

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

FABRÍCIO OLIVEIRA TOSCANO DA COSTA

Avaliação de indicadores de gestão e operação de uma usina solar fotovoltaica utilizando PowerBI: estudo de caso

> NITERÓI 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

FABRÍCIO OLIVEIRA TOSCANO DA COSTA

Avaliação de indicadores de gestão e operação de uma usina solar fotovoltaica utilizando PowerBI: estudo de caso

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Marcio Zamboti Fortes

> NITERÓI 2024

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE Gerada com informações fornecidas pelo autor

C837a Costa, Fabrício Oliveira Toscano da Avaliação de indicadores de gestão e operação de uma usina solar fotovoltaica utilizando PowerBi: Estudo de Caso / Fabrício Oliveira Toscano da Costa. - 2024. 171 f.: il. Orientador: Marcio Zamboti Fortes. Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Niterói, 2024. 1. Energia elétrica. 2. Monitoramento de energia. 3. Energia Solar. 4. Produção intelectual. I. Fortes, Marcio Zamboti, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título. CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

FABRICIO OLIVEIRA TOSCANO DA COSTA

AVALIAÇÃO DE INDICADORES DE GESTÃO E OPERAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILIZANDO POWERBI: ESTUDO DE CASO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Zu lt. Prof. Dr. Márcio Zamboti Fortes - Orientador Universidade Federal Fluminense - UFF Prof. Dr. Angelo Cesar Colombini Universidade Federal Fluminense - UFF concret redo

Prof. Dr. Leonardo de Arruda Bitencourt Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ

Niterói (Agosto/2024)

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela dádiva da vida, pela força e saúde que me sustentaram ao longo de toda essa jornada, ajudando-me a superar cada obstáculo.

À minha mãe, Elizabeth Oliveira de Almeida, sou eternamente grato por todo amor, confiança, educação, cuidados e preocupação. Seu incentivo constante e sua incrível capacidade de ser mãe e mulher exemplar foram fundamentais para minha trajetória.

Ao meu pai, Adjácio Radeck Toscano da Costa, devo meu profundo agradecimento por me ensinar a ser uma pessoa melhor, pelo amor e incentivo incondicional ao longo do caminho.

Aos meus irmãos, Fernanda Oliveira Toscano da Costa e Fábio Oliveira Toscano da Costa, agradeço por serem grandes exemplos, pelo suporte, companheirismo, "puxões de orelha"quando necessário, e pelo amor constante durante toda essa caminhada.

À minha namorada, Rebeca Delayti, agradeço de coração por todo amor, carinho, apoio e parceria durante o mestrado. Sua presença constante, mesmo nos momentos mais difíceis, fez toda a diferença e me deu forças para continuar.

Ao meu orientador, Márcio Zamboti, sou grato por todos os ensinamentos transmitidos em suas aulas e pelas orientações que foram cruciais para o meu desenvolvimento acadêmico e pessoal.

Resumo

Para atender à demanda crescente de energia, deve-se buscar o aumento da oferta com o compromisso de geração de energia limpa e renovável, visando à redução da emissão dos gases de efeito estufa. No Brasil, a matriz elétrica é predominantemente hidroelétrica, e o volume útil dos reservatórios tem mostrado uma tendência de redução da capacidade de armazenamento ao longo dos anos. Essa dissertação "Avaliação de Indicadores de Gestão e Operação de uma Usina Solar Fotovoltaica Utilizando PowerBI: Estudo de Caso"aborda a gestão e operação da Usina Fotovoltaica (UFV), situada em Vassouras, RJ, com potência nominal de 6,3 MWp e potência AC de 5 MW, que iniciou suas operações em setembro de 2022. O estudo visa analisar indicadores de gestão e operação, como Key Performance Indicators (KPI) e Key Goal Indicators (KGI), utilizando ferramentas avançadas de análise de dados, como o Power BI, e realizar simulações com o software PVsyst. A metodologia adotada envolve a coleta e análise de dados de produção de energia e indicadores operacionais da UFV, utilizando o PVsyst para simular a produção de energia e comparar com os dados reais. O Power BI foi empregado para criar painéis interativos, facilitando a visualização e interpretação dos dados. Os resultados da análise de Key Performance Indicators (KPI) e Key Goal Indicators (KGI) mostraram variações entre a produção de energia esperada e a real, com possíveis causas ligadas a condições climáticas e operacionais. Em alguns meses, a usina não atingiu as metas P90 e P50, indicando a necessidade de ajustes. A análise do fator de capacidade destacou variações sazonais que impactam a eficiência. Além disso, o balanço das emissões de CO_2 evitadas demonstrou, por meio do PVsyst, a contribuição da usina para a redução de gases de efeito estufa, evidenciando a importância das energias renováveis. Por fim, a dissertação sugere melhorias operacionais, como manutenção preventiva e ajustes nos inversores, reforçando o uso de ferramentas como Power BI e PVsyst para uma gestão eficiente e decisões mais informadas.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Gestão de Energia, Power BI, PVsyst, Indicadores de Desempenho, Analise de dados.

Abstract

To meet the growing demand for energy, it is essential to increase the energy supply while committing to clean and renewable energy generation, aiming to reduce greenhouse gas emissions. In Brazil, the electricity matrix is predominantly hydroelectric, and the useful volume of reservoirs has shown a trend of declining storage capacity over the years. This dissertation, "Evaluation of Management and Operation Indicators of a Photovoltaic Solar Plant Using PowerBI: A Case Study, "addresses the management and operation of the photovoltaic solar plant (UFV) located in Vassouras, RJ, with a nominal capacity of 6.3 MWp and an AC capacity of 5 MW, which began operations in September 2022. The study aims to analyze management and operational indicators, such as Key Performance Indicators (KPI) and Key Goal Indicators (KGI), using advanced data analysis tools like Power BI and performing simulations with PVsyst software. The methodology involves collecting and analyzing energy production data and operational indicators from the UFV, using PVsyst to simulate energy production and compare it with real data. Power BI was employed to create interactive dashboards, facilitating the visualization and interpretation of the data. The results from the analysis of Key Performance Indicators (KPI) and Key Goal Indicators (KGI) revealed variations between expected and actual energy production, with potential causes related to climatic and operational conditions. In some months, the plant did not meet the P90 and P50 targets, indicating the need for adjustments. The analysis of the capacity factor highlighted seasonal variations that impacted efficiency. Furthermore, the balance of avoided CO_2 emissions, as demonstrated by PVsyst simulations, showed the plant's contribution to reducing greenhouse gases, highlighting the importance of renewable energy. Finally, the dissertation suggests operational improvements, such as preventive maintenance and adjustments to inverters, reinforcing the use of tools like Power BI and PVsyst for efficient management and informed decision-making.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Energy Management, Power BI, PVsyst, Performance Indicators, Data Analysis.

Lista de Figuras

2.1	Órbita da Terra em torno do Sol. [7]	9
2.2	A radiação global é a soma das radiações direta e difusa. [18]	12
2.3	Irradiação total em plano cuja inclinação é igual à latitude do local. Radiação solar em kWh/m ² /dia. [27] $\ldots \ldots \ldots$	13
2.4	Perfil de irradiância ao longo de um dia. [18]	13
2.5	Mapa brasileiro de irradiação solar no plano inclinado média anual. $\left[29\right]$	14
2.6	Efeito Fotovoltaico. [29]	16
2.7	Balanço energético de uma célula solar cristalina(%). [31]	16
2.8	Tipos de células fotovoltaicas comercialmente disponíveis. [31] \ldots	17
2.9	Esquema de um SFI domiciliar: A-painel fotovoltaico; B-controlador de carga; C-banco de baterias; D-inversores; E-cargas c.a. (equipamentos elé-tricos); F-Caixa de conexão [7].	19
2.10	Sistema fotovoltaico conectado a rede [7]	21
2.11	Estrutura principal de um sistema fotovoltaico conectado à rede $[35].$	22
2.12	Células fotovoltaicas conectadas em série. [18]	23
2.13	Curva I-V para células solares idênticas. [36]	24
2.14	Curvas I-V e P-V de um módulo com potência de 100 Wp. [36]	25
2.15	Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em série [7]	26
2.16	Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em paralelo. [7]	27
2.17	Ligação de módulos em combinação série-paralelo [31]	28

2.18	Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C. [7]	29
2.19	Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para irradi- ância de 1.000 W/m ² , espectro AM1,5). [7] $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	29
2.20	Estação solarimétrica	35
3.1	Tendências Globais na Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica (2010-2023) [45]	38
3.2	Capacidade Anual Instalada de Energia Solar Fotovoltaica por Região (2023). [46]	39
3.3	Participação Regional na Capacidade Cumulativa Global de Energia Foto- voltaica (2023) [46]	39
3.4	Segmentação das Instalações Fotovoltaicas de 2013-2023. [45]	40
3.5	Crescimento exponencial na produção mundial anual de módulos fotovol- taicos entre 2010 e 2023, destacando a predominância da Ásia no mercado global. [47]	41
3.6	Distribuição da produção de módulos fotovoltaicos por tecnologia em 2023. [47]	42
3.7	Desenvolvimento da Eficiência das Células Solares em Laboratório. $\left[47\right]$	43
3.8	Comparação da Eficiência das Tecnologias. [47]	43
3.9	Capacidade Cumulativa Global de Energia Fotovoltaica (2010-2023). $\left[46 \right] $.	44
3.10	Capacidade Anual Instalada de Energia Fotovoltaica por Região (2023). [46]	45
3.11	Participação Regional na Capacidade Cumulativa Global de Energia Foto- voltaica (2023). [46]	45
3.12	Preços médios mensais de módulos fotovoltaicos por tecnologia e país de fabricação vendidos na Europa, 2010 a 2022 [48]	47
3.13	Custo total instalado de sistemas fotovoltaicos utilitários por projeto e média ponderada para sistemas utilitários, 2010-2022 [48].	47
3.14	Detalhamento dos custos totais instalados de sistemas fotovoltaicos utili- tários por país, 2022 [48]	48

3.15	Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil [57]	53
4.1	UFV	60
4.2	Diagrama Unifilar - UFV	61
4.3	Sungrow 250HX	64
4.4	Skid - UFV	65
4.5	Multimedidor Multi K instalado no eletrocentro	67
4.6	Subestação Blindada da Usina Fotovoltaica	69
4.7	Distribuição Anual da Irradiância Solar em Vassouras e Regiões Próximas (kWh/m².dia)	70
4.8	Estação Solarimétrica	71
4.9	Tela Inicial Gerar Viewer	72
4.10	Fluxograma para análise de dados.	74
4.11	Avaliação de KPIs da usina.	76
4.12	Tela de configuração de orientação no PVsyst	79
4.13	Configuração do horizonte e sombras próximas no PVsyst	81
4.14	Configuração do horizonte e sombras próximas no PVsyst	82
4.15	Configuração do horizonte e sombras próximas no PVsyst	82
4.16	Distribuição de probabilidade da produção de energia do sistema	84
5.1	Tela inicial do modelo de análise de indicadores de gestão e operação (Fonte: Autoria própria)	87
5.2	Visualização do modelo no Power $\operatorname{BI}(\widehat{\!\!\! \mathrm{R}})$ online (Fonte: Autoria própria) $$.	88
5.3	Gerenciamento de alertas no Power BI $(\mbox{\sc R})$ (Fonte: Autoria própria)	88
5.4	Geração [MWh] e Geração P90 [MWh] por Mês	90
5.5	Fator de Capacidade por Mês	90
5.6	dashboard de Geração de Energia para Fevereiro de 2024	92
5.7	dashboard de Sustentabilidade da UFV	94
5.8	dashboard de Perdas de Manutenção e Operação para a UFV	97

5.9	Resumo dos principais indicadores financeiros do projeto
5.10	Projeção detalhada do fluxo de caixa ao longo dos anos de operação 101
5.11	Análise do payback descontado ao longo do tempo
5.12	Análise de sensibilidade do MOIC em função do fator de capacidade 102
5.13	Análise de sensibilidade do payback descontado em função do fator de capacidade
5.14	Análise de sensibilidade do payback simples em função do fator de capacidade. 103
5.15	Análise de sensibilidade da TIR em função do fator de capacidade 103
5.16	Análise de sensibilidade do VPL em função do fator de capacidade 103

Lista de Tabelas

4.1	Dados Gerais da UFV	61
4.2	Distribuição dos Módulos Fotovoltaicos e <i>strings</i> por Inversor	62
4.3	Dados Elétricos do Módulo RSM110-8-540BMDG	63
4.4	Dados do Inversor Sungrow SG250HX	64
4.5	Dados Elétricos do Skid Solar MTR VOLTS - UFV	66
4.6	Dados Elétricos do Transformador Seco 1250 kVA	67
4.7	Especificações Técnicas do Multimedidor Multi K	68
4.8	Dados Principais da Subestação Blindada	70
4.9	Valores Mensais Médios de Irradiância Global Horizontal (kWh/m²) [71] $% = 100000000000000000000000000000000000$	70
4.10	Parâmetros Principais do Sistema	80
4.11	Perdas Detalhadas do Sistema Fotovoltaico	81
4.12	Performance do sistema para diferentes níveis de confiança	83
4.13	Resultados da Simulação de Desempenho - P90	84
5.1	Comparação de Geração de Energia	89
5.2	Comparação dos Fatores de Capacidade (Autoria própria)	90
5.3	Componentes e suas emissões de CO_2	93
5.4	Balanço de emissões de CO_2	94
5.5	Escopo de Manutenção	96
5.6	Classificação dos componentes e valores finais do CAPEX para a UFV. $\ . \ .$	98
5.7	Premissas Operacionais - OPEX	99
5.8	Tarifa da Light considerando bandeira verde	100
5.9	Depreciação da Tarifa Recebida ao Longo dos Anos	100

5.10	Geração e Desvios	104
5.11	Geração + Perdas e Desvios	105
5.12	Irradiação e Desvios	105
5.13	Geração Medida e Simulada no PVSyst	105

Lista de Abreviaturas e Siglas

- ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
- **BSRN** Baseline Surface Radiation Network
- CA Corrente Alternada
- CAPEX Capital Expenditure
- CC Corrente Contínua
- **CEPEL** Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- CPTEC Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
- CSC Centro de Serviços Compartilhados
- CSSC Células Solares Sensibilizadas por Corante
- **DDp** Diferença de Potencial
- EPE Empresa de Pesquisa Energética
- EPC Engenharia, Aquisição e Construção
- FADE Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da Educação, Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco
- FDI Fator de Dimensionamento de Inversores
- FMEA Análise de Modo e Efeito de Falha
- FV Fotovoltaico
- GD Geração Distribuída
- GEE Gases de Efeito Estufa
- **GW** Gigawatt
- **GWh** *Gigawatt-hora*
- HJT Heterojunction with Intrinsic Thin-layer
- IAM Incidence Angle Modifier

- Imp Corrente de Potência Máxima
- INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
- Isc Corrente de Curto-Circuito
- K Kelvin
- km Quilômetro
- kWh Quilowatt-hora
- **KPI** Key Performance Indicators
- LCOE Levelized Cost of Energy
- \mathbf{m} Metro
- m² Metro Quadrado
- MME Ministério de Minas e Energia
- mm Milímetro
- MW Megawatt
- **MWP** *Megawatt-pico*
- NBR Norma Brasileira
- NOCT Temperatura Nominal de Operação da Célula
- **OPEX** Operational Expenditure
- P50 Produção esperada com 50% de probabilidade de ser excedida
- P90 Produção esperada com 90% de probabilidade de ser excedida
- **PEE** Programa de Eficiência Energética
- **PM** Potência Máxima
- **PR** Performance Ratio
- ROI Return on Investment
- SFCR Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
- SFI Sistema Fotovoltaico Isolado
- Si Silício
- SONDA Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
- SWERA Solar and Wind Energy Resource Assessment
- TIR Taxa Interna de Retorno

- TMA Taxa Mínima de Atratividade
- UFPE Universidade Federal de Pernambuco
- UFSC Universidade Federal de Santa Catarina
- UFV Usina Solar Fotovoltaica
- **V** *Volt*
- Voc Tensão de Circuito Aberto
- Vmp Tensão de Potência Máxima
- **VPL** Valor Presente Líquido
- **W** *Watt*
- WMO Organização Meteorológica Mundial
- Wp Watt-pico

Sumário

1	Intr	oduçã	0		1
	1.1	Conte	xtualizaçâ	0	2
	1.2	Justifi	cativa e C	Dejetivos	3
	1.3	Estrut	ura do Tr	abalho	4
2	Con	nceitua	ção teór	ica de Usinas Solares Fotovoltaicas	6
	2.1	Energi	ia solar fo	tovoltaica	7
		2.1.1	Radiaçã	o Solar	8
			2.1.1.1	Radiação a nível do solo	10
			2.1.1.2	Distribuição da Radiação solar no Brasil	12
	2.2	Sistem	nas Fotovo	ltaicos	14
		2.2.1	Células I	Fotovoltaicas	14
		2.2.2	Tecnolog	gias fotovoltaicas comercialmente disponíveis	17
		2.2.3	Sistemas	fotovoltaicos	19
			2.2.3.1	Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Isolados ou Autônomos	19
			2.2.3.2	Sistemas Fotovoltaicos não Domésticos Isolados	20
			2.2.3.3	Sistemas Híbridos	20
			2.2.3.4	Sistemas Fotovoltaicos Centralizados Conectados à Rede Elétrica	20
			2.2.3.5	Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica	20

2.3 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica -22

		2.3.1	Módulos Fotovoltaicos	23		
			2.3.1.1 Tipos de Conexão dos Módulos	25		
			2.3.1.2 Conexão em Série	25		
			2.3.1.3 Conexão em Paralelo	26		
			2.3.1.4 Conexão Série-Paralelo	27		
		2.3.2	Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos	28		
			2.3.2.1 Intensidade Luminosa	28		
			2.3.2.2 Temperatura das Células	29		
	2.4	Invers	or	30		
	2.5	Estrut	cura do Suporte	32		
	2.6	Proteg	ção	32		
	2.7	Instalação Elétrica				
	2.8	Características do Local de Instalação				
	2.9	Estaçã	ăo Solarimétrica	34		
		2.9.1	Características da Estação Solarimétrica	35		
3	Pan	orama	Mundial do Mercado Fotovoltaico	37		
	3.1	Indúst	ria Fotovoltaica	40		
		3.1.1	Eficiência fotovoltaica	42		
		3.1.2	Total de Energia Fotovoltaica Instalada	44		
		3.1.3	Custos dos módulos fotovoltaicos	46		
		3.1.4	Custos Totais Instalados	47		
		3.1.5	Programas de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia	49		
		3.1.6	Sistema de Preços (<i>Feed-in tariff</i>)	50		
		3.1.7	Sistema de Preços (Compensação Energética (Net - $metering$))	51		
			3.1.7.1 Panorama Nacional Fotovoltaico	51		
			3.1.7.2 Legislação Brasileira	53		

		3.1.8	Normas Técnicas	57
4	Inst	alação	fotovoltaica e metodologia para coleta de dados	59
	4.1	Instala	ção Fotovoltaica	60
		4.1.1	Características da Usina	60
		4.1.2	Módulos fotovoltaicos	62
		4.1.3	Inversores	63
		4.1.4	Eletrocentro - SKID	65
		4.1.5	Multimedidor Multi K	67
		4.1.6	Subestação Blindada	68
		4.1.7	Potencial Solar da Usina Fotovoltaica	69
	4.2	Estaçã	o Solarimétrica	71
	4.3	Sistem	a Supervisório	72
	4.4	Coleta	e Tratamento de Dados	73
		4.4.1	Fluxo de Processos para Análise de Dados	73
		4.4.2	Avaliação de KPIs e KGIs	75
	4.5	Ferran	nentas de Simulação Fotovoltaica	77
		4.5.1	Funcionalidades do PVsyst	78
		4.5.2	Aplicação do PV syst no Projeto de Sistemas Fotovoltai cos - $\mathrm{UFV}~$.	79
			4.5.2.1 Análise do Dimensionamento do Sistema	79
			Orientação	79
			Configuração do Sistema	80
			Perdas Detalhadas	80
			Parâmetros Opcionais	80
			Horizonte e Sombras Próximas	80
			Gestão de energia	83
			4.5.2.2 Simulação de Desempenho	83

			4.5.2.3 Análise de Resultados	. 84
	4.6	Power	BI	. 84
5	Aná	dise do	os Resultados	86
	5.1	Model	lo de Análise Utilizando o Power BI®	. 86
		5.1.1	Telas PowerBI (\mathbb{R})	. 86
		5.1.2	Informações e Alertas	. 87
	5.2	Anális	e de KPIs e KGIs	. 88
		5.2.1	Produção de Energia	. 88
		5.2.2	Balanço das Emissões de CO_2	. 92
		5.2.3	Perdas de Manutenção e Operação	. 95
	5.3	Anális	e Econômica	. 97
		5.3.1	Custo de Instalação	. 97
		5.3.2	Custos Operacionais	. 98
	5.4	Anális	se Financeira do Projeto	. 99
	5.5	Impac	to das Condições Climáticas	. 104
	5.6	Medid	las de Melhoria da Eficiência	. 105
ß	Con	alucão		107
0	Con			107
	6.1	Traba	lhos Futuros	. 109
Re	eferê	ncias		111
A	pênd	ice A -	– PVSyst - Meteornorm	118
$\mathbf{A}_{\mathbf{j}}$	pênd	ice B -	- PVSyst - Estação Solarimétrica	135

Capítulo 1

Introdução

Para garantir o cumprimento dos requisitos elétricos é fundamental manter o equilíbrio entre geração e consumo. No que diz respeito à geração de energia elétrica, são realizadas pesquisas para identificar oportunidades de introdução de novas fontes de geração no sistema elétrico, principalmente quando a análise econômica indica resultados favoráveis. Do lado do consumidor, há uma forte ênfase na promoção da adoção de equipamentos e práticas mais eficientes na utilização da energia elétrica. Além disso, é crucial examinar e avaliar continuamente o sistema de faturamento de energia e os potenciais desenvolvimentos no quadro tarifário, dada a dinâmica em evolução entre novos consumidores/geradores e concessionárias de distribuição. Este exame deve ser realizado de forma sistemática e regular para acomodar as mudanças no cenário da indústria e hábitos dos consumidores.

Neste contexto, o trabalho apresenta duas perspectivas significativas. A primeira é a transformação provocada pela geração distribuída (GD) por meio de sistemas fotovoltaicos, que desafia o modelo tradicional de consumo unidirecional, introduzindo uma nova dinâmica de geração e consumo. A segunda envolve a evolução das estruturas tarifárias, com suas implicações diretas na avaliação da manutenção dos sistemas fotovoltaicos, que se tornam essenciais para garantir eficiência e sustentabilidade operacional.

No Brasil, várias organizações, como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Eletrobras e a Petrobras, têm implementado programas de eficiência energética. Segundo o MME, "desde os anos 1980, o governo federal vem implementando uma série de políticas e programas voltados para a eficiência energética" [1]. A ANEEL destaca que "o Programa de Eficiência Energética (PEE) é a maior fonte de recursos para iniciativas de eficiência energética do país" [2]. A promoção da eficiência energética pode ser facilitada através da implementação do sistema tarifário de eletricidade. Ao adotar uma estrutura tarifária horária-sazonal, os consumidores são incentivados a deslocar o seu consumo de eletricidade para períodos de menor procura, conforme indicado pelas tarifas diferenciadas. Além disso, os consumidores têm a opção de mudar para uma modalidade tarifária que se alinhe aos seus padrões específicos de consumo, reduzindo assim as suas despesas financeiras. Esta questão é particularmente relevante no contexto da GD, que altera as curvas de procura dos clientes e pode até permitir a exportação de energia excedentária para a rede de distribuição. Dada a crescente presença de Centrais Fotovoltaicas no setor público e privado, é crucial estudar as características das tarifas e garantir a manutenção adequada destes sistemas.

1.1 Contextualização

No Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) relatou um aumento significativo na instalação de fontes fotovoltaicas. A capacidade instalada de fontes fotovoltaicas no Brasil testemunhou um aumento de 2 megawatts (MW) em 2012 [3] para 7,38 gigawatts (GW) em 2022 [4]. As projeções para o futuro continuam indicando uma trajetória ascendente consistente, com estimativas sugerindo que até 2050, o Brasil será capaz de atingir uma capacidade de geração solar de 118 GW [5].

O potencial de geração fotovoltaica tem atraído considerável atenção de consumidores residenciais e comerciais, bem como de instituições públicas, devido ao seu design compacto e ao promissor retorno do investimento. Além disso, a ampla radiação solar do Brasil, que supera a dos países europeus, aumenta significativamente as possibilidades de geração fotovoltaica [6].

Para abordar as tarifas aplicáveis aos consumidores de alta tensão (Classe A), é imprescindível avaliar a demanda por energia e os padrões de consumo, pois essas informações podem ser valiosas para potenciais modificações nos contratos. Além disso, é essencial manter regularmente os módulos fotovoltaicos para garantir a sua eficiência contínua. Os módulos fotovoltaicos no Brasil já apresentaram quedas de desempenho de até 10% devido ao acúmulo de poeira e sujeira [7]. Além disso, existe a possibilidade de ocorrência de perdas ôhmicas, superaquecimento e mau funcionamento em dispositivos rastreadores de potência máxima. A presença de sombras, dejetos de animais e outras falhas de equipamentos no sistema pode agravar ainda mais essas perdas.

O planejamento da manutenção desempenha um papel fundamental para garantir a

operação ideal do equipamento. No âmbito da engenharia de manutenção, uma abordagem comumente empregada é conhecida como Análise de Modo e Efeito de Falha (*Failure Mode* and Effect Analysis - FMEA). FMEA serve como uma ferramenta para a identificação de falhas, a avaliação dos seus impactos e a determinação de ações corretivas apropriadas, particularmente em relação aos módulos fotovoltaicos. Através da implementação do FMEA, o risco potencial de danos ao sistema fotovoltaico pode ser significativamente mitigado [8]. Vale a pena notar que este método depende fortemente da experiência do analista e pode ser adaptado para acomodar as características específicas do sistema sob investigação. Para empregar efetivamente o FMEA, é essencial uma compreensão abrangente dos vários componentes do sistema (como inversores, painéis e outros ativos) e seus principais atributos.

1.2 Justificativa e Objetivos

A usina solar fotovoltaica (UFV) que possui, potência de pico de 6,3 megawatt-pico (MWp) e potência em corrente alternada (CA) de 5 MW, iniciou sua operação em setembro de 2022 em Vassouras, RJ. Este avanço ao longo do já descrito justifica alguns novos estudos sobre gestão de energia na área. Assim, o objetivo desta dissertação de mestrado é: avaliar indicadores de gestão e operação de uma usina utilizando softwares e ferramentas disponíveis no mercado.

Para a realização desta dissertação, foi essencial o estudo das áreas de Gerenciamento de Energia, Eficiência Energética e Manutenção de Equipamentos, campos que possuem grande relevância no âmbito profissional do engenheiro eletricista contemporâneo. Além disso, foram utilizadas ferramentas como *Power BI*, *PVsyst* e *Excel* para a análise dos dados e desenvolvimento das metodologias. Os resultados obtidos poderão ser utilizados pelo próprio instituto como um documento orientador para a evolução da infraestrutura elétrica do campus, bem como servir de referência para futuros trabalhos e pesquisas.

O objetivo principal desta dissertação é avaliar os indicadores de gestão e operação de uma usina solar fotovoltaica utilizando a ferramenta *Power BI*, tomando como estudo de caso a UFV. Este trabalho busca proporcionar uma análise detalhada dos dados reais e simulados de produção de energia e outros indicadores operacionais, com o intuito de identificar pontos críticos e oportunidades de melhoria, bem como validar a eficácia do uso de ferramentas avançadas de análise de dados na gestão de usinas solares.

Os objetivos específicos incluem:

- 1. Coletar e analisar dados de produção de energia da UFV;
- 2. Simular a produção de energia utilizando o software *PVsyst*;
- 3. Desenvolver dashboards interativos no Power BI;
- 4. Analisar os principais indicadores de desempenho (KPI) e os indicadores de metas (KGI).
- 5. Identificar pontos críticos e oportunidades de melhoria;
- 6. Avaliar o impacto ambiental da usina em termos de emissões de CO₂ evitadas.

1.3 Estrutura do Trabalho

A dissertação está organizada em sete capítulos, conforme descrito a seguir:

- Capítulo 1: Introdução Apresenta uma visão geral sobre a temática abordada, contextualização do problema, justificativa do estudo e definição dos objetivos.
- Capítulo 2: Revisão de Literatura Proporciona uma revisão teórica sobre energia solar fotovoltaica, incluindo conceitos de radiação solar, células fotovoltaicas, tecnologias disponíveis e componentes dos sistemas fotovoltaicos, bem como o uso de ferramentas de análise de dados na gestão de usinas solares.
- Capítulo 3: Metodologia Detalha os procedimentos metodológicos adotados no estudo, incluindo a coleta de dados, a realização de simulações no *PVsyst* e o desenvolvimento dos *dashboards* no *Power BI*.
- Capítulo 4: Resultados e Discussão Apresenta os resultados das análises realizadas, incluindo a comparação entre a produção de energia real e simulada, a avaliação dos *KPI*, e a análise das emissões de CO₂ evitadas, com discussão dos resultados à luz da literatura existente.
- Capítulo 5: Análise de *KPI* e *KGI* Foca na análise detalhada dos principais indicadores de desempenho da usina e nos indicadores de metas, identificando as causas das variações observadas e propondo estratégias de melhoria.
- Capítulo 6: Considerações Finais Apresenta as considerações finais do estudo, discutindo as principais conclusões e implicações dos resultados obtidos, além de

recomendações para futuras pesquisas e sugestões de melhorias para a operação da UFV.

Com essa estrutura, a dissertação busca fornecer uma análise completa e detalhada dos indicadores de gestão e operação da UFV, contribuindo para o avanço do conhecimento na área de energia solar fotovoltaica e para a promoção de práticas de gestão mais eficientes e sustentáveis.

Capítulo 2

Conceituação teórica de Usinas Solares Fotovoltaicas

Neste capítulo, será apresentada a teoria necessária para compreender a produção de eletricidade a partir da energia solar. Esse conhecimento é essencial para entender como um sistema fotovoltaico (FV) pode funcionar como um gerador de eletricidade eficiente. A compreensão aprofundada do recurso solar disponível é fundamental para projetar sistemas FV de maneira eficiente, aproveitando ao máximo a luz solar disponível.

O conhecimento sobre a radiação solar e a disponibilidade de luz solar é fundamental para o design eficiente de um sistema fotovoltaico (FV), incluindo o cálculo da posição solar e a análise dos ângulos de incidência ao longo do dia, aspectos que otimizam a geração de eletricidade [9]. Além disso, é necessário um entendimento detalhado da operação dos sistemas FV e de seus principais componentes. Este estudo apresenta as características elétricas de uma célula FV, destacando a influência da irradiância, temperatura e sombreamento na curva IV, além da configuração dos sistemas FV, desde as células individuais até o inversor, proporcionando uma visão ampla de seu funcionamento e otimização [10].

Serão também discutidos os aspectos tecnológicos e de mercado, incluindo as tecnologias fotovoltaicas disponíveis comercialmente, a análise de custos dos componentes principais (como módulos e inversores), e uma visão geral do mercado fotovoltaico mundial e brasileiro. Adicionalmente, será explorado o panorama regulatório e os incentivos para fontes de energia renováveis no Brasil, fundamentais para o desenvolvimento e a implementação de projetos solares fotovoltaicos [11].

Por fim, será realizada uma revisão sobre as aplicações práticas dos sistemas FV no Brasil, incluindo estudos de caso sobre a integração de sistemas fotovoltaicos em diferentes contextos, como em usinas hidrelétricas e em edifícios comerciais. Estudos de sensibilidade e análise de impacto ambiental também serão abordados para fornecer uma compreensão completa dos benefícios e desafios associados à energia solar fotovoltaica no cenário brasileiro [12].

2.1 Energia solar fotovoltaica

O uso da energia solar, seja como fonte de calor ou de luz, destaca-se como uma das alternativas energéticas mais promissoras para enfrentar os desafios de escassez de energia no mundo. A energia solar fotovoltaica é gerada através da conversão direta da luz solar em eletricidade, um processo conhecido como efeito fotovoltaico, realizado por dispositivos fotovoltaicos. Esse fenômeno foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, que observou a geração de uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor ao ser exposto à luz. Quando a radiação solar interage com o material semicondutor, os elétrons são liberados e movem-se, criando assim essa diferença de potencial [13].

A conversão da energia solar em eletricidade é silenciosa, não emite gases e opera sem a necessidade de intervenção humana contínua. Apenas a componente luminosa da energia solar (fótons) é utilizada na conversão fotovoltaica, enquanto a componente térmica (radiação infravermelha) é aplicada em outras áreas, como o aquecimento de água e a geração de eletricidade por sistemas termo-solares com concentradores [14].

O avanço da tecnologia fotovoltaica foi inicialmente impulsionado por empresas de telecomunicações que necessitavam de fontes de energia para sistemas em locais remotos, bem como pela corrida espacial, onde a energia solar era essencial para fornecer energia de longo prazo em missões espaciais devido ao seu menor custo e peso [13].

Com a crise mundial de energia de 1973/1974, a aplicação das células fotovoltaicas expandiu-se além do espaço para locais na Terra sem acesso à rede elétrica. O alto custo das células fotovoltaicas era uma barreira significativa para seu uso em larga escala; por exemplo, em 2004, o custo era de US\$ 600/W no contexto espacial [13]. No entanto, com a ampliação dos métodos de produção em massa, o custo das células fotovoltaicas caiu drasticamente. Em 2022, o preço médio no mercado europeu foi reduzido para cerca de $0,2 \ C/W$, refletindo uma queda significativa em relação aos anos anteriores e tornando a energia solar fotovoltaica uma das opções mais competitivas e acessíveis para geração de energia [15].

Além disso, avanços recentes em tecnologias de armazenamento de energia e na efi-

ciência dos sistemas fotovoltaicos estão contribuindo para a expansão do uso da energia solar. A integração de baterias e sistemas de gestão inteligente da energia permite que a energia solar seja armazenada para uso durante períodos de baixa irradiância solar, aumentando a confiabilidade e a estabilidade das redes elétricas [16].

A implementação de políticas de incentivo, como os créditos de energia e as tarifas *feed-in*, tem sido fundamental para a expansão do mercado de energia solar em vários países. Estas políticas têm promovido não apenas a adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais, mas também o desenvolvimento de grandes usinas solares que contribuem significativamente para a matriz energética global [17].

