



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CAMILLA DOMINGUES ALBUQUERQUE

**ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM DIFERENTES ARQUITETURAS DE INVERSORES: ESTUDO
DE CASO EM GERAÇÃO CENTRALIZADA**

Recife
2023

CAMILLA DOMINGUES ALBUQUERQUE

**ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM DIFERENTES ARQUITETURAS DE INVERSORES:
ESTUDO DE CASO EM GERAÇÃO CENTRALIZADA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do grau de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Fabrício Bradaschia

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Albuquerque, Camilla Domingues .

Análise comparativa da produção de energia em sistemas fotovoltaicos com diferentes arquiteturas de inversores: estudo de caso em geração centralizada / Camilla Domingues Albuquerque. - Recife, 2023.

141 p. : il., tab.

Orientador(a): Fabrício Bradaschia

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, , 2023.

Inclui referências, apêndices, anexos.

1. arquiteturas de inversores. 2. simulações energéticas. 3. energia solar. 4. fator de sobrecarga. 5. geração centralizada. I. Bradaschia, Fabrício . (Orientação).
II. Título.

620 CDD (22.ed.)

CAMILLA DOMINGUES ALBUQUERQUE

**ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS COM DIFERENTES ARQUITETURAS DE INVERSORES:
ESTUDO DE CASO EM GERAÇÃO CENTRALIZADA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 28/09/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fabrício Bradaschia (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Márcio Rodrigo Santos (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Aos meus pais, Álvaro e Mariza, que sempre acreditaram e sonharam todos os meus sonhos comigo.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Deus, por me permitir viver Sua luz, por guiar meus passos e decisões. À Ele, devo todo meu discernimento em seguir a melhor e mais bela trajetória.

Agradeço aos meus pais, Álvaro e Mariza, por serem fonte de força e inspiração. Por sempre me incentivarem, em qualquer circunstância possível, a seguir em frente e lutar pelo que acredito. A eles devo todo meu sucesso, tanto profissional quanto pessoal.

Agradeço aos meus irmãos, Fellipe e Elsinho, por me arrancarem as mais belas risadas e por serem lembrete de todos os melhores momentos. Obrigada por compartilharem da vida comigo, não seria nada sem a união que nós temos.

Meus sinceros agradecimentos aos meus avós, Sidinha e Mariano. Com eles aprendi a valorizar a educação, bons livros e poesias. Que prazer gigante poder ter estudado na universidade onde foram professores. Estudar na UFPE foi sonho que nasceu e cresceu em família.

Agradeço à minha avó Thereza por me ensinar tanto sobre determinação, luta e fé, a maior guerreira que conheço. E um agradecimento especial ao meu avô Elson, sempre disse que seria ele quem assinaria meu diploma. O melhor Engenheiro Eletricista, nosso maior exemplo. Esse sonho é dele também.

Agradeço aos grandes amigos que me acompanharam do início ao fim, Tiago Alves e Thiago Wanderley, que honra partilhar essa conquista com vocês! Além deles, muito obrigada aos integrantes do grupo “Cartada” e “Bonde CDU”, estarão sempre marcados na minha história.

Um agradecimento especial às irmãs que escolhi para vida inteira, meu PV. Não existe um momento da minha vida em que elas não estivessem presentes, sorrindo e me ensinando a ser mais forte. Acreditaram em mim desde o primeiro momento, não é à toa que “energia” faz parte da nossa história. Obrigada por tanto e por sempre.

Agradeço à Watt Consultoria e ao Movimento Empresa Júnior, por abrirem meus olhos ao mundo. Ensinaram-me que é possível mudar a vida das pessoas ao nosso redor.

Agradeço ao Grupo Galva Energia, por ter confiado no meu trabalho e acreditado no meu potencial. Junto a vocês me apaixonei por geração de energia.

Agradeço à Nexiall e à CarpeVie, pelas grandes oportunidades de crescimento e experiência, com vocês me encontrei dentro da engenharia. Um agradecimento especial aos engenheiros Renato Alencar, José Renato Delgado e Alécio Barreto, que me acompanharam e me ensinaram tanto. Além deles, meu muito obrigada aos engenheiros Carlos Augusto, Matheus Rocha e Mabelle Sousa, verdadeiras inspirações de profissionais e seres humanos, sou eternamente grata a tudo que vivemos juntos.

E por fim, agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Fabrício Bradaschia, que me ajudou na confecção deste trabalho. Muito obrigada pelos conselhos, ensinamentos e discussões, não poderia ter escolhido alguém melhor.

*“Um dia de cada vez, que é pra não perder
as surpresas boas da vida.”*

Clarisse Lispector

RESUMO

Atualmente, o mercado de energia brasileiro está experimentando um crescimento exponencial impulsionado pela diversificação da matriz energética, com foco na implantação de empreendimentos de fontes renováveis, em especial energia solar e eólica. A análise comparativa técnica apresentada no trabalho de conclusão de curso não é habitualmente realizada pelos empreendedores. Portanto, o presente trabalho visa contribuir para o entendimento das principais arquiteturas de inversores utilizadas nas Unidades Geradoras das Usinas Fotovoltaicas de Geração Centralizada, através de um ponto de vista mercadológico e técnico, objetivando otimizar a produção de energia. Foram realizadas simulações energéticas utilizando o *software PVsyst*, considerando dois empreendimentos reais projetados com arquiteturas de inversores distintas, sendo um do tipo *multistring* e o outro do tipo central. Adicionalmente, foram desenhadas novas configurações das usinas de referência com diferentes tipos e fabricantes de inversores para obter novos resultados e realizar comparações de perdas, eficiência e energia gerada pelo sistema. A partir da análise dos resultados das simulações, pode-se afirmar que o fator de sobrecarga do inversor é diretamente proporcional ao seu desempenho. Ademais, as topologias de inversores com fatores de sobrecarga próximos, obtiveram resultados semelhantes. A monografia tem como propósito auxiliar empreendedores e técnicos responsáveis pelo planejamento do Sistema Elétrico de Potência brasileiro na escolha do equipamento base para desenvolvimento dos projetos de usinas fotovoltaicas.

Palavras-chave: arquiteturas de inversores; simulações energéticas; energia solar; fator de sobrecarga; geração centralizada.

ABSTRACT

Currently, the Brazilian energy market is experiencing exponential growth, driven by the diversification of the energy matrix, with focus on the implementation of renewable energy projects, especially solar and wind power. The technical comparative analysis presented in the thesis is not commonly performed by entrepreneurs. Therefore, this present study aims to contribute to the understanding of the main inverter architectures used in the Generating Units of Centralized Photovoltaic Power Plants, from both a market and technical perspective, with the aim of optimizing energy production. Energy simulations were conducted using the PVsyst software, considering two real projects designed with distinct inverter architectures, one using multistring inverters and the other employing central inverters. Additionally, new configurations of the reference power plants were designed, utilizing different types and manufacturers of inverters to obtain results and perform comparisons regarding losses, efficiency and energy generated by the system. Based on the analysis of simulation results, it can be stated that the inverter's overload factor is directly proportional to its performance. Furthermore, inverter topologies with similar overload factors achieved similar outcomes. The final project aims to assist entrepreneurs and technicians responsible for planning the Brazilian Power System in selecting the foundational equipment for the development of photovoltaic system projects.

