de Saída CA	75 kW	100 kW
Máx. Potência de Saída CA	75 kW	110 kW
Tensão Nominal de Saída ¹	220/380 V _{CA}	
Tipo de Conexão de rede	3 W / N / PE	
Corrente Nominal de Saída de Rede	114,0 A	152,0 A
Máx. Corrente de Saída	114,0 A	167,1 A
Frequência nominal de saída	50/60 Hz	
Faixa de Frequência de Saída ²	47 - 52 / 57 - 62 Hz	
Fator de Potência	> 0,99 (0,8 avanço ... 0,8 atraso)	
Corrente THD	< 3%	
Corrente de Injeção CC	< 0,5 % da Corrente Nominal de Saída de Grade	
SISTEMA		
Máx. Eficiência	98,7%	
Eficiência MPPT	>99,5%	
Eficiência EU	98,3%	
Consumo Noturno	< 2 W	
Módulo anti-PID	Opcional	
AMBIENTE		
DPS CA/CC	DPS AC Tipo II / DPS CC Tipo II	
Grau de proteção	IP66	
Resfriamento	Resfriamento Inteligente Redundante	
Faixa de Temperaturas de Operação	-25 °C a +60 °C	
Faixa de Temperaturas de Armazenamento	-40 °C a +70 °C	
Umidade de Operação	0 - 100 % Condensação	
Altitude de Operação	4000 m	
Ruído Audível	<65 dBA @ 1 m	
MOSTRADOR E COMUNICAÇÃO		
Mostrador	LCD, 2x20 Z	
Comunicação	WIFI/RS485 Opcional	
DADOS MECÂNICOS		
Dimensões (L / A / P)	1050 x 567 x 314,5 mm	1065 x 567 x 344,5 mm
Peso ³	82 kg	84 kg
Ângulo de Instalação	0 ~ 15 graus em relação à vertical	
Entradas CC	MC4	
SEGURANÇA		
Segurança e Padrão EMC	IEC 62109-1/2, IEC 61000-6-1/2/3/4	
Normas de Rede	IEC 62116, IEC 61727	

1 "Tensão nominal de saída" pode ser diferente de acordo com as normas locais
 2 "Faixa de frequência de saída" pode ser diferente de acordo com as normas locais
 3 "Peso" tem tolerância de ± 1 kg

As especificações e características principais contidas nesta ficha de dados poderão diferir ligeiramente das dos produtos reais, devido à inovação e melhorias efetuadas continuamente nestes produtos. A Canadian Solar Inc. se reserva o direito de fazer quaisquer ajustes necessários nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso.

Cuidado: Apenas para uso profissional. A instalação e manuseio de equipamento PV requer competência profissional e deve ser efetuada apenas por pessoas qualificadas. Por favor, leia as instruções de instalação e segurança, antes de usar o produto.

17-jan

16-fev

[illegible]

[illegible]

15-abr

[illegible]

15-mai

[illegible]

11-jun

[illegible]

[illegible]

16-ago

[illegible]

[illegible][illegible]

[illegible]

10-dez

[illegible]