2.1.1 Radiação Solar

O Sol é a principal fonte de energia do nosso planeta. A superfície da Terra recebe anualmente uma quantidade de energia solar, nas formas de luz e calor, suficiente para suprir milhares de vezes as necessidades mundiais durante o mesmo período [18]

A Terra, em seu movimento anual ao redor do Sol, descreve uma trajetória elíptica e está inclinada em aproximadamente 23,5 em relação ao plano equatorial. Essa inclinação é a responsável pela variação na elevação do Sol no horizonte ao longo do dia, à mesma hora, durante diferentes épocas do ano. Essa variação dá origem às estações do ano e torna mais complexos os cálculos da posição do Sol para uma data específica, conforme ilustrado na figura 2.1.



Figura 2.1: Órbita da Terra em torno do Sol. [7]

A posição angular do Sol ao meio-dia solar, em relação ao plano do Equador (com Norte positivo), é denominada Declinação Solar (d). Este ângulo, ilustrado na figura 2.1, varia de acordo com o dia do ano dentro dos seguintes limites:

$$-23,5^{\circ} \leq d \leq 23,5^{\circ}$$
. [7].

A soma da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na Terra. A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém da fotosfera solar, uma camada tênue com aproximadamente 300 km de espessura e uma temperatura superficial em torno de 5800 K [7].

Define-se um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera. Dados da Organização Meteorológica Mundial (*World Meteorological Organization* - WMO) indicam um valor médio de 1367 W/m^2 para a radiação extraterrestre [19]. A radiação solar, que é uma forma de radiação eletromagnética, se propaga à velocidade da luz, ou seja, cerca de 300.000 km/s. Em termos de comprimentos de onda, a radiação solar ocupa a faixa espectral de 0,1 μ m a 5 μ m, com máxima densidade espectral em 0,5 μ m, correspondendo ao espectro de luz verde [7].

2.1.1.1 Radiação a nível do solo

De toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre devido à reflexão e absorção pelos gases atmosféricos. Esta fração é composta por radiação direta e difusa [13]. A radiação global é a soma dessas duas componentes: a radiação direta, que chega diretamente do Sol em linha reta e incide sobre uma superfície horizontal, e a radiação difusa, resultante da dispersão da luz na atmosfera, causada por poeira, nuvens e outros elementos [7]. Mesmo em dias sem nuvens, pelo menos 20% da radiação que atinge a superfície é difusa, enquanto em dias totalmente nublados, 100% da radiação é difusa [19].

Os instrumentos mais comuns para medir a radiação solar incluem piranômetros, actinógrafos, heliógrafos e pireliômetros. Estes instrumentos utilizam sensores como termopilhas, pares bi-metálicos ou fotocélulas [20]. Os piranômetros medem a irradiância total (direta e difusa) cobrindo um amplo espectro da radiação solar, enquanto os pireliômetros medem apenas a irradiância direta [7]. Se a superfície receptora estiver inclinada em relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente circundante, como solo, vegetação e outras superfícies. O coeficiente de reflexão dessas superfícies é denominado "albedo" [18].

A radiação solar sofre diversas alterações ao atravessar a atmosfera terrestre, dependendo da espessura da camada de ar e da composição atmosférica, incluindo vapor de água e poeira [21]. Essas alterações são quantificadas pelo coeficiente denominado Massa de Ar (*Air Mass* - AM). A radiação solar em uma determinada localidade varia em função da AM.

Devido à alternância de dias e noites, estações do ano e períodos de nuvens e chuva, o recurso energético solar apresenta grande variabilidade, necessitando, em alguns casos, de sistemas apropriados de armazenamento de energia. Os cálculos astronômicos indicam que a duração do dia varia conforme a época do ano e a localização geográfica. Para um observador fixo, a trajetória aparente do Sol no céu muda ao longo do ano, o que é crucial para projetar sistemas de conversão que rastreiem o Sol ou determinem a orientação ideal dos painéis solares [22].

No Hemisfério Sul, sistemas de captação solar fixos devem ser orientados para o Norte Geográfico e inclinados em relação à horizontal num ângulo próximo ao da latitude local, para captar o máximo de energia solar ao longo do ano. Próximo ao Equador, o posicionamento ideal é horizontal, com uma pequena inclinação para drenagem de água. Existem sistemas de montagem que seguem o Sol, como conjuntos seguidores de 1 eixo Norte-Sul, 1 eixo Leste-Oeste e 2 eixos ou altazimutal [18].

Os mapas de radiação solar disponíveis foram baseados em valores medidos. A maioria dos instrumentos de medição no Brasil mede apenas o número de horas de insolação, enquanto poucos medem a radiação global no plano horizontal. A escassez de pontos de medição dificulta a estimativa precisa do recurso solar, incentivando o desenvolvimento de técnicas para gerar dados mais úteis no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Esforços também têm sido feitos para melhorar os dados de radiação terrestre e por satélites [23].

A norma técnica brasileira da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 10899:2006 define a radiação solar como sendo a forma de transferência de energia advinda do sol através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons. A irradiação solar é a quantidade de radiação incidente em uma superfície integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia. A irradiância solar é a taxa da radiação solar incidente em uma superfície por unidade de área, normalmente medida em watt por metro quadrado e simbolizada por "G". Este é o parâmetro utilizado para o cálculo da quantidade estimada de energia elétrica que um sistema fotovoltaico é capaz de produzir [24].

Anualmente, a energia fornecida pelo Sol é da ordem de 1, $5x10^{18}$ kWh, correspondendo a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Considerando-se apenas a superfície terrestre, com potencial para a instalação de geradores de energia por meio do sol, esta energia passa a ser da ordem de 10, $8x10^{11}$ GWh/ano. Isto indica que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar é uma inesgotável fonte energética com enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como térmica e elétrica [25].

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. A fração direta segue a direção do sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Já a fração difusa é aquela proveniente da atmosfera e depende de uma direção específica, como demonstrado na figura 2.2 [26].



Figura 2.2: A radiação global é a soma das radiações direta e difusa. [18]

2.1.1.2 Distribuição da Radiação solar no Brasil

Um fator positivo para a adoção da energia solar no Brasil é a disponibilidade de levantamentos detalhados de recursos solares, como o Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado em 2012 pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Este atlas foi desenvolvido dentro do projeto Avaliação de Recursos de Energia Solar e Eólica (SWERA) (Solar and Wind Energy Resource Assessment), em colaboração com o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC)/INPE e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), além do Atlas Solarimétrico do Brasil, elaborado por meio de um convênio entre a Fundação Apolônio Salles de Desenvolvimento Educacional (FADE)- Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [27].

A Figura 2.3 mostra a radiação solar global média anual no Brasil. Observa-se que, devido à sua localização tropical, o país tem uma boa disponibilidade de irradiação solar. Tendo uma concentração de irradiação média diária entre 4,8 e 6,0 kWh/m².Para fins de comparação, na Alemanha, pais que em 2023 tinha a quarta maior capacidade de geração solar, a máxima irradiação diária não ultrapassa 3,2 kWh/m² [28].

Figura 2.3: Irradiação total em plano cuja inclinação é igual à latitude do local. Radiação solar em kWh/m²/dia. [27]



A Figura 2.4 apresenta um gráfico típico de irradiância solar ao longo de um dia. A cada instante de tempo, uma medida é realizada. A integração dos valores de irradiância ao longo do tempo, ou seja, o cálculo da área sob a curva, resulta no valor de energia recebida do Sol durante o dia por unidade de área, conhecida como insolação.

Figura 2.4: Perfil de irradiância ao longo de um dia. [18]



O mapa da Figura 2.5 apresenta a média anual da irradiação solar diária incidente sobre um plano inclinado com inclinação igual à latitude local. Esta configuração é a que permite a máxima captação da energia solar incidente, uma vez que a irradiação solar sobre o plano inclinado é fortemente influenciada pelo albedo da superfície. Os maiores níveis de irradiação no plano inclinado ocorrem na faixa que vai do Nordeste ao Sudeste durante a primavera, enquanto os menores valores são observados em todas as regiões do Brasil durante os meses de inverno [29].

Figura 2.5: Mapa brasileiro de irradiação solar no plano inclinado média anual. [29]



2.2 Sistemas Fotovoltaicos

2.2.1 Células Fotovoltaicas

O efeito fotovoltaico ocorre em materiais semicondutores, como o silício, quando expostos à luz solar. Nestes materiais, os elétrons estão presentes na banda de valência, enquanto a banda de condução está inicialmente vazia. A incidência da luz solar fornece energia suficiente para que os elétrons sejam excitados da banda de valência para a banda de condução, criando uma diferença de potencial (DDp) entre dois eletrodos, resultando no deslocamento dos elétrons. A célula solar fotovoltaica é o elemento essencial para a conversão da radiação solar em energia elétrica. Cada célula individual, com aproximadamente 100 mm², gera uma tensão entre 0,5 e 1 V, com uma corrente típica em curto-circuito de algumas dezenas de miliamperes. Embora a intensidade da corrente seja razoável, a tensão é insuficiente para a maioria das aplicações práticas. Por isso, as células são normalmente montadas em série em painéis solares, contendo entre 28 a 36 células, capazes de gerar tensões corrente contínua (CC) da ordem de 12 V em condições padrão de irradiação. Estes módulos fotovoltaicos podem ser utilizados individualmente ou combinados em série e/ou paralelo para obter maiores tensões e/ou correntes, conforme as necessidades específicas da aplicação [30].

Uma célula fotovoltaica simples consiste basicamente em um díodo de grande área, ou seja, um substrato de material semicondutor onde é criado um campo elétrico interno permanente. Quando a radiação atinge um átomo do semicondutor, este libera um elétron que pode ser conduzido pelo campo elétrico interno para os contatos, contribuindo assim para a corrente produzida pela célula fotovoltaica [30]. Este fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico, conforme explicado na seção anterior.

Os materiais semicondutores, devido à sua estrutura atômica cristalina e condutividade elétrica intermediária, são ideais para a fabricação de células solares. Cerca de 95% das células solares são feitas de silício, um elemento abundante na Terra, mas que não é encontrado em sua forma pura. Quando átomos com três elétrons de ligação, como o boro, são introduzidos, ocorre uma falta de elétrons para completar as ligações com os átomos de silício, criando buracos ou lacunas. Um elétron de um sítio vizinho pode preencher essa lacuna, deslocando o buraco. Assim, o boro age como um aceitador de elétrons, ou dopante do tipo p [13].

A junção pn é formada quando átomos de boro são adicionados a uma metade do material e fósforo à outra. Os elétrons livres do lado n movem-se para o lado p, onde são capturados pelos buracos. Isso gera uma carga negativa no lado p e uma carga positiva no lado n, criando um campo elétrico que impede a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p [13].

A diferença de potencial criada por esse deslocamento de cargas é conhecida como efeito fotovoltaico (Figura 2.6). Quando a junção pn é exposta a fótons com energia maior que o gap (intervalo), pares elétron-lacuna são gerados, acelerados pelo campo elétrico existente [13].



Figura 2.6: Efeito Fotovoltaico. [29]

As células solares de silício cristalino sofrem diversas perdas ao converter a energia solar em eletricidade, como mostrado no balanço energético representado na Figura 2.7. Em média, apenas 13% da energia solar irradiada é convertida em eletricidade.

Figura 2.7: Balanço energético de uma célula solar cristalina(%). [31]


2.2.2 Tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis

As duas principais tecnologias utilizadas na produção de células fotovoltaicas destinadas a aplicações terrestres são as células de silício cristalino, na forma de finas fatias de silício (Si), com espessura entre 0,18 e 0,25 mm, e as células de filmes finos, que consistem na deposição de películas de diferentes materiais sobre uma base ou substrato [14, 25]. Posteriormente, surgiram as células solares sensibilizadas por corante (CSSC) e as células híbridas (HJT) [31].

Figura 2.8: Tipos de células fotovoltaicas comercialmente disponíveis. [31]



A Figura 2.8 representa os tipos de células comercialmente disponíveis divididas em grupos.

O silício cristalino é a mais tradicional das tecnologias fotovoltaicas e a que apresenta maior escala de produção a nível comercial, representando uma grande parte da produção mundial. Além do silício cristalino, as células fotovoltaicas de perovskita têm ganhado destaque na pesquisa científica devido ao seu potencial de eficiência e menor custo de produção. Estudos recentes indicam que as células de perovskita têm alcançado uma eficiência em torno de 20% em escala laboratorial, o que é promissor considerando que as pesquisas nessa área ainda são relativamente novas [32]. Essas células oferecem a vantagem de serem fabricadas com camadas muito finas, podendo ser aplicadas sobre materiais leves e flexíveis, o que amplia suas possibilidades de uso. No entanto, ainda existem desafios a serem superados, como a durabilidade e estabilidade em ambientes úmidos, antes que essas células possam ser comercialmente viáveis [33].

No caso das células de filmes finos, apenas uma fina camada do material fotovoltaico é depositada sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos, permitindo o desenvolvimento de módulos flexíveis, leves, semitransparentes e com superfícies curvas, facilitando assim a integração com o envelope de uma edificação [25].

Além do silício, outros elementos como telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre, índio e gálio (CuInSe2 ou CIS e Cu(InGa)Se2 ou CIGS) também são utilizados na produção de células solares. No entanto, alguns elementos deste grupo são altamente tóxicos, como o Cd, Se, e Te, ou muito raros (Te, Se, Ga, In), ou ambos, o que inicialmente se mostrou um obstáculo considerável ao uso mais intensivo destas tecnologias [25].

Dentre as tecnologias mais recentes encontradas no mercado estão as células híbridas (HJT – Heterojunção com uma camada fina intrínseca). Neste caso, o silício cristalino e o silício amorfo são associados a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca). Uma pastilha monocristalina forma o núcleo da célula HJT e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (a-Si). A eficiência destas células é de aproximadamente 17% [31].

As células sensibilizadas por corante (CSSC) foram introduzidas pelo pesquisador suíço Michael Grätzel em 1991. O material básico deste tipo de célula é o semicondutor de dióxido de titânio (TiO2) combinado a um corante orgânico. Uma das vantagens desta tecnologia é que os materiais utilizados não são tóxicos e a sua produção é econômica. No entanto, sua eficiência ainda é muito baixa, mas as células nanocristalinas sensibilizadas por corantes são mais tolerantes aos ineficazes ângulos de incidência da luz solar, aos sombreamentos, além de terem sua eficiência melhorada com o aumento de temperatura [31].

Portanto, por serem várias as tecnologias disponíveis, é preciso analisar qual delas é a mais adequada para atingir o objetivo do projeto. Caso o problema seja a área disponível para a instalação dos módulos, recomenda-se optar por uma tecnologia mais eficiente e muitas vezes com custos mais elevados. Agora, se o problema for o custo, é recomendável utilizar uma tecnologia menos eficiente, que demandará uma maior quantidade de módulos, mas que por outro lado poderá ter seu custo final minimizado devido ao material utilizado.

2.2.3 Sistemas fotovoltaicos

O conjunto de elementos necessários para converter diretamente a energia solar em energia elétrica é denominado de sistema fotovoltaico (SFV). Seus principais componentes são os painéis fotovoltaicos e inversores, incluindo dispositivos de controle e proteção, estrutura de suporte, fiação e em alguns casos dispositivos de armazenamento (baterias). São classificados em sistemas isolados e conectados à rede [34].

2.2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Isolados ou Autônomos

Os sistemas fotovoltaicos domésticos isolados, também conhecidos como autônomos, fornecem energia elétrica para iluminação, refrigeração e outras cargas de baixa potência para famílias e aldeias localizadas em áreas isoladas. Esses sistemas não estão conectados à rede de distribuição de eletricidade da concessionária local. Eles utilizam baterias para armazenar a energia gerada durante o dia para uso durante a noite ou em dias nublados(Figura 2.9). Este tipo de sistema é crucial para áreas remotas onde a infraestrutura elétrica não está disponível ou é economicamente inviável [35].



Figura 2.9: Esquema de um SFI domiciliar: A-painel fotovoltaico; B-controlador de carga; C-banco de baterias; D-inversores; E-cargas c.a. (equipamentos elétricos); F-Caixa de conexão [7].

2.2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos não Domésticos Isolados

Os sistemas fotovoltaicos não domésticos isolados foram as primeiras aplicações comerciais para sistemas terrestres. Eles fornecem energia para uma vasta gama de aplicações, tais como refrigeração, telecomunicações, vacinas, bombeamento de água, ajudas à navegação e estações de medição de dados meteorológicos. Nessas aplicações, pequenas quantidades de eletricidade têm um alto valor, tornando os sistemas fotovoltaicos competitivos com outras fontes geradoras de pequeno porte. Estes sistemas são compostos por painel fotovoltaico, controlador de carga, inversor e banco de baterias necessárias para o armazenamento e fornecimento da energia gerada nos períodos nos quais não há insolação [14,35].

2.2.3.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos apresentam várias fontes de geração de energia, como turbinas eólicas, geradores a diesel e módulos fotovoltaicos. Devido à combinação de múltiplas fontes de energia, esses sistemas são mais complexos e requerem um controle preciso para otimizar a eficiência na entrega de energia ao usuário. Geralmente são de médio a grande porte e, por trabalharem com cargas em corrente contínua, necessitam também de um inversor [13].

2.2.3.4 Sistemas Fotovoltaicos Centralizados Conectados à Rede Elétrica

Os sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede elétrica funcionam como estações centralizadas de energia, fornecendo exclusivamente energia elétrica à rede, semelhante a uma usina geradora convencional. Essas plantas são situadas distantes dos pontos de consumo e requerem linhas de transmissão para levar a energia gerada até a rede elétrica dos consumidores [14,25].

2.2.3.5 Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica

Os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica geram energia de forma descentralizada, junto ao ponto de consumo. Nesse caso, o consumidor pode utilizar a energia elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada por sua edificação, caso haja um aumento de consumo, ou vender à concessionária a energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico. Estes sistemas, por estarem conectados à rede, não necessitam de banco de baterias e são compostos basicamente por painel fotovoltaico, inversor e componentes de comando e proteção, como chaves, fusíveis e disjuntores [25,35].

A Figura 2.10 ilustra a constituição básica deste tipo de sistema no qual o inversor, ao detectar a presença da rede, converte a CC vinda do painel fotovoltaico em CA, com o mesmo padrão de tensão, frequência e fase da rede elétrica à qual está conectado.



Figura 2.10: Sistema fotovoltaico conectado a rede [7].

Nos sistemas fotovoltaicos distribuídos as perdas por transmissão e distribuição são minimizadas e a geração e consumo de energia têm coincidência espacial, o que os torna mais eficientes do ponto de vista energético. Além disso, por estarem integrados à edificação pode não necessitar de área extra para sua instalação, e ainda, dependendo do perfil de consumo, pode haver uma coincidência temporal com a geração solar [25].

O sistema de distribuição da concessionária elétrica pode ser aliviado com instalações solares fotovoltaicas integradas a prédios comerciais e interligadas à rede elétrica pública, pois em geral os picos de consumo e insolação máxima são muitas vezes coincidentes. Consequentemente há economia de energia, aumento de vida útil dos transformadores e de outros componentes do sistema de distribuição, além da redução no risco de blecautes [25].

2.3 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica

Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes, conforme representado na Figura 2.11:



Figura 2.11: Estrutura principal de um sistema fotovoltaico conectado à rede [35].

- 1. Painel fotovoltaico: vários módulos dispostos em série ou em paralelo, ou em uma combinação série/paralelo, com estruturas de suporte e montagem, que agrupados correspondem à unidade de geração de energia, convertendo a energia solar em eletricidade.
- 2. Caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção)
- 3. Cabos CC CA
- 4. Inversor (CC-CA): utilizado para a conversão da corrente contínua gerada pelo arranjo fotovoltaico em corrente alternada, de forma a atender aos padrões da rede elétrica local.
- 5. Disjuntor e aparelho de medição: o disjuntor é um aparelho de proteção contra sobrecargas elétricas e o medidor tem a função de medir a quantidade de energia consumida e gerada pela instalação fotovoltaica.

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

A fabricação dos módulos fotovoltaicos envolve a conexão de várias células solares em série, devido à baixa potência individual dessas células, que geralmente varia de 1 a 3W, com uma tensão menor que 1 V. Os contatos frontais de cada célula (polo negativo) são soldados aos contatos posteriores da célula seguinte (polo positivo), conforme ilustrado na Figura 2.12. [36].



Figura 2.12: Células fotovoltaicas conectadas em série. [18]

A quantidade de módulos conectados em série determina a tensão de operação do sistema em corrente contínua (CC). A corrente do gerador solar é obtida pela conexão em paralelo de painéis individuais ou *strings* (conjuntos de módulos conectados em série). A potência instalada, especificada em CC, é a soma das potências nominais dos módulos individuais [25].

Os módulos fotovoltaicos são projetados e fabricados para terem uma vida útil de 25 a 30 anos, devendo proteger as células solares e as conexões elétricas, além de fornecer suporte estrutural e proteção contra danos mecânicos e condições ambientais adversas como sol, chuva e vento [14]. Quando um módulo é exposto à luz solar, ele gera uma tensão contínua em seus terminais. Os valores de tensão (V), corrente (A) e potência (W) são fornecidos pelo fabricante e medidos sob condições específicas conhecidas como condições padrão de teste (STC) [37].

A potência dos módulos é comumente medida pela potência de pico, expressa em Wp, mas essa medida por si só pode não ser suficiente para comparar diferentes tipos de módulos. Portanto, é necessário considerar outros parâmetros ao escolher o módulo mais adequado para cada tipo de sistema [13]. Alguns dos principais parâmetros a serem analisados incluem:

- Tensão de Circuito Aberto (Voc)
- Corrente de Curto Circuito (Isc)
- Potência Máxima (Pm)
- Tensão de Potência Máxima (Vmp)
- Corrente de Potência Máxima (Imp)

A condição padrão para obter as curvas características dos módulos, ilustradas na Figura 2.13, é definida por uma irradiância de 1.000 W/m², temperatura da célula de 25°C (com tolerância de ± 2 °C) e espectro solar correspondente a uma massa de ar (AM) de 1,5 [38].



Figura 2.13: Curva I-V para células solares idênticas. [36]

Para cada ponto na curva IxV, o produto corrente x tensão representa potência gerada para aquela condição de operação. A análise da curva IxV é muito importante para a caracterização de um módulo fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam a qualidade e o desempenho de um módulo.

A Figura 2.14 mostra que, para uma célula e, consequentemente para o módulo, existe somente uma tensão e correspondente corrente, para a qual a potência máxima pode ser extraída.

O ponto de potência máxima corresponde ao produto da tensão de potência máxima (Vmp) e corrente de potência máxima (Imp). Os valores Pm, Vmp, Imp, Voc e Isc são os

cinco parâmetros que especificam o produto sob dadas condições de radiação, temperatura de operação e AM.



Figura 2.14: Curvas I-V e P-V de um módulo com potência de 100 Wp. [36]

2.3.1.1 Tipos de Conexão dos Módulos

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em ligações em série, em paralelo ou em uma combinação série-paralelo, de modo a se obter os valores desejáveis de corrente e tensão.

2.3.1.2 Conexão em Série

Ao se conectar painéis em série, o polo positivo de um módulo é ligado ao polo negativo de outro. Dessa forma, a tensão total de saída do sistema (U_{total}) será igual à soma da tensão de cada um dos módulos e a corrente total do conjunto (I_{total}) será igual à corrente de um módulo:

$$I_{\text{total}} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \tag{2.1}$$

$$U_{\text{total}} = U_1 + U_2 + \dots + U_n \tag{2.2}$$



Figura 2.15: Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em série [7]

Ao utilizar este tipo de ligação, é preciso verificar se há sombreamentos no local da instalação, pois o sombreamento de um único módulo poderá afetar o desempenho da fileira como um todo, já que a corrente do conjunto é igual à corrente do módulo. O número de módulos ligados em série determina a tensão do sistema, que por sua vez determina a tensão de entrada do inversor. Por esse motivo, a tensão de circuito aberto da fileira de módulos deverá ser sempre maior do que as equivalentes tensões operacional e nominal, para que não sejam ultrapassadas as tensões de entrada admissíveis nos inversores.

2.3.1.3 Conexão em Paralelo

As ligações em paralelo entre módulos individuais são utilizadas tipicamente em sistemas autônomos. Neste tipo de ligação, o pólo positivo de um módulo é ligado ao polo positivo de outro. A corrente total (I_{total}) de saída é igual à soma das correntes de cada módulo e a tensão total de saída (U_{total}) é igual à tensão de cada um dos módulos:

$$I_{\text{total}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \tag{2.3}$$

$$U_{\text{total}} = U_1 = U_2 = \dots = U_n \tag{2.4}$$



Figura 2.16: Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em paralelo. [7]

Neste tipo de configuração, as perdas por sombreamento são minimizadas, pois apenas os módulos afetados deixarão de contribuir na geração de energia.

2.3.1.4 Conexão Série-Paralelo

Muitos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam uma combinação de arranjos série/paralelo. Normalmente, os módulos são ligados em série para aumentar a tensão e depois os arranjos são conectados em paralelo, com o objetivo de se aumentar a corrente de saída, conforme representado na Figura 2.18.



Figura 2.17: Ligação de módulos em combinação série-paralelo [31]

2.3.2 Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é influenciado pela intensidade luminosa e pela temperatura das células. A intensidade luminosa afeta diretamente a quantidade de energia que os módulos podem gerar, com maior irradiância resultando em maior produção de eletricidade. Entretanto, temperaturas elevadas podem reduzir a eficiência dos módulos, pois aumentam a resistência interna das células fotovoltaicas, diminuindo a tensão de saída e, consequentemente, a potência gerada [25,35].

2.3.2.1 Intensidade Luminosa

A potência de saída no módulo sofre uma elevação com o aumento da radiação incidente, pois a corrente gerada pelo módulo sobe linearmente com o aumento da intensidade luminosa, conforme mostra a Figura 2.18. Por outro lado, a tensão de circuito aberto pouco varia nesta situação. Sendo assim, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região em função da latitude local, de forma a maximizar o aproveitamento dessa intensidade.



Figura 2.18: Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C. [7]

2.3.2.2 Temperatura das Células

A Figura 2.19 mostra o efeito causado pela variação de temperatura do módulo fotovoltaico no seu desempenho. A curva característica I-V onde é possível observar que com aumento de temperatura ocorre uma redução da tensão de circuito aberto (Voc) e um aumento da corrente de curto-circuito (Isc).



Figura 2.19: Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para irradiância de 1.000 W/m^2 , espectro AM1,5). [7]

A Equação 2.5 pode ser utilizada para estimar a temperatura de operação da célula, a partir da temperatura ambiente:

$$T_{\rm CEL} = T_{\rm AMB} + \left(\frac{T_{\rm NOCT} - 20^{\circ}\rm C}{0.8}\right) \times S$$
(2.5)

Onde:

- T_{CEL} Temperatura da célula em ^oC
- T_{AMB} Temperatura ambiente em ^oC
- T_{NOCT} Temperatura nominal de operação da célula em ^oC. É um dado fornecido pelo fabricante
- S Irradiância (kW/m²)

2.4 Inversor

Os módulos solares fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua (CC) e a rede elétrica pública está em corrente alternada (CA). Por esse motivo, é necessário o uso de um inversor para transformar a CC em CA com as características de frequência, conteúdo de harmônicos e forma de onda necessárias para a interconexão à rede.

Os inversores podem ser classificados em dois tipos:

- Comutados pela rede elétrica, onde o sinal da rede é utilizado para sincronizar o inversor com a rede.
- Auto-comutados, onde um circuito eletrônico no inversor controla e sincroniza o sinal do inversor ao sinal da rede, ou seja, independem dos parâmetros da rede.

As principais funções dos inversores em SFCR são:

- Rastreamento do Ponto Máximo de Potência (MPPT): o sistema é capaz de fazer ajustes para manter os módulos fotovoltaicos operando perto do seu ponto de maior potência, que varia de acordo com a radiação solar incidente.
- Converter a corrente CC gerada pelo painel fotovoltaico em CA.
- Desconexão e Isolamento: no caso de os níveis de corrente, tensão e frequência não estarem dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica ou também do lado CC, o inversor deve desconectar o arranjo fotovoltaico da rede. O mesmo vale para

quando a rede não estiver energizada, ou seja, o inversor deve isolar o gerador FV da rede com o objetivo de evitar acidentes com operadores.

Para a especificação de um inversor, a Vmp deve ser compatível com a tensão (CC) nominal de entrada do inversor. Além disso, a Voc deve estar dentro do limite máximo de tensão que o inversor pode tolerar [25].

As especificações técnicas dos inversores fornecem informações importantes para o dimensionamento e instalação de sistemas fotovoltaicos, por isso é fundamental que sejam respeitadas. A configuração do sistema e da instalação elétrica determinam o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores. A eficiência de um inversor é afetada por diversos fatores, como descasamento entre os módulos, condições ambientais e sujeira nos módulos. Para as condições padrão de testes (irradiância de 1.000 W/m², temperatura de junção da célula de 25 °C e AM = 1,5), é possível calcular a potência em corrente alternada obtida na saída do inversor, através da seguinte Equação 2.6:

$$P_{\rm CA} = P \times \eta_{\rm inv} \tag{2.6}$$

Onde:

- $P_{\rm CA}$ Potência em corrente alternada na saída do inversor
- $P_{\rm CC}$ Potência em corrente contínua obtida nos módulos
- η_{inv} Eficiência de conversão

Como raramente um sistema fotovoltaico utiliza a sua potência nominal máxima, o dimensionamento do inversor deve ser feito de forma que o mesmo não seja pouco utilizado e nem sobrecarregado. Isto deve ser observado, porque dificilmente as condições de operação do sistema se assemelham às condições padrão de teste [39]. O subdimensionamento de um inversor foi identificado no início da década de 1990 como uma possibilidade na redução dos custos do kWh gerado [40].

Um conceito importante na configuração dos inversores é o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que expressa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência máxima nominal do gerador fotovoltaico. Por exemplo, um FDI de 0,7 significa que a capacidade do inversor é 70% da potência máxima do arranjo fotovoltaico. Na prática do subdimensionamento é viável, visando ao aproveitamento máximo do sistema. [39] Além disso, analisando-se dois sistemas idênticos localizados em diferentes regiões do país, ambos com inversores com capacidade maior ou igual a 60% da potência do gerador fotovoltaico, não haveria grandes diferenças em relação às perdas totais de energia em função do FDI. As diferenças identificadas na produtividade anual seriam decorrentes das características climáticas de cada região e, por esse motivo, cidades com um maior índice de irradiação solar média tenderiam a gerar mais energia que um mesmo sistema instalado em uma região com índices de irradiação solar mais baixos.

A instalação dos inversores pode ser feita na parte interna da edificação, por serem equipamentos de pequeno porte e não produzirem ruídos, ou ainda serem instalados junto aos módulos fotovoltaicos, na estrutura do suporte [41]. Quando se escolhe um local exterior para a instalação, deve-se ter em conta que, mesmo cumprindo o grau de proteção (IP) 65 [31], as condições ambientais têm implicações na probabilidade de ocorrência de falhas e no período de vida útil do dispositivo. Por esta razão, os inversores devem estar pelo menos protegidos da radiação solar direta e da chuva.

1

2.5 Estrutura do Suporte

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos deve ser montada de modo a facilitar a instalação e manutenção do sistema e, sempre que possível, estar integrada ao envoltório da edificação para manter a harmonia estética do local. As estruturas precisam suportar ventos de até 150 km/h; devem ser fabricadas com materiais resistentes à corrosão, como ferro galvanizado e alumínio; estar aterrada eletricamente, seguindo as normas vigentes, e os módulos devem estar posicionados a pelo menos 1 metro do solo. [42]

2.6 Proteção

A proteção dos cabos contra sobrecorrentes é feita através da utilização de fusíveis instalados como chave seccionadora. O seu uso permite que, após a passagem dos cabos em eletrodutos separados por pólos positivo e negativo, os condutores de corrente CC cheguem com uma proteção antes de serem conectados ao inversor, além de proporcionarem maior segurança aos usuários.

¹O código de proteção IP 64 refere-se a um grau de proteção contra sólidos e líquidos. O número 6 indica que o equipamento é totalmente protegido contra poeira, e o número 4 indica que o equipamento é protegido contra respingos de água provenientes de qualquer direção.

2.7 Instalação Elétrica

As instalações elétricas de baixa tensão são especificadas pela NBR 5410:2004 [43] e esta mesma norma deve ser obedecida para a instalação de um sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação. Em geral, as diferenças entre uma instalação elétrica convencional e um SFV estão no fato de que um gerador fotovoltaico está energizado sempre que sobre ele incidir luz e de se tratar de um circuito CC desde os painéis até o inversor [25]. Para uma melhor segurança, alguns elementos precisam de um aterramento individual. Devem ser aterrados a estrutura de montagem dos painéis, os componentes metálicos e o circuito do arranjo fotovoltaico [25].

2.8 Características do Local de Instalação

Antes de começar a planejar/dimensionar um sistema fotovoltaico, é fundamental conhecer o local da instalação para uma prévia avaliação das condições básicas existentes e, assim, evitar erros de produção, consumo de energia e cálculo do custo global do sistema. O desempenho do conjunto de módulos solares fotovoltaicos pode ser influenciado por vários parâmetros, sendo a radiação solar o principal deles, já que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, além de sua inclinação e orientação. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, o descasamento entre os painéis de um mesmo string, a resistência dos condutores e o estado de limpeza dos painéis também são determinantes no rendimento do sistema [25].

Um gerador fotovoltaico apresenta bom rendimento quando iluminado homogeneamente. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células, como a sombra projetada por uma antena, chaminé ou poste, pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema. Isto se deve ao fato de que a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente (e, portanto, a potência) de operação de todo o conjunto a ela conectado em série [25].

Dentre os diversos tipos de sombreamento, podem ser citados:

Sombreamento temporário: resulta da presença de folhas, de dejetos de pássaros, pó e fuligem nas áreas industriais. A solução para este problema depende da eficiência no funcionamento do sistema de auto-limpeza dos painéis, feito através da lavagem da sujeira pela água da chuva. Para que isto ocorra, os painéis devem ser colocados com um ângulo mínimo de inclinação de 12° [31].

- Sombreamento em consequência da localização: compreende todo o sombreamento produzido pelo envoltório do edifício, ou seja, prédios vizinhos, árvores, cabos da rede elétrica [31].
- Sombreamento produzido pelo edifício: são as sombras geradas pelo próprio edifício, como caixas d'água, antenas, pára-raios, etc. [31].

2.9 Estação Solarimétrica

A estação solarimétrica (Figura 2.20) desempenha um papel fundamental no monitoramento das condições ambientais que afetam a usina fotovoltaica. A precisão e a confiabilidade dos dados coletados são essenciais para a avaliação da performance dos módulos solares, permitindo otimizações operacionais e estratégias de manutenção eficientes.