Keywords: inverter architectures; energy simulations; solar energy; overload factor; centralized generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Consumo de eletricidade na rede brasileira.	19
Figura 1.2 – Distribuição de fontes de usinas instalados no país.	20
Figura 1.3 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.	21
Figura 1.4 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.	21
Figura 2.1 – Hierarquia das Instituições do Setor Elétrico.	25
Figura 2.2 – Abertura gradual do mercado livre de energia para consumidores de alta tensão.	27
Figura 2.3 – Irradiação Global Horizontal no Brasil.	33
Figura 2.4 – Localização das UFVs outorgadas no Brasil.	34
Figura 2.5 – Configuração típica de sistema fotovoltaico de grande porte.	35
Figura 2.6 – Complexo Fotovoltaico Pirapora.	36
Figura 2.7 – Participação das tecnologias de módulos fotovoltaicos nos leilões de energia.	37
Figura 2.8 – Participação de módulos bifaciais nos leilões	38
Figura 2.9 – Seguidores com eixo único.	39
Figura 2.10 – Seguidor com duplo-eixo.	39
Figura 2.11 – Configuração de sistema fotovoltaico com inversor central.	41
Figura 2.12 - Configuração de sistema fotovoltaico com inversor <i>multistring</i>	42
Figura 2.13 – Associação em série de n módulos fotovoltaicos.	43
Figura 2.14 – Evolução da tensão máxima das <i>strings</i> nos leilões.	44
Figura 2.15 – Curva de Geração com Limitação de Potência.	45
Figura 2.16 – Sistema de Interesse Restrito das UFV Várzea da Palma I a IX.	46
Figura 3.1 - Tipos e quantitativo de inversores das Outorgas.	61
Figura 3.2 - Modelos de inversores <i>multistring</i> escolhidos nas outorgas.	62
Figura 3.3 - Marcas de inversores <i>multistring</i> escolhidas nas outorgas.	63
Figura 3.4 - Marcas de inversores centrais escolhidas nas outorgas.	66
Figura 3.5 – Parâmetro de Albedo utilizados nas simulações do <i>PVsystem</i>	67
Figura 3.6 – Condições de design utilizados nas simulações do <i>PVsystem</i>	68
Figura 3.7 - Outras limitações adotadas nas simulações do <i>PVsystem</i>	68
Figura 3.8 – Preferências utilizadas nas simulações do <i>PVsystem</i>	69
Figura 3.9 - Tela inicial do <i>software PVsystem</i>	70

Figura 4.1 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SG3125-HV-20] da simulação do <i>PVsystem</i>	72
Figura 4.2 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SG3125-HV-30] da simulação do <i>PVsystem</i>	73
Figura 4.3 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SG250-HX] da simulação do <i>PVsystem</i>	74
Figura 4.4 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SUN2000-215KTL-H3] da simulação do <i>PVsystem</i>	74
Figura 4.5 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SUN2000-185KTL-H1] da simulação do <i>PVsystem</i>	74
Figura 4.6 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SUN2000-185KTL-H1] da simulação do <i>PVsystem</i>	76
Figura 4.7 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SUN2000-215KTL-H3] da simulação do <i>PVsystem</i>	76
Figura 4.8 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SG250-HX] da simulação do <i>PVsystem</i>	76
Figura 4.9 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SG3125-HV-20] da simulação do <i>PVsystem</i>	77
Figura 4.10 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SG3125-HV-30] da simulação do <i>PVsystem</i>	77
Figura 4.11 - Diagrama simplificado de conexão da UFV Exemplo 1 [original].	79
Figura 4.12 - Diagrama simplificado de conexão da UFV Exemplo 2 [original].	79
Figura 4.13 - Detalhamento RMT da UFV Exemplo 1	81
Figura 4.14 - Detalhamento RMT da UFV Exemplo 2.....	82
Figura 4.15 - Avaliação da qualidade dos dados da EMS 1 no <i>software PVsystem</i>	86
Figura 4.16 - Avaliação da qualidade dos dados da EMS 2 no <i>software PVsystem</i>	86
Figura 4.17 – Fatores de perdas UFV de 1 MWp.....	89
Figura 4.18 - Orientação das estruturas UFV Exemplo 1 no <i>PVsystem</i>	93
Figura 4.19 - Orientação das estruturas UFV Exemplo 2 no <i>PVsystem</i>	93
Figura 4.20 - Definições do sistema original UFV Exemplo 1 no <i>PVsystem</i>	95
Figura 4.21 - Definições do sistema original UFV Exemplo 2 no <i>PVsystem</i>	95
Figura 4.22 - Perspectiva 3D UFV Exemplo 1 no <i>PVsystem</i>	99
Figura 4.23 - Perspectiva 3D UFV Exemplo 2 no <i>PVsystem</i>	99
Figura 4.24 - Curvas de sombreamento UFV Exemplo 1 no <i>PVsystem</i>	100

Figura 4.25 - Curvas de sombreamento UFV Exemplo 2 no <i>PVsystem</i>	100
Figura 4.26 – Produção de energia e perdas consideradas até o inversor UFV Exemplo 1.	102
Figura 4.27 - Produção de energia e perdas consideradas até o inversor UFV Exemplo 2.	102
Figura 4.28 - Perdas elétricas nos inversores UFV Exemplo 1.	103
Figura 4.29 - Perdas elétricas nos inversores UFV Exemplo 2.	103
Figura 5.1 – Razão energia produzida por kW em todas as simulações.....	108
Figura 5.2 – Relação fator de sobrecarga [kWp/kW] e desempenho [MWh/kW] em ordem crescente.....	109
Figura 5.3 – Média de energia produzida por kW dos inversores.	110
Figura 5.4 – Parâmetros dimensionamento RMT [U1-CT-SG20].	119
Figura 5.5 - Parâmetros dimensionamento RMT [U2-ST-HW185].	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Diferenças entre os ambientes de contratação de energia.	27
Tabela 3.1 - Características gerais dos empreendimentos de referência.	55
Tabela 3.2 - Concepção técnica da UFV Exemplo 1.....	56
Tabela 3.3 - Concepção técnica UFV Exemplo 2.....	57
Tabela 3.4 - Condições climáticas médias da estação solarimétrica UFV Exemplo 1.	58
Tabela 3.5 - Condições climáticas médias da estação solarimétrica UFV Exemplo 2.	59
Tabela 3.6 - Inversores centrais escolhidos nas outorgas.	64
Tabela 4.1 - Configurações UFV Exemplo 1.....	72
Tabela 4.2 - Configurações UFV Exemplo 1 [inversores centrais].	72
Tabela 4.3 - Configurações UFV Exemplo 1 [<i>multistring</i>]......	73
Tabela 4.4 - Configurações UFV Exemplo 2.	75
Tabela 4.5 - Configurações UFV Exemplo 2 [inversores <i>multistrings</i>]......	75
Tabela 4.6 - Configurações UFV Exemplo 2 [centrais]......	77
Tabela 4.7 - Erro % Fator de Sobrecarga na UFV Exemplo 1.....	78
Tabela 4.8 - Erro % Fator de Sobrecarga na UFV Exemplo 2.....	78
Tabela 4.9 - RMT UFV Exemplo 1 [original].	80
Tabela 4.10 - RMT UFV Exemplo 2 [original].	80
Tabela 4.11 - LTs UFV Exemplo 1 e 2 [original]......	83
Tabela 4.12 - Dados meteorológicos de satélite do Relatório de Simulação da UFV Exemplo 1.	84
Tabela 4.13 - Dados meteorológicos de satélite do Relatório de Simulação da UFV Exemplo 2.	84
Tabela 4.14 - Comparação de resultados simulação original e replicada.	85
Tabela 4.15 - Comparação de resultados simulação replicada com dados de satélite e dados de medição <i>in loco</i>	87
Tabela 4.16 – Requisito máximo dos cabos de BT dos equipamentos definidos.....	88
Tabela 4.17 – Porcentagens de perdas em CC inseridas no PVsyst da UFV Exemplo 1.	90

Tabela 4.18 – Porcentagens de perdas em CC inseridas no PVsyst da UFV Exemplo 2.	90
Tabela 4.19 – Parâmetros para cálculo da Perda CA inseridos no <i>PVsyst</i>	92
Tabela 4.20 - Perdas inseridas nas configurações da UFV Exemplo 1 no <i>PVsyst</i>	96
Tabela 4.21 - Perdas inseridas nas configurações da UFV Exemplo 2 no <i>PVsyst</i>	97
Tabela 4.22 - Fator de sobrecarga, produção da energia e a performance dos sistemas simulados.	103
Tabela 4.23 – Razão energia produzida por potência instalada CA dos sistemas simulados.	104
Tabela 4.24 – Resumo comparativo das simulações com melhores resultados UFV Exemplo 1.	105
Tabela 4.25 – Resumo comparativo das simulações com melhores resultados UFV Exemplo 2.	106
Tabela 5.1 - Relação fator de sobrecarga [kWp/kW] e desempenho [MWh/kW] em ordem crescente.....	109
Tabela 5.2 – Informações do cabeamento para cálculo das perdas da RMT.	118
Tabela 5.3 – Produção de energia resultante após perdas na RMT.	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAR	Cadastro Ambiental Rural
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EOL	Usina Eólica
EMS	Estação de Medição Solarimétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IDH	Irradiação Difusa Horizontal
IGH	Irradiação Global Horizontal
INCRA	Instituto Nacional de Colonização de Reforma Agrária
IP	Indisponibilidade Programada
LI	Licença Ambiental de Instalação
LID	Degradação Induzida pela Luz
LO	Licença Ambiental de Operação
LP	Licença Ambiental Prévia
LT	Linha de Transmissão
MDA	Ministério do Desenvolvimento Agrário
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia

MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuída
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
MT	Média Tensão
NBR	Norma Técnica Brasileira
NOCT	Temperatura nominal de operação
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano de Desenvolvimento Energético
REA	Resolução Autorizativa
REN	Resolução Normativa
RMT	Rede de Média Tensão
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SE	Subestação
SIGA	Sistema de Informações de Geração
SIGEF	Sistema de Gestão Fundiária
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições Padrões de Teste
STIR	Sistema de Transmissão de Interesse Restrito
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

U_c	Fator de perda constante
U_v	Fator de perda da velocidade do vento
$TEIF_{\%}$	Porcentagem da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
HDF	Número de horas de desligamento forçado
$HEDF$	Número de horas equivalentes de desligamento forçado, quando a unidade geradora opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada
HS	Quantidade de horas em serviço
$HDCE$	Quantidade de horas em que a usina não está operando por interesse sistêmico
HRD	Número de horas quando a usina não está operando por condições externas às suas instalações
$IP_{\%}$	Porcentagem da Indisponibilidade Programada
HDP	Número de horas de desligamento programado
$HEDP$	Número de horas equivalentes de desligamento programado, quando a unidade geradora opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada
HP	Quantidade de horas do período considerado
I_{max}	Corrente máxima
P	Potência máxima
V	Tensão entre fases
fp	Fator de potência
p	Perda de potência ativa
R	Resistência por fase

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	19
1.2	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	22
1.3	OBJETIVO GERAL.....	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	24
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
2.1.1	Instituições do setor elétrico	25
2.1.2	Ambientes de contratação de energia	26
2.1.3	Geração de energia	28
2.1.3.1	<i>Geração Centralizada</i>	28
2.1.3.2	<i>Microgeração e Minigeração Distribuída</i>	29
2.2	DESENVOLVIMENTO DE PROJETO DE USINA FOTOVOLTAICA EM GERAÇÃO CENTRALIZADA	31
2.2.1	Análise fundiária, recurso solar e condições climáticas.....	31
2.2.2	Projeto Conceitual	35
2.2.2.1	<i>Principais equipamentos</i>	36
2.2.2.2	<i>Termos e conceitos</i>	43
I.	<i>String e Seguidor do Ponto de Máxima Potência</i>	43
II.	<i>Fator de sobrecarga e Clipping</i>	44
2.2.2.3	<i>Sistema de conexão à rede elétrica</i>	46
2.2.3	Licenciamento Ambiental.....	47
2.2.4	Análise de Conexão.....	47
2.3	PERDAS ENERGÉTICAS	48
2.3.1	Perdas até a Irradiação Global no Plano do Arranjo.....	49
2.3.2	Perdas elétricas do módulo até o inversor.....	50
2.3.3	Perdas elétricas no inversor	51
2.3.4	Perdas ôhmicas.....	52
2.4	INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA	52
3	METODOLOGIA	55
3.1	EMPREENDIMENTOS DE REFERÊNCIA	55
3.1.1	Características gerais UFV Exemplo 1	56
3.1.2	Características gerais UFV Exemplo 2	57
3.2	RECURSO SOLAR E CONDIÇÕES CLIMÁTICAS	58
3.3	DEFINIÇÃO DOS INVERSORES PARA MODIFICAÇÃO DAS CONFIGURAÇÕES ELÉTRICAS	59
3.3.1	Outorgas com inversores multistring	61
3.3.2	Outorgas com inversores centrais	63

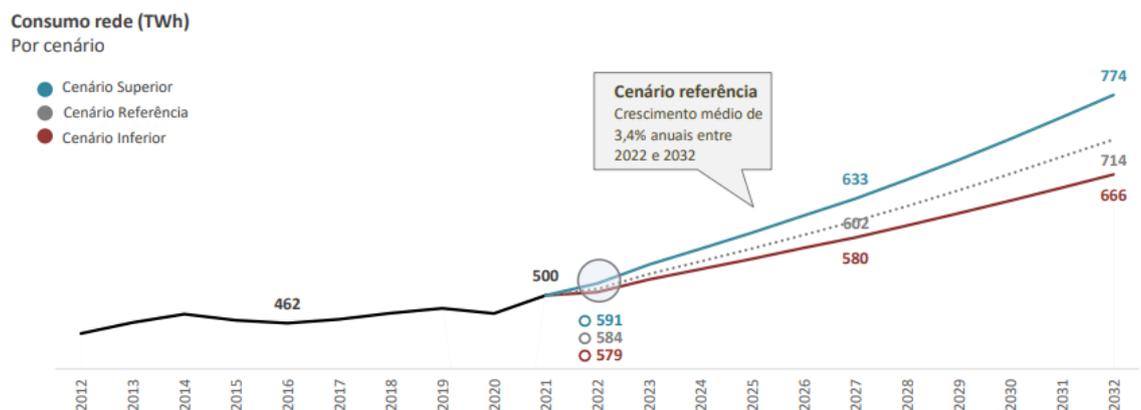
3.4	FERRAMENTA COMPUTACIONAL DE SIMULAÇÃO ENERGÉTICA.....	66
3.4.1	Configurações do projeto.....	67
3.4.2	Edição do Projeto	69
3.4.3	Simulação e obtenção de resultados.....	70
4	SIMULAÇÕES E PERDAS ENERGÉTICAS.....	71
4.1	DEFINIÇÃO DAS NOVAS CONFIGURAÇÕES.....	71
4.1.1	Novas configurações da UFV Exemplo 1	71
4.1.2	Novas configurações da UFV Exemplo 2	75
4.1.3	Comparações Fator de Sobrecarga.....	78
4.2	CONEXÃO À REDE ELÉTRICA.....	79
4.2.1	Rede de Média Tensão	80
4.2.2	Sistema de Transmissão de Interesse Restrito	83
4.3	SIMULAÇÕES ENERGÉTICAS DE REFERÊNCIA.....	83
4.4	CONDUTORES DE BAIXA TENSÃO	87
4.4.1	Condutores CC.....	88
4.4.2	Condutores CA	90
4.5	INSERÇÃO DOS DADOS DE PROJETO NO <i>PVSYST</i>	92
4.5.1	Orientação do plano dos módulos fotovoltaicos	93
4.5.2	Configurações dos arranjos fotovoltaicos	94
4.5.3	Perdas do sistema.....	96
4.5.4	Sombreamento e construção da perspectiva 3D	98
4.6	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO <i>PVSYST</i>	101
4.6.1	Nomenclatura das simulações.....	101
4.6.2	Avaliação da produção de energia	101
5	CONCLUSÃO.....	107
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	111
	REFERÊNCIAS.....	112
	APÊNDICES.....	117
	ANEXOS	121

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O Brasil está vivenciando um período de significativas mudanças nas políticas energéticas. Até o Plano de Desenvolvimento Energético (PDE) de 2024, a expansão indicativa era baseada unicamente no requisito de energia média. Entretanto, impulsionado pelo crescimento contínuo no consumo de eletricidade, com uma taxa média anual de 3,4% entre os anos de 2022 e 2032, conforme retratado no cenário de referência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na Figura 1.1, e visando garantir a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), foram criados novos critérios de suprimento considerando Energia e Potência [1].