A estação solarimétrica instalada na usina fotovoltaica é fundamental para o monitoramento e análise das condições ambientais que influenciam a eficiência dos sistemas solares. A medição precisa da radiação solar, temperatura do ar, umidade relativa, velocidade do vento e precipitação pluviométrica permite uma compreensão detalhada dos fatores que afetam a geração de energia. A importância da coleta e análise desses dados é ressaltada por diversos estudos e projetos, como o Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) e as diretrizes da Organização Meteorológica Mundial (WMO) para a Rede Baseline Solar Radiation Network (BSRN) [44].



Figura 2.20: Estação solarimétrica

2.9.1 Características da Estação Solarimétrica

A estação solarimétrica instalada na usina é configurada para monitorar continuamente as variáveis meteorológicas que influenciam diretamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Os sensores integrados à estação capturam dados precisos sobre radiação solar (± 5 %), temperatura ambiente ($\pm 0.5^{\circ}$ C), umidade relativa do ar (± 3 %), velocidade do vento (± 0.5 m/s) e precipitação pluviométrica (± 1 mm), que são fundamentais para a análise de performance e ajustes operacionais.

O piranômetro, responsável pela medição da radiação solar global, possui alta precisão, sendo essencial para avaliar a eficiência dos módulos fotovoltaicos. O termo-higrômetro mede simultaneamente a temperatura e a umidade relativa do ar, parâmetros críticos que podem impactar a performance térmica dos módulos solares. O anemômetro registra a velocidade e direção do vento, informações importantes para determinar o efeito de resfriamento natural sobre os módulos e a possível influência na remoção de poeira acumulada.

O pluviômetro, por sua vez, monitora a precipitação, auxiliando na correlação entre eventos de chuva e a limpeza natural dos módulos, o que pode impactar positivamente a eficiência do sistema. Já o sensor de temperatura do painel, fixado diretamente nos módulos fotovoltaicos, monitora a temperatura de operação, sendo a variação térmica um fator decisivo no coeficiente de desempenho dos módulos.

Todos esses dados são capturados e armazenados pelo datalogger, um dispositivo responsável pela coleta contínua das informações dos sensores. O datalogger também processa os dados em intervalos regulares, permitindo o cálculo de médias e outros parâmetros estatísticos relevantes para análise detalhada e otimização do sistema fotovoltaico.

Capítulo 3

Panorama Mundial do Mercado Fotovoltaico

Nos últimos anos, a energia solar fotovoltaica tornou-se uma importante fonte de energia em muitos países, impulsionada por iniciativas governamentais para promover o desenvolvimento tecnológico e industrial da indústria solar fotovoltaica. A Agência Internacional de Energia (AIE) foi criada em 1974 como uma entidade autônoma dentro da Organização para o desenvolvimento econômico (OCDE) com a missão de promover a cooperação energética entre os estados membros, incluindo a Comissão Europeia.

Em 1993, a Iniciativa de Sistemas de Energia Fotovoltaica (*IEA PVPS*) foi criada para fortalecer a cooperação internacional e acelerar o desenvolvimento e a adoção da energia solar fotovoltaica como uma importante e sustentável fonte de energia alternativa renovável [35]. A *IEA PVPS* realiza pesquisas anuais sobre aplicações e mercados fotovoltaicos nos países membros, produzindo relatórios que fornecem dados importantes para o planejamento estratégico de empresas de energia e formuladores de políticas públicas [35].

O relatório Snapshot of Global PV Markets da IEA da SolarPower Europe [45] afirma que 1.581 GW representam a capacidade cumulativa mínima instalada até o final de 2023, e pelo menos 407,3 GW, mas talvez até 446 GW de sistemas fotovoltaicos (PV) foram comissionados no mundo em 2023. Os países do *IEA PVPS*, para os quais há um nível firme de certeza nos dados, representaram 1.342,7 GW (ou 85%) da capacidade cumulativa e 352,8 GW (87%) das instalações anuais. As novas instalações deste ano quase dobraram as de 2022, subindo de 236 GW, com uma taxa de crescimento superior a 80% - uma taxa não vista desde 2011.

A figura 3.1 demonstra que em 2023, pelo menos 29 países instalaram mais de 1 GW, em comparação com 25 países em 2022. Dezenove países (não incluindo a União Europeia) agora possuem mais de 10 GW de capacidade cumulativa total e cinco têm mais de 40 GW. A China sozinha representou um mínimo de 662 GW, seguida pela União Europeia (como UE27) com 268,1 GW, os EUA em terceiro lugar com 169,5 GW e a Índia ultrapassou o Japão para ficar em quarto lugar com 95,3 GW.



Figura 3.1: Tendências Globais na Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica (2010-2023) [45]

Com o contínuo crescimento dinâmico, a China mantém-se como o principal mercado regional em 2023, representando aproximadamente 60% da nova capacidade instalada (em comparação com 45% em 2022), enquanto a Europa e os EUA correspondem a pouco mais de 20%, significativamente menos do que no ano anterior. O crescimento na China em 2023 deve-se, em grande parte, a um esforço para absorver a massiva produção de componentes fotovoltaicos por parte dos fabricantes locais, resultando em números muito além das metas estabelecidas pelas autoridades para a implantação de PV [45].

Nos últimos 10 anos, as taxas de crescimento anual para novas capacidades na China oscilaram de acordo com políticas e outras restrições, apresentando vários anos de crescimento negativo e outros com taxas de crescimento superiores a 100% (incluindo o crescimento de 2023, que ultrapassou 125%). O mercado global, excluindo a China, teve uma evolução mais estável, com taxas de crescimento variando de 10% a 37% durante o período com demonstrado na Figura 3.2. No entanto, com o aumento significativo do mercado chinês, a influência estabilizadora de outros mercados deverá diminuir consideravelmente.



Figura 3.2: Capacidade Anual Instalada de Energia Solar Fotovoltaica por Região (2023). [46]

O mercado chinês cresceu a uma taxa muito alta de mais de 125% e instalou um mínimo de 235 GW (dados oficiais da China) chegando a um possível 277 GW em 2023 (em comparação com 106 GW em 2022 e 55 GW em 2021). Com 55,8 GW de instalações anuais, a União Europeia ficou em segundo lugar, seguida pelos EUA com 33,2 GW (voltando a volumes fortes após um ano mais lento em 2022), seguida pela Índia com um mercado ligeiramente contraído de 16,6 GW. O crescimento muito forte na Alemanha, com 14,3 GW, fez o país ultrapassar um Brasil ainda forte (11,9 GW) e chegar ao quarto lugar [46].

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY		
1	China	235.5 GW*	1	*2	China	662.0 GW*
(2)	European Union	55.8 GW	(2)	()	European Union	268.1 GW
2	United States	33.2 GW	2		United States	169.5 GW
3	💶 India	16.6 GW	3		India	95.3 GW
4	Germany	14.3 GW	4	٠	Japan	91.4 GW
5	📀 Brazil	11.9 GW	5		Germany	81.6 GW
6	Spain	7.7 GW	6	6	Spain	37.6 GW
7	Japan	6.3 GW	7	\diamond	Brazil	35.5 GW
8	Poland	6.0 GW	8	₩	Australia	34.6 GW
9	📕 📕 Italy	5.3 GW	9		Italy	30.3 GW
10	Netherlands	4.2 GW	10	(•);	Korea	27.8 GW

Figura 3.3: Participação Regional na Capacidade Cumulativa Global de Energia Fotovoltaica (2023) [46]

Tanto os segmentos de telhados quanto os de escala utilitária cresceram em 2023. Os segmentos de mercado foram razoavelmente equilibrados, com aproximadamente 45% da nova capacidade em telhados, embora haja incerteza nos dados sobre a conversão da capacidade de CA de escala utilitária para capacidade de CC na China, o que torna essa distribuição incerta. A participação do segmento de telhados vinha crescendo continuamente desde 2018, à medida que novos mercados se abriam em novos países, os custos diminuíam e os altos custos de consumo de eletricidade tornavam mais atrativo o investimento em sistemas de energia solar para investidores residenciais e comerciais. Houve participações de mercado dominantes e volumes notáveis (> 4 GW) na Alemanha, Brasil, Polônia e Itália, e em menor medida (> 2,5 GW) nos Países Baixos, Austrália e França. Em outros países, como os EUA, Índia e Espanha, os sistemas de escala utilitária cobrem mais de 65% do mercado local [45].



Figura 3.4: Segmentação das Instalações Fotovoltaicas de 2013-2023. [45]

Fatores como a redução dos custos de produção dos módulos fotovoltaicos, incentivos governamentais, políticas de apoio à energia renovável e a conscientização sobre a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa têm sido os principais impulsionadores desse crescimento. O relatório da *IEA PVPS* de 2024 também destaca o papel das tecnologias emergentes, como as células fotovoltaicas de perovskita e as tecnologias de filmes finos, que prometem aumentar ainda mais a eficiência e reduzir os custos [45].

A cooperação internacional e o compartilhamento de conhecimento, promovidos por programas como o *IEA PVPS*, são essenciais para superar os desafios técnicos e econômicos associados à energia solar fotovoltaica, assegurando que essa fonte de energia continue a crescer e a contribuir para um futuro energético sustentável.

3.1 Indústria Fotovoltaica

De acordo com o relatório anual publicado pelo *Fraunhofer ISE* [47], a indústria fotovoltaica global aumentou significativamente sua produção de módulos nos últimos anos. Em 2022, a produção anual de módulos atingiu aproximadamente 350 GW, representando um aumento de 24% em relação aos 282 GW produzidos em 2021. Esse crescimento contínuo reflete a crescente demanda por energia renovável e a expansão da capacidade de produção, especialmente na Ásia.

A Figura 3.5 mostra o crescimento exponencial na produção mundial anual de módulos fotovoltaicos entre 2010 e 2023. O gráfico evidencia um aumento significativo na produção global de módulos fotovoltaicos, com a Ásia liderando este crescimento. Desde 2010, a produção anual de módulos fotovoltaicos tem superado a taxa de crescimento de 40%, consolidando a indústria fotovoltaica como a que apresenta o maior crescimento entre as tecnologias de fontes renováveis em nível mundial. Em 2023, a produção global atingiu aproximadamente 500 GWp, com a Ásia sendo a maior contribuidora, seguida pela Europa, América do Norte e outras regiões [47].



Figura 3.5: Crescimento exponencial na produção mundial anual de módulos fotovoltaicos entre 2010 e 2023, destacando a predominância da Ásia no mercado global. [47]

Este crescimento pode ser atribuído a investimentos contínuos em tecnologia fotovoltaica, políticas de incentivo governamentais e uma crescente conscientização sobre a necessidade de fontes de energia sustentáveis. A predominância da Ásia na produção mundial de módulos fotovoltaicos se deve principalmente ao aumento da capacidade de fabricação na China, que se estabeleceu como o principal centro de produção global para esta tecnologia.

A Figura 3.6 mostra a participação das tecnologias fotovoltaicas na produção de módulos. As tecnologias de silício monocristalino (mono-Si) e policristalino (multi-Si) dominam o mercado mundial, representando aproximadamente 97% da produção total em 2023. Este domínio deve-se à sua alta eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica. As tecnologias de filmes finos, embora representem apenas uma pequena fração da produção mundial (cerca de 2,5%), continuam a ser uma área de interesse devido às suas aplicações em nichos específicos e características únicas, como flexibilidade e transparência.



Figura 3.6: Distribuição da produção de módulos fotovoltaicos por tecnologia em 2023. [47]

Conforme o relatório da *Fraunhofer ISE* [47], a produção de módulos de silício monocristalino foi de aproximadamente 485 GWp, enquanto a produção de módulos de silício policristalino foi de cerca de 4 GWp. Já os módulos de filmes finos totalizaram 13 GWp de produção em 2023. A predominância do silício monocristalino se deve à sua maior eficiência e melhor desempenho em comparação com outras tecnologias, o que o torna a escolha preferida para a maioria das aplicações fotovoltaicas.

3.1.1 Eficiência fotovoltaica

O desenvolvimento da eficiência das células solares em laboratório tem mostrado progressos significativos ao longo dos anos. A Figura 3.7, retirada do relatório da *Fraunhofer ISE* [47], ilustra como as eficiências das células solares laboratoriais têm evoluído desde 1993. Essas melhorias refletem os avanços tecnológicos contínuos e as inovações em materiais e processos de fabricação. Conforme o gráfico, as células solares de silício monocristalino atingiram uma eficiência recorde de 26,8%, enquanto as células multicristalinas alcançaram 24,4%. As células de filme fino, como *CIGS* e *CdTe*, alcançaram eficiências de 23,4% e 21,0%, respectivamente.



Figura 3.7: Desenvolvimento da Eficiência das Células Solares em Laboratório. [47]

Além das eficiências laboratoriais, a comparação entre as eficiências de diferentes tecnologias em módulos de produção também é relevante. A Figura 3.8 demonstra essa comparação, destacando que as melhores células de laboratório, quando integradas em módulos, apresentam eficiências ligeiramente inferiores devido às perdas associadas ao processo de encapsulamento e à integração dos módulos. Por exemplo, as células monocristalinas, que atingem eficiências de até 26,8% em laboratório, apresentam eficiências de cerca de 24,7% quando convertidas em módulos. As células de CdTe, com uma eficiência laboratorial de 21,0%, apresentam eficiências modulares próximas a 20% [47].



Figura 3.8: Comparação da Eficiência das Tecnologias. [47]

Essas figuras destacam o progresso contínuo na eficiência das células solares e a importância de se reduzir as perdas durante a conversão de células para módulos. Tais avanços são cruciais para tornar a energia solar cada vez mais competitiva e sustentável no cenário energético global [47].

3.1.2 Total de Energia Fotovoltaica Instalada

A Figura 3.9 mostra a capacidade cumulativa global de energia fotovoltaica instalada, destacando um crescimento significativo nos últimos anos. Em 2023, a capacidade fotovoltaica acumulada atingiu 1,6 TW, um aumento substancial em comparação aos 1,2 TW registrados em 2022 [45].



Figura 3.9: Capacidade Cumulativa Global de Energia Fotovoltaica (2010-2023). [46]

A Figura 3.10 ilustra a capacidade anual instalada de energia fotovoltaica nos principais mercados ao redor do mundo. Em 2023, a China liderou com uma capacidade instalada de 235 GW, representando mais de 60% da nova capacidade global. A Europa seguiu com 61 GW, enquanto os Estados Unidos instalaram 33,2 GW e o Brasil 11,9 GW. Este crescimento reflete políticas de incentivo e avanços tecnológicos que têm impulsionado a adoção da energia solar [45].



Figura 3.10: Capacidade Anual Instalada de Energia Fotovoltaica por Região (2023). [46]

A Figura 3.11 apresenta a participação regional na capacidade cumulativa global de energia fotovoltaica. A Ásia continua a dominar com uma participação de aproximadamente 60%, seguida pela Europa com cerca de 20% e pelas Américas com 13%. A crescente participação da Ásia pode ser atribuída principalmente à rápida expansão da capacidade instalada na China, que tem implementado políticas agressivas de desenvolvimento de energia renovável [45].



Figura 3.11: Participação Regional na Capacidade Cumulativa Global de Energia Fotovoltaica (2023). [46]

Esses dados demonstram claramente a tendência de crescimento contínuo e robusto da

capacidade fotovoltaica global. O desenvolvimento tecnológico, as políticas de incentivo e a redução nos custos dos módulos fotovoltaicos têm sido os principais impulsionadores desse crescimento. A energia solar fotovoltaica está se consolidando como uma das principais fontes de energia renovável, contribuindo significativamente para a transição energética global e para a redução das emissões de CO_2 .

3.1.3 Custos dos módulos fotovoltaicos

Os custos dos módulos fotovoltaicos mudaram drasticamente nas últimas décadas, refletindo os avanços tecnológicos e as economias de escala. De dezembro de 2009 a dezembro de 2022, os preços europeus dos módulos de silício cristalino caíram entre 88% e 94%, dependendo do tipo, com uma queda média ponderada de aproximadamente 91% [48]. Este declínio significativo é um dos principais fatores que aumentam a competitividade das tecnologias de energia renovável e promovem uma maior adoção de sistemas solaress fotovoltaicos em diversas regiões do mundo.

O mercado asiático tem liderado a instalação de novos sistemas solares fotovoltaicos, com a China desempenhando um papel crucial. Em 2022, a China foi responsável por cerca de 45% de todas as novas instalações globais, impulsionando significativamente o crescimento na região [48]. Esse aumento na capacidade instalada tem sido acompanhado por inovações tecnológicas e otimizações nos processos de fabricação, que não só reduziram os custos, mas também aumentaram a eficiência dos módulos fotovoltaicos. A eficiência média dos módulos de silício cristalino, por exemplo, aumentou de 14,7% em 2010 para 21,1% em 2022 [48].

Além da redução de custos e melhoria de eficiência, a adoção de novas tecnologias de módulos fotovoltaicos, como os módulos bifaciais, tem contribuído para a competitividade da energia solar. Os módulos bifaciais permitem a captação de luz solar em ambos os lados, aumentando assim a produção de energia por unidade de área. A participação de mercado desses módulos cresceu de 8% em 2019 para aproximadamente 30% em 2022, destacando-se como uma tendência significativa na indústria fotovoltaica [49–51].

A Figura 3.12 ilustra a queda acentuada nos preços dos módulos fotovoltaicos de várias tecnologias e regiões de fabricação entre 2010 e 2023. Apesar das disrupções na cadeia de suprimentos em 2021, que resultaram em aumentos temporários nos preços devido à escassez de materiais como o poli-silício, a tendência de queda foi retomada em 2022, com uma estabilização observada no primeiro trimestre de 2023 [48, 52, 53]. Esses dados ressaltam a resiliência e a contínua evolução do mercado fotovoltaico.



Figura 3.12: Preços médios mensais de módulos fotovoltaicos por tecnologia e país de fabricação vendidos na Europa, 2010 a 2022 [48].

3.1.4 Custos Totais Instalados

A redução dos custos totais instalados de sistemas fotovoltaicos utilitários tem sido significativa ao longo da última década. Em 2022, o custo médio ponderado global dos projetos utilitários comissionados foi de USD 876/kW, uma redução de 4% em relação a 2021 e 83% inferior ao valor de 2010. Durante 2022, o intervalo de custos entre o percentil 5 e 95 para todos os projetos ficou entre USD 569/kW e USD 1.878/kW, com uma redução de 10% no valor do percentil 95 e 8% no valor do percentil 5 comparado a 2021 [48].



Figura 3.13: Custo total instalado de sistemas fotovoltaicos utilitários por projeto e média ponderada para sistemas utilitários, 2010-2022 [48].

Os custos totais instalados de sistemas solares fotovoltaicos utilitários têm diminuído devido a vários fatores. Globalmente, os custos dos módulos representaram 51% da redução dos custos totais instalados entre 2010 e 2022, enquanto os inversores contribuíram com mais 10%. À medida que os desenvolvedores de projetos ganham mais experiência e as estruturas da cadeia de suprimentos continuam a se desenvolver em mais mercados, os custos de *BoS* (*Balance of System*) também têm seguido uma tendência de queda, levando a uma estrutura de custos mais competitiva em um número crescente de mercados [48].

O aprendizado e a inovação tecnológica têm desempenhado papéis cruciais na redução dos custos totais instalados. Desde a melhoria na eficiência dos módulos fotovoltaicos até avanços nas técnicas de instalação e manutenção, cada componente do sistema contribuiu para a redução geral dos custos. Adicionalmente, as economias de escala obtidas à medida que a capacidade instalada global aumentou também foram um fator significativo. Com o aumento da experiência e do conhecimento, os desenvolvedores de projetos conseguiram otimizar os processos, reduzindo tanto os custos de instalação quanto os custos operacionais contínuos [48].



Figura 3.14: Detalhamento dos custos totais instalados de sistemas fotovoltaicos utilitários por país, 2022 [48].

Entre 2021 e 2022, o crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica no Chile foi acompanhado pela maior aumento (22%) entre os 15 mercados analisados, com o mercado chileno superando 1 GW de novas adições de capacidade pelo segundo ano consecutivo. De forma semelhante, a Turquia viu um crescimento de 40% na nova capacidade solar fotovoltaica ano a ano, coincidindo com uma redução dos custos totais instalados em um quinto entre 2021 e 2022. No entanto, outros mercados, como México, Japão e China, viram seus custos totais instalados aumentarem entre 3% e 6% ano a ano em 2022 [48].

Os mercados do Oriente Médio experimentaram as maiores reduções de custos. Nos Emirados Árabes Unidos, uma redução de 62% ano a ano levou os custos totais instalados médios ponderados a USD 578/kW em 2022, um valor 10% inferior ao da Índia. Essas variações regionais nos custos totais instalados refletem a maturidade das tecnologias solares fotovoltaicas e a competitividade crescente do setor. Além disso, a pressão competitiva em mercados emergentes tem incentivado a busca por eficiências e inovações que continuam a reduzir os custos [48].

O papel dos custos do BoS tem se tornado cada vez mais relevante na estrutura de custos dos projetos de energia solar. À medida que os custos dos módulos e inversores caíram significativamente, os custos de BoS, que incluem a instalação, montagem, fiação, segurança e outros componentes, passaram a representar uma parcela maior dos custos totais. Entre 2018 e 2022, o BoS representou entre 53% e 75% dos custos totais instalados em diversos mercados, evidenciando a importância de estratégias para reduzir esses custos para continuar impulsionando a competitividade da energia solar [48].

A análise dos custos totais instalados por país revela disparidades significativas, que podem ser atribuídas a diferenças nas políticas governamentais, custos de mão-de-obra, tarifas de importação e incentivos fiscais. Países como a Índia e a China têm se destacado por suas reduções agressivas de custos, enquanto outros mercados, como o Japão, ainda enfrentam desafios significativos. Essas variações sublinham a necessidade de políticas adaptativas e apoio contínuo para aproveitar todo o potencial de redução de custos no setor solar fotovoltaico [48].

3.1.5 Programas de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia

A diversificação da matriz energética global tem incentivado vários países a aumentarem o uso de fontes renováveis de energia, frequentemente por meio de subsídios governamentais. Países como Alemanha, Espanha, Itália, Estados Unidos e Japão são notáveis por seus programas que promovem a energia solar fotovoltaica, sendo líderes mundiais em capacidade fotovoltaica instalada.

De acordo com Salomoni (2009) [54], existem várias formas de mecanismos governamentais que promovem a instalação de sistemas fotovoltaicos, incluindo:

- Regulamentos que controlam a capacidade instalada, a quantidade gerada ou a obrigatoriedade de compra da energia produzida;
- Incentivos financeiros;
- Normas industriais, códigos de construção e licenciamento;
- Educação e disseminação de informações;
- Envolvimento de agentes do setor.

O Programa de 100.000 Telhados, iniciado na Alemanha em 1999 e concluído em 2003, é um dos maiores programas mundiais de incentivo à energia solar fotovoltaica. Este programa oferecia empréstimos à população para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Após 2003, o programa continuou sob o nome *Solarstrom Erzeugen - Solar Power Generation* [55].

Entre 2004 e 2007, houve um aumento significativo na capacidade instalada na Alemanha, impulsionado pela nova Lei de Energia Renovável, que obrigava as concessionárias a comprarem toda a energia gerada por fontes renováveis [55].

Seguindo o exemplo da Alemanha, outros países começaram a implementar seus próprios sistemas de incentivo. A Alemanha e a Espanha adotaram o sistema de tarifas *Feed-in*, enquanto Japão e Estados Unidos utilizam métodos como o *Net-metering* para promover o crescimento de seus mercados fotovoltaicos.

A análise dos cinco principais países que impulsionam o desenvolvimento fotovoltaico no mundo mostra que, apesar de serem motivados por razões semelhantes, cada país desenvolveu seu próprio sistema de incentivo. Contudo, todos convergem para a obrigatoriedade de as concessionárias adquirirem a energia gerada a partir de sistemas fotovoltaicos ou outras fontes renováveis.

3.1.6 Sistema de Preços (*Feed-in tariff*)

Sistema adotado na Alemanha, Espanha e vários países da Europa. Neste caso, toda a energia gerada é injetada na rede e as concessionárias são obrigadas a comprar a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis, tais como solar, eólica, biomassa e geotérmica, pagando ao produtor independente uma tarifa estipulada pelo governo, geralmente acima do valor de mercado (tarifa prêmio) para cada kWh gerado. O pagamento é assegurado por um período de tempo, em média 20 anos, e os valores das tarifas decrescem anualmente, conforme regulamentação determinada pelo governo. Os recursos para o pagamento das tarifas prêmio são captados através de um pequeno acréscimo na tarifa convencional de todos os consumidores e são depositados em um fundo, utilizado para reembolsar os produtores independentes [54, 55].

3.1.7 Sistema de Preços (Compensação Energética (*Net-metering*))

Neste tipo de sistema, os produtores independentes podem instalar pequenos sistemas de fontes renováveis de energia em suas residências e vender o excedente à concessionária de energia local. O preço de compra da energia excedente injetada na rede é o mesmo que o praticado pela concessionária para a venda da energia gerada de forma convencional. De acordo com a política de incentivo adotada no país, os produtores independentes são pagos por todo kWh injetado na rede, ou então, recebem créditos por essa energia gerada. A medição do fluxo de energia utiliza medidores bidirecionais, isto é, se a geração é maior que o consumo da residência, o excedente é convertido em créditos (kWh) e o medidor gira no sentido oposto ao convencional [25, 54].

3.1.7.1 Panorama Nacional Fotovoltaico

A adoção de sistemas fotovoltaicos no Brasil iniciou-se no final dos anos 1970, com foco principal na área de telecomunicações, utilizando módulos produzidos a partir de células importadas dos Estados Unidos. Durante os anos 1980, a Lei da Informática desempenhou um papel crucial na proteção da indústria microeletrônica nacional, que produzia silício monocristalino. Esta proteção garantiu a estabilidade financeira e permitiu que os equipamentos fotovoltaicos produzidos no Brasil fossem competitivos em relação aos produtos internacionais. Contudo, a partir de 1992, com a redução das barreiras alfandegárias para a importação de equipamentos de informática, empresas internacionais começaram a entrar no mercado brasileiro, aumentando a competição [56].

Em 1994, o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRO-DEEM) foi estabelecido para fomentar a aquisição de sistemas fotovoltaicos através de licitações internacionais. Esse programa permitiu a instalação de aproximadamente 5 MWp em cerca de 7.000 comunidades espalhadas por todo o país. Desde 2005, o PRO- DEEM foi incorporado ao Programa Luz para Todos (LpT), que visa fornecer energia elétrica a regiões onde a extensão da rede de distribuição convencional é inviável [56].

No entanto, essas iniciativas ainda não foram suficientes para a criação de uma cadeia produtiva de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Apesar de o país ter uma das maiores reservas de silício do mundo, principal semicondutor utilizado para a fabricação de células solares, ainda não possui tecnologia para o beneficiamento do silício com pureza grau solar, participando apenas como exportador de silício metalúrgico, de baixo valor agregado. Com o beneficiamento do silício de alta pureza no Brasil, a matéria-prima para sistemas fotovoltaicos seria mais acessível e os custos mais competitivos, possibilitando o acesso de mais pessoas a essa tecnologia e viabilizando a sua utilização no ambiente urbano.

A Figura 3.15 ilustra o crescimento significativo da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil de 2013 a abril de 2024. Este gráfico demonstra claramente o aumento exponencial na adoção de sistemas fotovoltaicos, tanto em geração centralizada quanto distribuída. Em particular, observa-se que a geração distribuída, representada pela cor amarela, tem sido a principal responsável por esse crescimento, alcançando 70% da capacidade total em 2023 e 69% em 2024. Esse crescimento é impulsionado por políticas de incentivo, como o *net metering*, e pela redução dos custos dos equipamentos. O gráfico também destaca o investimento contínuo em grandes usinas solares, refletido na crescente participação da geração centralizada (em azul). A rápida expansão do mercado fotovoltaico brasileiro, evidenciada por esses dados, posiciona o país como um líder em energia renovável na América Latina, contribuindo significativamente para a diversificação da matriz energética e a redução das emissões de CO_2 [57].


Figura 3.15: Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil [57].

3.1.7.2 Legislação Brasileira

No final de 2008, duas importantes iniciativas foram tomadas pelo governo federal, permitindo uma maior discussão sobre a energia solar fotovoltaica no país. Foi criado, no âmbito do MME, o GT – GDSF (Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos) através da Portaria n° 36/2008, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados à elaboração de uma proposta de política de utilização da energia solar fotovoltaica conectada à rede, especialmente em edificações urbanas [55]. A outra iniciativa partiu do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), que encomendou um estudo ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), cujo objetivo era traçar recomendações para a formulação e implantação de políticas que incentivassem a inovação tecnológica e a participação industrial do Brasil na produção de silício de grau solar e de energia solar fotovoltaica, no horizonte de 2010-2025 [55].

Os estudos do GT-GDSF apontaram que um programa de incentivo a telhados fotovoltaicos através de uma tarifa-prêmio se mostrava o mais apropriado para as condições do Brasil. Para o país, este programa de incentivo deveria ser limitado em período e porte (potência total instalada com auxílio do incentivo), com custo e impacto tarifário definidos. Este programa deveria ser grande o suficiente para estimular o mercado fotovoltaico e pequeno o suficiente para não prejudicar a modicidade tarifária, incentivando a criação de uma indústria nacional [56].

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa n^o 482, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, além de outras providências necessárias [58]. Esta resolução é de suma importância para o setor residencial, pois pode resolver o problema da não coincidência temporal entre geração e consumo, já que os sistemas fotovoltaicos geram energia elétrica durante as horas de sol e o maior consumo da classe residencial é registrado à noite.

No Capítulo I – Das Disposições Preliminares, tem-se que:

Art. 2^{o} Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições: I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

O sistema de compensação não prevê a venda de energia por parte do consumidor, mas sim o armazenamento de créditos energéticos por um período de até 36 meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento. Ou seja, o foco da regulamentação não é a criação de micro usinas de venda de energia elétrica, mas sim a possibilidade do consumidor ser também gerador da própria energia. No faturamento da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A.

II - o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.

A Resolução Normativa nº 482/2012 [58] prevê ainda que caso a energia ativa injetada não tenha sido compensada na própria unidade consumidora, poderá ser utilizada para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas e atendidas pela mesma distribuidora, desde que o titular seja o mesmo da unidade geradora. Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

A Resolução Normativa n⁰ 482/2012 [58] é de suma importância para o setor residencial, pois pode resolver o problema da não coincidência temporal entre geração e consumo, já que os sistemas fotovoltaicos geram energia elétrica durante as horas de sol e o maior consumo da classe residencial é registrado à noite.

A Lei n^o 14.300, de 6 de janeiro de 2022 [59], conhecida como Marco Legal da GD, trouxe mudanças significativas em comparação com a regulação anterior, que abrangia a microgeração e minigeração distribuída no Brasil. Anteriormente, a geração distribuída era regulamentada principalmente pela Resolução Normativa n^o 482/2012 da ANEEL, que estabelecia o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que consumidores gerassem sua própria energia e compensassem o consumo excedente.

A Resolução Normativa n^o 482/2012 foi o marco inicial no incentivo à geração distribuída, permitindo que consumidores com microgeração e minigeração injetassem o excedente de energia na rede elétrica e recebessem créditos para abater o consumo em períodos posteriores. Essa regulação visava estimular o uso de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, por meio de um modelo de compensação de energia. Entretanto, o cres-

cimento do setor trouxe a necessidade de uma regulação mais abrangente, que incluísse a repartição dos custos da rede elétrica de forma mais equilibrada.

A Lei nº 14.300/2022 introduziu uma série de mudanças em relação à regulação anterior:

- A lei manteve o sistema de compensação de energia elétrica, porém introduziu o pagamento progressivo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), garantindo que os consumidores com geração distribuída contribuam com os custos de manutenção da rede.
- Estabeleceu um período de transição até 2045 para as unidades que solicitarem conexão até 6 de janeiro de 2023. Durante esse período, esses consumidores permanecerão sob as regras anteriores, isentos do pagamento de encargos pela utilização da rede elétrica. As unidades conectadas após essa data estarão sujeitas ao novo modelo tarifário, que será implementado gradualmente.
- Clarificou o tratamento regulatório para microgeração (até 75 kW) e minigeração (até 5 MW), especificando limites de potência e as condições aplicáveis a cada uma dessas categorias.
- Ampliou as possibilidades de compensação de energia, permitindo a criação de modelos como geração compartilhada e a formação de consórcios e cooperativas de geração distribuída. Esses modelos permitem que diferentes consumidores compartilhem os benefícios de um sistema de geração, distribuindo os créditos de energia entre si.
- Ofereceu maior previsibilidade e segurança jurídica para consumidores e investidores, ao transformar as regras anteriormente reguladas pela ANEEL em uma lei federal, garantindo estabilidade a longo prazo para o setor.
- Promoveu incentivos à sustentabilidade, geração de empregos no setor de energias renováveis e à diversificação da matriz energética, alinhando-se às metas de redução de emissões de gases de efeito estufa.

Essas mudanças devem resultar em um aumento significativo na capacidade instalada de geração distribuída no Brasil. A implementação de um modelo tarifário mais equilibrado e a expansão de modelos como consórcios e cooperativas devem incentivar a adoção de sistemas fotovoltaicos em diversos segmentos, contribuindo para o desenvolvimento do setor de energias renováveis no país.

3.1.8 Normas Técnicas

A ABNT, como o órgão responsável pela normalização técnica no Brasil, tem desempenhado um papel fundamental na definição de padrões para o setor de energia solar fotovoltaica. Através da Comissão de Estudos de Sistemas de Conversão Fotovoltaica de Energia Solar, a ABNT tem desenvolvido e revisado diversas normas técnicas essenciais para garantir a qualidade, segurança e eficiência dos sistemas fotovoltaicos. As normas mais relevantes e atualizadas incluem:

- NBR 11877:2012 Sistemas Fotovoltaicos Especificação: Esta norma fixa os requisitos de projeto e critérios para aceitação de sistemas terrestres de conversão fotovoltaica de energia. Encontra-se em processo de revisão para refletir os avanços tecnológicos recentes e as melhores práticas internacionais [60].
- NBR 10899:2023 Energia Solar Fotovoltaica Terminologia: Revisada recentemente, esta norma define os termos técnicos relacionados à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica. A atualização de 2023 inclui novas terminologias e avanços no setor, alinhando as definições brasileiras com as normas internacionais [61].
- NBR 11704:2008 Sistemas Fotovoltaicos Classificação: Classifica os sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica, proporcionando um entendimento claro sobre as diferentes tipologias de sistemas [62].
- NBR 11876:2010 Módulos Fotovoltaicos Especificação: Especifica os requisitos e critérios para aceitação de módulos fotovoltaicos para uso terrestre, de construção plana e sem concentradores. Esta norma assegura que os módulos fotovoltaicos atendam aos padrões de desempenho e durabilidade exigidos [63].
- NBR IEC 62116:2012 Procedimento de Ensaio de Anti-ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estabelece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), garantindo a segurança operacional dos inversores [64].