Figura 1.1 – Consumo de eletricidade na rede brasileira.



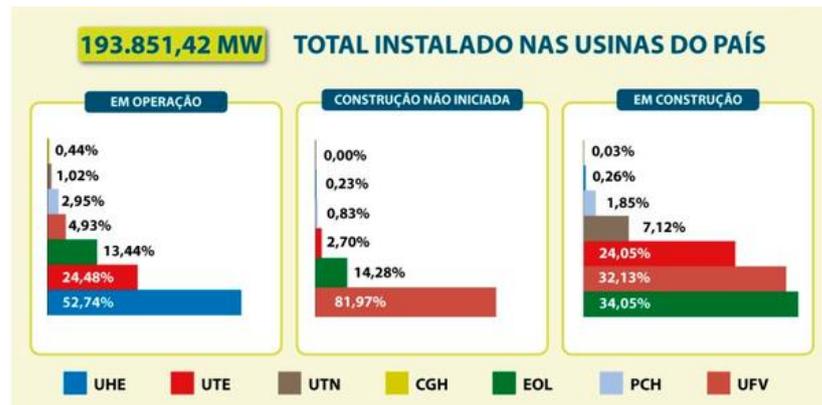
Fonte: Caderno Demanda de Eletricidade – PDE 2032 [1].

Segundo projeções do Ministério de Minas Energia (MME) [2], o Brasil experimentará em 2023 o maior aumento na capacidade instalada desde o início das atividades da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1997, com mais de 92% desse crescimento sendo representado pelas usinas eólicas e solares. Esse acréscimo será viabilizado por meio de 298 usinas, totalizando 10,3 GW, com os estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Minas Gerais se destacando nesse cenário.

Conforme os dados do Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL [3], até junho de 2023, as fontes renováveis correspondem 83,64% dos 193,9 GW de

capacidade instalada em operação no país. Além disso, 81,97% das usinas outorgadas que não iniciaram as construções são UFVs e, dos empreendimentos em fase de construção, 32,13% são UFVs e 34,05% são EOLs, conforme ilustrado na Figura 1.2.

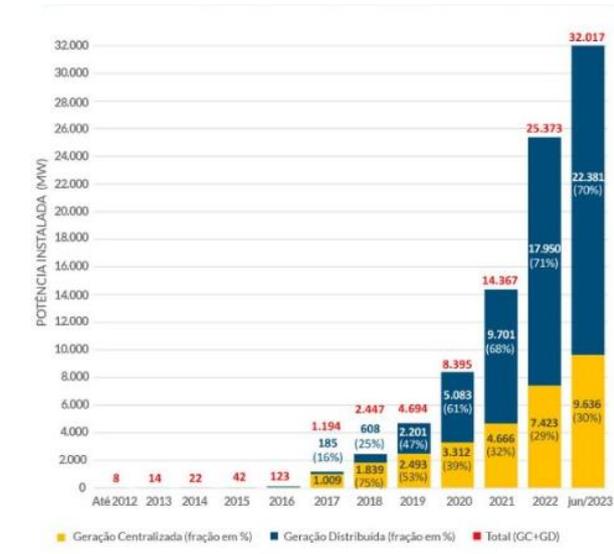
Figura 1.2 – Distribuição de fontes de usinas instalados no país.



Fonte: Adaptado de ANEEL [3].

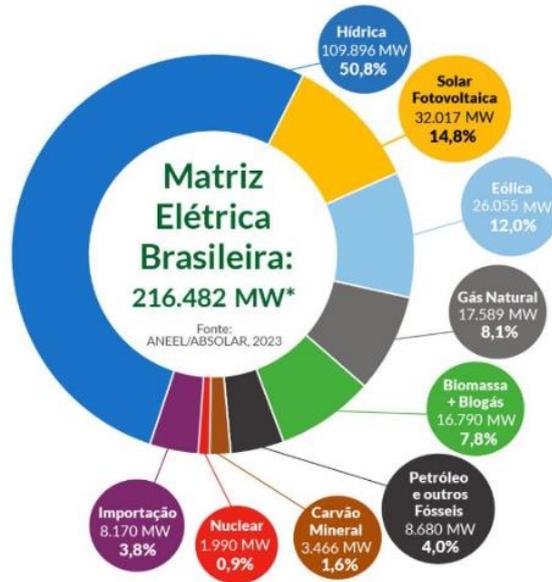
Considerando o contexto da energia solar fotovoltaica, segundo o Infográfico ABSOLAR nº 57 [18], de julho de 2023, 70% da potência instalada do país corresponde as usinas distribuídas e 30% aos empreendimentos centralizados, totalizando 32 GW de capacidade instalada e representando 14,8% da matriz elétrica brasileira. Os dados estão apresentados nos gráficos das Figura 1.3 e 1.4.

Figura 1.3 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR [18].

Figura 1.4 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR [18].

Ademais, atendendo a conjuntura de políticas para mitigação das mudanças do clima, o governo brasileiro adotou algumas diretrizes para o setor de energia. Almeja-se alcançar entre 45% e 50% de energias renováveis na matriz energética até 2030, além de promover ganhos de eficiência no setor energético e elétrico [4].

Em conclusão, o Brasil está em um importante processo de transição em suas políticas energéticas, impulsionada pelo crescimento na capacidade instalada de

fontes renováveis, especialmente energia solar e eólica. Essa mudança na matriz energética é fundamental para complementar a oferta de energia no SIN e para preservar o nível dos reservatórios de água, principalmente durante períodos de escassez hídrica, proporcionando maior segurança no fornecimento para a sociedade [5]. Portanto, a contínua expansão e diversificação das fontes de energia limpa é essencial para os desafios futuros e a construção da infraestrutura energética necessária para atender à crescente demanda no Brasil.

Diante da contextualização apresentada, este trabalho baseou-se na promoção de maneiras de otimizar a eficiência de usinas fotovoltaica, ainda na fase de elaboração dos projetos conceituais, colaborando para sustentabilidade do sistema elétrico.

1.2 Motivação do Trabalho

O potencial de irradiação solar do Brasil possibilitou, ao longo dos anos, o rápido crescimento das usinas fotovoltaicas, consolidando-as como uma fonte alternativa de geração de energia com potencial de proporcionar maior confiabilidade ao sistema elétrico nacional. Esse avanço na implantação dos empreendimentos, tem impulsionado a constante evolução das tecnologias dos equipamentos utilizados na composição dos sistemas fotovoltaicos.

A seleção desses equipamentos pode ocasionar variação em diversos fatores, tais como o aumento na eficiência de geração, a redução de custos, a diminuição de perdas energéticas e sistêmicas, entre outros aspectos. Portanto, a escolha do bloco típico a ser implementado na usina é de extrema importância para garantir o melhor funcionamento e desempenho do empreendimento.

Devido ao mercado de energias renováveis estar em crescimento acelerado e à importância dessas fontes na complementação da oferta do SIN, a análise comparativa das tecnologias utilizadas nos projetos de usinas fotovoltaicas é bastante relevante. O estudo realizado ultrapassa o enfoque habitual por não somente analisar as tendências mercadológicas direcionadas para geração centralizada, mas também levando em consideração dados sobre a eficiência, alinhados às características específicas de topologia dos inversores desejadas pelo empreendedor.

É importante ressaltar que, mesmo diante da relevância do tema, poucos estudos são realizados com essa perspectiva ampliada. Ademais, a utilização do banco de dados da ANEEL para análise do mercado preenche uma lacuna crítica no conhecimento e conclusões do presente trabalho.