Além das normas citadas, o Brasil tem avançado na atualização de regulamentos técnicos para acompanhar o rápido desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. Em novembro de 2023, foi publicada a Portaria nº 515, que altera a Portaria Inmetro nº 140, de 2022. Esta atualização aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Eletricidade em Sistemas Fotovoltaicos. As principais mudanças incluem atualizações nos requisitos de suporte para variações de tensão para inversores conectados à rede e novos requisitos de proteção contra arcos elétricos para inversores [65].

Capítulo 4

Instalação fotovoltaica e metodologia para coleta de dados

Neste capítulo, é apresentada a metodologia adotada para a coleta de dados e a análise dos indicadores de desempenho (KPIs) e dos indicadores de metas principais (KGIs) da usina solar fotovoltaica em operação. Inicialmente, são descritas as características da instalação fotovoltaica, destacando a escolha dos módulos e inversores utilizados, bem como a localização estratégica da usina, que foi selecionada para maximizar a captação de energia solar, considerando fatores como a irradiância solar anual e a topografia do terreno. A escolha criteriosa dos componentes e a configuração adequada servem para garantir a eficiência e a durabilidade do sistema ao longo de sua operação.

Em seguida, aborda-se os sistemas e equipamentos utilizados na coleta de dados, como o sistema SCADA e a estação solarimétrica, que monitoram em tempo real e fornecem dados sobre as condições climáticas locais. São utilizadas ferramentas de simulação e visualização, como o software PVsyst para modelagem da produção de energia e o PowerBI para a criação de *dashboards* interativos. Esses instrumentos permitem uma análise detalhada e fornecem *insights* para a gestão da usina, auxiliando na previsão de produção e na avaliação de desempenho dos equipamentos.

Por fim, é explorada a análise financeira da usina, incluindo a avaliação dos custos de instalação e operação, bem como a receita gerada pela venda de energia. A análise dos KPIs, como fator de capacidade, rendimento global e índices de disponibilidade, monitora a eficiência da usina e identifica áreas de melhoria. O cálculo do período de *payback* determina a viabilidade econômica do projeto a longo prazo. A metodologia descrita oferece uma base para avaliar a usina, identificando oportunidades de otimização e melhorias operacionais.

4.1 Instalação Fotovoltaica

4.1.1 Características da Usina

A UFV ocupa uma área aproximada de 92.697 m^2 em um layout assimétrico, com uma potência pico de 6.396 kWp. A estrutura é fixa, constituída de aço galvanizado a fogo, onde estão fixados 11.844 módulos monocristalinos do fabricante Risen Energy Co., modelo RSM110-8-540-BMDG, cada um com 540 Wp. Os módulos solares são dispostos no formato "retrato", organizados em duas fileiras empilhadas, formando um total de 329 strings, cada uma composta por 36 módulos. A planta é segmentada em dois eletrocentros, cada um contendo 5.922 módulos e 10 inversores string modelo SG250HX da Sungrow Power Supply Co., com uma potência de 250 kW. A alimentação CA da planta é proveniente de um Conjunto de Manobra de Média Tensão de 36 kV, que alimenta quatro transformadores de 1,25 MVA com relação de transformação de 25/0,8 kV, os quais, por sua vez, alimentam o Quadro de Força de 800 V responsável pela distribuição de energia aos inversores da usina.



Figura 4.1: UFV

A UFV está conectada à rede de distribuição da Light, na LSA Cavalheiro, com tensão de 25 kV, e possui 6.473,52 kWp de potência total instalada, distribuída em vinte inversores, conforme apresentado na Figura 4.1, cujos dados gerais são mostrados na

Tabela 4.1.

Dados Ge	erais da UFV
Latitude	22°19'43.95"S
Longitude	43°31'7.61"O
Altitude (m)	527
Tipo de instalação	Fixa
Inclinação	20°
Módulo FV	Risen - RSM110-8-540BMDG
Quantidade de módulos	11.844
Potência Instalada (kWp)	6395,76
Inversor	Sungrow - $SG250HX$
Quantidade de inversores	20

Tabela 4.1: Dados Gerais da UFV

A Figura 4.2 apresenta o diagrama unifilar simplificado de um eletrocentro da UFV, que possui 4 eletrocentros em sua composição, que estão com módulos distribuídos como demonstrado na Tabela 4.2.



Figura 4.2: Diagrama Unifilar - UFV.

	Eletroc	entro 1			Eletroc	entro 3		
	N⁰	Módulos	N ^o de		N⁰	Módulos	N⁰ de	
	strings	por string	módulos		strings	por string	módulos	
Inversor 1	17	36	612	Inversor 1	17	36	612	
Inversor 2	17	36	612	Inversor 2	17	36	612	
Inversor 3	16	36	576	Inversor 3	16	36	576	
Inversor 4	16	36	576	Inversor 4	16	36	576	
Inversor 5	16	36	576	Inversor 5	16	36	576	
	Eletroc	entro 2		Eletrocentro 4				
	Nº	Módulos	N ^⁰ de		N⁰	Módulos	N⁰ de	
	strings	por string	módulos		strings	por string	módulos	
Inversor 1	17	36	612	Inversor 1	17	36	612	
Inversor 2	17	36	612	Inversor 2	17	36	612	
Inversor 3	16	36	576	Inversor 3	17	36	612	
Inversor 4	16	36	576	Inversor 4	16	36	576	
Inversor 5	16	36	576	Inversor 5	16	36	576	

Tabela 4.2: Distribuição dos Módulos Fotovoltaicos e strings por Inversor

4.1.2 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos utilizados na Usina Fotovoltaica são do tipo P, monocristalinos, modelo RSM110-8-540-BMDG, fabricados pela Risen Energy Co. A Risen Energy é uma empresa global de alta tecnologia especializada na fabricação de produtos fotovoltaicos de alta eficiência. Os módulos RSM110-8-540-BMDG possuem uma potência máxima de 540 Wp e são projetados para proporcionar alta eficiência e durabilidade, mesmo em condições ambientais adversas. Com uma eficiência de conversão de 20,7%, esses módulos possuem a estrutura robusta, com vidro temperado e moldura de alumínio anodizado, garantindo resistência a cargas mecânicas e impactos [66]. A Tabela 4.3 apresenta as caracteristicas elétricas do equipamento.

Além disso, os módulos apresentam uma baixa taxa de degradação anual, o que assegura uma longa vida útil e um desempenho consistente ao longo dos anos. Eles são certificados por padrões internacionais de qualidade e segurança, como IEC 61215:2016 [38] e IEC 61730:2016 [67].

Dados do Módulo RSM110-8-540BMD	G
Parâmetro	Valor
Potência Máxima (Pmax)	540 Wp
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	$37,\!88~{ m V}$
Corrente de Curto Circuito (Isc)	18,13 A
Tensão na Máxima Potência (Vmpp)	31,56 V
Corrente na Máxima Potência (Impp)	$17,\!12 \text{ A}$
Eficiência do Módulo	20,7%
NOCT (Temperatura Nominal de Operação da Célula)	44 ± 2 °C
Coeficiente de Temperatura de Pmax	-0,34 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Voc	-0,25 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Isc	0,04 %/°C

Tabela 4.3: Dados Elétricos do Módulo RSM110-8-540BMD

4.1.3 Inversores

Os inversores utilizados na Usina Fotovoltaica são do modelo SG250HX, fabricados pela Sungrow Power Supply Co. Os inversores SG250HX são trifásicos e possuem uma potência nominal de saída de 250 kVA. Eles são projetados para operar com uma tensão máxima de entrada de 1500 V e uma faixa de tensão de MPPT que varia de 500 V a 1500 V, permitindo uma operação eficiente em diversas condições de irradiância solar. Com doze entradas MPPT independentes, esses inversores oferecem alta flexibilidade e eficiência na conversão de energia. Além disso, apresentam uma excelente capacidade de gerenciamento de sobrecarga e proteção contra curto-circuito, garantindo uma operação segura e confiável da usina.



Figura 4.3: Sungrow 250HX

Os inversores SG250HX são trifásicos e possuem uma potência nominal de saída de 250 kVA. Eles são projetados para operar com uma tensão máxima de entrada de 1500 V e uma faixa de tensão de MPPT que varia de 500 V a 1500 V, permitindo uma operação eficiente em diversas condições de irradiância solar. A Tabela 4.4 apresenta as características elétricas do inversor.

A Tabela 4.4, demonstra as características mais importantes do inversor.

Dados do Inversor Sungrow SG250HX							
Parâmetro	Valor						
Tensão máxima de entrada	1500 V						
Tensão mínima de entrada	500 V / 500 V						
Tensão nominal de entrada	1160 V						
Faixa de tensão de MPPT	$500 { m V} - 1500 { m V}$						
Faixa de tensão de MPPT para potência nominal	860 V - 1300 V						
Número de entradas MPPT independentes	12						
Máximo de conectores por MPPT	2						
Corrente máxima de entrada por MPPT	30 A * 12						
Corrente máxima de curto-circuito DC	50 A * 12						
Potência nominal de saída (CA)	250 kVA @ 30 °C						
Corrente máxima de saída (CA)	180.5 A						
Tensão nominal de saída (CA)	$3 \ / \ \mathrm{PE}, \ 800 \ \mathrm{V}$						
Faixa de tensão de saída (CA)	$680-880~\mathrm{V}$						

Tabela 4.4: Dados do Inversor Sungrow SG250HX

4.1.4 Eletrocentro - SKID

Os skids solares são sistemas pré-fabricados que integram diversos componentes necessários para a operação de usinas fotovoltaicas, montados sobre uma base (*skid*). Esses sistemas são entregues ao local já montados e testados, reduzindo o tempo de comissionamento e os custos de instalação. Oferecem uma solução modular que facilita a instalação e manutenção, aumentando a confiabilidade operacional. A versatilidade dos skids solares os torna adequados para projetos de diferentes escalas, contribuindo para a expansão da energia solar de forma econômica e eficiente.

Especificamente, os skids solares do modelo SKID MTR VOLTS são fabricados em containers de primeira viagem de 20 ou 40 pés, eliminando a necessidade de construção em alvenaria e reduzindo os custos da usina. Com uma composição modular, esses skids oferecem potências que variam de 1000 a 5000 kVA e são equipados com três tipos de transformadores: transformadores de potência de média tensão fabricados pela Tamura, com potências de 500 a 1500 kVA e tensão de 13.800 V para 800 V; transformadores de comando de baixa tensão, com potências de 10 a 30 kVA e tensão de 800 V para 220 V, usados para alimentar o quadro geral de baixa tensão (QGBT); e transformadores auxiliares, com potências de 30 a 50 kVA e tensão de 800 V para 220 V, que alimentam a estrutura da usina.



Figura 4.4: Skid - UFV

O QGBT, instalado no eletrocentro e fabricado pela MTR VOLTS, utiliza equipamentos fornecidos pela ABB. Para manter a eficiência e longevidade desses componentes elétricos, o eletrocentro é equipado com três exaustores mecânicos e três saídas de ar, estrategicamente localizados para otimizar o controle da temperatura interna. Este controle térmico é monitorado por um quadro de temperatura, que garante que os componentes operem dentro de uma faixa segura de temperatura, prevenindo superaquecimentos e garantindo a continuidade operacional.

Os abrigos de inversores, que são interligados aos eletrocentros, são construídos com estruturas metálicas galvanizadas, oferecendo durabilidade e resistência contra corrosão. Estas estruturas metálicas são projetadas com canaletas que permitem fácil acesso aos cabos de tensão, facilitando não apenas a instalação inicial, mas também as atividades de manutenção e inspeção. O design das canaletas promove um acompanhamento térmico eficaz, ajudando a dissipar o calor gerado pelos inversores e assegurando que os sistemas permaneçam operando de forma eficiente. O eletrocentro instalado na UFV possui as especificações como a Tabela 4.5.

Dados do Skid Solar MTR VOLTS							
Parâmetro	Valor						
Potência Nominal	1250 kVA						
Transformador de Potência	1250 kVA						
Tensão do Transformador de Potência	$25,6~\mathrm{kV}$ para 800 V						
Transformador de Comando	10 kVA						
Tensão do Transformador de Comando	$800~\mathrm{V}$ para 220 V						
Transformador Auxiliar	30 a 50 kVA						
Tensão do Transformador Auxiliar	$800~\mathrm{V}$ para 220 V						
Fabricante do Transformador de Potência	Tamura						
QGBT	Equipamentos ABB						
Exaustores Mecânicos	3						
Saídas de Ar	3						
Montagem	Estruturas Metálicas Galvanizadas						

Tabela 4.5: Dados Elétricos do Skid Solar MTR VOLTS - UFV

Os transformadores de potência de 1250kVA possuem as especificações na tabela 4.6:

Transformadores com fator K4 são utilizados em usinas solares devido à sua capacidade de suportar as distorções harmônicas geradas pelos inversores fotovoltaicos. Esses inversores, ao converterem a corrente contínua (CC) dos painéis solares para corrente alternada (CA), introduzem harmônicos na rede elétrica. O fator K4 indica que o transformador é projetado para resistir ao aquecimento e à degradação causados por essas correntes harmônicas, garantindo uma operação eficiente e segura do sistema [68].

Dados do Transformador Seco 1250 kVA							
Parâmetro	Valor						
Potência	1250 kVA						
Potência Nominal (com Ventilação Forçada)	1250 kVA						
Fator K	K4						
Frequência	60 Hz						
Grupo de Ligação	Dyn1						
Nível de Descargas Parciais	$< 10 \ { m pC}$						
Impedância	$6,0\% \pm 10\%$						
Perdas em Vazio	4050 W $\pm 15\%$						
Perdas Totais	17450 W $\pm 10\%$						
Tensão Nominal AT	25600 V						

Tabela 4.6: Dados Elétricos do Transformador Seco 1250 kVA

4.1.5 Multimedidor Multi K

Projetados para sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos de corrente alternada (CA), os multimedidores Multi K são aplicáveis em baixa, média e alta tensão, conforme a programação de esquemas de ligação e as relações dos transformadores de potencial e corrente. Eles são instalados em portas de painel, facilitando a acessibilidade e a visualização dos dados.



Figura 4.5: Multimedidor Multi K instalado no eletrocentro.

Os multimedidores Multi K são capazes de realizar medições detalhadas de parâmetros elétricos, incluindo corrente, tensão, frequência, consumo, demanda, potências (ativa, reativa e aparente) e fator de potência. Estas medições são vitais para a análise da eficiência energética e a identificação de possíveis melhorias no desempenho da usina, conforme ilustrado na Figura 4.5.

Os dispositivos oferecem flexibilidade na instalação e configuração, podendo ser ajustados para medições trifásicas (estrela ou delta), bifásicas e monofásicas. As leituras dos parâmetros elétricos podem ser realizadas localmente, por meio de displays de 7 segmentos, ou remotamente, utilizando interfaces RS-485 ou de pulsos. A integração com sistemas de controle lógico programável (CLP), interfaces homem-máquina (IHM) externas, supervisórios e concentradores é viabilizada pelo protocolo Modbus-RTU.

Além de sua aplicabilidade na automação de subestações, os multimedidores Multi K são utilizados para otimização da eficiência energética, sistemas de cogeração de energia, análise de circuitos e equipamentos elétricos, e substituição de instrumentos analógicos. Esta versatilidade torna os multimedidores uma ferramenta indispensável para a gestão eficiente da usina.

A Tabela 4.7 apresenta as especificações técnicas dos multimedidores Multi K, destacando suas capacidades e faixas de operação.

Especificações Técni	cas do Multimedidor Multi K
Parâmetro	Valor
Tensão de Trabalho	20 a 500Vc.a. (F-F)
Corrente de Trabalho	20mA a 7,5Ac.a.
Frequência de Trabalho	44 a 72 Hz
Precisão	0,2%
Comunicação	RS-485, Modbus RTU
Alimentação	85-265Vc.a./100-375Vc.c.
Consumo Interno	$< 10 \mathrm{VA}$
Display	LED (vermelho) 7 segmentos
Grau de Proteção	IP-40 (frontal) e IP-20 (invólucro)

Tabela 4.7: Especificações Técnicas do Multimedidor Multi K

4.1.6 Subestação Blindada

A subestação blindada, amplamente utilizada em usinas solares e instalações industriais, desempenha um papel crítico na proteção de componentes elétricos e eletrônicos sensíveis. Ela é projetada para assegurar a medição, proteção e controle do uso de energia



elétrica, proporcionando isolamento adequado e resistência a intempéries e corrosão.

Figura 4.6: Subestação Blindada da Usina Fotovoltaica

Na Usina Fotovoltaica, a subestação blindada foi desenvolvida em conformidade com as normas NBR IEC 62271-200:2003 [69] e NBR IEC 60694:2009 [70], que estabelecem os requisitos de qualidade e segurança para equipamentos elétricos. A estrutura da subestação é autoportante e construída em aço galvanizado, proporcionando resistência e durabilidade em diversas condições ambientais. O grau de proteção IP-4X assegura que os equipamentos internos estão protegidos contra poeira e respingos de água.

As características principais da subestação blindada estão resumidas na Tabela 4.8, que destaca os parâmetros técnicos mais relevantes para a sua operação eficiente e segura.

4.1.7 Potencial Solar da Usina Fotovoltaica

Para a avaliação do potencial solar da Usina Fotovoltaica, é utilizado os dados de irradiância fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que oferece um banco de dados abrangente sobre radiação solar em diferentes regiões do Brasil.

A Usina Fotovoltaica está localizada na cidade de Vassouras, no estado do Rio de Janeiro, com as coordenadas geográficas de latitude 22°24'28.0"S e longitude 43°39'08.0"W. Vassouras possui um clima tropical de altitude, caracterizado por verões quentes e úmidos e invernos amenos e secos. Este tipo de clima é favorável para a geração de energia solar, devido à alta incidência de radiação solar ao longo do ano.

Os dados de irradiância solar foram coletados das estações meteorológicas mais pró-

Dados Principais da Subestação Blindada							
Parâmetro	Valor						
Normas	NNBR IEC 62271-200:2003, BR IEC 60694:2009						
Grau de Proteção	IP-4X						
Tipo Construtivo	Autoportante						
Material da Estrutura	Aço galvanizado						
Exaustores Mecânicos	3						
Saídas de Ar	3						
Controle de Temperatura	Quadro de Temperatura						
Isolamento das Barras	Manga Termo Contrátil						
Conexão das Barras	Cobre Eletrolítico						
Relé de Proteção	VAMPF11 ou P1, TST, TSN						
ANSI	59, 59N, 50 e 51						
Transformador de Corrente	$25 \mathrm{kV}$, relação $150/5 \mathrm{A}$						
Disjuntor	SF6, 36kV / 630A, motorizado						
Tensão Nominal	36 kV						
Frequência Nominal	60 Hz						

Tabela 4.8: Dados Principais da Subestação Blindada

ximas de Vassouras. As estações consideradas são Vassouras e Valença , todas no estado do Rio de Janeiro. A Tabela 4.9 resume os valores mensais médios de irradiância para essas regiões.

Município	Lat.	Long.	Jan	Fev	Mar	\mathbf{Abr}	Mai	Jun	Jul	Ago	\mathbf{Set}	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Vassouras	$22,401^{\circ} \text{ S}$	43,649° O	5,79	6,08	4,98	4,38	$3,\!60$	3,39	$3,\!48$	4,29	4,54	4,96	5,07	5,75	4,69	$2,\!69$
Valença	22,401° S	43,749° O	5,72	6,03	4,89	4,32	3,58	3,38	3,47	4,28	4,50	4,89	5,00	5,66	4,64	2,65

Tabela 4.9: Valores Mensais Médios de Irradiância Global Horizontal (kWh/m²) [71]

A Figura 4.7 apresenta a distribuição anual da irradiância solar, destacando os períodos de maior e menor incidência de radiação solar.



Figura 4.7: Distribuição Anual da Irradiância Solar em Vassouras e Regiões Próximas $(\rm kWh/m^2.dia)$

Para realizar a análise do potencial solar, foram considerados diversos fatores, in-

cluindo a latitude, a topografia do terreno e a eficiência dos módulos fotovoltaicos instalados. A combinação desses fatores com os dados de irradiância permite calcular a capacidade de geração de energia da usina com alta precisão.

4.2 Estação Solarimétrica

A Usina Fotovoltaica conta com uma estação solarimétrica, projetada para monitorar e registrar variáveis ambientais críticas para o desempenho da planta solar. A estação é equipada com sensores como piranômetros, termo-higrômetros, anemômetros e pluviômetros, instalados em uma torre de 3 metros de altura, capaz de suportar ventos de até 200 km/h, como demonstrado na Figura 4.8.



Figura 4.8: Estação Solarimétrica

O piranômetro SR05-D2A2 mede a radiação solar incidente, com faixa de mensuração de 0 até 1600 W/m² e classificação ISO de segunda classe, sendo fundamental para a avaliação da eficiência energética. O termo-higrômetro SSTRH-D485 mede a temperatura e umidade do ar, essenciais para monitorar as condições ambientais que afetam a eficiência dos módulos. O anemômetro FA01 monitora a velocidade do vento, com uma faixa de 0 a 70 m/s, ajudando a compreender o impacto dos ventos na integridade dos painéis solares. O pluviômetro SSRG mede a precipitação com uma faixa de 0 a 200 mm/h, enquanto o sensor de temperatura SS-PT1000-PVBI monitora a temperatura dos módulos, com uma precisão de ± 0.15 °C, o que é crucial para prever a durabilidade dos módulos.

Os dados coletados por esses sensores são armazenados no datalogger HB500 que garante a precisão e a confiabilidade das informações, com uma interface de comunicação ModBus para controle dos dispositivos. A estrutura de coleta de dados é projetada para operar com alta precisão e resiliência às condições climáticas adversas, oferecendo uma base sólida para a gestão e operação da usina.

4.3 Sistema Supervisório

O GERAR VIEWER é um sistema supervisório SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) desenvolvido pela GerarTech, projetado especificamente para a operação em tempo real de usinas de geração distribuída. Sistemas SCADA são amplamente utilizados em diversos setores industriais para monitorar e controlar processos, permitindo a coleta e análise de dados em tempo real, além de possibilitar a operação remota dos equipamentos. Através de uma combinação de hardware e software, esses sistemas fornecem uma visão integrada das operações, melhorando a eficiência e a segurança operacional [72].

Este sistema se destaca pela capacidade de integrar equipamentos de diferentes fabricantes em uma única plataforma. Essa integração facilita a visualização e análise dos dados operacionais, proporcionando uma interface gráfica customizável conforme as necessidades específicas do cliente. A operação em tempo real é viabilizada por meio de qualquer navegador web com IP público, permitindo a supervisão e controle das principais grandezas dos equipamentos instalados na usina. Essa funcionalidade assegura uma gestão eficaz e uma rápida resposta a eventos operacionais.

<u>୍</u> ରକୁ କୁଣ୍ଡି		ERAÇÃO	SOL	EVENTOS	RELATÓRIOS			gestor	₽/7/2024 17:00:15
UNIFILAR	EC-A	EC-B	EC-C	EC-D					: 2024-07
GE 114.69 1.62.kl 7361.80 13803.23 MWh	RAÇÃO TOTAI W Potencia Ativa Var Potencia Rea Wh Energia Diária Energia Total	L a tiva a			Disjunter de Acoplamento Tensão Fase AB 26.27 kV Palta VCA Falta VCC Religamento Bloqueado 2 Chave Local Manual Religamento Modo Auto	Disjunto ??? ??? ??? ???	r fronteira Corrente Fase A Corrente Fase B Corrente Fase C	8.000 6.000 2.000 0 2.000 0 2.004 0	7.01 202407-02 Energia Daria
EC-A	Temp. Fase 4 Temp. Fase 4 Temp. Fase 4 Alarme 1 TRII FAN-1 FAN FAN-1 FAN FUTING 80 Corrente 33 Potência 50 Reativa 11.0	ador 60 C* 72 C* 58 C* 58 C* 29 1,27 V 72 9A 78 kW 55 kVAr		EC-B	Tansformador Temp, Fase A 42 C* Temp, Fase B 49 C* Temp, Fase C 44 C* Alarme TRIP FAN-1 FAN-2 Multimedider Tensão Tensão 607,17 V Corrente 30,91 A Potência 41,82 kW Reativa 11,23 kVAr	EC-C	Transformador Temp. Fase A 46 C ⁴ Temp. Fase B 49 C ⁴ Temp. Fase C 49 C ⁴ Alarme TRIP FAN-1 FAN-2 Muthmedider Tensão 811,99 V Corrente 31,12 A Potência 42,08 kW Reativa 12,1 kWar	EC-D	Temp. Fase & ??? Temp. Fase & ??? Temp. Fase & ??? Temp. Fase & ??? Alarme • TEUP & I Alarme • TEUP & I FAN-1 & FAN-2 & I Multimedidor Tensão 811,99 V Corrente 31,12 A Potência 42,08 kW Reativa 12,1 kVAr
Energia Diária Energia Total	Eletrocentro 1 1946.2 kWh 3259,79 MWh In In	versor 1 versor 2 versor 3 versor 4 versor 5		Energia Diária Energia Total	Elebacento 2 Inversor 6 Inversor 7 Inversor 8 Inversor 9 Inversor 10	Energia Diária Energia Total	Eletriscentra 3 Inversor 11 Inversor 12 Inversor 13 Inversor 13 Inversor 14	Energia Diária Energia Total	Eletrocentro 4 Inversor 16 Inversor 17 Inversor 18 Inversor 19 Inversor 20

Figura 4.9: Tela Inicial Gerar Viewer

Além disso, o sistema é capaz de gerar relatórios configuráveis com pontos de medição específicos. Esses relatórios podem ser exportados em formato .csv, facilitando a análise em bancos de dados ou softwares específicos. O GERAR VIEWER também permite a extração de relatórios e gráficos configurados, proporcionando uma análise detalhada e personalizada das operações da usina.

4.4 Coleta e Tratamento de Dados

A coleta e o tratamento de dados são etapas importantes para garantir a eficiência operacional e a manutenção preventiva da Usina Fotovoltaica. A obtenção de dados é necessária para realizar análises precisas, permitindo uma compreensão detalhada do desempenho da usina e a identificação de áreas para melhorias. Esta seção descreve os equipamentos e sistemas utilizados na coleta de dados, bem como os métodos empregados para o tratamento e análise dessas informações.

Os dados coletados pelos multimedidores e dataloggers são centralizados no sistema supervisório GERAR VIEWER. Este sistema SCADA, desenvolvido pela GerarTech, integra e monitora todos os equipamentos da usina, proporcionando uma interface gráfica customizável que permite a operação remota via navegador web. O GERAR VIEWER oferece funcionalidades avançadas de segurança, incluindo alarmes e notificações de falhas, e possibilita a geração de relatórios configuráveis. Esses relatórios são servem para a análise de desempenho e a tomada de decisões operacionais. A Figura 4.9 ilustra a interface do sistema GERAR VIEWER, destacando sua capacidade de visualização e controle em tempo real.

Os dados coletados são exportados em formato .csv para tratamento e análise em softwares como o Microsoft Excel. Este processo de exportação e análise permite a criação de gráficos, tabelas e *dashboards* que facilitam a visualização e interpretação dos dados. A análise em Excel possibilita a avaliação detalhada de indicadores-chave de desempenho (KPIs), como fator de capacidade, rendimento global e disponibilidade.

4.4.1 Fluxo de Processos para Análise de Dados

O processo de análise de dados na Usina Fotovoltaica (UFV) segue uma sequência estruturada para assegurar a precisão e eficiência das avaliações. Inicialmente, os dados monitorados pelos multimedidores e dataloggers são coletados e armazenados em um banco de dados contendo KPIs e KGIs. A coleta dos dados é realizada por meio de uma conexão USB, utilizando o software específico dos dispositivos. Em seguida, os dados passam por uma verificação para garantir sua integridade e, caso sejam validados, são exportados no formato .csv, o que permite a importação para softwares de tratamento de dados, como o Microsoft Excel.

No Excel, os dados são tratados e preparados para os cálculos dos indicadores de desempenho (KPIs), conforme as equações estabelecidas. Posteriormente, esses dados são formatados para sua integração no Power BI, onde são gerados *dashboards* interativos que facilitam a análise visual detalhada dos dados.

A Figura 4.10 apresenta o fluxograma atualizado dos processos de análise de dados. Nesse fluxo, os dados validados podem ser divididos para diferentes análises no Power BI, tanto para KPIs quanto para KGIs. Os KPIs são analisados e comparados com o desempenho esperado, o que permite ajustes operacionais e medidas corretivas. Já os KGIs passam por uma análise anual para revisão de metas, onde também são implementados ajustes operacionais e correções, se necessário.



Figura 4.10: Fluxograma para análise de dados.

Este fluxo de trabalho garante que os dados coletados sejam devidamente analisados e utilizados para otimizar a operação da usina. A combinação do Excel para cálculos e preparação de dados, e o Power BI para visualização gráfica, permite uma análise mais detalhada, facilitando a identificação de tendências e suportando a tomada de decisões informadas

4.4.2 Avaliação de KPIs e KGIs

A avaliação dos KPIs tem como objetivo monitorar a eficiência e a performance da usina, enquanto os KGIs (Key Goal Indicators) são usados para medir o sucesso no alcance das metas estratégicas de longo prazo. Ambos os tipos de indicadores são essenciais para uma gestão completa da usina.

Os principais KPIs avaliados incluem:

- Fator de Capacidade: Este indicador mede a eficiência da usina em converter a energia solar disponível em energia elétrica. É calculado como a relação entre a produção real de energia e a capacidade instalada da usina, ajustada pelo número de horas em um período específico.
- Rendimento Global: Avalia a eficiência geral da usina, considerando todas as perdas no sistema, desde a conversão de energia solar até a entrega da eletricidade na rede. Este indicador ajuda a identificar ineficiências em qualquer parte do sistema.
- **Disponibilidade:** Mede a proporção do tempo em que a usina está operacional e capaz de gerar energia. Um alto índice de disponibilidade indica uma operação eficiente e uma boa manutenção dos equipamentos.
- Performance Ratio (PR): Este KPI avalia a eficácia da usina em converter a energia recebida do sol em energia elétrica utilizável. É a relação entre a produção real de energia e a produção teórica máxima possível.
- Taxa de Falhas: Monitora a frequência e o impacto de problemas técnicos nos equipamentos, permitindo a identificação de componentes que necessitam de manutenção ou substituição.

Além disso, os KGIs servem para medir o sucesso da usina em atingir seus objetivos estratégicos, que podem incluir:

- Redução de Emissões de Carbono: A quantidade de emissões de CO₂ evitadas devido ao uso de energia solar em vez de fontes convencionais de energia, como combustíveis fósseis, sendo um indicador direto da contribuição ambiental da usina.
- Múltiplo de Capital Investido (MOIC) Este indicador mede o retorno financeiro da usina em relação ao capital investido, sendo fundamental para a avaliação da viabilidade econômica do projeto e sua atratividade para os investidores.
- Payback: Refere-se ao tempo necessário para recuperar o investimento inicial, considerando os fluxos de caixa gerados pela usina. Um payback menor é desejável, pois significa que o capital investido foi recuperado de forma mais rápida, aumentando a segurança financeira do projeto.
- Satisfação das Partes Interessadas: Este indicador avalia a percepção e o grau de satisfação das partes interessadas no projeto, incluindo investidores, reguladores e a comunidade local. A satisfação dessas partes está relacionada ao desempenho econômico, social e ambiental da usina, e é essencial para a continuidade do projeto em longo prazo.

Esses indicadores são frequentemente utilizados em estudos e revisões acadêmicas para analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos [73, 74]. A Figura 4.11 apresenta um exemplo de avaliação de KPIs e KGIs da usina, destacando a importância desses indicadores para a gestão operacional.



Figura 4.11: Avaliação de KPIs da usina.

A análise combinada de KPIs e KGIs permite identificar áreas de melhoria e otimização, assegurando que a Usina Fotovoltaica opere de forma eficiente e sustentável, além de garantir que as metas de longo prazo sejam alcançadas. O monitoramento contínuo é necessário para maximizar a produção de energia, reduzir os custos operacionais e fornecer dados úteis para manutenção, gestão de recursos e melhorias tecnológicas. Ferramentas como GERAR VIEWER, MS Excel e Power BI auxiliam na identificação de tendências e padrões, possibilitando ajustes operacionais. Esse enfoque estratégico garante a eficiência e a sustentabilidade da usina, posicionando-a como um exemplo na gestão de energia solar [73,74].

4.5 Ferramentas de Simulação Fotovoltaica

Diversas ferramentas de simulação fotovoltaica estão disponíveis para auxiliar no planejamento e análise de sistemas solares. Entre as opções mais conhecidas estão o PVsyst, o HOMER e o SAM (System Advisor Model). Cada uma dessas ferramentas oferece funcionalidades específicas, adequadas para diferentes necessidades de projeto.

O PVsyst é amplamente utilizado para a modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos. Ele permite realizar cálculos detalhados de desempenho, incluindo perdas elétricas, análise de sombreamento e dimensionamento de componentes como inversores e módulos. O PVsyst também oferece ferramentas para a avaliação de cenários de produção de energia ao longo do tempo, considerando dados meteorológicos e características locais do projeto.

O HOMER é outra ferramenta conhecida, voltada para a simulação de sistemas híbridos que combinam diferentes fontes de energia, como solar e eólica, com armazenamento. O HOMER é comumente aplicado em projetos de micro-redes e geração distribuída, onde a otimização de múltiplas tecnologias energéticas é necessária.

O SAM, desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), é uma plataforma gratuita que oferece simulação técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos, além de outras fontes de energia renovável. Ele é utilizado para a análise de viabilidade econômica e de desempenho ao longo do ciclo de vida de um projeto solar.

Embora existam várias ferramentas de simulação disponíveis, este trabalho utilizará o PVsyst devido à sua capacidade de realizar simulações detalhadas e de gerar relatórios técnicos completos sobre a produção de energia e o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

4.5.1 Funcionalidades do PVsyst

O PVsyst é um software de simulação e análise de sistemas fotovoltaicos, desenvolvido por André Mermoud e Michel Villoz em 1992. Utilizado por arquitetos, engenheiros e pesquisadores, ele apoia o estudo, dimensionamento e análise de sistemas fotovoltaicos completos. Embora existam outras ferramentas no mercado, o PVsyst se destaca por oferecer funcionalidades desde estudos preliminares até análises detalhadas de desempenho, sendo uma opção consolidada para a otimização e avaliação de projetos solares [75].