1.3 Objetivo Geral

O objetivo geral do presente trabalho é realizar uma análise comparativa das concepções técnicas das usinas fotovoltaicas, com foco na eficiência e nas perdas energéticas, utilizando diferentes arquiteturas de inversores. Para alcançar esse propósito, foram conduzidos Estudos de Caso, nos quais foram projetadas usinas com topologias de inversores distintas: *multistring* e central. Essa abordagem permitirá compreender como as configurações de inversores influenciam a produção de energia das usinas.

O principal enfoque do estudo é verificar quais características da tecnologia de inversor que obteve o melhor desempenho nas simulações energéticas, dentro do nível de potência dos empreendimentos estudados, devem ser observadas para auxiliar na definição do bloco típico das UFVs que compõem o SIN.

A seguinte metodologia foi adotada:

- Descrição das principais tecnologias de inversores utilizadas nos empreendimentos fotovoltaicos de Geração Centralizada;
- Apresentação das principais perdas energéticas e sistêmicas das UFVs;
- Análise e desenvolvimento de Estudo de Caso baseado em dois empreendimentos reais;
- Desenho das configurações das usinas de referência com diferentes inversores e realizar simulações no *software PVsyst*;
- Estabelecimento de critérios dos parâmetros de inicialização do software das simulações;
- Análise dos resultados das simulações para cada uma das configurações desenhadas.

1.4 Organização do Trabalho

A monografia foi estruturada em cinco capítulos.

No segundo capítulo, foram expostos os fundamentos teóricos que embasam o estudo. Portanto, são desenvolvidos na referida seção, os temas mais relevantes para compreensão do assunto, tais como os equipamentos que constituem uma UFV, com destaque para o desenvolvimento de UFVs em geração centralizada, o papel dos inversores, bem como as principais perdas dos sistemas elétricos.

O terceiro capítulo detalhou as características técnicas dos empreendimentos reais que serviram de base para o desenvolvimento do Estudo de Caso. Ademais, foi apresentada a abordagem utilizada para estabelecer as novas configurações das UFVs de referência e os critérios dos parâmetros de entrada no *PVsystem*.

No quarto capítulo, foram apresentados os novos arranjos fotovoltaicos das usinas, os parâmetros inseridos no *software* de simulação e os resultados obtidos por meio das simulações realizadas.

Por fim, o quinto capítulo aborda as principais conclusões do trabalho, consolidando os resultados e as descobertas do Estudo de Caso. Além disso, são oferecidas sugestões para trabalhos futuros, apontando possíveis áreas de aprofundamento e expansão das pesquisas relacionadas ao tema.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

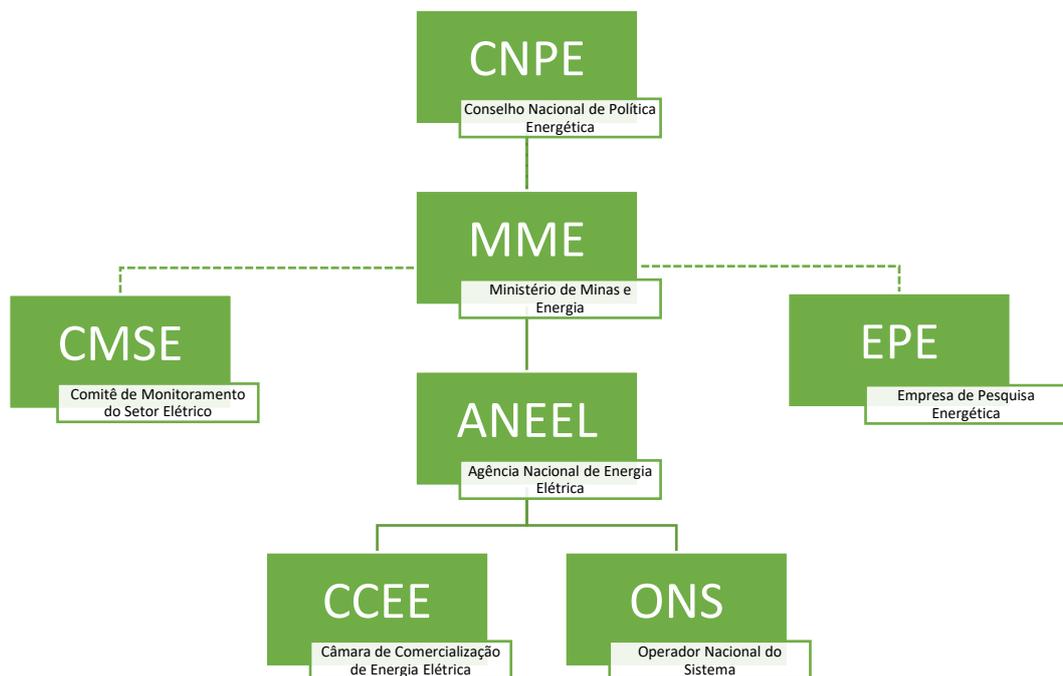
Neste capítulo serão abordados os temas que serviram de base para fundamentação do trabalho.

2.1 Setor elétrico brasileiro

2.1.1 Instituições do setor elétrico

A coordenação das políticas para operação do setor elétrico brasileiro é realizada ao todo por sete órgãos, a hierarquia das instituições é ilustrada na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Hierarquia das Instituições do Setor Elétrico



Fonte: Autor.

Para o presente trabalho, destacam-se os papéis e responsabilidades dos órgãos: MME, ANEEL, ONS e CCEE. As respectivas principais atribuições de cada instituição estão descritas a seguir:

- O MME se responsabiliza em conduzir e implementar as políticas energéticas em concordância com as diretrizes. Sob coordenação direta do MME está o CMSE, criado para avaliar a continuidade e segurança do suprimento elétrico, e a EPE, responsável pelos estudos e pesquisas que planejam a expansão da geração e transmissão, além de assessorar na realização dos leilões [6];
- A ANEEL é a governança do setor elétrico, responsável por regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. O ONS e a CCEE atuam sob fiscalização da Agência reguladora [6];
- O ONS coordena e controla a operação das instalações de transmissão e geração no SIN e nos sistemas isolados do Brasil [6];
- Por fim, a CCEE é a facilitadora do mercado elétrico, responsável por integrar geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores, viabilizando as condições de negociação, compra e venda de energia. Ademais, organiza, sob delegação da ANEEL, os leilões de energia [6].

2.1.2 Ambientes de contratação de energia

A energia elétrica no Brasil pode ser comercializada em dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A principal diferença entre eles é a forma em que a energia é contratada. No ACL os consumidores negociam o preço da energia com a comercializadora ou com o gerador diretamente. Em contrapartida, no ACR o preço da energia é fixado para todos os consumidores pelas tarifas que a ANEEL estabelece a cada distribuidora. As diferenças estão resumidas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Diferenças entre os ambientes de contratação de energia.

	ACL	ACR
Participantes	Geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais	Geradores, distribuidoras e comercializadoras
Mercado	Livre	Regulado ou Cativo
Contratação de energia	Negociação entre consumidores, geradores e comercializadoras	Leilões de energia [organizados pela CCEE]
Tipos de contrato	Todos as cláusulas são acordadas entre os consumidores, geradores, e comercializadoras	Contrato de Comercialização de Energia (CCEAR), regulado pela ANEEL
Preço	O preço, a forma de pagamento e o prazo definidos em comum acordo entre as partes	As tarifas são definidas nos leilões e reguladas pela ANEEL, podem oscilar de acordo com a bandeira tarifária

Fonte: Autor.

Atualmente, devido à modernização do setor elétrico, a autonomia do consumidor são assuntos debatidos constantemente entre os órgãos. A partir da Portaria nº 465/2019, o MME estabeleceu um cronograma diminuindo os limites de carga para contratação de energia por parte dos consumidores de alta tensão [7]. Até o momento, apenas os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW podem migrar para o ACL. Entretanto, através da Portaria Normativa nº 50/2022, foi definido um cronograma, ilustrado na Figura 2.2, de abertura do mercado de energia para os consumidores classificados como Grupo A [8].