O PVsyst possui diversas funcionalidades que facilitam o processo de design e análise de sistemas fotovoltaicos. Entre suas principais características, destacam-se:

- Dimensionamento do Sistema: O PVsyst sugere uma configuração preliminar do sistema com base nos parâmetros inseridos. Esta ferramenta visual permite ajustar o número de módulos em série e a potência do inversor, utilizando curvas I/V do arranjo fotovoltaico para garantir a compatibilidade com os limites do inversor.
- Simulação Detalhada e Relatórios: O software realiza simulações horárias detalhadas, permitindo a análise de variáveis como comportamento térmico, qualidade dos módulos, perdas por sombreamento e muito mais. Os resultados incluem a produção total de energia, o *performance ratio* (PR) e a energia específica.
- Banco de Dados Climáticos e de Componentes: O PVsyst integra extensos bancos de dados meteorológicos e de componentes fotovoltaicos, facilitando a importação de dados climáticos e a seleção de módulos e inversores de diversos fabricantes.
- Estudos de Sombreamento em 3D: A funcionalidade de sombreamento 3D permite a modelagem de objetos e a importação de arquivos de topografia, ajudando a otimizar o layout dos módulos e minimizar as perdas por sombreamento. O software também realiza cálculos *multithreaded* para simulações rápidas e precisas.
- Avaliação Econômica: O PVsyst inclui ferramentas para avaliação econômica, permitindo a análise de CAPEX (custos de instalação), OPEX (custos operacionais), e a definição detalhada de tarifas de alimentação. Além disso, realiza cálculos avançados como o Valor Presente Líquido (VPL) e o Custo Nivelado de Energia (LCOE), auxiliando na análise de rentabilidade do projeto.

4.5.2 Aplicação do PVsyst no Projeto de Sistemas Fotovoltaicos - UFV

No contexto deste estudo, o PVsyst foi utilizado para a simulação e análise do sistema fotovoltaico da UFV. As etapas de aplicação do software incluem:

4.5.2.1 Análise do Dimensionamento do Sistema

Nesta seção, detalhamos a metodologia empregada na simulação do sistema fotovoltaico utilizando o software PVsyst, uma ferramenta amplamente reconhecida por sua precisão e eficiência na modelagem e análise de sistemas solares [75]. O processo envolve a definição de parâmetros ideais para a orientação dos módulos, configuração do sistema, avaliação de perdas detalhadas, consideração de parâmetros opcionais, modelagem do horizonte, análise de sombras próximas e estratégias de gestão de energia.

Orientação A Figura 4.12 apresenta a tela de configuração de orientação do sistema no PVsyst. Nesta tela, foi definida a inclinação do plano dos módulos fotovoltaicos e o azimute.



Figura 4.12: Tela de configuração de orientação no PVsyst.

Os parâmetros considerados na simulação, devido ao formato do terreno e localização da usina, foram:

• Inclinação do plano: 20°

• Azimute: 0°

A escolha de uma inclinação de 20° para usinas fotovoltaicas no Rio de Janeiro é recomendada devido à sua capacidade de maximizar a captação de radiação solar ao longo do ano. Esse ângulo é adequado para a latitude da região, equilibrando a exposição solar durante diferentes estações. O azimute de 0° , que orienta os módulos para o norte, é ideal no hemisfério sul, pois garante maior eficiência na captação de energia ao longo do dia, otimizando o desempenho do sistema.

A otimização foi realizada em relação à irradiância anual, resultando em um fator de transposição de 1.08 e uma perda em relação ao ótimo de -0.3%. A irradiância global no plano dos módulos foi de 1887 kWh/m².

Configuração do Sistema A configuração do sistema inclui a definição dos módulos fotovoltaicos e dos inversores. A Tabela 4.10 apresenta os parâmetros principais do sistema configurados no PVsyst.

Parâmetro	Valor
Número de Módulos	11,844
Modelo dos Módulos	Risen Energy RSM110-8-540-BMDG
Número de Inversores	20
Modelo dos Inversores	Sungrow SG250HX
Potência Total do Sistema	6,396 kWp

Tabela 4.10: Parâmetros Principais do Sistema

Perdas Detalhadas As perdas detalhadas do sistema foram configuradas conforme a Tabela 4.11, que inclui perdas por sombreamento, temperatura, e eficiência do inversor, entre outras.

Parâmetros Opcionais Para uma análise mais detalhada, também foram configurados os parâmetros opcionais, como características elétricas dos módulos e inversores, assim como ajustes finos para melhorar a precisão da simulação.

Horizonte e Sombras Próximas A modelagem do horizonte e das sombras próximas foi realizada para avaliar o impacto no desempenho do sistema. A Figura 4.13 apresenta a tela de configuração dessas variáveis no PVsyst.

D /	37.1
Parametro	Valor
Parâmetros Térmicos	
Fator de perda constante Uc	$29.0 \mathrm{W/m^2K}$
Qualidade dos Módulos	
Perdas de eficácia dos módulos	-0.7%
Fator de perdas LID (Light Induced Degradation)	1.6%
Perdas dos Módulos com Mismatch	
Perdas de potência no MPP	2.0%
Perdas devidas à Sujidade	
Fator anual de perdas	3.0%
Perdas IAM	
Modelo ângulo de incidência	Fresnel, revestimento AR
Perdas Auxiliares	
Perdas auxiliares contínuas (ventiladores, etc.)	8.0 kW
Perdas auxiliares noturnas	2.0 kW
Indisponibilidade do Sistema	
Fraçao de tempo de indisponibilidade	2.0%
Duraçao da indisponibilidade	$7.30 \mathrm{~dias/ano}$
Número de períodos	4

Tabela 4.11: Perdas Detalhadas do Sistema Fotovoltaico



Figura 4.13: Configuração do horizonte e sombras próximas no PVsyst.

Na Figura 4.13, observa-se a tela de configuração do PVsyst onde são definidos os parâmetros de sombreamento. Essa configuração é utilizada para prever a influência do horizonte e de objetos próximos sobre os módulos fotovoltaicos.



Figura 4.14: Configuração do horizonte e sombras próximas no PVsyst.

A Figura 4.14 apresenta uma perspectiva tridimensional do campo fotovoltaico e da cena de sombreamento ao redor. Esta visualização auxilia na identificação e avaliação da influência de estruturas próximas, como árvores ou edifícios, que podem projetar sombras sobre os módulos solares.



Figura 4.15: Configuração do horizonte e sombras próximas no PVsyst.

A Figura 4.15 apresenta o diagrama de isossombreamento, que detalha as perdas de sombreamento ao longo do dia e do ano. Com o gráfico é possível compreender como a orientação e a inclinação dos módulos, bem como a presença de obstáculos próximos, influenciam a produção de energia em diferentes momentos.

A modelagem do horizonte e das sombras próximas é parte do processo de análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos, usada para avaliar o impacto desses fatores na produção de energia. Através do software PVsyst, é possível configurar essas variáveis, o que permite simular como a presença de obstáculos ou irregularidades no terreno afeta o desempenho do sistema ao longo do tempo. Isso auxilia no planejamento e otimização da instalação fotovoltaica.

Gestão de energia A gestão de energia foi configurada para otimizar o uso e armazenamento da energia gerada. Isso incluiu a definição de estratégias de armazenamento e uso de energia em períodos de baixa geração. Nesse caso, não foi utilizado nenhum armazenamento de energia na UFV.

4.5.2.2 Simulação de Desempenho

Com base nos dados inseridos, foi realizada a simulação do desempenho do sistema ao longo de um ano, considerando variações sazonais e outros fatores climáticos. A Figura 4.16 apresenta a produção de energia estimada anual.

Os valores P50, P90 e P95 representam diferentes níveis de confiança na previsão de produção de energia. O valor P50 indica que há uma probabilidade de 50% de que a produção anual seja igual ou superior a 9558 MWh. O valor P90, com 9180 MWh, significa que há 90% de confiança de que a produção anual será pelo menos esse valor, enquanto o P95, com 9074 MWh, representa uma confiança de 95%.

A Tabela 4.12 apresenta as performances do sistema para os diferentes níveis de confiança, incluindo a PR calculada.

Nível de Confiança	Produção Anual (MWh)	Performance Ratio (PR)
P50	9558	80,26%
P90	9180	77,04%
P95	9074	$76{,}18\%$

Tabela 4.12: Performance do sistema para diferentes níveis de confiança.



Figura 4.16: Distribuição de probabilidade da produção de energia do sistema.

4.5.2.3 Análise de Resultados

Os resultados foram analisados para identificar pontos de melhoria e otimizar o desempenho do sistema. A análise incluiu a avaliação da eficiência dos módulos, a influência do sombreamento e a comparação entre diferentes configurações de layout. A Tabela 4.13 resume os principais resultados da simulação.

Tabela 4.13: Resultados da Simulação de Desempenho - P90

Parâmetro	Valor
Energia Produzida (anual)	9180 MWh
Produção Específica	1494 kWh/kWp/ano
Performance Ratio (PR)	77.04%

4.6 Power BI

O uso de ferramentas como o Power BI® permite uma análise intuitiva e detalhada dos dados, promovendo a visualização clara dos principais indicadores de gestão e operação. Isso torna o processo de análise mais eficiente, beneficiando tanto profissionais generalistas quanto especialistas em energia solar fotovoltaica.

Embora o Power BI ofereça capacidades de visualização robustas, ele não é uma ferramenta voltada para simulações técnicas ou análises preditivas complexas. Sua aplicação é mais eficaz na apresentação e análise de dados previamente coletados ou simulados por

85

outros softwares especializados, como o PVsyst. No presente trabalho, os dados analisados no Power BI foram previamente simulados, não havendo monitoramento em tempo real.

Estudos demonstram que a utilização do Power BI pode aprimorar a análise de dados operacionais e indicadores de desempenho em redes elétricas, facilitando a tomada de decisões informadas e eficazes. No entanto, esses estudos também reforçam que a utilização do Power BI está limitada à visualização de dados e que simulações técnicas devem ser realizadas em ferramentas especializadas [76].

Além disso, a implementação de uma plataforma de monitoramento de microrredes utilizando o Power BI. Fabre destaca como o Power BI pode integrar dados em tempo real, melhorando a gestão e o monitoramento das microrredes. No contexto deste trabalho, entretanto, a análise de dados é baseada em informações previamente coletadas e simuladas, sem integração de dados em tempo real [77].

O Power BI pode ser utilizado para otimizar a eficiência dos conversores de energia solar e detectar falhas precocemente. A utilização da ferramenta contribui para a manutenção preventiva e a operação eficiente dos sistemas fotovoltaicos, embora, assim como nos demais casos, os dados analisados sejam previamente simulados ou coletados [78].

Capítulo 5

Análise dos Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados consolidados da metodologia proposta no capítulo 4, assim como as principais telas ou *dashboards* do modelo desenvolvido no Power BI® para auxiliar esta análise.

5.1 Modelo de Análise Utilizando o Power BIR

Este modelo foi desenvolvido com o intuito de facilitar a análise dos indicadores de gestão e operação da usina solar fotovoltaica. Destina-se a profissionais da área de energia que atuam na gestão e operação de sistemas fotovoltaicos, assim como a estudantes que buscam compreender melhor os parâmetros de eficiência energética e desempenho operacional das usinas solares.

5.1.1 Telas PowerBI®

Nesta seção serão apresentadas as telas ou *dashboards* do Power BI(R), que têm por objetivo exibir os principais indicadores e nortear o profissional responsável pela análise sobre algum eventual desvio nos principais parâmetros de eficiência e operação da usina solar fotovoltaica.

A primeira tela da ferramenta é exposta na Figura 5.1 e apresenta uma foto da usina solar, além de quatro botões que, ao serem selecionados, direcionam o usuário aos relatórios de análise referentes a diferentes aspectos da operação: produção de energia, perdas de sistema, disponibilidade do sistema e retorno sobre o investimento (ROI).



Figura 5.1: Tela inicial do modelo de análise de indicadores de gestão e operação (Fonte: Autoria própria)

5.1.2 Informações e Alertas

Os principais benefícios para a utilização do Power BI® frente a outros softwares disponíveis no mercado são a possibilidade de publicação no modo online e a permissão de integração com outras bases de dados que viabilizam a atualização automática dos dados. Outra ferramenta interessante é a de gerenciamento de alertas. Os alertas podem ser configurados na ferramenta do Power BI® por meio da versão online. Para isso, basta que os relatórios sejam publicados nessa versão; os gráficos contidos nesses relatórios que forem do tipo indicadores são passíveis de serem transformados em painéis, e utilizando a funcionalidade de gerenciamento de alertas é possível adicionar uma regra para que um e-mail ou mensagem seja gerado quando uma variável definida viole o limite prédeterminado.

As Figuras 5.2 e 5.3 apresentam, respectivamente, o relatório publicado no Power $BI(\mathbb{R})$ online disponível em app.powerbi.com e a tela para configuração dos alertas na versão online do software.



Figura 5.2: Visualização do modelo no Power BI(R) online (Fonte: Autoria própria)



Figura 5.3: Gerenciamento de alertas no Power BI® (Fonte: Autoria própria)

5.2 Análise de KPIs e KGIs

5.2.1 Produção de Energia

Os dados de produção de energia apresentados foram coletados ao longo dos meses de fevereiro, março e abril de 2024, e comparados com os valores simulados utilizando o software PVsyst. O relatório completo da simulação está em anexo ao projeto, permitindo uma análise detalhada do desempenho esperado versus o desempenho real da usina solar fotovoltaica.

O fator de capacidade real é calculado usando a fórmula (5.1):
Onde:

- Energia Produzida é a energia gerada pela usina em MWh.
- Potência Nominal é a capacidade total instalada da usina em MW (6,396 MW).
- Número de Horas no Período é o total de horas no mês.

Aplicando a fórmula (5.1) para os meses analisados, obtemos:

Para fevereiro de 2024:

Fator de Capacidade =
$$\frac{802,92 \text{ MWh}}{6,396 \text{ MWp} \times 696 \text{ horas}} = \frac{802,92}{4301,632} \approx 0,1803 \text{ ou } 18,03\%$$

Para março de 2024:

Fator de Capacidade =
$$\frac{743,86 \text{ MWh}}{6,396 \text{ MWp} \times 744 \text{ horas}} = \frac{743,86}{4760,064} \approx 0,156 \text{ ou } 15,6\%$$

Para abril de 2024:

Fator de Capacidade =
$$\frac{686, 60 \text{ MWh}}{6,396 \text{ MWp} \times 720 \text{ horas}} = \frac{686, 60}{4605, 12} \approx 0,149 \text{ ou } 14,9\%$$

Os resultados dos cálculos de fator de capacidade são apresentados na Tabela 5.1, juntamente com a comparação das gerações reais e simuladas (P90 e P50) para os três meses analisados.

Mês	Geração Real [MWh]	Geração P90 [MWh]	Geração P50 [MWh]
Fev	802,92	$854,\!55$	$875,\!57$
Mar	743,86	852,28	873,25
Abr	$686,\!60$	790,29	809,74

Tabela 5.1: Comparação de Geração de Energia

Os gráficos apresentados na Figura 5.4 e na Figura 5.5 foram gerados a partir dos dados históricos da usina e exibidos na tela de Power BI. Esses gráficos permitem uma visualização clara e intuitiva do desempenho da usina ao longo dos meses.



Figura 5.4: Geração [MWh] e Geração P90 [MWh] por Mês

Os resultados da comparação de geração de energia mostram que a geração real de energia nos meses de fevereiro, março e abril de 2024 esteve abaixo das previsões P90 e P50 do PVsyst. Em fevereiro, a produção real foi de 802,92 MWh, representando 93,96% da previsão P90 e 91,69% da previsão P50, indicando que a usina operou próximo ao desempenho esperado, mas com pequenas variações possivelmente devido a fatores climáticos ou operacionais. Em março, a produção real foi de 743,86 MWh, correspondendo a 87,26% da previsão P90 e a 85,18% da previsão P50, sugerindo que houve um impacto mais significativo de variáveis não previstas que afetaram o desempenho. Já em abril, a geração real foi de 686,60 MWh, representando 86,89% da previsão P90 e 84,79% da previsão P50, indicando um desempenho abaixo do esperado.

Tabela 5.2: Comparação dos Fatores de Capacidade (Autoria própria)

Mês	FC Real	FC P90	FC P50
Fev	$18,\!0\%$	$19,\!2\%$	20,2%
Mar	$15,\!6\%$	17,9%	$18,\!3\%$
Abr	$14,\!9\%$	17,2%	$17,\!6\%$



Figura 5.5: Fator de Capacidade por Mês

A análise dos fatores de capacidade revela que o desempenho da usina solar fotovoltaica variou ao longo dos três meses. Em fevereiro, o fator de capacidade real foi de 18,0%, comparado a 19,2% para a previsão P90 e 20,2% para a previsão P50, mostrando que a usina operou quase conforme o esperado. No entanto, em março e abril, os fatores de capacidade reais (15,6% e 14,9%, respectivamente) foram significativamente menores que as previsões P90 (17,9% e 17,2%) e P50 (18,3% e 17,6%). Esses resultados sugerem que a usina enfrentou desafios que impactaram negativamente sua eficiência operacional, como problemas técnicos, manutenção inadequada ou condições climáticas desfavoráveis. A comparação dos fatores de capacidade demonstra a importância de monitorar e ajustar as operações da usina para otimizar a geração de energia e minimizar as variações entre as previsões e a produção real.

O dashboard apresentado na Figura 5.6 fornece uma visão detalhada e abrangente da geração de energia da usina solar fotovoltaica para o mês de fevereiro de 2024. Utilizando a plataforma Power BI, ele combina uma variedade de dados em uma interface visualmente intuitiva, permitindo uma análise rápida e eficaz do desempenho da usina. O primeiro componente do dashboard é a tabela de geração diária, que apresenta a data, a quantidade de energia gerada em kWh, a média diária de geração e a porcentagem de geração em relação à meta P90. Esta tabela é fundamental para entender as variações diárias na produção de energia e identificar dias específicos em que a geração foi significativamente diferente da meta. Além da tabela de geração diária, o dashboard inclui um resumo mensal, que destaca a geração total de energia no mês (802,92 MWh), a meta P90 (854,55 MWh) e a diferença entre esses valores (-51,62 MWh). Este resumo fornece uma visão rápida do desempenho mensal, mostrando se a usina conseguiu atingir suas metas e em que medida.

O fator de capacidade, que foi de 18,04% para fevereiro de 2024, é outro indicador importante apresentado no *dashboard*. Este valor reflete a eficiência operacional da usina durante o mês e é calculado com base na fórmula apresentada anteriormente. Um fator de capacidade mais baixo do que o esperado pode indicar problemas operacionais ou condições climáticas desfavoráveis que afetaram a produção de energia. O *dashboard* também apresenta uma comparação da geração mensal e do fator de capacidade para os meses de fevereiro, março e abril de 2024. Essa comparação serve para identificar tendências ao longo do tempo e avaliar o desempenho da usina em diferentes condições sazonais. Finalmente, o *dashboard* inclui um destaque dos recordes de geração de energia, mostrando os dias em que a produção foi excepcionalmente alta. Esses recordes são importantes para entender os picos de desempenho e identificar as condições que levaram a esses resultados.

- 00	Jniversidade	UFV			\sim	Ano	~	Mês		~
	ederal Iuminense	Massa	mbará		\sim	2024		Fevereiro		\sim
Data	Geração [kWh]	Média [kWh]	Gera	ição/P90	Ger	ação mensal [MWh] e Meta [MWh] por Mês		Relatório considerar	ndo dado	s até 17/07/24
29/02/2024	29.554	27.687	*	94%		20292	Ano/mês ▼	Geração [kWh]	Gerad	ção/P90
28/02/2024	29.118	27.620	*	94%		Meta: 854.55 (-6.04%)	2024/04	686.610	♦	87%
27/02/2024	32.766	27.565	.↓	94%		Weta. 054,55 (-0.0478)	2024/03	743.855	৵	87%
26/02/2024	26.649	27.365	*	93%		-5162	2024/02	802.921	♦	94%
25/02/2024	33.650	27.393		93%		-51,02				
24/02/2024	31.080	27.133	≁	92%		Saldo mensal [MWh]				
23/02/2024	21.504	26.961		91%						
22/02/2024	14.725	27.209	≁	92%		29.47				
21/02/2024	22.576	27.804		94%		Meta diária [MWh]				
20/02/2024	14.203	28.065	*	95%						
19/02/2024	30.813	28.794	.↓	98%						
18/02/2024	26.584	28.682	≁	97%		81,18				
17/02/2024	36.278	28.806		98%		Meta móvel [MWh]				
16/02/2024	28.965	28.339	≁	96%		meatheren	Data	Recorde de G	eração	o [kWh]
15/02/2024	6.761	28.297		96%		100/0/	10/02/202	38.	257	
14/02/2024	29.585	29.835	1	101%		18,04%	17/02/202	36.	278	
13/02/2024	35.041	29.854	1	101%		Fator de Capacidade	12/02/202	24 36.	254	

Figura 5.6: dashboard de Geração de Energia para Fevereiro de 2024

As informações obtidas a partir deste painel são úteis para a gestão e operação da usina solar fotovoltaica. A variação significativa na geração diária de energia indica a necessidade de monitorar continuamente as condições operacionais e climáticas. Identificar dias de baixa produção pode ajudar a direcionar esforços de manutenção e otimização. A diferença negativa entre a geração real e a meta P90 para fevereiro de 2024 sugere que a usina enfrentou desafios que impediram o alcance de seu potencial máximo. Esta observação pode levar a uma análise mais profunda das causas dessas variações, como falhas técnicas, manutenção inadequada ou condições climáticas adversas. Em abril de 2024, a perda de 58 MWh por paradas técnicas, associada a 7 interrupções, resultou no menor fator de capacidade (14,91%). A análise dessas variações será abordada no subcapítulo de manutenção, onde as causas das interrupções e as medidas corretivas serão discutidas para otimizar a operação da usina e garantir sua eficiência a longo prazo.

5.2.2 Balanço das Emissões de CO₂

A usina solar fotovoltaica UFV pode contribuir para a mitigação de problemas energéticos e ambientais, pois não emite poluentes nem GEE (Gases de Efeito Estufa) durante a geração de eletricidade. No entanto, durante a fabricação, instalação e manutenção dos painéis, há emissão de GEE [79]. Além disso, o descarte dos módulos fotovoltaicos após sua vida útil requer uma reciclagem adequada, uma vez que eles contêm materiais como silício, vidro e metais pesados, que podem ser recuperados. A reciclagem pode atingir até 95% dos materiais, sendo essencial para reduzir o impacto ambiental e promover uma economia circular. Para uma avaliação completa do impacto ambiental, é necessário realizar o balanço de carbono, contabilizando as emissões e compensações nas atividades energéticas [80].

O software PVsyst é utilizado para simular a produção de energia de sistemas fotovoltaicos, fornecendo uma base precisa para a avaliação do balanço de emissões de CO_2 . A simulação realizada pelo PVsyst permite a obtenção de diversos fatores essenciais para o cálculo do balanço de carbono, considerando tanto as emissões geradas quanto as evitadas.

Para calcular as emissões de CO_2 , foram considerados os componentes principais do sistema fotovoltaico, como módulos, suportes e inversores. A Tabela 5.3 apresenta os dados de LCE (emissões do ciclo de vida), quantidades e subtotais de emissões de CO_2 para cada componente.

Item	LCE	Quantidade	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO_2/kWp	$6396~\mathrm{kWp}$	10.956.348,00
Suporte	$0{,}54~\rm kg CO_2/kg$	$118440~\mathrm{kg}$	$63.957,\!60$
Inversores	$522 \ \mathrm{kgCO_2}/\mathrm{unidades}$	20 Unidades	10.440,00

Tabela 5.3: Componentes e suas emissões de CO_2 .

Os valores de LCE (emissões do ciclo de vida) foram obtidos de estudos de avaliação do ciclo de vida (LCA) conduzidos por organizações como o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e a *International Energy Agency*(IEA). Esses estudos fornecem uma visão detalhada das emissões associadas à fabricação, transporte, instalação, uso e descarte dos componentes dos sistemas fotovoltaicos. A revisão de estudos sobre emissões de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida de diferentes sistemas de geração de eletricidade solar fotovoltaica e de concentração solar mostra que as tecnologias fotovoltaicas, incluindo os módulos de silício cristalino, têm emissões significativamente menores em comparação com fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis [81,82].

De acordo com a simulação, as emissões geradas totalizam $11.030,75 \text{ tCO}_2$, enquanto as emissões evitadas somam $19.355,5 \text{ tCO}_2$, resultando em um balanço positivo de emissões evitadas. A produção anual do sistema foi estimada em 9.558,26 MWh, com uma deterioração anual de 0,4%.

A Tabela 5.4 apresenta um resumo detalhado das emissões geradas e evitadas, bem como os parâmetros utilizados na simulação, como a LCE (Emissões do ciclo de vida da rede) de 81 gCO₂/kWh, a origem dos dados (Lista TEA [83]), e o tempo de vida útil do sistema, estimado em 25 anos.

Total	$7425,7 \text{ tCO}_2$
Emissões geradas	
Total	$11.030,75 \text{ tCO}_2$
Origem	
Emissões Evitadas	
Total	$19355,5 \text{ tCO}_2$
Produção do sistema	9558,26 MWh/ano
LCE - Emissões da rede	$81~{ m gCO_2/kWh}$
Origem	Lista TEA
País	Brazil
Tempo de Vida	25 anos
Deterioração anual	0,4~%

Tabela 5.4: Balanço de emissões de CO_2 .

A Figura 5.7 apresenta o dashboard de sustentabilidade desenvolvido para a UFV. Este dashboard ilustra o balanço de carbono, incluindo as dívidas esperadas e reais de CO_2 , e fornece uma visão geral das contribuições ambientais do projeto. Adicionalmente, o dashboard destaca métricas importantes, como o número de árvores plantadas, a distância percorrida por veículos elétricos e as toneladas de CO_2 evitadas, enfatizando o impacto positivo da usina na redução das emissões de carbono ao longo do tempo. A representação visual facilita a análise e a comunicação dos benefícios ambientais proporcionados pela usina solar fotovoltaica, reforçando seu papel na mitigação das mudanças climáticas e na promoção da sustentabilidade.



Figura 5.7: dashboard de Sustentabilidade da UFV

5.2.3 Perdas de Manutenção e Operação

O *dashboard* apresentado na Figura 5.8 oferece uma visão detalhada das perdas de energia devido a paradas técnicas e o número de interrupções na Usina Fotovoltaica. As barras representam a soma da energia perdida por paradas técnicas (MWh), enquanto a linha indica a soma do número de interrupções ao longo dos meses.

Os dados indicam que, em fevereiro, houve uma perda de 10 MWh devido a paradas técnicas, com 4 interrupções. Em março, a energia perdida aumentou para 26 MWh com 4 interrupções, e em abril, houve uma perda significativa de 58 MWh, acompanhada por 7 interrupções. Esses dados mostram uma tendência crescente nas perdas de energia e no número de interrupções, o que pode indicar problemas técnicos persistentes ou um aumento na frequência de falhas.

Outro gráfico de barras no *dashboard* compara as paradas realizadas pela concessionária com as paradas de manutenção. Em março e abril, observamos um aumento considerável nas paradas de manutenção, destacando a importância de uma gestão eficiente das manutenções para minimizar as perdas de energia. Notavelmente, o mês de abril apresentou o maior número de paradas de manutenção, o que correlaciona diretamente com a menor eficiência operacional observada neste período.

As manutenções na Usina Fotovoltaica são realizadas em diferentes períodos, conforme descrito na Tabela 5.5. As atividades de manutenção são categorizadas em Manutenção Mensal (M), Trimestral (T), Semestral (S) e Anual (A), garantindo assim uma verificação contínua e programada dos componentes essenciais da usina. No entanto, dos 62 eventos de manutenção programados, apenas 24 foram realizados. Este baixo índice de execução das manutenções programadas deve ser revisto, pois a falha em realizar manutenções preventivas pode impactar negativamente a eficiência e a confiabilidade da usina, resultando em maiores perdas operacionais e energéticas.

A falha em realizar as manutenções conforme planejado pode impactar negativamente o rendimento da usina, aumentando o risco de paradas não programadas e, consequentemente, as perdas de energia.

A correlação entre as manutenções não realizadas e o desempenho operacional da usina é evidente, como observado no mês de abril, onde ocorreu um número elevado de paradas e, concomitantemente, um fator de capacidade menor. Portanto, aprimorar o cumprimento das manutenções programadas é essencial para melhorar a eficiência e o rendimento da UFV, garantindo a confiabilidade e a sustentabilidade operacional a longo prazo.

Impegio visual quanto à integridade. M. MODULOS FOTOVOLTAKOS Impegio visual quanto à integridade. M. MODULOS FOTOVOLTAKOS Impegio visual de concertors. M. Impegio visual de concertors. M. M. Impegio visual de concertors enternation de dura on equipamento. M. Impegio visual de concervise peternation de dura on equipamento. M. Impegio visual de concervise estrutturas de suporte quanto à fixagio, corresio, inclimação e atternamento. M. Impegio visual do estrato des estrutturas de suporte quanto à fixagio, corresio, inclimação e atternamento. M. QGBT Impegio visual do estratorise estrutturas de suporte quanto a fixagio, corresio, inclimação e atternamento. M. Tratos for concervise estruturas de suporte quanto a fixagio, corresio, inclimação e atternamento. M. QGBT Impegio visual A. Tratos for concervise estruturas de suporte quanto a fixagio, corresio, inclimação e atterramento. A.	Sistema	Atividade	Período
Impegio visual quinto à limpiza. M MÓDULOS FOTOVOLTAKOS Impegio visual de concosos. M Impegio visual de concosos. M Impegio visual de concosos. M Impegio visual de intercos. M Inspeçio visual de intercos. M Impegio tormogrifico. M ESTRUTURA FIXA Impegio visual de stato das concretors e isolamento. M ESTRUTURA FIXA Impegio visual de stato das concretors e concretos e concret		Inspecão visual quanto à integridade.	М
MODULOS FOTOVOLTALCOS Impeção visual de consentos. M Impeção visual de consentos. M Lavatamento de curva I x V A Impeção visual e limpeção. A Impeção visual e limpeção visual e limpeção. M Limpeção tiernogrifico. M Impeção ternogrifico. M Testes funcionals de elementos que combeno es quados. M Impeção ternogrifico. A Testes funcionals de olementos que combeno es quados. M Impeção ternogrifico. A Testes de restitívidade e continuidate. A Impeção ternogrifico. A Testes de restitívidade e condesecins. A		Inspecão visual quanto à limpeza.	M
Inspecto visual de caleanento. M Levatamoni de curs 1 s V A Inspecto termográfica. M Inspecto visual de impeza. M Inspecto visual de increa. M Inspecto visual de concestes electrons. M Inspecto visual des concestes electrons. M Inspecto visual de sectron eque comptom os quadros. M QGBT Terestes finicado e continuidade. A Inspecto visual. A Inspecto visual. A Inspe	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Inspecão visual de conectores.	М
Imagedio termogrifica. A Imagedio transpirito. A Imagedio transpirito. A Imagedio transpirito. M Control de versio e antinazio de directorito. M Imagedio transpirito. M		Inspeção visual de cabeamento	
Image of terms prints A Image of terms prints Mathematical and the properties of the prints Mathematical and the prints INVERSORES Image of terms prints Mathematical and the prints Mathematical and the prints Image of the prints Image of the prints Mathematical and the prints Mathematical and the prints Image of the prints Image of the prints Mathematical and the prints Mathematical and the prints QGBT Image of the prints Mathematical and the prints Mathematical and the prints Mathematical and the prints QGBT Image of the prints A prints A A prints A Image of the prints Image of the prints A A A A Transfer for the prints Image of the prints A<		Levantamento de curva I x V	A
Imperção visual e limpeza, M INVERSORES Imperção do local de instalação quanto a riscos potenciais de dano a equipamento. M Impeção torma difica concesso e detricas, vertificando: estado dos concetores e isolamento do cabeamento, aperto de concesões e ordação. M Impeção torma difica. S Controle de versão e a tualização da firmevare. M Impeção visual do concesso ester. M Verificação anosstal e resperto dos parafosas. S QGBT Impeção visual dos concessos este. A Aperto/reaperto das concesões. A Aperto/reaperto das concesões. A Impeção tormagrifica. A Tastes funcionais dos elementos principais. A Impeção tormagrifica. A		Lispeĝo termorta de contra la c	A
Imprese interne illuros de se ventiladors. Imprese Imprese interne illuros de se estutiladors. Me Imprese in bena de instalação guntos a riscos potencias de dano as equipamento. da coheanies es e oxidação. Me Imprese in vento de versio e atualização de firmware. Me ESTRUTURA FIXA Imprese in vento de versio e atualização de firmware. Me QGBT Imprese invalo de sentruturas de suport quato à fixação, corrosão, inclinação e aternamento. A Apertor invalo de sentruturas de suport quato à fixação, corrosão, inclinação e aternamento. A Apertor invalor de centrutos que comprem os quadros. A Apertor invalor de sentruturas de suport quato à fixação, corrosão, inclinação e aternamento. A Testes funcionais dos elementos principais. A Impreção das concordos efficinas, ventificando: estado dos concentorse e isolamento do cabeamento. A Impreção visual. A Impreção des concinais efficinas, ventificando: estado dos concentorse e isolamento. A Impreção des concenses efficinas, ventificando: estado dos concentorse e isolamento. A Impreção des concenses efficinas, ventificando: estado dos concentorse isolamento. A Impreção termográfica. A Impreçã		Insperior visual e limpeza	M
INVERSORES Improvide do lead ale instalação quatuo a risces potenciais de dano ae orpipamento. M Improvide visual dos conversives electricas, visual dos convertores e isolamento do cabeamento, aerota do messore entação. M ESTRUTURA FIXA Improvide visual dos conversives electricas, visual dos conversives. M ESTRUTURA FIXA Improvide visual do socursive electricas, visual dos conversives. M QGBT Improvide visual dos conversives electricas. M Improvide visual dos conversives electricas. A Aperto/respecto das consecões. A Tos estructuras de eventions principalis. A Tos estructuras de eventions de electricas. A Tos estructuras de eventions de electricas. A Improvide do termanias defericos. A Improvide do termanias defericos entorinados. A Improvide do termanias defericos entorinados. A Improvide do termanias defericos entorinados. A Improvide do terma		Linneza interna filtras de ar e ventiladores	T
Influence Impréo Series Seri	INVERSORES	Inspecto de la la instalação quanto a riscos potenciais de dano ao equipamento	M
Implementation Implementation Implementation Implementation Implementation ESTRUTURA FINA Implementation M ESTRUTURA FINA Implementation M QGBT Implementation M M Implementation M M M QGBT Implementation M M Implementation M M M Implementation	INVERSORES	Inspeção visual de insuaição quanto a riscos poeticidad de conectana de cumpaniento.	M
Catrobic & revealor e attalização de finamene. M ESTRUTURA FIXA Impeção visual do estado das estruturas de suporte quanto à fixação, corrasão, inclinação e aterramento. M ESTRUTURA FIXA Impeção visual dos elementos grue compõem os quadros. M QGBT Impeção visual dos elementos grue compõem os quadros. A Impeção termosfica. A A Testes funcionais dos elementos principais. A Testes funcionais dos elementos principais. A Impeção termosfica. A Impeção termosfica. A Impeção concedes eletricos. A Impeção termosfica. A Impeção dos concedes eletricos. A Ensaico eletricos preditivos: resistência de encolamento. A Ensaico eletricos preditivos: resistência de encolamento. A Ensaico eletricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Ensaico eletricos preditivos: resistência de isolamento. <td< td=""><td></td><td>Inspação tarmonisfica.</td><td>S</td></td<>		Inspação tarmonisfica.	S
Improvise visual do estado das estruturas de suporte quanto à fixação, corrosão, inclinação e aterramento. M Vertições anametar le resperto das prantinosa. S QGBT Improjo visual do estematos que compotem es quadros. A Apreto (resperto das consects, conactores etc. A Apreto (resperto das consects, conactores etc. A Testo (resperto das consects, conactores etc. A Improja ter canse; sindatores, conactores etc. A Testo (resperto das consects, conactores etc. A Improja terminas detroitos. A Improja terminas detroinos. A Improja terminas detroinos. A Improja terminas detroinos. A Improja terminas detroinos mention.		Control e du varsão e atualização de firmware	M
ENTRUTURA FIXA Imprication to stead or stead in starting the respirot displands in darks, for displands in din displands in displands in displands in din displands in displa		Unador de visual de actada ação de infinivare.	M
CABINE DE MÉDIA TENSÃO CABOS CA/CC ADOS CA/C	ESTRUTURA FIXA	Inspeção visual de estado das estado das estadoras e suporte quanto a inxação, cortosao, inclinação e aternamento. Varificação anocia o monte dos parafusos	S
Impega das causas isoladors, concentres etc. A Aperto/rangento das conexões. A Aperto/rangento das conexões. A Tests funcionais dos elementos principais. A Tests funcionais dos elementos principais. A Tests da consexões. A Tests da consexões. A Tests da consexões elétricas, verificando: A Impeça dos criminais elétricos. A Impeção terminaje fica. A Impeção des consexões elétricas, verificando: A Impeção des consexões elétricas, verificando: A Impeção des consexões elétricas, verificando: A Ensaios elétricos preditivos: resistência de estolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de aternamento. A Impeção das conexões elétricas, verificando: A Impeção des conexões elétricas, verificando: A Impeção des conexões elétricas, verificando: A Impeção das conexões elétricas, verificando: A Impeção das conexões elétricas, verificando: A Impeção das conexões elétricas, verificando: A Testas funcion		Verincação viduol de alemento que paratisos.	M
QGBT Impedia on standars, solutions rel. A Testes functionals des consolse. A Testes functionals des elementos principais. A Testes functionals des elementos principais. A Testes functionals des elementos principais. A Testes de resistividade e continuidade. A Testes de resistividade e continuidade. A Impeção termográfica. A Impeção termográfica. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de eurolamento. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de aternamento. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de aternamento. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de solamento. A Impeção termográfica. A Impeção termográfica. A Impeção termográfica. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de nalha de aternamento. A Ensaios efletricos preditivos: resistência de isolamento. A Impeção termográfica. A Impeção teremográfica. A		Isipara da cajua instance apparente en el comporte en el comporte	1/1
QGD1 Aperio, regardon dos consexos. A Tractse funcionais dos elementos principais. A Impeção termográfica. A Tractse funcionais dos elementos principais. A Impeção termográfica. A Ensaios efétricos preditivos: resistência de contacoca e isolamento do cabeamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência de aternamento. A Ensaios efétricos preditivos: relação de transformação. A Impeção termográfica. A Impeção termográfica. A Impeção terminais détricos. A Impeção terminais détricos. A Impeção terminais détricos. A Impeção de caisa conexões détricas, verifica	OCDT	Limpeza das caixas, isoladores, conectores etc.	A
Inspection termográfica. A Testes de resistividade e continuidade. A Testes de resistividade e continuidade. M Impeção istumográfica. M Impeção istumográfica. M Impeção istumográfica. M Impeção des conciones e isolamento do cabeamento. M Impeção des conciones resistência de isolamento. M Emasios efétricos preditivos: resistência de enrolamento. A Emasios efetricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Emasios efetricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Emasios efetricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Emasios efetricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Emasios efetricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Impeção do senceños efetricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção do senceños efetricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção do senceños efetricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção do senceños efetricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A	QGD1	Aperto/reaperto das conexces.	A
Inspection tests A TRANSFORMADOR Impecia ot terminals eletricos. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de isolamento. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de isolamento. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de isolamento. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Emaiso eletricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Impeça o terminals eletricos. A Impeça o terminals eletricos. A Impeça de terminals eletricos. A Testes functionals no sistema de proteçio grant. A Testes functionals no sistema de proteçio gran		Testes funcionais dos elementos principais.	5
Inspecial Inspecial A Impecial de resistivanale el continuinade. M Impecia dos terninais elètricos. A Ensaiso elètricos preditivos: resistència de eurolamento. A Ensaiso elètricos preditivos: resistència da malha de aterramento. A Ensaiso elètricos preditivos: resistència da malha de aterramento. A Impecia dos terninais elètricos. A Impecia dos terninais elètricos. A Impecia dos terninais elètricos. A Impecia dos conexòse elètricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impecia dos conexòse elètricas, verificando: estado dos conectores e isolamento. A Impecia dos conexòse elètricas, verificando: estado dos conectores e isolamento. A Impecia dos conexòse elètricas, verificando: estado dos conectores e isolamento. A Impecia do estado eletricos preditivos: resistència da inda de aternamento. A		Inspeção termogranca.	A
Impeção visual. A Impeção terminais elétricos. A Inspeção terminais elétricos. M Impeção terminais elétricos. M Ensais elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensais elétricos preditivos: resistência de encolamento. A Ensais elétricos preditivos: resistência de encolamento. A Ensais elétricos preditivos: resistência de ancolamento. A Ensais elétricos preditivos: resistência de manha de aterramento. A Impeção terminais elétricos.		Testes de resistividade é continuidade.	A
Impeção dos comesões éféricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. M Inspeção aconesões éféricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção termongráfica. A Ensaios éféricos preditivos: resistência de enrolamento. A Ensaios eféricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios éféricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Inspeção das conesões éféricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção das conesões éféricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção das conesões eféricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção das conesões eféricas, aperto/reaperto de conesões. A Checar funcionamento das baterias BRC/nager. A Tensaios éféricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios éfericos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Checar funcionamento das baterias BRC/nager. A Tensaios éfericos preditivos: resistência da conexões. A Ensaios éfericos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios éfericos preditivos: resistência da malha de		Inspeçao visual.	M
Inspeção tas conexoes elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento. A Inspeção transortemográfica. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de enrolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Impeção transo elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção termingráfica. M Verificação das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Verificação das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Verificação das conexões elétricas; aperto/reaperto de conexões. A Verificação to estores relesiolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da contato. A Ensaios elétrico		Limpeza dos terminais elétricos.	A
TRANSFORMADOR Inspeção termogrânca. A Ensaios efétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência de enramento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência de enramento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios efétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Inspeção visual. M Inspeção visual. A Inspeção termogrâfica. A Verificação das conexões efétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção termográfica. A Verificação das conexões efétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testos efetricos preditivos: resistência do mica de conexões. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Inspeção visual dura t		Inspeçao das conexces elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento.	M
Ensaios elétricos preditivos: resistência de enrolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de enrolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de entramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Impeção visual. M Impeção das conexões elétricas; verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Chear funcionais no sitema de proteção geral. A Testes funcionais no sitema de proteção geral. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de analha de aterramento. A Impeção visual da nelés de proteção quanto alarmes. M <	TRANSFORMADOR	Inspeção termográfica.	A
Ensaios elétricos preditivos: resistência de enrolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Inspeção visual. Inspeção visual. M Inspeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção das conexões elétricas, aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da inalma de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da inalma de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da inalma de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da inalma de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da inalma de aterramento. A <tr< td=""><td></td><td>Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento.</td><td>A</td></tr<>		Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento.	A
Ensios elétricos preditivos: relação de transmon. A Ensios elétricos preditivos: relação de transmon. A Ensios elétricos preditivos: resistencia da malha de aterramento. A Impeção visual. M Limpeção dos terminias elétricos. A Impeção das conexões elétricas; verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção das conexões elétricas; verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Chear funcionamento das baterias BRCharger. A Chear funcionamento das baterias BRCharger. A Teasto elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Impeção visual quato à integrida de nos trechos visíveis. M Ensido elétri		Ensaios elétricos preditivos: resistência de enrolamento.	A
Ensaios efetricos preditivos: resistencia da malia de aterramento. A Ensaios efetricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Impeção visual. M Limpeção das conexões efétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção das conexões efétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção das conexões efétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios efétricos preditivos: resistência do lisolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência do lisolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da isolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência do lisolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da isolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da isolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da isolamento. A Ensaios efétricos preditivos: resistência da		Ensaios elétricos preditivos: relação de transformação.	A
CABINE DE MÉDIA TENSÃO Inspeção visual. M CABINE DE MÉDIA TENSÃO Impeza dos terminais elétricos. A Negeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Impeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Verificação das conexões elétricas; aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M Ensaios elétricos reditivos: resistência de isolamento. A SISTEMA CFTV Imspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Imspeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFT		Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento.	A
CABINE DE MÉDIA TENSÃO Impeção des contañas elétricos. A Impeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Inspeção das conexões elétricas; aperto/reaperto de conexões. A Verificação das conexões elétricas; aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. A Testes funcionais no sistema de proteção gral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A		Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento.	A
CABINE DE MÉDIA TENSÃO Impeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento. A Imspeção termográfica. A Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência ô lunica de contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência do lunica de contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. M Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência d		Inspeção visual.	М
CABINE DE MÉDIA TENSÃO Inspeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento. A Inspeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento. A Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência da isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Inspeção visual da relés de proteção quanto alarmes. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Inspeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M M Inspeção do caixas de passagem, inspeção de caixas de iselamento. M M Timpeção do caixas de passageren, inspeção		Limpeza dos terminais elétricos.	A
Inspeção termográfica. A Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M CABOS CA/CC Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Limpeza dos componentes do sistema. S S INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do crence sufficações. M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Limpeza das edificações. T T Testa do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção do cernero quanto à vegetação, drenagem e erosões. M M <tr< td=""><td>CABINE DE MÉDIA TENSÃO</td><td>Inspeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento.</td><td>A</td></tr<>	CABINE DE MÉDIA TENSÃO	Inspeção das conexões elétricas, verificando: estado dos conectores e isolamento do cabeamento.	A
Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões. A Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência do isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência do innica de contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. M CABOS CA/CC Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção do caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção d		Inspeção termográfica.	A
Checar funcionamento das baterias BRCharger. M Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Inspeção visual de relés de proteção quanto alarmes. M Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caxas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Inspeção visual dos extintores. S S SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO Inspeção visual do estintores. M Inspeção de caxas de pragas (serviço tercerizado). M M Inspeção do controle de pragas (serviço tercerizado). M M Inspeção do controle de pragas (serviço tercerizado). M M Inspeção do controle de pragas (serviço tercerizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço tercerizado). M M		Verificação das conexões elétricas: aperto/reaperto de conexões.	А
Testes funcionais no sistema de proteção geral. S Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de malha de aterramento. A Inspeção visual de relés de proteção quanto alarmes. M Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Inspeção visual do estintores. S S SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDO Inspeção do sistema de iluminação de emergência. M Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M M Inspeção do cortrole de pragas (serviço terceirizado). M M Limpeza das edificações. T T Tensaio de cortrol do perímetro. M M Inspeção do cortrole de pragas (serviço terceirizado). M M Limpeza das edificações. T T T		Checar funcionamento das baterias BRCharger.	M
Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de maina de contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de maina de contato. A Ensaios elétricos preditivos: resistência de maina de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Inspeção visual de relés de proteção quanto a larmes. M CABOS CA/CC Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO Inspeção do sistema. S INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do tereno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Limpeza dos continuidade da malha de aterramento. M M Teste funcional do sistema de liuminação de emergência. M M Teste funcional do sistema de liuminação de emergência. M M Ensaios eléficações. T M M Ensaio de cortrole de pragas (serviço terceirizado). M M Ins		Testes funcionais no sistema de proteção geral.	S
Inspeção		Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento.	A
Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento. A Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Inspeção visual de relês de proteção quanto alarmes. M CABOS CA/CC Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO Inspeção visual do estintores. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do caixas de iluminação de emergência. M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Limpeza dos continuidade da malha de aterramento. M M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de cercas do perfinetro. M M Inspeção de cercas do perfinetro. M M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de cercas do perfinetro. M M Inspeção de cercas do perfinetro.		Ensaios elétricos preditivos: resistência ôhmica de contato.	А
Ension elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento. A Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M CABOS CA/CC Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. A SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. A Inspeção visual dos componentes do sistema. S S SISTEMA DE COMBATE A INCÊNIO Inspeção visual dos extintores. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do tereno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção de aritinada de aterramento. M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de cercas do perímetro. M M		Ensaios elétricos preditivos: resistência da malha de aterramento.	A
Inspeção visual de relés de proteção quanto alarmes. M CABOS CA/CC Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. A SISTEMA DE COMBATE A INCÊNIO Inspeção visual dos extintores. M NFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção o terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Linpeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de cortex od perímetro. M M Inspeção de cortex od perímetro. M M		Ensaios elétricos preditivos: continuidade da malha de aterramento.	A
CABOS CA/CC Imspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis. M Enasios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Impeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO Inspeção visual dos extintores. M Inspeção do tereno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Cesta do controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeção do centrono quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Ensaio de controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeção do controle do pragas (serviço terceirizado). M Limpeção do controle do pragas (serviço terceirizado). M Limpeção de cercas do perfuneto. M Limpeção de cercas do perfuneto. M		Inspeção visual de relés de proteção quanto alarmes.	M
CADOS CA/CCC Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento. A SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M Limpeza dos componentes do sistema. S SISTEMA DE COMBATE A INCÊNIO Inspeção visual dos extintores. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Limpeza dos controle de pragas (serviço terceirizado). M M Inspeção de control de organs de organe de invensor M M Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M M Inspeção do control de pragas (serviço terceirizado). M M Impeza dos controle do pragas (serviço terceirizado). M M Impeza dos continuidade da malha de aterramento. M M Inspeção de cercas do perfuncto. M M	CABOS CA/CC	Inspeção visual quanto à integridade nos trechos visíveis.	M
SISTEMA CFTV Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV. M SISTEMA DE COMBATE A INCÊNIO Inspeção o dos istema. S SISTEMA DE COMBATE A INCÊNIO Inspeção visual dos extintores. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção o terreno quanto à vegetação, drenagem e croões. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção de controle de pragas (serviço terceirizado). M Inspeção de cortero do perímetro. M	CABOS CA/CO	Ensaios elétricos preditivos: resistência de isolamento.	A
SISTEMA CETV Limpeza dos componentes do sistema. S SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO Inspeção visual dos extintores. M Teste funcional do sistema de iluminação de emergência. M Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Cesta do controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeza das edificações. M Ensaio de control de orteno. M Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Inspeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeza das edificações. T Ensaio de cercas do perímetro. A Inspeção do terreno. M	SISTEMA CETV	Inspeção de caixas de passagem, inspeção dos postes de CFTV.	M
SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO Inspeção visual dos extintores. M Teste funcional do sistema de iluminação de emergência. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Limpeza das edificações. M Ensaio de continuidade da malha de aterramento. M Inspeção de cercas do perfmetro. M	SISTEMA OF IV	Limpeza dos componentes do sistema.	S
SISTEMA DE COMPATE A INCEADIO Teste funcional do sistema de iluminação de emergência. M INFRAESTRUTURA CIVIL Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Limpeçãa do controle de pragas (serviço terceirizado). M M Limpeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Limpeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões. M Limpeção do controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeção de cortas do prago de eterras mento. M Inspeção de cercas do perímetro. A	CICTEMA DE COMDATE A INCÊNDIO	Inspeção visual dos extintores.	М
INFRAESTRUTURA CIVIL INFRAESTRUTURA CIVIL Gestão do controle de pragas (serviço terceirizado). Limpeza das edificações. Ensaio de continuidade da malha de aterramento. Inspeção de cercas do perímetro. M	SISTEMA DE COMBATE A INCENDIO	Teste funcional do sistema de iluminação de emergência.	M
INFRAESTRUTURA CIVIL Gestão do controle de pragas (serviço terceirizado). M Limpeza das edificações. T Ensaio de continuidade da malha de aterramento. A Inspeção de cercas do perfmetro. M		Inspeção do terreno quanto à vegetação, drenagem e erosões.	М
Limpeza das edificações. T Ensaio de continuidade da malha de aterramento. A Inspeció de cercas do perímetro. M	INFRAESTRUTURA CIVIL	Gestão do controle de pragas (serviço terceirizado).	М
Ensaio de continuidade da malha de aterramento. A Inspeção de cercas do perímetro. M		Limpeza das edificações.	Т
Inspeção de cercas do perímetro. M		Ensaio de continuidade da malha de aterramento.	A
		Inspeção de cercas do perímetro.	М

Tabela 5.5: Escopo de Manutenção

Os cartões no *dashboard* fornecem métricas importantes, como a soma total de energia perdida por paradas técnicas, que foi de 94,48 MWh, e a média de energia perdida por paradas, que foi de 31,49 MWh. Esses indicadores são cruciais para avaliar o impacto das paradas técnicas na eficiência operacional da usina. Em abril, a soma elevada de energia perdida por paradas técnicas coincide com o menor fator de capacidade registrado, indicando que a alta frequência de interrupções teve um impacto direto na redução da geração de energia.

O mês de abril, que apresentou o maior número de perdas de energia (58 MWh) e interrupções (7), também registrou o menor fator de capacidade (14,91%). Essa correlação destaca o impacto direto que as interrupções frequentes têm na eficiência operacional da usina. Ao somar a energia perdida às 686,60 MWh geradas em abril, o fator de capacidade recalculado seria de 16,9%, aproximando-se mais do valor simulado no cenário P90 (17,2%). Esse ajuste reforça a influência das paradas técnicas na redução da geração de energia e na discrepância entre os valores reais e os simulados. Em contraste, fevereiro, com menores perdas de energia e interrupções, apresentou um fator de capacidade relativamente melhor (18,04%). Esse padrão reforça a necessidade de reduzir paradas técnicas e otimizar a manutenção, garantindo que a usina opere mais próxima de seu potencial simulado.

Esta análise detalha como as interrupções e manutenções afetam a eficiência operacional da UFV, sublinhando a necessidade de estratégias eficazes de manutenção e gestão de paradas técnicas para otimizar a geração de energia e garantir a sustentabilidade da usina a longo prazo.



Figura 5.8: dashboard de Perdas de Manutenção e Operação para a UFV.

5.3 Análise Econômica

5.3.1 Custo de Instalação

A implantação da Usina Fotovoltaica envolve um investimento significativo, detalhado na Tabela 5.6, com valores de CAPEX atualizados. Os painéis solares representam quase metade do CAPEX total (47,93%), devido à sua importância na geração de energia. A engenharia, aquisição e construção (EPC) correspondem a 18,20% do investimento, refletindo a complexidade do projeto. Estruturas metálicas, inversores e eletrocentro são outros componentes essenciais, somando-se ao custo total, que é justificado pela eficiência e durabilidade esperada da usina.

Considerando o custo total atualizado de R\$ 25.193.621, a análise financeira deve também contemplar os custos operacionais (OPEX) ao longo da vida útil da usina, além dos benefícios ambientais, como a redução das emissões de CO_2 . A combinação de um CAPEX bem planejado e uma gestão operacional eficiente é crucial para garantir o retorno do investimento e a sustentabilidade a longo prazo da UFV.

Na subseção 3.1.4, foi discutido que os custos totais instalados para sistemas fotovoltaicos utilitários reduziram significativamente ao longo da última década, com o custo médio ponderado global dos projetos utilitários comissionados em 2022 sendo de USD 876/kW. Comparativamente, o custo total de investimento (CAPEX) para a UFV, atualizado, é de R\$ 25.193.621,00, distribuído entre diversos componentes essenciais, como mostrado na Tabela 5.6. Os painéis solares representam a maior parte desse custo, com 47,93%, seguidos pelos serviços de EPC com 18,20% e pelas estruturas metálicas com 9,50%. Essa distribuição reflete a importância dos módulos solares no custo total, alinhando-se com a tendência global de redução de preços observada na última década. No entanto, enquanto a análise global destaca a redução de 51% nos custos dos módulos desde 2010, a UFV ainda apresenta um investimento significativo nesses componentes, ressaltando a relevância de uma análise detalhada e específica dos custos locais, considerando todas as variáveis envolvidas na implementação de uma usina fotovoltaica.

Classificação	Valor Final (R\$)	%	R\$/MWac	R\$/MWp
Ready to Build	850.000	3,37%	170,0	132,9
Painéis	12.075.262	47,93%	2.415,1	1.887,9
Inversores	1.191.162	4,73%	238,2	186,2
EPC	4.586.378	18,20%	917,3	717,1
Terraplenagem	402.500	1,60%	80,5	62,9
Estruturas Metálicas	2.393.800	9,50%	478,8	374,3
Eletrocentro	1.986.920	7,89%	397,4	310,7
Blindada	559.757	2,22%	112,0	87,5
Cabos CC	415.200	1,65%	83,0	64,9
Outros	489.642	1,94%	97,9	76,6
Georreferenciamento	0	0,00%	0,0	0,0
Gerenciamento Obra	243.000	0,96%	48,6	38,0
	25.193.621	100,00%	5.038,7	3.939,0

Tabela 5.6: Classificação dos componentes e valores finais do CAPEX para a UFV.

5.3.2 Custos Operacionais

Os custos operacionais da usina incluem diversas despesas recorrentes essenciais para a manutenção e operação eficiente. Conforme apresentado na tabela 5.7, as principais despesas operacionais são: Operação e Manutenção (O&M), que abrange a limpeza e roçada mensal da área ao redor dos painéis solares, o sistema supervisório Gerar Viewer, responsável pelo monitoramento e controle da operação da usina, além de outros custos operacionais menores. A segurança patrimonial garante a proteção dos ativos físicos da usina contra vandalismo e roubo. As despesas gerais mensais cobrem uma variedade de itens necessários para a operação contínua da usina. Os custos financeiros incluem serviços de Centro de Serviços Compartilhados (CSC) e auditorias regulares para garantir a conformidade financeira e operacional. O arrendamento do terreno é outra despesa significativa, essencial para a instalação dos painéis solares e infraestrutura associada. Além disso, a usina possui um seguro patrimonial para a Sociedade de Propósito Específico (SPE), que cobre possíveis danos aos ativos físicos da usina. Cada um desses componentes contribui para o custo operacional total da usina e deve ser monitorado regularmente para garantir a eficiência operacional e a sustentabilidade financeira da usina.

Premissas Operacionais - OPEX				
Despesas Op.	R\$			
0&M	20.250			
O&M Limpeza e Roçada (mês)	3.750			
O&M Sistema Supervisório (mês)	16.000			
O&M Outros (mês)	500			
Segurança Patrimonial (mês)	9.000			
General Expenses (mês)	4.500			
Financeiro	5.000			
CSC Energia (mês)	4.000			
Auditoria (mês)	1.000			
Terreno (mês)	17.500			
Seguro Patrimonial SPE (mês)	6.667			
CSC Energia SPE (mês)	4.000			

Tabela 5.7: Premissas Operacionais - OPEX

5.4 Análise Financeira do Projeto

As decisões de investimento em projetos de eficiência energética são embasadas por um Estudo de Viabilidade Econômica (EVE), que utiliza indicadores financeiros amplamente aceitos. Entre os principais indicadores estão o MOIC, VPL, payback simples, TIR, e payback descontado, descritos a seguir:

• MOIC – *Multiple on Invested Capital* ou Múltiplo sobre o Capital Investido: mede quantas vezes o capital investido foi multiplicado ao longo do tempo, apresentando o retorno acumulado como múltiplo, independente do período de tempo.

- VPL Valor Presente Líquido: indica o valor atualizado do fluxo de caixa gerado pelo projeto, descontando-se as entradas e saídas ao longo do tempo com uma taxa de ajuste (no caso, a TMA).
- **PAYBACK**: representa o tempo necessário para o retorno do investimento. O payback simples não leva em conta a TMA, enquanto o payback descontado ajusta o valor do dinheiro ao longo do tempo.
- TIR Taxa Interna de Retorno: é uma taxa percentual que expressa a rentabilidade do projeto por unidade de tempo. Deve ser maior que a TMA para garantir a viabilidade.
- Payback Descontado: calcula o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, ajustado pelo valor do dinheiro no tempo.

O cálculo inicial foi realizado com base no payback simples, que estima o tempo necessário para que os benefícios igualem o investimento. O contrato de venda de energia foi estruturado no modelo de geração distribuída, com um *offtaker* pessoa jurídica, a uma tarifa bruta de energia com desconto de 20% sobre a tarifa da Light, conforme a Tabela 5.8.

Light (RJ)	
Tarifa	1.159,73
TUSD	477,32
TE	364,41
Bandeira	0,00
ICMS	24,00%
PIS/COFINS Light	4,50%

Tabela 5.8: Tarifa da Light considerando bandeira verde

A produção anual de energia elétrica foi estimada em 9.181 MWh/ano, com um investimento total de R\$ 25.193,62 para a implementação do sistema fotovoltaico. Ao longo dos anos, a tarifa recebida se deprecia, conforme mostrado na Tabela 5.9.

	~01/12/2028	~01/12/2029	~01/12/2030	~01/12/2031	~01/12/2032	
Tarifa Recebida [R\$/MWh]	725	702	679	656	633	610
(-) Desconto	232	232	232	232	232	232
(-) ICMS TUSD	151	151	151	151	151	151
(-) ICMS TE	-	23	46	69	92	115
(-) PIS/COFINS Tarifa Regulada	52	52	52	52	52	52

Tabela 5.9: Depreciação da Tarifa Recebida ao Longo dos Anos

Essa depreciação leva em consideração ICMS TUSD, ICMS TE e PIS/COFINS sobre a tarifa regulada, e é fundamental para calcular os retornos ao longo da vida útil do projeto. O fluxo de caixa ao longo do período de operação da usina foi projetado para considerar essas variações e está apresentado na Tabela 5.10.

O projeto foi analisado com uma taxa de desconto de 10% ao ano e um fator de capacidade de 16,50%, resultando nos seguintes indicadores financeiros: VPL de R\$ 12.578, TIR de 16,94%, MOIC de 3,63x, payback simples em 6,29 anos, e payback descontado em 9,28 anos. Esses resultados indicam que o projeto é viável financeiramente, já que a TIR supera a taxa de desconto e tanto o VPL quanto o MOIC são positivos.

VPL	12.578
TIR	16,941%
MOIC	3,63280339
Payback Simples	6,29
Payback Descontado	9,28

Figura 5.9: Resumo dos principais indicadores financeiros do projeto.

O fluxo de caixa projetado ao longo dos anos, considerando a produção mensal, tarifa média aplicada, CAPEX, OPEX e impostos, é mostrado na Tabela 5.10.

Δηο	Produção	Tarifa Média	CAPEX	Faturamento	OPEX +	Fluxo de	
-	Mensal (MWh)	(R\$/MWh)	CALL DA	Bruto (ROB)	Impostos	Caixa Livre	
1	1.547,39	0,000	(25.193,62)	-	(388,83)	(25.582,45)	(25.582,45)
2	9.215,76	725,467	-	6.685,73	(1.816,87)	4.868,86	(20.713,59)
3	9.169,89	725,467		6.652,46	(1.756,30)	4.896,16	(15.817,44)
4	9.124,25	725,467	-	6.619,35	(1.754,77)	4.864,57	(10.952,86)
5	9.106,29	723,281	121	6.586,40	(1.753,26)	4.833,15	(6.119,72)
6	9.033,65	725,423	1.78	6.553,22	(1.750,75)	4.802,47	(1.317,25)
7	8.988,69	700,186	-	6.293,75	(1.737,94)	4.555,81	3.238,56
8	8.943,95	677,151	-	6.056,41	(1.727,01)	4.329,40	7.567,96
9	8.926,34	652,145	853	5.821,27	(1.716,18)	4.105,09	11.673,05
10	8.855,14	633,005	623	5.605,35	(1.706,24)	3.899,11	15.572,15
11	8.811,07	610,294	-	5.377,34	(1.696,69)	3.680,65	19.252,80
12	8.767,22	610,294	30 - 00	5.350,58	(1.696,30)	3.654,29	22.907,09
13	8.749,95	608,455	12	5.323,95	(1.695,07)	3.628,88	26.535,97
14	8.680,16	612,147	-	5.313,53	(1.694,59)	3.618,94	30.154,92
15	8.636,96	615,557	-	5.316,54	(1.695,52)	3.621,02	33.775,93
16	8.593,97	620,740	-	5.334,62	(1.695,56)	3.639,06	37.415,00
17	8.577,05	618,869	0.00	5.308,07	(1.694,34)	3.613,74	41.028,73
18	8.508,64	622,625	823	5.297,69	(1.693,86)	3.603,83	44.632,56
19	8.466,29	620,740		5.255,37	(1.691,91)	3.563,46	48.196,02
20	8.424,15	620,740		5.229,21	(1.690,70)	3.538,51	51.734,53
21	8.407,56	618,869	12	5.203,18	(1.689,50)	3.513,68	55.248,21
22	8.340,50	622,625	-	5.193,00	(1.689,03)	3.503,97	58.752,18
23	8.298,99	599,773		4.977,50	(1.670,71)	3.306,80	62.058,98
24	8.257,68	405,767	121	3.350,69	(1.596,83)	1.753,87	63.812,85
25	8.241,42	404,544	8.73	3.334,02	(1.603,35)	1.730,67	65.543,51
26	6.809,76	477,160	623	3.249,35	(1.467,69)	1.781,66	67.325,17
27	0,00	2.72			28,40	28,40	67.353,57
28	0,00		-	-	-	8-8	67.353,57
29	0,00	323	5.23	4	2	525	67.353,57
30	0,00	878	-	5	5	2070	67.353,57
31	0,00	-		-	-	-	67.353,57

Figura 5.10: Projeção detalhada do fluxo de caixa ao longo dos anos de operação.

Analisando a evolução do fluxo de caixa, o balanço se torna positivo após o retorno do capital investido, com o payback simples alcançado em 6,29 anos e o payback descontado em 9,28 anos.

Ano	Produção	Tarifa Média	CAPEX	Faturamento	OPEX +	Fluxos	
	Mensal (WWN)	(R\$/IVIVVII)		Bruto (ROB)	Impostos	Descontados	
1	1.547,39	0,000	(25.193,62)	-	(388,83)	-25.582,45	-25.582,45
2	9.215,76	725,467	-	6.685,73	(1.816,87)	4.426,24	-21.156,22
3	9.169,89	725,467	-	6.652,46	(1.756,30)	4.046,41	-17.109,81
4	9.124,25	725,467	1.7	6.619,35	(1.754,77)	3.654,83	-13.454,98
5	9.106,29	723,281	-	6.586,40	(1.753,26)	3.301,10	-10.153,88
6	9.033,65	725,423	17	6.553,22	(1.750,75)	2.981,96	-7.171,92
7	8.988,69	700,186	-	6.293,75	(1.737,94)	2.571,64	-4.600,28
8	8.943,95	677,151		6.056,41	(1.727,01)	2.221,67	-2.378,62
9	8.926,34	652,145	-	5.821,27	(1.716,18)	1.915,05	-463,57
10	8.855,14	633,005	-	5.605,35	(1.706,24)	1.653,60	1.190,04
11	8.811,07	610,294	12	5.377,34	(1.696,69)	1.419,05	2.609,09
12	8.767,22	610,294	1.5	5.350,58	(1.696,30)	1.280,80	3.889,89
13	8.749,95	608,455	-	5.323,95	(1.695,07)	1.156,27	5.046,16
14	8.680,16	612,147	-	5.313,53	(1.694,59)	1.048,28	6.094,44
15	8.636,96	615,557	-	5.316,54	(1.695,52)	953,53	7.047,97
16	8.593,97	620,740	- C.	5.334,62	(1.695,56)	871,16	7.919,13
17	8.577,05	618,869		5.308,07	(1.694,34)	786,45	8.705,59
18	8.508,64	622,625	-	5.297,69	(1.693,86)	713,00	9.418,59
19	8.466,29	620,740	12.0	5.255,37	(1.691, 91)	640,92	10.059,51
20	8.424,15	620,740	-	5.229,21	(1.690,70)	578,57	10.638,08
21	8.407,56	618,869	120	5.203,18	(1.689, 50)	522,29	11.160,37
22	8.340,50	622,625	-	5.193,00	(1.689,03)	473,49	11.633,86
23	8.298,99	599,773	-	4.977,50	(1.670,71)	406,23	12.040,09
24	8.257,68	405,767	-	3.350,69	(1.596,83)	195,87	12.235,96
25	8.241,42	404,544		3.334,02	(1.603,35)	175,71	12.411,66
26	6.809,76	477,160	-	3.249,35	(1.467,69)	164,44	12.576,10
27	0,00	<u> </u>	12.0	22	28,40	2,38	12.578,49
28	0,00	. 	-	-	-	0,00	12.578,49
29	0,00		-	-	10447	0,00	12.578,49
30	0,00		-	-		0,00	12.578,49
31	0,00	ie ie	-	-	-	0,00	12.578,49

Figura 5.11: Análise do payback descontado ao longo do tempo.

A sensibilidade dos indicadores financeiros ao fator de capacidade foi avaliada, mostrando que pequenas variações no fator de capacidade afetam diretamente o MOIC, o tempo de payback e a TIR. Para o MOIC, por exemplo, a variação foi de 3,48x a 3,79x para fatores de capacidade entre 16,00% e 17,00%.

1	NOIC				
F	ator de Cap	acidade			
3,63	16,00%	16,25%	16,50%	16,75%	17,00%
	3,48	3,56	3,63	3,71	3,79

Figura 5.12: Análise de sensibilidade do MOIC em função do fator de capacidade.

O payback descontado também apresentou variações, alcançando 9,92 anos para o menor fator de capacidade e 8,73 anos para o maior.

F	Payback Des	cont.			
F	ator de Cap	acidade			
9,28	16,00%	16,25%	16,50%	16,75%	17,00%
9%	9,34	9,04	8,78	8,54	8,31
10%	9,92	9,59	9,28	8,98	8,73
11%	10,67	10,25	9,87	9,55	9,23
12%	11,59	11,07	10,63	10,21	9,83
13%	12,78	12,13	11,57	11,04	10,60

Figura 5.13: Análise de sensibilidade do payback descontado em função do fator de capacidade.