Figura 2.2 – Abertura gradual do mercado livre de energia para consumidores de alta tensão.



Fonte: Autor.

Além disso, foram realizadas Consultas Públicas acerca da abertura total do mercado, ou seja, incluindo os consumidores de baixa tensão. O relatório com os dados das contribuições apresentou que aproximadamente de 94% dos agentes estão a favor da referida proposta. Segundo o MME, esse resultado prova que a abertura de mercado “*continua sendo uma medida inevitável e imprescindível à modernização do setor elétrico brasileiro*” [11].

2.1.3 Geração de energia

Conforme mencionado anteriormente, a ANEEL é responsável pela regulação do sistema elétrico brasileiro. Por conseguinte, dentre suas competências, está a emissão de atos autorizativos que estabeleçam a implantação e exploração das usinas de energia. Logo, a Agência analisa as solicitações para geração de energia e providencia a instrução do processo para concessão dos empreendimentos, de acordo com o tipo de fonte e a capacidade instalada.

Atualmente, existem duas modalidades de geração de energia solar, a centralizada e a distribuída. Abaixo serão descritos as principais informações e os procedimentos para regularização dos projetos.

2.1.3.1 Geração Centralizada

A Geração Centralizada (GC) corresponde às centrais geradoras com potência instalada superior à 5 MW, as quais podem ser comercializadas no ACL e no ACR.

Nessa modalidade de geração, para usinas Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas e outras fontes alternativas, é necessário a obtenção de outorga de autorização para exploração do empreendimento [12]. Esse procedimento é regulado pela Resolução Normativa nº 876/2020 da ANEEL.

A requisição do pedido do despacho autorizativo para UFVs será analisada mediante apresentação dos documentos de qualificação jurídica do solicitante, descritos no Anexo I da REN 876/2020, e da seguinte documentação de qualificação técnica:

1. Licença ambiental compatível com a etapa do projeto;
2. Informação de Acesso, emitida pelo ONS, a respeito da viabilidade de conexão do projeto;
3. Formulário para requerimento de outorga;
4. Sumário executivo;
5. Declaração de ciência da proibição de implantação de centrais geradoras na ADS, quando a conexão prevista for em subestação da Rede Básica ou DIT;
6. Cronograma de implantação;

7. Arranjo Geral do projeto;
8. Diagrama Unifilar Geral simplificado;
9. Estudo Solarimétrico;
10. Sumário de Certificação de medições solarimétricas e da produção anual de energia associada ao empreendimento.

Acerca do Sumário Executivo para emissão da outorga, nele são descritas as principais características do empreendimento, tais como dados da empresa e do representante legal, informações do engenheiro responsável pelo projeto, a potência instalada CC, a potência instalada CA, a quantidade de unidade geradoras, a descrição do Sistema de Transmissão de Interesse Restrito, entre outras.

Cabe ressaltar que, para o Estudo Solarimétrico apresentado no pedido de outorga, as UFVs que almejam participação nos leilões de energia, segundo o relatório nº EPE-DEE-RE-065/2013-R8 de *Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica* [13], a EPE exige para habilitação técnica, desde 2018, um período de medições consecutivas durante ao menos 36 meses no local do empreendimento.

Em contrapartida, o Artigo 29 da Lei 14.300/2022 [14], que instituiu o marco legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, estabeleceu que para as outorgas de UFVs destinadas ao ACL ou sob regime de APE poderá ser apresentado um Estudo Solarimétrico simplificado, com dados de pelo menos 12 meses de medições satelitais ou da estação solarimétrica instalada no local da usina. Portanto, a depender do ambiente de contratação que o empreendimento destinará a comercialização da energia produzida, o Agente poderá optar pelo tipo de medição que embasará o Estudo Solarimétrico encaminhado à ANEEL na solicitação da outorga.

2.1.3.2 *Microgeração e Minigeração Distribuída*

O conceito de Microgeração e Minigeração Geração Distribuída (MMGD) tornou-se mais conhecido no cotidiano nacional quando a ANEEL emitiu a REN nº 482/2012 [15], que estabeleceu, para o consumidor brasileiro, as condições de geração de energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE).

No ano de 2019, originada na Câmara dos Deputados, surgiu o Projeto de Lei nº 5829/2019 [17], com o objetivo de instituir o Marco Legal da MMGD, estabelecer algumas mudanças no SCEE e dar início ao Programa de Energia Renovável Social. Durante o ano de 2021, o processo tramitou na Câmara dos Deputados e no Senado Federal. Finalmente, em janeiro de 2022, a lei 14.300/2022 foi originada através da sanção do referido Projeto de Lei.

Os itens abaixo descrevem as algumas das principais medidas estabelecidas pelo marco legal [14]:

1. Nos sistemas de minigeração distribuída, o limite inferior de potência instalada permaneceu em 75 kW, já o limite superior foi reduzido para 3 MW, em fontes não despacháveis, como era na REN nº 482/2012. Em fontes despacháveis, portanto utilizam sistema de armazenamento de energia, o intervalo de potência foi mantido, maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW;
2. Conforme o Artigo 26, para os consumidores que solicitaram acesso até 07/01/2023, um ano após a publicação da lei, seguem com as mesmas condições de cobranças tarifárias até 31/12/2045. A partir de 2046, novas regras estabelecidas pela ANEEL serão aplicadas;
3. Conforme o Artigo 27, para os participantes do SCEE que não se enquadram com o disposto no Artigo 26, os excedentes de geração do SCEE, antes não cobrados, passaram a ser taxados.
 - a. Para os sistemas pertencentes a qualquer modalidade com carga igual ou inferior à 500 kW considera-se a incidência das seguintes porcentagens sob a remuneração da TUSD Fio B:
 - i. 15% a partir de 2023;
 - ii. 30% a partir de 2024;
 - iii. 45% a partir de 2025;
 - iv. 60% a partir de 2026;
 - v. 75% a partir de 2027;
 - vi. 90% a partir de 2028.
 - b. Para os sistemas de minigeração distribuída acima de 500 kW em fonte não despachável pertencentes as modalidades de geração compartilhada, quando um titular tiver ao menos 25% do excedente, até 2028 considera-se a incidência de:

- i. 100% referente à remuneração da TUSD Fio B, serviço de distribuição;
 - ii. 40% referente à remuneração da TUSD Fio A, serviço de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores com tensão inferior a 230 kV e das DIT;
 - iii. 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;
- c. Conforme o Artigo 17, a partir de 2029, após o período de transição, os consumidores estarão sujeitos às regras tarifárias da ANEEL.

Segundo o estudo de Análise do Marco Legal da Greener [16], a Lei 14.300/2022 representa maior segurança jurídica, estabilidade regulatória e previsibilidade ao mercado. Além disso, evidencia o reconhecimento da MMGD na estratégia da política energética nacional.

2.2 Desenvolvimento de Projeto de Usina Fotovoltaica em Geração Centralizada

2.2.1 Análise fundiária, recurso solar e condições climáticas

Para inicializar o desenvolvimento de qualquer projeto de UFV de grande porte, é imprescindível a análise de aspectos fundiários, que impliquem em problemáticas resultando na inviabilidade da implantação da usina, e nos recursos climáticos disponíveis naquela localidade.

Acerca da análise fundiária, a seguir são listados os principais pontos que devem ser observados em estudo de viabilidade preliminar.