De forma semelhante, o payback simples variou de 6,52 anos a 6,08 anos conforme o fator de capacidade foi ajustado.

F	Payback Sim	ples			
F	ator de Cap	acidade			
6,289	16,00%	16,25%	16,50%	16,75%	17,00%
	6,52	6,40	6,29	6,18	6,08

Figura 5.14: Análise de sensibilidade do payback simples em função do fator de capacidade.

A TIR variou de 16,12% a 17,76%, conforme o fator de capacidade foi ajustado.

1	FIR				
F	ator de Cap	acidade			
16,94%	16,00%	16,25%	16,50%	16,75%	17,00%
	16,12%	16,53%	16,94%	17,35%	17,76%

Figura 5.15: Análise de sensibilidade da TIR em função do fator de capacidade.

O Valor Presente Líquido (VPL) também foi afetado, variando de R\$ 11.024 a R\$ 14.133, conforme o fator de capacidade ajustado de 16,00% a 17,00%.

١	/PL				
F	ator de Cap	acidade			
12.578	16,00%	16,25%	16,50%	16,75%	17,00%
9%	13.654	14.490	15.325	16.160	16.996
10%	11.024	11.801	12.578	13.356	14.133
11%	8.686	9.412	10.138	10.864	11.590
12%	6.599	7.280	7.960	8.640	9.321
13%	4.729	5.369	6.009	6.648	7.288

Figura 5.16: Análise de sensibilidade do VPL em função do fator de capacidade.

Com base nas análises realizadas, conclui-se que o fator de capacidade tem impacto direto sobre o desempenho financeiro do projeto. A variação dessa variável influencia o tempo de retorno do investimento, o retorno sobre o capital investido e a taxa interna de retorno. Projetos com fatores de capacidade mais elevados apresentam melhores indicadores financeiros, como maiores VPLs e MOICs, e tempos de payback reduzidos. Dessa forma, otimizar o fator de capacidade é essencial para melhorar a viabilidade econômica e os retornos ao longo da vida útil da usina.

5.5 Impacto das Condições Climáticas

As medições de radiação solar foram conduzidas utilizando o piranômetro descrito na subseção 4.2.2. Os resultados apresentados nas Tabelas 5.10 e 5.12 indicam que os desvios observados tanto na geração de energia quanto na irradiância são consideráveis, sugerindo que fatores climáticos desempenham um papel substancial na eficiência operacional da usina. A irradiância medida foi consistentemente inferior às previsões, notadamente nos meses de março e abril, o que resultou em uma diminuição na geração de energia durante esses períodos. Esses achados ressaltam a importância de considerar variabilidades climáticas na modelagem e previsão de desempenho de usinas solares, evidenciando a necessidade de estratégias de mitigação para minimizar os impactos adversos das condições meteorológicas na produção energética.

Mês	Geração Prevista (MWh)	Geração Real (MWh)	Desvio Geração (%)
Fev	854.55	802.92	-6.04
Mar	852.28	743.85	-12.72
Abr	790.30	686.01	-13.20

Tabela 5.10: Geração e Desvios

As perdas de energia registradas nos meses de fevereiro, março e abril impactaram significativamente os resultados da geração de energia. Considerando essas perdas — 10 MWh em fevereiro, 26 MWh em março e 58 MWh em abril —, a diferença entre a geração simulada e a real seria menor. Ao ajustar os valores de geração com as perdas, o desempenho da usina se aproximaria mais do previsto, o que reforça a confiabilidade da simulação. Isso demonstra que as perdas, principalmente relacionadas a paradas técnicas, não indicam falhas no modelo de previsão utilizado, como demonstrado na Tabela 5.11.

Com esses dados de irradiação, e os outros dados medidos pela estação solimétrica, realizou-se uma simulação no PVSyst. A simulação estimou que a geração P90, considerando a irradiação medida, é apresentada na tabela 5.13:

Mês	Geração Prevista (MWh)	Geração Real + Perdas (MWh)	Desvio Geração (%)
Fev	854.55	812.92	-4.87
Mar	852.28	769.85	-9.68
Abr	790.30	744.01	-5.85

Mês	Irradiação Prevista (kWh/m²)	Irradiação Medida (kWh/m²)	Desvio (%)
Fev	150.6	127.54	-15.31
Mar	156.5	109.00	-30.35
Abr	144.7	103.89	-28.20

Tabela 5.11: Geração + Perdas e Desvios

Tal	oela	5.12:	Irrac	liação	е	Desvios
-----	------	-------	-------	--------	---	---------

Mês	Geração Medida (MWh)	Geração Simulada (MWh)	Desvio (%)
Fev	802.92	641.57	-20.08
Mar	743.85	498.84	-32.97
Abr	686.01	523.58	-23.68

Tabela 5.13: Geração Medida e Simulada no PVSyst

Os dados de irradiação medidos, quando comparados com a geração de energia, indicam que, se considerarmos a irradiação real, a usina estaria gerando acima do esperado. Isso sugere que as medidas de irradiação do banco de dados do Meteornorm, utilizado pelo PVSyst, podem estar superestimando os valores reais ou que este ano pode ser atípico em termos de irradiância. Essas variações afetam não apenas a energia gerada pelo sistema, mas também os fatores econômicos, uma vez que a geração de energia impacta diretamente os indicadores financeiros do projeto [84].

5.6 Medidas de Melhoria da Eficiência

Serão discutidas nesta subseção as possíveis medidas para melhorar a eficiência energética da usina, como a limpeza regular dos painéis e a implementação de tecnologias de rastreamento solar.

A limpeza regular dos módulos fotovoltaicos serve para garantir que a eficiência de conversão da luz solar em eletricidade seja mantida ao longo do tempo. A acumulação de poeira, sujeira, e outros detritos na superfície dos módulos pode reduzir significativamente a quantidade de luz solar que atinge as células fotovoltaicas, diminuindo a produção de energia. Estudos indicam que a limpeza regular dos módulos pode aumentar a eficiência em até 20% [85].

O serviço de roçada ao redor da usina é outra medida importante para evitar que a vegetação cresça e sombreie os módulos fotovoltaicos. A sombra sobre os módulos pode causar uma redução considerável na produção de energia, além de criar *hotspots* que podem danificar as células fotovoltaicas [86].

A tecnologia do inversor é outro fator crucial para a eficiência da usina. O inversor Sungrow de 250kW utilizado na usina apresenta desafios em termos de rendimento devido ao *derating*, um processo em que o inversor reduz sua capacidade de saída para evitar superaquecimento. Isso significa que, em condições de alta irradiância solar e altas temperaturas, o inversor não opera em sua capacidade máxima, o que pode resultar em perdas de produção de energia. A escolha de inversores com melhor gestão térmica e eficiência em condições de *derating* é fundamental para melhorar o desempenho geral da usina [87].

Capítulo 6

Conclusão

Ao longo dos capítulos, este estudo teve como objetivo principal a avaliação dos indicadores de gestão e operação de uma usina solar fotovoltaica, utilizando o Power BI como ferramenta de análise e tomando a Usina Fotovoltaica (UFV) em Vassouras como estudo de caso. A relevância da energia solar fotovoltaica no contexto energético atual foi amplamente discutida, destacando sua contribuição significativa para a redução das emissões de CO_2 e para a diversificação da matriz energética brasileira.

Os resultados obtidos mostraram que, embora as simulações realizadas no PVsyst forneçam uma visão detalhada da produção potencial de energia, há discrepâncias relevantes quando comparadas aos dados reais da usina. Essas divergências foram atribuídas tanto a condições climáticas desfavoráveis quanto a desafios operacionais, como interrupções no fornecimento de energia. Em abril, por exemplo, houve uma diferença de 13,2% entre a geração real de 686,01 MWh e a meta P90 de 790,30 MWh. Após ajustar a geração real considerando as perdas operacionais de 58 MWh, o desvio foi reduzido para 5,85%, sugerindo que uma parcela significativa das divergências pode ser atribuída às interrupções de energia. Esses resultados reforçam a necessidade de uma gestão mais eficiente do fornecimento de energia e de uma coordenação mais efetiva com a distribuidora local, além de melhorias na manutenção dos sistemas para reduzir as variações entre os dados simulados e os reais.

A análise dos principais indicadores de desempenho (KPIs) revelou variações no fator de capacidade ao longo dos meses, refletindo o impacto das condições climáticas e operacionais. O fator de capacidade de fevereiro foi de 18,03%, caindo para 14,9% em abril, sendo que, após considerar as perdas operacionais, o fator ajustado apresentou uma melhora marginal. Esses dados indicam que o desempenho da usina pode ser otimizado com ajustes preventivos e corretivos, além da necessidade de um monitoramento contínuo da performance para mitigar os efeitos de variáveis externas, como as interrupções de energia.

O estudo também abordou a importância de um monitoramento contínuo da irradiância solar. As discrepâncias observadas entre a geração de energia simulada e real nos meses analisados refletem a influência da variabilidade climática. Em fevereiro, a geração real foi significativamente maior que a estimada, com um desvio de -20,08%, enquanto em abril o desvio foi de -23,68%. Esses desvios indicam a necessidade de ajustes nas simulações, levando em consideração fatores locais específicos, como a irradiância medida, e demonstram a importância de adotar abordagens mais dinâmicas na previsão da geração de energia.

Além dos aspectos operacionais, o estudo apresentou uma visão geral do panorama mundial do mercado fotovoltaico, enfatizando as tendências globais e a adoção de novas tecnologias. A UFV, embora esteja alinhada com as melhores práticas globais, enfrenta desafios relacionados ao clima local e à manutenção dos equipamentos. Essa variabilidade, particularmente em regiões com climas sazonais, destaca a necessidade de tecnologias adaptativas que possam responder a essas mudanças de forma eficiente.

Em termos de sustentabilidade, o estudo demonstrou a contribuição significativa da usina para a redução de CO_2 , com uma estimativa de 19.355,5 toneladas evitadas ao longo de 25 anos de operação, enquanto as emissões geradas pelo ciclo de vida da usina totalizaram 11.030,75 toneladas. O balanço positivo, com mais de 8.324,75 toneladas de CO_2 evitadas, reforça a importância da geração solar para mitigar os impactos ambientais. Além disso, a deterioração anual da capacidade de geração foi projetada em 0,4%, um valor dentro dos parâmetros aceitáveis, mas que deve ser monitorado para garantir a longevidade dos sistemas instalados.

Com base nos resultados obtidos, foram sugeridas diversas melhorias operacionais, como a implementação de estratégias de manutenção preventiva e ajustes na configuração dos inversores. Essas medidas visam aumentar a eficiência da usina e reduzir as flutuações na produção de energia, contribuindo para um desempenho mais consistente ao longo do tempo. A metodologia empregada para coleta de dados e a utilização das ferramentas Power BI e PVsyst se mostraram eficazes, fornecendo uma base sólida para a análise dos dados e para a identificação de áreas de melhoria.

Para pesquisas futuras, recomenda-se a continuidade do monitoramento da usina, com ênfase em novas tecnologias e metodologias que possam aprimorar ainda mais a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental. A aplicação de tecnologias como sensores de desempenho em tempo real e algoritmos de previsão baseados em aprendizado de máquina pode melhorar a acurácia das simulações e otimizar a operação da usina.

Em conclusão, este estudo demonstrou a importância da aplicação de tecnologias avançadas de análise de dados para a gestão de usinas solares fotovoltaicas. As descobertas apresentadas fornecem um caminho claro para a otimização das operações da UFV, que pode servir como referência para outras usinas solares no Brasil e no mundo. Ao adotar as recomendações sugeridas, espera-se que a UFV continue a desempenhar um papel relevante na transição para uma matriz energética mais sustentável, contribuindo significativamente para a expansão da energia solar no país.

6.1 Trabalhos Futuros

Para dar continuidade a este estudo, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros:

- Criação de ferramenta utilizando Python para análise automática de KPIs: Desenvolver uma aplicação que automatize a coleta e análise de dados operacionais, gerando relatórios detalhados sobre os KPIs da usina.
- 2. Utilização de multimedidores de qualidade de energia: Implementar o uso de multimedidores para analisar não apenas os KPIs, mas também a qualidade da energia fornecida pela usina, identificando possíveis melhorias na infraestrutura.
- 3. Estudo para a melhora da legislação brasileira sobre impacto de desligamentos por parte da distribuidora: Analisar o impacto econômico e operacional dos desligamentos realizados pela distribuidora e propor melhorias na legislação brasileira que possam mitigar os prejuízos causados à usina fotovoltaica.
- 4. Implementação de sistemas de armazenamento de energia: Investigar a viabilidade e os benefícios da integração de sistemas de armazenamento de energia (baterias) na usina, para aumentar a estabilidade e a confiabilidade da produção de energia.
- 5. Desenvolvimento de dashboards personalizados para análise de desempenho: Considerar o desenvolvimento de dashboards mais adequados e personalizados para atender às necessidades específicas de cada usina fotovoltaica. Essa customização permitirá uma análise mais detalhada e eficiente dos indicadores de desempenho, facilitando a identificação de oportunidades de melhoria e a tomada de decisões operacionais

Estes trabalhos futuros não só complementariam os resultados obtidos neste estudo, como também contribuiriam para o desenvolvimento contínuo e aprimoramento das usinas solares fotovoltaicas, promovendo a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental.

Referências

- Ministério de Minas e Energia. Quem é quem da eficiência energética, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/mme/quem-e-quem-da-eficiencia-energetica. Acesso em: 24 jul. 2024.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica. Estudo inédito avalia resultados do programa de eficiência energética, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/ estudo-programa-eficiencia-energetica. Acesso em: 24 jul. 2024.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Relatório anual de capacidade instalada de energia elétrica, 2015. Disponível em: https://www.epe.gov.br, Acesso em: 22 out. 2024.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Capacidade instalada de energia elétrica no brasil, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br, Acesso em: 22 out. 2024.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Projeções de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br, Acesso em: 22 out. 2024.
- [6] Antonio Robson Oliveira da Rosa and Fabiano Perin Gasparin. Panorama da energia solar fotovoltaica no brasil. *Revista Brasileira de Energia Solar*, 7(2):140–147, 2016.
- [7] CEPEL/CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CE-PEL/CRESESB, 2014. Disponível em: https://www.cepel.br. Acesso em: 20 junho. 2024.
- [8] Rita Pimpalkar, Anil Sahu, Rajkumar Patil, and Anindita Roy. A comprehensive review on failure modes and effect analysis of solar photovoltaic system. *Materials Today: Proceedings*, dec 2022.
- [9] Omar A.; KHAN Imran; KIM Sunghwan ALSAFASFEH, Qais; SARAEREH. Solar pv grid power flow analysis. *Sustainability*, 11(6):1744, 2019. Disponível em: https://www.mdpi.com/2071-1050/11/6/1744. Acesso em: 20 out. 2024.
- [10] Shyam S. Chandel, Rahul; Chandel. Performance analysis outcome of a 19-mwp commercial solar photovoltaic plant with fixed-tilt, adjustable-tilt, and solar tracking configurations. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(2):149– 160, 2021. Disponível em: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.3369>. Acesso em: 20 junho. 2024.
- [11] S. K. CARSTENS, D.; CUNHA. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in brazil. *Energy Policy*, 2019. 10.1016/J.ENPOL.2018.10.063.

- [12] J.; LACERDA D. P.; ROSA C. B.; REDISKE G. RIGO, P.; SILUK. Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in brazil? *Journal of Cleaner Production*, 240:118243, 2019. 10.1016/j.jclepro.2019.118243.
- [13] CRESESB. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. https://cresesb. cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf, 2004. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_ Engenharia_FV_2004.pdf.
- [14] R. e outros LAMBERTS. Casa eficiente: consumo e geração de energia, volume 2. UFSC, LabEEE, Florianópolis, 2010.
- [15] Robert KENNY. A snapshot of photovoltaics in 2022. Solar RRL, 2023.
- [16] Hannah E. Murdock, Duncan Gibb, Thomas Andre, Janet L. Sawin, Adam Brown, Fabiani Appavou, Geraint Ellis, Baerbel Epp, Flavia Guerra, and Fanny e outros Joubert. Renewables 2020 - global status report. https: //www.ren21.net/reports/global-status-report/, 2020. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 20 out. 2024.
- [17] IRENA. Renewable capacity statistics 2019. https://www.irena.org/ publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019, 2019. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019. Acesso em: 20 out. 2024.
- [18] Marcelo VILLALVA. Introdução à Energia Solar Fotovoltaica. Universidade Estadual de Campinas, 2012.
- [19] WMO. World meteorological organization: Solar radiation. https://public.wmo. int/en, 2020. Disponível em: https://public.wmo.int/en.
- [20] E.; et al. PERLOTTI. Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Abinee, LCA Consultores, PSR Soluções e Consultoria em Energia, 2012. 176 f. (Relatório Técnico) - Estudo do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos.
- [21] Christian A. GUEYMARD. The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76:423–453, 2004.
- [22] Wilson et al. RICKERSON. Solar radiation management: Research on climate impact. *Climatic Change*, 109:235–250, 2011.
- [23] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Solar radiation basics, 2016. Disponível em: https://www.nrel.gov/research/re-solar.html. Acesso em: 20 out. 2024.
- [24] Sandro; LEME L.; SPONTONI Bruna Larissa ARAÚJO, F. B. I. O.; PETRY. Proposta de adaptação da norma brasileira abnt nbr 16274 e de alguns pontos em normas técnicas em determinadas concessionárias para correta avaliação da metodologia de projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com inversor orientado ao módulo, 2022. Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar CBENS.

- [25] Ricardo RÜTHER. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Editora UFSC / LABSOLAR, Florianópolis, 2004.
- [26] Marília; CAMPOS Rafael Antunes; NASPOLINI Helena Flávia; RÜTHER Ricardo NASCIMENTO, Lucas Rafael; BRAGA. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in brazil. *Renewable Energy*, 146:1070–1082, 2020.
- [27] Edgar e outros PERLOTTI. Proposta para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. São Paulo: ABINEE, 2012.
- [28] Nota Técnica EPE. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro, 2012.
- [29] Fernando Ramos e outros MARTINS. Atlas Brasileiro de Energia Solar 2^a Edição. INPE, São José dos Campos, SP, 2017.
- [30] José A. BRITO, Miguel C.; SILVA. Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2006.
- [31] IST.
- [32] Matheus Serra de Holanda Szostak. A preparação das células solares de perovskita no Brasil. PhD thesis, Universidade Estadual de Campinas, 2017.
- [33] Rafael Bomaro Ferreira. Análise da variação da eficiência de conversão energética de células fotovoltaicas de perovskita baseada na velocidade de recombinação e potencial de contato. Master's thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, 2021.
- [34] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). NBR 11704:2008 Sistemas fotovoltaicos - Classificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 2008.
- [35] International Energy Agency. Photovoltaics power systems programme, 2010. Acesso em 14 de junho de 2024.
- [36] Giuliano Arns Rampinelli and Solange (org.) Machado. Manual de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída: teoria e prática. Brazil Publishing, Curitiba, 2021. Vários colaboradores.
- [37] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nbr 15750:2006 sistemas fotovoltaicos - classificação e requisitos mínimos para ensaios, 2006. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=1750.
- [38] International Electrotechnical Commission. Iec 61215: Terrestrial photovoltaic (pv) modules - design qualification and type approval, 2005. Disponível em: https://webstore.iec.ch/publication/6107. Acesso em: 31 jul. 2024.
- [39] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. L. Lima, R. Rüther, S. L. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira, and J. G. Souza. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. INPE, São José dos Campos, 2 edition, 2017.

- [40] W. N. MACÊDO. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. PhD thesis, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- [41] A. F. LISITA Júnior. Desempenho e confiabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Master's thesis, Universidade de Brasília, Brasília, 2005.
- [42] Eduardo Lorenzo and Gerardo L. Araújo. Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, 1994.
- [43] Associação Brasileira de Normas Técnicas. Nbr 5410:2004 instalações elétricas de baixa tensão. 2004.Disponível em: https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=200.
- [44] I. R. Oliveira, J. C. Thomaz Jr, J. L. M. Nogueira, and J. M. Melo. Princípios da instalação de uma estação solarimétrica – sonda uma visão teórica e preliminar – parte i. In *IV Encontro Sul-Brasileiro de Meteorologia*, Pelotas, 2011.
- [45] IEA-PVPS. Snapshot of global pv markets 2024, 2024. Acesso em 16 de junho de 2024.
- [46] International Energy Agency. Photovoltaics power systems programme, annual report 2023, 2023. Acesso em 16 de junho de 2024.
- [47] Fraunhofer ISE. Photovoltaics report 2024, 2024. Acesso em 16 de junho de 2024.
- [48] IRENA. Renewable power generation costs in 2022, 2022. Disponível em: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/ media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_ generation_costs_in_2022.pdf?rev=cccb713bf8294cc5bec3f870e1fa15c2.
- [49] Corrine LIN. Bifacial module demand continues to grow. PV Magazine, 2019.
- [50] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). International technology roadmap for photovoltaic (itrpv) 2021 results. https://itrpv.vdma.org/web/ itrpv/download, 2022.
- [51] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). International technology roadmap for photovoltaic (itrpv) 2022 results. https://www.vdma.org/ international-technology-roadmap-photovoltaic, 2023.
- [52] TaiyangNews. 500w+ solar modules. http://taiyangnews.info/ 500w-solar-modules-report-2020-download-form/, 2020. TaiyangNews UG, Duesseldorf.
- [53] TaiyangNews. Advanced solar module technology, 2021 edition. https: //taiyangnews.info/reports/advanced-module-technologies-2021-report, 2021. TaiyangNews UG, Duesseldorf.

- [54] I. T. SALOMONI. Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em: http://www.tede.ufsc.br/teses/PECV0621-T.pdf. Acesso em: 26 de maio de 2024.
- [55] Gilberto de Martino JANNUZZI. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação. International Energy Initiative para a América Latina (IEI-LA) e Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas-SP, 2009.
- [56] Ministério de Minas e Energia. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas, 2009. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos - GT - GDSF. Brasília, 2009. 222p. Disponível em: http://www.tede.ufsc.br/teses/ PECV0621-T.pdf. Acesso em: 26 de maio de 2024.
- [57] International Solar Energy Society (ISES). Pv and prices, the fast uptake of solar in brazil. https://www.pv-magazine.com/2024/02/20/ pv-and-prices-the-fast-uptake-of-solar-in-brazil/, February 20 2024. Acesso em 16 de junho de 2024.
- [58] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução normativa nº 482, 2012. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/resolucoes-normativas.
- [59] Brasil. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, 2022. Disponível em: http://www. planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2021-2024/2022/Lei/L14300.htm.
- [60] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nbr 11877:1991 sistemas fotovoltaicos – especificação, 1991. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com. br/norma.aspx?ID=1266.
- [61] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nbr 10899:2023 energia solar fotovoltaica – terminologia, 2023. Disponível em: https://www.dinmedia.de/ abnt-nbr-10899-2023-05-18.
- [62] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nbr 11704:2008 sistemas fotovoltaicos – classificação, 2008. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com. br/norma.aspx?ID=1169.
- [63] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nbr 11876:2010 módulos fotovoltaicos - especificação, 2010. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com. br/norma.aspx?ID=1267.
- [64] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Nbr iec 62116:2012 procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, 2012. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com.br/ norma.aspx?ID=1283.
- [65] Qualidade e Tecnologia (INMETRO) Instituto Nacional de Metrologia. Portaria n° 515, de 10 de novembro de 2023. Disponível em: https://www. productcomplianceinstitute.com.

- [66] Ltd. Risen Energy Co. Rsm110-8-540-bmdg datasheet, 2024.
- [67] International Electrotechnical Commission. Iec 61730:2016 photovoltaic (pv) module safety qualification, 2016. Disponível em: https://webstore.iec.ch/publication/6160. Acesso em: 31 jul. 2024.
- [68] Schneider Electric. Harmonic mitigating transformers, 2021.
- [69] Associação Brasileira de Normas Técnicas. Nbr iec 62271-200:2003 equipamentos de alta-tensão - parte 200: Conjuntos de aparelhagem de alta-tensão e controle em invólucro metálico para tensões de até 52 kv, 2003. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=300.
- [70] Associação Brasileira de Normas Técnicas. Nbr iec 60694:2009 especificações comuns para equipamentos de alta-tensão, 2009. Disponível em: https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=400.
- [71] CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Sundata v 3.0 - potencial solar, 2024. Acessado em 30 de junho de 2024.
- [72] Joe; Scarfone Karen Stouffer, Keith; Falco. Guide to industrial control systems (ics) security. https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/Legacy/SP/ nistspecialpublication800-82.pdf, 2011. Acessado em 30 de junho de 2024.
- [73] S. Ansari et al. Khursheed. A review of monitoring technologies for solar pv systems using data processing modules and transmission protocols: Progress, challenges and prospects. *Sustainability*, 11(24):9631, 2019.
- [74] Mohammad Tariq Baig, Mirza Jabbar Aziz; Iqbal. Design and implementation of an open-source scada system for a community solar-powered reverse osmosis system. *Sensors*, 22(24):9631, 2022.
- [75] Equipe PVsyst. Pvsyst software fotovoltaico, 2023. Acessado em 30 de junho de 2024.
- [76] Jonas Menon da Rosa. Modelo de análise de desempenho de redes elétricas utilizando power bi. Master's thesis, Universidade Federal de Santa Maria, 2024.
- [77] Ygor Ferreira Fabre. Desenvolvimento de uma plataforma de monitoramento de microrredes com power bi. Master's thesis, Universidade Estadual Paulista, 2022.
- [78] Viviane Luíse Silva de Lima. Análise de dados de conversores de energia solar com power bi. Master's thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, 2024.
- [79] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Doe solar energy technologies program, annual report, 2004. Acesso em 16 de junho de 2024.
- [80] Inovações e Comunicações (MCTIC) Ministério da Ciência, Tecnologia. Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de fontes renováveis de geração elétrica, 2021. Acesso em 16 de junho de 2024.
- [81] Garvin Heath. Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics, 2012. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

- [82] Raghava Kommalapati, Akhil Kadiyala, Md. Tarkik Shahriar, and Ziaul Huque. Review of the life cycle greenhouse gas emissions from different photovoltaic and concentrating solar power electricity generation systems. *Energies*, 10(3):350, 2017.
- [83] TEA The Energy Agency. Lista tea de emissões de co2, 2021.
- [84] Sérgio Oliveira Pitombo. Influência dos fenômenos climáticos el niño e la niña na geração de energia fotovoltaica. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 35(1):75–86, 2020.
- [85] Mouhaydine Tlemçani, Oumaima Mesbahi, and Fernando M. Janeiro. The effect of dust deposition on the performance of photovoltaic panels. *Sustainability*, 11(24):8022, 2019.
- [86] Vinay Gupta, Madhu Sharma, Rupendra Kumar Pachauri, and K.N. Dinesh Babu. Comprehensive review on effect of dust on solar photovoltaic system and mitigation techniques. *Solar Energy*, 191:596–622, 2019.
- [87] Bill Brooks and Jim Dunlop. Module derating and its impact on PV system performance. John Wiley & Sons, 2012.

APÊNDICE A – PVSyst - Meteornorm



PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: UFV Massambará

Variante: Projeto Executivo Sheds no solo Potência sistema: 6396 kWp Massambará - Brasil



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

	Resumo do	o projeto ——		
Localização geográfica Massambará Brasil	Localização Latitude Longitude Altitude Fuso horário	-22.33 °S -43.52 °W 521 m UTC-3	Parâmetros projeto Albedo	0.20
Dados meteorológicos Massambará Meteonorm 8.1 (2010-2021), Sat=100%	- Sintético			
	Resumo do	sistema —		
Sistema acoplado à rede	Sheds no solo			
Orientação do plano dos módulo Plano fixo Inclinação/Azimute 20 / 0 °	s Sombras próximas Sombras lineares : Len	to (simul.)	Exigências do cons Carga ilimitada (rede)	sumidor
Informação do sistema Grupo FV Nr. de módulos Pnom total	11844 unidades 6396 kWp	Inversores Número de unidades Pnom total Rácio Pnom	50 1.2	20 unidades 100 kWca 179
	Resumo dos	resultados —		
Energia produzida 9558392 kWh/a	ano Produção específica	1494 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	80.26 %
	Índic	.e		
Resumo do projeto e dos resultados Parâmetros gerais, Características do g Definição do horizonte Definição das sombras próximas - Diag Resultados principais Diagrama de perdas Gráficos predefinidos Avaliação P50 – P90 Diagrama unifilar	rupo FV, Perdas do sistema rama das iso-sombras			2 3 9 10 11 11 12 13 13 14 15
Balanço de emissões CO ₂				16



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

	– Parämetros	gerais —			
Sistema acoplado à rede	Sheds no solo				
Orientação do plano dos m	dulos				
Orientação	Configuração dos shed	s	Modelos uti	ilizados	
Plano fixo	Nr. de sheds	47 unidades	Transposiçã	o Perez	
Inclinação/Azimute 20 / 0	° Dimensões		Difuso	Perez, Meteonorm	
	Esp. entre sheds	7.00 m	Cicumsolar	separado	
	Largura módulos	4.79 m			
	Taxa ocup. do solo (GCF	R) 68.4 %			
	Banda inativa no topo	0.02 m			
	Banda inativa em baixo	0.02 m			
	Ângulo limite das sombras				
	Ângulo de perfil limite	33.5 °			
Horizonte	Sombras próximas		Exigências do consumidor		
Altura média 2.4	° Sombras lineares : Lento	Sombras lineares : Lento (simul.)		Carga ilimitada (rede)	
Sistema bifacial					
Modelo	Cálculo 2D				
	sheds ilimitados				
Geometria do modelo bifacial		Definições para modelo bifacial			
Esp. entre sheds	7.00 m	Albedo do solo		0.20	
Largura dos sheds	4.83 m	Fator de bifacialidade		70 %	
Ângulo de perfil limite	33.5 °	Fator sombras posterio	or	5.0 %	
GCR	69.0 %	Perd. mismat. lado an		10.0 %	
Altura acima do solo	0.50 m	Fração transparente do	o shed	0.0 %	
GCR Altura acima do solo	69.0 % 0.50 m	Perd. mismat. lado an Fração transparente do	o shed	10.0 % 0.0 %	

grup

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd	Fabricante	Sungrow
Modelo	RSM110-8-540BMDG	Modelo	SG250-HX
(Parâmetros definidos pelo utiliz	zador)	(Parâmetros definidos pelo util	izador)
Potência unitária	540 Wp	Potência unitária	250 kWca
Número de módulos FV	11844 unidades	Número de inversores	20 unidades
Nominal (STC)	6396 kWp	Potência total	5000 kWca
Grupo #1 - EC 1 - Inversor 1			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	-
l mpp	293 A		
Grupo #2 - EC 1 - Inversor 2			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	-
l mpp	293 A		



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

Características do grupo FV

Grupo #3 - EC 1 - Inversor 3			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Grupo #4 - FC 1 - Inversor 4			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		200
Em condições de func (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kW/n	Rácio Pnom (DC·AC)	1 24
	1033 V	Partilha de potência peste inversor	1.24
Ump	1033 V	Fartina de potencia neste inversor	
Тпрр	278 A		
Grupo #5 - EC 1 - Inversor 5			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Grupo #6 - EC 2 - Inversor 6	612 unidadaa	Número de inverseros	1 unidada
Numero de modulos FV		Numero de inversores	
Nominal (STC)	330 kVVp	Potencia total	250 KWca
Modulos	17 string x 36 Em serie		
Em condições de func. (50°C)		l ensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	293 A		
Grupo #7 - EC 2 - Inversor 7			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)	5	Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
	1033 V	Partilha de notência neste inversor	
Impp	293 Δ		
1 mbb	200 A		
Grupo #8 - EC 2 - Inversor 8			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

Características do grupo FV

Grupo #9 - EC 2 - Inversor 9			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Grupo #10 - EC 2 - Inversor 10			
Número de módulos EV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string v 36 Em série		200 1000
Em condições de func. (50°C)		Tenção de funcionamento	500-1450 V
Em condições de func. (30 C)	285 kWp	Pácio Prom (DC:AC)	1 24
Гпрр	203 KWP	Partilha da patância posta inversor	1.24
	1033 V	Partina de potencia neste inversor	
Ттрр	276 A		
Grupo #11 - EC 3 - Inversor 11			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
Impp	276 A		
Grupo #12 - EC 3 - Inversor 12	C12 unidadaa		
Numero de modulos FV		Numero de inversores	
		Potencia total	250 KVVca
	17 string x 36 Em serie	T a b c b b	500 4450 14
Em condições de func. (50°C)		l ensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	293 A		
Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condicões de func. (50°C)	C C	Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
	293 A	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
·			
Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

Características do grupo FV

Grupo #15 - EC 3 - Inversor 15	,)		
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)	-	Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
	276 4		
1 mpp	210 A		
Grupo #16 - EC 4 - Inversor 16	;		
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Em condições de func. (60 0)	302 kWp	Pásia Prom (DC:AC)	1 32
Гпрр	302 KWP		1.52
Umpp	1033 V	Partilha de potencia neste inversor	
I mpp	293 A		
Grupo #17 - FC 4 - Inversor 17	,		
Número de módulos EV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potância total	
Módulos	17 otring v 26 Em oório	Fotencia total	250 8000
Francisco de fune (50°C)	Tr stillig x 50 Elli selle	Tanaño do funcionamento	500 1450 V
Em condições de func. (50°C)		Prensao de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 KVVp	Racio Phom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	293 A		
Grupo #18 - EC 4 - Inversor 18			
Número de módulos EV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Naminal (STC)			
Nominar (STC)	330 KWp	Polencia lolar	
Modulos	17 string x 36 Em serie		
Em condições de func. (50°C)		l ensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	293 A		
Grupo #19 EC / Inversor 19			
Número de módules EV	EZ6 unidadaa	Número de inversores	1 unidada
Nominal (STC)		Polencia lolai	250 KWCa
Modulos	16 string x 36 Em serie		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
0			
Grupo #20 - EC 4 - Inversor 20			4
Numero de modulos FV	576 Unidades	Numero de Inversores	
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Potencia FV total		Potencia total inversor	
Nominal (STC)	6396 kWp	Potëncia total	5000 kWca
Total	11844 módulos	Número de inversores	20 unidades
Superfície módulos	30947 m²	Rácio Pnom	1.28


Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7

VCG, Data da simulação:	17/07/24 15:45
com V7.4.7	

			Perdas d	o grupo					
Perdas sujid Fração perdas	ade grupo 3.0 %	Fat e Tem	or de perdas té peratura módulos	rm. em função irradiâı	ncia Queda o	s díodo série de tensão	0.7 V		
		Uc (const.)	29.0 W/m²K	Fração	perdas	0.1 % em STC		
		Uv (vento)	0.0 W/m²K	/m/s				
LID - "Light I	nduced Degradat	on" Per	das de qualida	de dos módulos	s Perdas	s dos módulos	com mismatch		
Fração perdas	1.6 %	Fraç	ão perdas	-0.8 %	Fração	perdas	2.0 % no MPP		
Fator de pero Efeito de incidê	d a IAM ncia (IAM): Fresnel, r 30°	evestimento AR, n	(vidro)=1.526, n(A	NR)=1.290	80°	85°	90°		
1.000	0.999	0.987 0.	962 0.89	0.816	0.681	0.440	0.000		
Correção espetral Modelo FirstSolar Água precipitável estimada a partir de humidade relativa Conjunto de coeficientes C0 C1 C2 C3 C4 C5									
Mono	crystalline Si	0,85914	-0,02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781		

		 Perdas de ca 	ablagem DC	
Res. global dos cabos	0.59 mΩ		5	
Fração perdas	0.3 % em STC			
Grupo #1 - EC 1 - Inve	prsor 1		Grupo #2 - EC 1 - Inversor 2	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	18 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.5 % em STC
Grupo #3 - EC 1 - Inve	ersor 3		Grupo #4 - EC 1 - Inversor 4	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	9.4 mΩ
Fração perdas		0.3 % em STC	Fração perdas	0.2 % em STC
Grupo #5 - EC 1 - Inve	ersor 5		Grupo #6 - EC 2 - Inversor 6	
Res. global do grupo		2.9 mΩ	Res. global do grupo	14 mΩ
Fração perdas		0.1 % em STC	Fração perdas	0.4 % em STC
Grupo #7 - EC 2 - Inve	ersor 7		Grupo #8 - EC 2 - Inversor 8	
Res. global do grupo		17 mΩ	Res. global do grupo	15 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.4 % em STC
Grupo #9 - EC 2 - Inve	ersor 9		Grupo #10 - EC 2 - Inversor 10	
Res. global do grupo		12 mΩ	Res. global do grupo	8.8 mΩ
Fração perdas		0.3 % em STC	Fração perdas	0.2 % em STC
Grupo #11 - EC 3 - Inv	/ersor 11		Grupo #12 - EC 3 - Inversor 12	
Res. global do grupo		28 mΩ	Res. global do grupo	11 mΩ
Fração perdas		0.7 % em STC	Fração perdas	0.3 % em STC
Grupo #13 - EC 3 - Inv	/ersor 13		Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	12 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.3 % em STC
Grupo #15 - EC 3 - Inv	versor 15		Grupo #16 - EC 4 - Inversor 16	
Res. global do grupo		15 mΩ	Res. global do grupo	17 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.4 % em STC
Grupo #17 - EC 4 - Inv	/ersor 17		Grupo #18 - EC 4 - Inversor 18	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	11 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.3 % em STC
Grupo #19 - EC 4 - Inv	/ersor 19		Grupo #20 - EC 4 - Inversor 20	
Res. global do grupo		21 mΩ	Res. global do grupo	38 mΩ
Fração perdas		0.5 % em STC	Fração perdas	0.9 % em STC



Г

Variante: Projeto Executivo

Perdas do sistema

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

Fração de perdas cobre

Resistência equivalente das bobines

Indisponibilidade do s	sistema	Perdas auxiliares	3	
Fração tempo	2.0 %	Constante (ventilaçã	io) 8.00 kW	
	7.3 dias,	0.0 kW a partir de lir	niar de pot.	
	4 períodos	Consumo aux. noctu	irno 2.00 kW	
		– Perdas de d	cablagem CA	
Saída do inversor até	ao transformado	r MT		
Tensão inversor		800 Vac tri		
Fração perdas		0.10 % em STC		
Inversor: SG250-HX				
Secção cabos (20 Inv.)	Alumínio 20 x 3 :	x 150 mm²		
Comprimento médio dos c	abos	10 m		
Linha MT até ao ponto	o de injeção			
Tensão MT		25 kV		
Média cada inversor				
Condutores	Cobre 3	3 x 35 mm²		
Comprimento		100 m		
Fração perdas		0.01 % em STC		
		Perdas CA nos	transformadores ——	
Transformador MT				
Média tensão		25 kV		
Parâmetros de um transf	formador		Perdas operacionais em STC (sistema inteiro)
Potência nominal em STC		1.58 MVA	Número idêntico de transformado	bres MT 4
Iron Loss (Ligação 24/24)		1.25 kVA	Potência nominal em STC	6.33 MVA
Fração de perdas no ferro		0.08 % em STC	Perdas ferro (Ligação 24/24)	5.00 kVA
perda cobre		20.04 kVA	perda cobre	80.16 kVA

1.27 % em STC

3 x 5.12 mΩ



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

	Definição do horizonte													
Horizon fro	Horizon from PVGIS website API, Lat=-22°19'46", Long=-43°31'11", Alt=525m													
Altura média	l	2	.4 °		Fator alb	edo		0.92						
Fator difuso		1.0)0		Fração a	lbedo		100 %						
						Perfil d	lo horizo	onte						
Azimute [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83
Altura [°]	5.0	5.3	5.7	5.0	7.6	6.1	7.6	6.9	6.1	5.0	3.8	2.7	2.3	1.5
Azimute [°]	-75	-68	-23	-15	-8	0	8	15	23	38	53	60	68	75
Altura [°]	1.5	0.8	0.8	1.1	1.1	1.5	2.3	1.5	2.7	2.7	1.5	0.8	1.5	0.8
Azimute [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	
Altura [°]	1.1	0.8	1.1	0.8	0.0	0.4	0.4	2.3	1.9	1.1	2.3	3.1	4.6	
				Traje	tórias s Plan	olares (o fixo, Inc	diagram lin/azimut	a Altura es : 20°/ 0	/Azimut °	e)				
	90		×(7)								/			
	-				\succ								-	
	-				1	K	5	\square		\rightarrow	<mark>/</mark> 1h		-	
	75 —			13h			\sim /		A –	T			_	
				\mathbb{N}		\backslash			\rightarrow				_	
					X					-	10h			
				14h	\checkmark	X	V	\rightarrow			1			
	60 -			N	\bigwedge	\sim	N	V	\mathbf{N}	H			-	
	-				ŧ, γ	k	3-		λ		9h		-	
01 [0]	-		1	5h	\times				\mathbb{V}	X			-	
s op	45 —			NN	\backslash /	\bigvee	2	+	X				_	
ltura	_				Х /	$\langle \rangle$			/ /	H	0 h			
A			16		\mathcal{A}	X			∇	1	Dou			
	ſ				/ 🕅				$\langle / / \rangle$	V	XI			
	30 —			IN)	$\langle \rangle$: 22 de junh : 22 mai – 2	0 3. jul	VX \	AT			-	
	F		476	$ \square$	/	3	: 20 abr – 2	3 ago			1 ^{7h}		-	
			170	H I	×//	4:	: 20 mar – 2	3 set			N			
	15 —			XN		5:	: 21 fev – 2	3 out	K	X			_	
						6:	: 19 jan – 2:	2 nov		VI	6h			
			Atrád		\mathbf{N}	73	22 dezemi	Dro	V	1 1	Han	\sim		
			_do plano				\sim		.1	L	do p	lano		
	0 –– – 180	150	120	90	60	30	0	-30	-60	-90	-120	-150	180)
							Azimute	[°]						



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7

VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7





Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

Produção do sistema Energia produzida

Produções normalizadas (por kWp instalado) Lc: Perda de absorção (grupo FV) 0.78 kWh/kWp/dia Ls: Perdas do sistema (inversor, ...) 0.23 kWh/kWp/dia Energia normalizada [kWh/kWp/dia] Energia útil produzida (saída inversor) 4.09 kWh/kWp/dia 5 4 3 2 0 Jan Abr Mai Jul Set Out Fev Mar Jun Ago Nov Dez

Resultados principais

9558392 kWh/ano

Produção específica Índice de perf. PR 1494 kWh/kWp/ano 80.26 %



Balanços e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	rácio
Janeiro	194.6	90.11	25.37	181.3	167.9	963404	934410	0.806
Fevereiro	161.6	76.91	25.72	158.7	147.1	835879	810597	0.798
Março	156.4	69.71	24.41	164.7	153.6	872218	789616	0.749
Abril	136.1	55.53	22.66	155.2	145.5	840510	814747	0.821
Maio	122.0	48.81	20.42	149.8	139.7	832396	807430	0.843
Junho	107.5	40.84	19.13	137.6	127.4	768608	703928	0.800
Julho	118.3	38.55	18.95	150.4	139.9	835807	810706	0.843
Agosto	129.4	50.87	20.04	151.3	142.1	837417	811717	0.839
Setembro	142.0	67.09	21.09	153.2	142.8	834071	734656	0.750
Outubro	152.4	80.52	23.01	153.0	141.9	822628	796044	0.814
Novembro	148.8	78.37	22.96	140.6	129.6	757872	731948	0.814
Dezembro	180.0	90.55	24.75	166.0	153.0	887578	812594	0.765
Ano	1749.0	787.86	22.36	1862.0	1730.5	10088388	9558392	0.803
Legendas								
GlobHor Irrac	liação horizontal to	otal		EArra	y Energia e	efetiva à saída d	o grupo	
DiffHor Irrac	liação difusa horizo	ontal		E_Gri	d Energia i	njetada na rede		

PR

Índice de performance

T_Amb

GlobInc

GlobEff

Temperatura ambiente

Incidência global no plano dos sensores

Global efetivo, corrigido para IAM e sombras



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7





Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7





Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

			Avaliação P50 – P90
Dados n	neteorológicos		Incertez
Origem	Meteonorm 8.1 (2010-2021), Sat=	100%	Parâm./m
Tipo	Médias me	ensais	Incerteza
Sintético ·	- Média plurianual		Incertezas
Variação	de um ano para o outro(Variância)	2.5 %	Incerteza
Desvio es	specificado		
Mudança	climática	0.0 %	

Variação global (dados meteorológicos e sistema)Variação (Soma quadrática)3.1 %

Incertezas sobre a simulação e os p	parâmetros
Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Incerteza acerca da degradação	1.0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	295 MWh
P50	9558 MWh
P90	9181 MWh
P95	9074 MWh



Distribuição de probabilidade

13	Diagrama unifilar
PVsyst V7.4.7 VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:4 com V7.4.7	5 Solo m RSM110-8-5408MDG Jungáo Inversor (250 kVA) Insformador M1 I7 Strins
	40.0 m 10.0 m IRSM110-8-540BMDG Junção 17 Strings 20.0 m Inversor (250 kVA) 17 Strings Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 20.0 m 20.0 m Inversor (250 kVA) 16 Strings 20.0 m
36 10 10	IRSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 100 n 100 n IRSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 500 m 10.3 m Instructional Strings 10.0 m 10.3 m Instructional Strings 10.0 m 10.3 m Instructional Strings 10.0 m 10.3 m Inversor (250 kVA) 10.3 m 10.3 m Inversor (250 kVA) 10.4 m 10.4 m
9 9 1 1	30.0 m 10.0 m IRSM110-8-540BMDG Junção 17 Strings 10.0 m Sign 10.4 m 10.0 m IRSM110-8-5400MDG Junção Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 40.0 m 10.4 m 10.4 m
8 36 36 36 36 36	Impac Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 300 m Inversor (250 kVA) Instruction Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 300 m Inversor (250 kVA) 16 Strings 300 m Inversor (250 kVA) 16 Strings 300 m Inversor (250 kVA) 16 Strings Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings Junção Inversor (250 kVA)
7 7	10.0 kmgs 40.0 m 10.0 m IRSM110-8-540BMDG Jumcab Inversor (250 kVA) 17.5trings 50.0 m 10.0 m IRSM110-6-540UMDG Junção Inversor (250 kVA) 17.5trings 40.0 m 10.2 m
6 36 36 36	IRS/1110-8-540BMDG Junção Triversor (250 kVA) 16 Strings 300 n Inversor (250 kVA) 16 Strings Junção Junção 16 Strings 500 n Inversor (250 kVA) 16 Strings 600 n Inversor (250 kVA) Instruction 10.3 n Instruction Junção Inversor (250 kVA)
5 5 1 36	17 Strings 36.0 m 10.0 m ISSW110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 17 Strings 40.0 m 10.3 m
4 4 36	70.0 m 10.3 m IRSM110-8-540BMDG Junção 16 Strings 80.0 m INSM110-8-540BMDG Junção Inversor 10.0 m IRSM110-8-540BMDG Junção Inversor 10.0 m IRSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings Junção
3	Módulo FV RSM110-8-540BMDG
2	String 36 x RSM110-8-540BMDG
¹ genial ¹ SOLAR	VCG : Projeto Executivo 19/07/24



Variante: Projeto Executivo

PVsyst V7.4.7

VCG, Data da simulação: 17/07/24 15:45 com V7.4.7

	Balalıçı	
Total:	7426.0 tCO ₂	
Emissões geradas	;	Economia de emissões de CO₂ em função do tempo
Total:	11028.58 tCO₂	· · · · · ·
Origem: Cálculo em de	etalhe na tabela abaixo	
Emissões evitadas	5	
Total:	19355.7 tCO₂	6000
Produção do sistema:	9558.39 MWh/ano	4000
LCE - Emissões da re	de: 81 gCO₂/kWh	
Origem:	Lista TEA	
País:	Brazil	Ö 0
Tempo de vida:	25 anos	
Deterioração anual:	0.4 %	
		-6000
		-8000
		-12000 -120000 -120000 -120000 -120000 -12000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -1200000 -120000 -120000 -120000 -120000 -120000 -1200000 -1200000 -1200000 -1200000 -12000000 -12000000 -12000000 -1200000000 $-12000000000000000000000000000000000000$
		Ano
	Pormenores das emissõ	s durante o ciclo de vida do sistema
Item	LCE	Quantidade Subtotal
		[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO2/kWp	6396 kWp 10954146
Suporta	0.54 kgCO2/kg	118440 kg 63990
Inversores	522 kgCO2/unidades	20.0 unidades 10441

Balanço de emissões CO₂

APÊNDICE B – PVSyst - Estação Solarimétrica



PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: UFV Massambará Variante: Projeto Executivo - Estação Solarimétrica Sheds no solo Potência sistema: 6396 kWp Massambará - Estação Solarimétrica - Brasil



PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

Localização goográfica	l ocalização		Parâmotros projet	
Localização geografica Massambará - Estação Solarimótrica	Localização	_22 33 °S	Albedo	0.20
Brasil		-22.55 °M	Albedo	0.20
Diasii	Altitudo	-40.02 W		
	Autoue Euso borário			
	r uso norano	010-3		
Dados meteorológicos				
Massambará - Estação Solarimétrica				
Custom file - Imported				
		sistema —		
		Sistema		
Sistema acoplado à rede	Sheds no solo			
Orientação do plano dos módulos	Sombras próximas		Exigências do con	sumidor
Plano fixo	Sombras lineares : Ler	ito (simul.)	Carga ilimitada (rede)	
Inclinação/Azimute 20 / 0 °				
Informação do sistema				
Grupo FV		Inversores		
Nr. de módulos	11844 unidades	Número de unidades		20 unidades
Pnom total	6396 kWp	Pnom total	5	000 kWca
		Rácio Pnom	1.	279
	— Resumo dos	resultados —		
Energia produzida 1732496 kWh	Produção específica	271 kWh/kWp	Índice de perf. PR	77.31 %
	Índi			
				_
Resumo do projeto e dos resultados				2
Parâmetros gerais, Características do grup	o FV, Perdas do sistema			3
Definição do horizonte				9
Definição das sombras próximas - Diagram	a das iso-sombras			10
Resultados principais				11
Diagrama de perdas				12
Graticos predefinidos				13
Avaliação P50 – P90				14
Diagrama unifilar				15
Balanço de emissões CO ₂				16



VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

		Parametros	gerais —		
Sistema acoplado à	ı rede	Sheds no solo			
Orientação do plane	o dos módulos				
Orientação		Configuração dos shed	Configuração dos sheds		
Plano fixo		Nr. de sheds	47 unidades	Transposição	Perez
Inclinação/Azimute	20 / 0 °	Dimensões		Difuso Pe	rez, Meteonorm
		Esp. entre sheds	7.00 m	Cicumsolar	separado
		Largura módulos	4.79 m		
		Taxa ocup. do solo (GCR	c) 68.4 %		
		Banda inativa no topo	0.02 m		
		Banda inativa em baixo	0.02 m		
		Ângulo limite das somb	ras		
		Ângulo de perfil limite	33.5 °		
Horizonte		Sombras próximas		Exigências do	consumidor
Altura média	2.4 °	Sombras lineares : Lento	(simul.)	Carga ilimitada (r	ede)
Sistema bifacial					
Modelo	Cá	alculo 2D			
	sheds i	limitados			
Geometria do modelo	bifacial		Definições para mod	lelo bifacial	
Esp. entre sheds		7.00 m	Albedo do solo		0.20
Largura dos sheds		4.83 m	Fator de bifacialidade		70 %
Ângulo de perfil limite		33.5 °	Fator sombras posteri	ior	5.0 %
GCR		69.0 %	Perd. mismat. lado an	ı	10.0 %
Altura acima do solo		0.50 m	Fração transparente d	lo shed	0.0 %

Caracteristicas do grupo r v

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd	Fabricante	Sungrow
Modelo	RSM110-8-540BMDG	Modelo	SG250-HX
(Parâmetros definidos pelo uti	lizador)	(Parâmetros definidos pelo util	lizador)
Potência unitária	540 Wp	Potência unitária	250 kWca
Número de módulos FV	11844 unidades	Número de inversores	20 unidades
Nominal (STC)	6396 kWp	Potência total	5000 kWca
Grupo #1 - EC 1 - Inversor 1			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inverso	r
l mpp	293 A		
Grupo #2 - EC 1 - Inversor 2			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inverso	r
l mpp	293 A		



VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

Características do grupo FV

Grupo #3 - EC 1 - Inversor 3			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Grupo #4 - EC 1 - Inversor 4			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)	-	Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
Ітрр	276 A		
Grupo #5 - EC 1 - Inversor 5	F70 unidadaa		1
Numero de modulos FV		Numero de Inversores	
Nominal (STC)	311 kvvp	Potencia total	250 kvvca
	16 string x 36 Em serie	Tana ão do funcion amonto	500 4450 \/
Em condições de func. (50°C)		Péria Prom (DC:AC)	500-1450 V
Phipp	203 KWP	Racio Pholin (DC.AC)	1.24
Umpp		Partina de potencia neste inversor	
Тпрр	276 A		
Grupo #6 - EC 2 - Inversor 6			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	293 A		
Grupo #7 - EC 2 - Inversor 7			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)	5	Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
Impp	293 A		
Grupo #8 - EC 2 - Inversor 8	E76 unidadaa	Nuímero de inverseros	1 unidada
Numero de modulos FV		Numero de inversores	
	JII KVVP		200 KVVCa
iviouulos	TO SUMY X SO EM SERE	Topoão do funcionamento	500 1450 V
Em condições de func. (50°C)	285 1000		1 01
г шүү Штор	200 KWP 1033 V	Rado Filon (DC.AC) Partilha de petência posto inversor	1.24
l mpp	276 ^	i-artima de potencia neste invelsor	
י אאווי ו	210 A		



VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

Características do grupo FV

Grupo #9 - EC 2 - Inversor 9			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Grupo #10 - EC 2 - Inversor 10			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
Impp	276 A		
0 #44 500 1			
Grupo #11 - EC 3 - Inversor 11			
Numero de modulos FV		Numero de inversores	
Nominai (STC)	311 KVVP	Polencia lolai	250 kwca
modulos	To suring x 50 Em serie	Topoão do funcionamento	500 1450 \/
Em condições de func. (50°C)		Pásia Prom (DC:AC)	500-1450 V
Filipp	205 KWP	Partilha do potência posto invorsor	1.24
Unipp	1033 V 276 A	Partilla de potencia neste inversor	
Тпрр	270 A		
Grupo #12 - EC 3 - Inversor 12			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Número de módulos FV Nominal (STC)	612 unidades 330 kWp	Número de inversores Potência total	1 unidade 250 kWca
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série	Número de inversores Potência total	1 unidade 250 kWca
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C)	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento	1 unidade 250 kWca 500-1450 V
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC)	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC)	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C)	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC)	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp I mpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14 Número de módulos FV	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 576 unidades 244 kWr	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14 Número de módulos FV Nominal (STC)	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 576 unidades 311 kWp	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos FV	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 576 unidades 311 kWp 16 string x 36 Em série	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C)	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 576 unidades 311 kWp 16 string x 36 Em série	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 576 unidades 311 kWp 16 string x 36 Em série 285 kWp 1022 V	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC)	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.24
Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #13 - EC 3 - Inversor 13 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp I mpp Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14 Número de módulos FV Nominal (STC) Módulos Em condições de func. (50°C) Pmpp Umpp	612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 612 unidades 330 kWp 17 string x 36 Em série 302 kWp 1033 V 293 A 576 unidades 311 kWp 16 string x 36 Em série 285 kWp 1033 V 276 A	Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor Número de inversores Potência total Tensão de funcionamento Rácio Pnom (DC:AC) Partilha de potência neste inversor	1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.32 1 unidade 250 kWca 500-1450 V 1.24



VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

Características do grupo FV

Grupo #15 - EC 3 - Inversor 15			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	276 A		
Srupo #16 - EC 4 - Inversor 16	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Naminal (STC)			
Norminai (STC)	17 otring v 26 Em pório		250 KWCa
modulos	17 string x 36 Em sene	Tanaño do funcionamento	500 1450 V
Em condições de func. (50 C)	202 1/1/12		500-1450 V
Phipp	302 KWP	Racio Phom (DC.AC)	1.32
Umpp	1033 V	Parlina de polencia nesle inversor	
Ттрр	293 A		
Grupo #17 - EC 4 - Inversor 17			
Número de módulos FV	612 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	330 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	17 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	302 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
l mpp	293 A		
0			
Grupo #18 - EC 4 - Inversor 18	612 unidadaa	Número de inverseros	1 upidada
Numero de modulos FV		Numero de inversores	
Nominal (STC)	330 KVVp	Potencia total	250 KVVCa
	17 string x 36 Em serie	— ~	500 4450 14
Em condições de func. (50°C)			500-1450 V
Pmpp	302 KVVp	Racio Phom (DC:AC)	1.32
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
І трр	293 A		
Grupo #19 - EC 4 - Inversor 19			
Número de módulos FV	576 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	311 kWp	Potência total	250 kWca
Módulos	16 string x 36 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	500-1450 V
Pmpp	285 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Umpp	1033 V	Partilha de potência neste inversor	
Impp	276 A		
Omme #20 EO 4 Januare - 20			
Grupo #20 - EC 4 - Inversor 20	EZG upidadaa	Número de inversores	
Naminal (STC)			
Médulos	16 otring v 26 Em cório		230 KWCa
Francia de func. (50%C)	To suring x 50 EIII serie	Tanaño do funcionamento	500 1450 V
Em conaições de func. (50°C)	295 1/1/2		JUU-1450 V 1 DA
Filipp	200 KVVP 1022 V	Racio Prioriti (DC:AC)	1.24
Unipp	1033 V	Paruna de potencia neste inversor	
і трр	276 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	6396 kWp	Potência total	5000 kWca
Total	11844 módulos	Número de inversores	20 unidades
Superfície módulos	30947 m²	Rácio Pnom	1.28



VCH, Data da simulação:	16/07/24	18:27
com V7.4.7		

			Perdas de	o grupo			
Perdas sujid Fração perdas	ade grupo 3.0 %	Fato Tem	or de perdas té peratura módulos	rm. em função irradiâi	ncia Queda o	s díodo série de tensão	0.7 V
			const.) /ento)	29.0 W/m²K 0.0 W/m²K	Fração /m/s	perdas	0.1 % em STC
LID - "Light I	nduced Degradatio	on" Perc	das de qualidad	de dos módulos	s Perdas	s dos módulos	com mismatch
Fração perdas	1.6 %	Fraç	ão perdas	-0.8 %	Fração	perdas	2.0 % no MPP
Fator de pero Efeito de incidê	da IAM ncia (IAM): Fresnel, re 30°	evestimento AR, n	(vidro)=1.526, n(A	R)=1.290	80°	85°	90°
1.000	0.999 (0.987 0.9	962 0.89	0.816	0.681	0.440	0.000
Correção es Modelo FirstSo Água precipitáv	petral lar el estimada a partir de	e humidade relativ	a				
Conjunto	de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Mono	crystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

		 Perdas de c 	ablagem DC	
Res. global dos cabos	0.59 mΩ		C	
Fração perdas	0.3 % em STC			
1 6				
Grupo #1 - EC 1 - Invo	ersor 1		Grupo #2 - EC 1 - Inversor 2	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	18 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.5 % em STC
Grupo #3 - EC 1 - Inve	ersor 3		Grupo #4 - EC 1 - Inversor 4	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	9.4 mΩ
Fração perdas		0.3 % em STC	Fração perdas	0.2 % em STC
Grupo #5 - EC 1 - Inve	ersor 5		Grupo #6 - EC 2 - Inversor 6	
Res. global do grupo		2.9 mΩ	Res. global do grupo	14 mΩ
Fração perdas		0.1 % em STC	Fração perdas	0.4 % em STC
Grupo #7 - EC 2 - Invo	ersor 7		Grupo #8 - EC 2 - Inversor 8	
Res. global do grupo		17 mΩ	Res. global do grupo	15 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.4 % em STC
Grupo #9 - EC 2 - Inve	ersor 9		Grupo #10 - EC 2 - Inversor 10	
Res. global do grupo		12 mΩ	Res. global do grupo	8.8 mΩ
Fração perdas		0.3 % em STC	Fração perdas	0.2 % em STC
Grupo #11 - EC 3 - Inv	versor 11		Grupo #12 - EC 3 - Inversor 12	
Res. global do grupo		28 mΩ	Res. global do grupo	11 mΩ
Fração perdas		0.7 % em STC	Fração perdas	0.3 % em STC
Grupo #13 - EC 3 - Inv	versor 13		Grupo #14 - EC 3 - Inversor 14	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	12 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.3 % em STC
Grupo #15 - EC 3 - Inv	versor 15		Grupo #16 - EC 4 - Inversor 16	
Res. global do grupo		15 mΩ	Res. global do grupo	17 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.4 % em STC
Grupo #17 - EC 4 - Inv	versor 17		Grupo #18 - EC 4 - Inversor 18	
Res. global do grupo		14 mΩ	Res. global do grupo	11 mΩ
Fração perdas		0.4 % em STC	Fração perdas	0.3 % em STC
Grupo #19 - EC 4 - Inv	versor 19		Grupo #20 - EC 4 - Inversor 20	
Res. global do grupo		21 mΩ	Res. global do grupo	38 mΩ
Fração perdas		0.5 % em STC	Fração perdas	0.9 % em STC



PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

Fração de perdas cobre

Resistência equivalente das bobines

		— Perdas c	lo sistema 🛛 ————	
Indisponibilidade do sis	stema	Perdas auxiliares	6	
Fração tempo	2.0 %	Constante (ventilaçã	- ăo) 8.00 kW	
	7.3 dias,	0.0 kW a partir de lir	niar de pot.	
	4 períodos	Consumo aux. nocti	urno 2.00 kW	
		— Perdas de o	cablagem CA	
Saída do inversor até ac	o transformado	r MT		
Tensão inversor		800 Vac tri		
Fração perdas		0.10 % em STC		
Inversor: SG250-HX				
Secção cabos (20 Inv.)	Alumínio 20 x 3	x 150 mm²		
Comprimento médio dos cab	oos	10 m		
Linna MI ate ao ponto o	te injeçao			
Média anda inversor		23 KV		
	Cabra	$0 \times 2E mm^2$		
Condutores	Cobre a	100 m		
Fração perdas		0.01 % em STC		
		Perdas CA nos	transformadores ——	
Transformador MT				
Média tensão		25 kV		
Parâmetros de um transfor	mador		Perdas operacionais em STC	(sistema inteiro)
Potência nominal em STC		1.58 MVA	Número idêntico de transformado	ores MT 4
Iron Loss (Ligação 24/24)		1.25 kVA	Potência nominal em STC	6.33 MVA
Fração de perdas no ferro		0.08 % em STC	Perdas ferro (Ligação 24/24)	5.00 kVA
perda cobre	:	20.04 kVA	perda cobre	80.16 kVA

1.27 % em STC

3 x 5.12 mΩ



PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

					De	efinição	do ho	rizonte							
Horizon fro	om PVG	IS webs	ite API,	Lat=-22	°19'46",	Long=-4	43°31'11	", Alt=52	25m						
Altura média		2	.4 °		Fator alb	edo		0.92							
Fator difuso		1.0	00		Fração a	lbedo		100 %							
Perfil do horizonte															
Azimute [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	
Altura [°]	5.0	5.3	5.7	5.0	7.6	6.1	7.6	6.9	6.1	5.0	3.8	2.7	2.3	1.5	
Azimute [°]	-75	-68	-23	-15	-8	0	8	15	23	38	53	60	68	75	
Altura [°]	1.5	0.8	0.8	1.1	1.1	1.5	2.3	1.5	2.7	2.7	1.5	0.8	1.5	0.8	
Azimute [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173		
Altura [°]	1.1	0.8	1.1	0.8	0.0	0.4	0.4	2.3	1.9	1.1	2.3	3.1	4.6		
				Traje	tórias s	olares (diagram	a Altura	/Azimut	e)					
	90				Plan	o fixo, Inc	lin/azimut	es : 20°/ 0	0						
			41		\sim	6		\rightarrow					· ·]		
					\frown		_				han .				
	-			134		A		\leftarrow	1	\frown			1		
	75 —				\rightarrow	$\langle \rangle$	\setminus /	/	×	T			-		
	ŀ				\checkmark	\backslash	\mathbf{A}		\times						
	-				\sim			$\neg \downarrow$			10h		-		
	60 -			14h	\checkmark	\times	V	/	\setminus /	11	1		_		
				K	$/ \setminus /$	\sim \sim	3	_ /		HI					
	, F				₹ χ	X		A	X		9h		1		
sol [°	' F		1	5h	\sim	\langle / \rangle			\mathcal{I}	A	λ		-		
i do s	45 —			NI	\backslash) $$	X		H.	XV	$\langle \rangle$			_		
Altura	-				X /				$/ \setminus /$	FI	8h		-		
4			16	in	\mathcal{N}	X		V V	∇	X	D				
						11	00 de iunt	```	$\langle / / \rangle$	V V	1				
	30 -			IN)	()		22 de juni 22 mai – 2	o 3 iul	V N	AT			-		
	F		4.76			3	20 abr – 2	3 ago			1/n		-		
	_		170	$f \downarrow I$	<u>*//</u>	4	20 mar – 2	3 set		$\sqrt{2}$	X				
	15 —			XI V		5	21 fev – 2	3 out	K	X			_		
						6	19 jan – 2	2 nov		VI	6h				
			Atrád		\mathbf{X}	1	22 dezem	pro		$7 \setminus 7$	TH	\sim			
			do plano				\sim		, M	LK	do p	lano			
	0 L 180	150	120	90	60	30	0	-30	-60	-90	-120	-150	-180)	
			.20				Azimute	[°]		20	.20				



VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7





Variante: Projeto Executivo - Estação Solarimétrica

Resultados principais

PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7



Índice de perf. PR

271 kWh/kWp 77.31 %



Balanços e resultados principais

		GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
		kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	rácio
Fev. 24		128.5	50.05	2.06	127.2	119.3	689853	667983	0.821
Mar. 24		113.5	44.55	17.61	118.6	111.2	603845	519378	0.685
Abr. 24		91.0	37.29	17.29	104.6	98.2	562941	545135	0.815
Período		332.9	131.89	12.49	350.4	328.7	1856639	1732496	0.773
_egenda	IS								
GlobHor	Irradiaçã	io horizontal to	otal		EArray	nergia e	efetiva à saída d	lo grupo	
DiffHor	Irradiaçâ	io difusa horizo	ontal		E_Grid	I Energia i	njetada na rede		
_Amb	Tempera	atura ambiente			PR	Índice de	performance		
BlobInc	Incidênc	ia global no pla	ano dos sensore	es					
JobEff	Global e	fetivo corrigido	o para IAM e so	mbras					



Variante: Projeto Executivo - Estação Solarimétrica

PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7





Variante: Projeto Executivo - Estação Solarimétrica

PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7





Variante: Projeto Executivo - Estação Solarimétrica

PVsyst V7.4.7

VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

		– Avaliaçã	ão P50 – P90	
Dados meteorológicos			Incertezas sobre a simulação e os p	arâmetros
Origem	Custom 1	file	Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Тіро	Médias mensa	ais	Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Imported - Média plurianual			Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Variação de um ano para o outro	o(Variância) 2	2.5 %	Incerteza acerca da degradação	1.0 %
Desvio especificado				
Mudança climática	(0.0 %		
Variação global (dados me	teorológicos e	e sistema)	Probabilidade de produção anual	
Variação (Soma quadrática)		3.1 %	Variação	53.4 MWh

P50



1732.5 MWh

13	📢 Diagrama unifilar	13
12	PVsyst V7.4.7 VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7	12
11	36 x RSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA)	11
9	17 Strings ^(0,0) n	9
8	36 x RSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings 30 n Inversor (250 kVA) 36 x RSM110 8 540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 36 x RSM110 8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 36 x RSM110 8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 36 x RSM110 8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 16 Strings Junção Inversor (250 kVA)	8
6	30.0 m 10.0 m 36 x RSM110-6-9-40UMUG Junção 17 Strings 10.0 m 36 x RSM110-8-540BMDG Junção 16 Strings Stud m 36 x RSM110-8-540BMDG Junção 16 Strings Stud m 36 x RSM110-8-540BMDG Junção 16 Strings Stud m 36 x RSM110-8-540BMDG Junção 10 m Junção	6
5	36 x RSM110 8 560BMDC: Junção Inversor (250 kVA) 17 Strings 500 n 100 n 36 x RSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 17 Strings 300 n 100 n 30 x RSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 17 Strings 300 n 100 n 30 x RSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 17 Strings 300 n 100 n 30 x RSM110-8-540BMDG Junção Inversor (250 kVA) 17 Strings 700 n 100 n	5
4	Junção Triversor (250 kVA) 36 x RSM110-8-540BMDG 36 x RSM110-8-540BMDG 36 x RSM110-8-540BMDG 10 n 36 x RSM110-8-540BMDG 10 n 16 Strings	4
3	Módulo FV RSM110-8-540BMDG Inversor SG250-HX	3
2	String 36 x RSM110-8-540BMDG	2
1	VCH : Projeto Executivo - Estação Sola rimétrica A B C D E F G H I	1



Variante: Projeto Executivo - Estação Solarimétrica

PVsyst V7.4.7

VCH, Data da simulação: 16/07/24 18:27 com V7.4.7