- I. Cadastro das propriedades em órgãos de regularização de imóveis.
Destacam-se:
 - i. Sistema de Gestão Fundiária (SIGEF): desenvolvido pelo Instituto Nacional de Colonização de Reforma Agrária (INCRA) e pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA) para gerir dados do meio rural nacional. É responsável pelo recebimento, verificação,

estruturação, regularização e disponibilização das informações com georreferenciamento dos limites das propriedades rurais;

- ii. Cadastro Ambiental Rural (CAR): criado pelo Código Florestal Lei nº 12.651/2012, é um registro obrigatório a todo imóvel rural nacional. Tem como finalidade a integração das informações ambientais das propriedades, tais como Reserva Legal, a qual deve ser no mínimo 20% área total, Áreas de Preservação Permanente, remanescentes de florestas, entre outras.
- II. Áreas de assentamento de reforma agrária, conjunto de unidades agrícolas destinadas à agricultores sem condições financeiras de comprar um imóvel rural, dentro da propriedade ou nas proximidades. Os lotes do assentamento são criados pelo INCRA e implantados por instituições do governo. É proibida a venda, arrendamento, aluguel, empréstimo ou cessão sem autorização da autarquia;
 - III. Sítios arqueológicos ou cavernas dentro da propriedade que possam vir a impactar negativamente na implantação;
 - IV. Áreas que possuam Direito Minerário, portanto possuem autorização da Agência Nacional de Mineração para usufruir do solo;
 - V. Comunidades quilombolas e indígenas que distem até 25 km da propriedade, essa distância pode variar de acordo com o órgão ambiental da região. No processo de licenciamento ambiental, conforme Portaria Interministerial nº 60/2015 [19] emitida pelo Ministério do Meio Ambiente, o IBAMA solicita dados sobre intervenções ou impactos socioambientais em terras indígenas e quilombolas, existem limites e condições que devem ser respeitados;
 - VI. Remanescentes de Mata Atlântica e Unidades de Conservação Ambiental. Desde a aprovação da Lei da Mata Atlântica (nº 11.428/2006) [20], que regulamentou a proteção e o uso consciente dos recursos, foram instituídas regras que proíbe o desmatamento de florestas primárias e determinam políticas de compensação ambiental da área equivalente ao que foi suprimido.

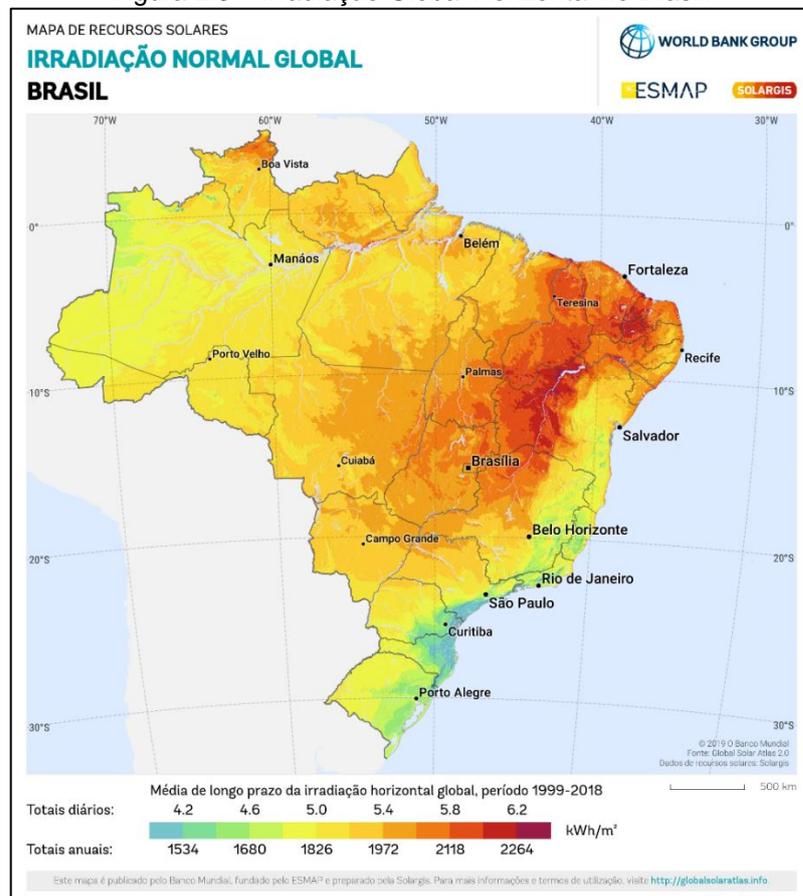
Além disso, outros requisitos primordiais, são o recurso solar e as condições climáticas da região da propriedade em que a UFV será implantada. Portanto, devem

ser observados, além da irradiação solar, fatores que podem interferir na captação do empreendimento, tais como temperatura ambiente, umidade, velocidade do vento, entre outros.

O Brasil é famoso pelos altos índices de irradiação solar, devido à localização próxima à Linha do Equador o período de visibilidade do Sol não possui muitas variações durante o ano, portanto país apresenta um perfil de geração energética considerável estável.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar [21], a irradiação diária no Brasil varia de 4.500 a 6.300 Wh/m². O Nordeste apresenta a maior disponibilidade energética, principalmente no interior, pois, além de ser a região mais próxima ao Equador, possui características climáticas e geográficas que aumentam o alcance da radiação. Destaca-se também, pelos altos índices solares, o leste da região Centro-Oeste e o norte do estado de Minas Gerais. A Figura 2.3 ilustra a distribuição dos índices Irradiação Global Horizontal (IGH) no país.

Figura 2.3 – Irradiação Global Horizontal no Brasil.



Fonte: Solargis [45].

Atualmente, existem 131 GW de potência outorgada de empreendimentos fotovoltaicos na matriz elétrica brasileira, dos quais 114 GW não iniciaram as construções, 7 GW estão em construção e 10 GW já estão operando, segundo dados aproximados do SIGA/ANEEL. Os marcadores amarelos da Figura 2.4 representam as UFVs outorgadas pela ANEEL, destacando-se os estados de Minas Gerais, Bahia, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte.

Figura 2.4 – Localização das UFVs outorgadas no Brasil.



Fonte: SIGA/ANEEL [43].

Finalmente, também devem ser analisadas as condições de relevo e topografia com o intuito de observar, principalmente, a declividade do terreno. É recomendável, para melhor desempenho dos módulos fotovoltaicos e disposição dos equipamentos

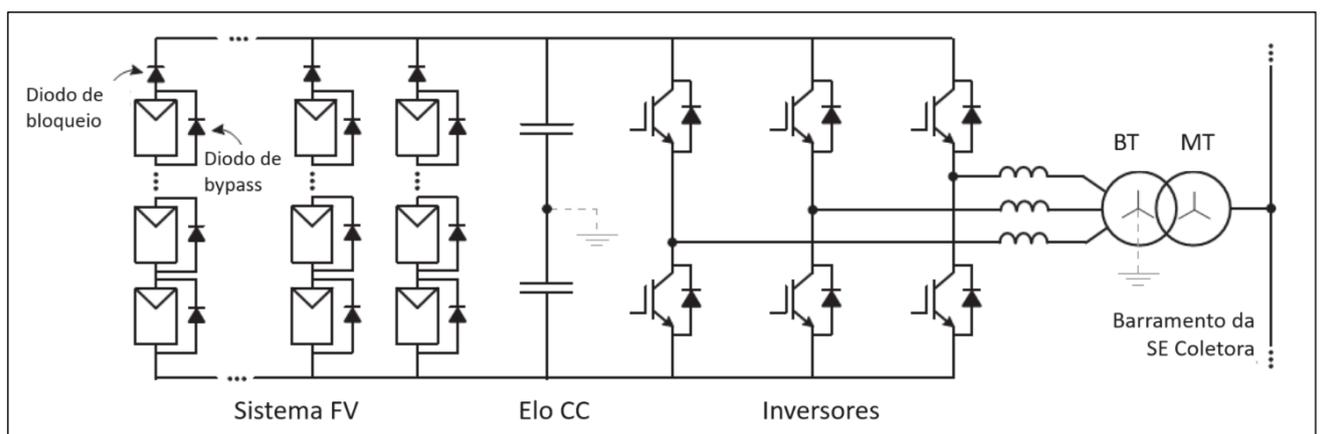
da UFV, que seja desenhado um Mapa de Restrições identificando as curvas de nível e a declividade da propriedade.

2.2.2 Projeto Conceitual

O desenvolvimento do projeto conceitual de um Complexo Fotovoltaico contempla a elaboração do arranjo geral e planta de localização das UFVs, além da definição do bloco típico (módulo fotovoltaico, *tracker* e inversor). Mais à frente, quando o projeto estiver em fase de execução, o gerenciamento dessas informações pré-estabelecidas no desenvolvimento conceitual é acompanhado pelas superintendências de fiscalização da ANEEL.

A configuração típica de um sistema fotovoltaico de grande porte é apresentada na Figura 2.5 os painéis solares são conectados em série criando *strings*, as quais são combinadas em paralelo através de caixas de junção antes de chegar ao inversor. Nos estágios seguintes, a energia gerada convertida pelo inversor, de CC para CA, é transmitida até o eletrocentro que contém um transformador que elevará a BT para MT, reduzindo as perdas de transmissão até a conexão com a SE Coletora do Complexo [32].

Figura 2.5 – Configuração típica de sistema fotovoltaico de grande porte.



Fonte: Adaptado de Phap & Hang [32].

A título de exemplo, a Figura 2.6 apresenta o Complexo Fotovoltaico Pirapora, localizado no município de Pirapora/MG, composto por 8 UFVs que totalizam 248 MW de potência instalada CA, com inversores centrais, e 406 MWp de potência instalada CC. O investimento da Solatio Energia e da Canadian Solar correspondeu à cerca de R\$ 1,6 bilhões [31]. A energia gerada é escoada ao SIN através de uma LT 138 kV que conecta a SE Coletora até a SE Pirapora 2 [30].

Figura 2.6 – Complexo Fotovoltaico Pirapora.



Fonte: Adaptado de Solatio Energia [44].

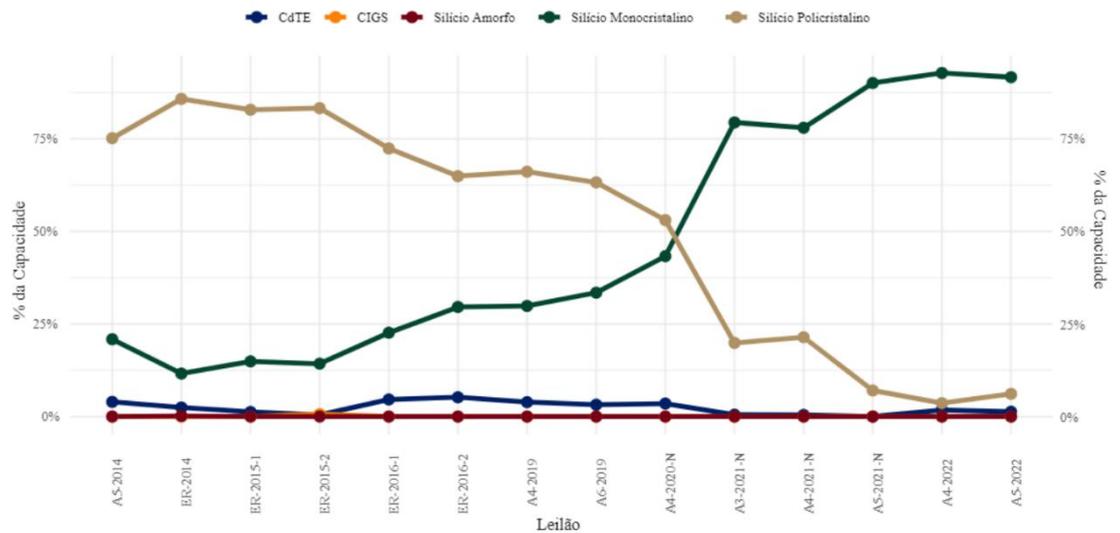
2.2.2.1 Principais equipamentos

I. Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos representam o início do processo de geração de energia, são responsáveis pela captação da irradiação solar e a conversão da mesma em energia elétrica. Também chamado de painéis ou placas fotovoltaicas, são compostos por conjunto de células solares feitas de materiais semicondutores, onde ocorre o efeito fotovoltaico, que transforma radiação em eletricidade.

Com relação a tecnologia dos painéis solares, uma mudança relacionada ao material predominante é observada nos equipamentos cadastrados nos últimos leilões de energia. O gráfico apresentado na Figura 2.7 demonstra que, desde 2020, houve uma alteração no material mais utilizado para composição dos módulos, o silício policristalino foi substituído pelo silício monocristalino.

Figura 2.7 – Participação das tecnologias de módulos fotovoltaicos nos leilões de energia.

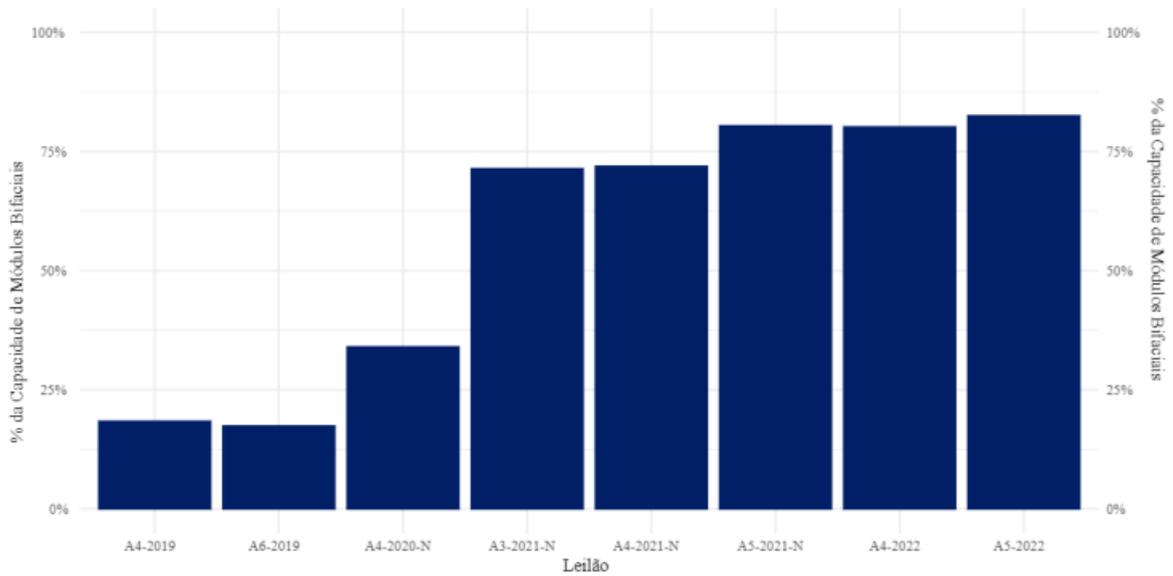


Fonte: Caderno de Tecnologias de Geração [22].

Os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos são, comumente, medidos nas condições padrões de teste (STC) pelos fabricantes e disponibilizados nos *datasheets*. Entretanto, como condições de teste não acontecem com frequência, também é fornecida a temperatura nominal de funcionamento (NOCT) do equipamento, que é a temperatura alcançada pela célula quando a irradiação incidente corresponde a 800 W/m^2 , temperatura ambiente é 20°C e a velocidade do vento é 1 m/s .

É importante destacar a tendência dos módulos bifaciais, os quais absorvem a luz refletida pelo solo e a radiação difusa devido a face de captação traseira. Esse tipo de painel tem como objetivo aumentar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. A partir de 2021, foram utilizados em cerca de 75% da potência CC habilitada nos leilões desde então, chegando a alcançar 80% em 2022, conforme ilustrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Participação de módulos bifaciais nos leilões



Fonte: Caderno de Tecnologias de Geração [22].

II. Rastreador solar

O rastreador solar, também conhecido como seguidor ou *tracker*, é um dispositivo utilizado nos sistemas fotovoltaicos com o objetivo de maximizar o aproveitamento da energia solar captada pelos painéis fotovoltaicos. Ele assegura que os módulos estejam, na maior parte do tempo, posicionados de forma perpendicular à radiação solar incidente.

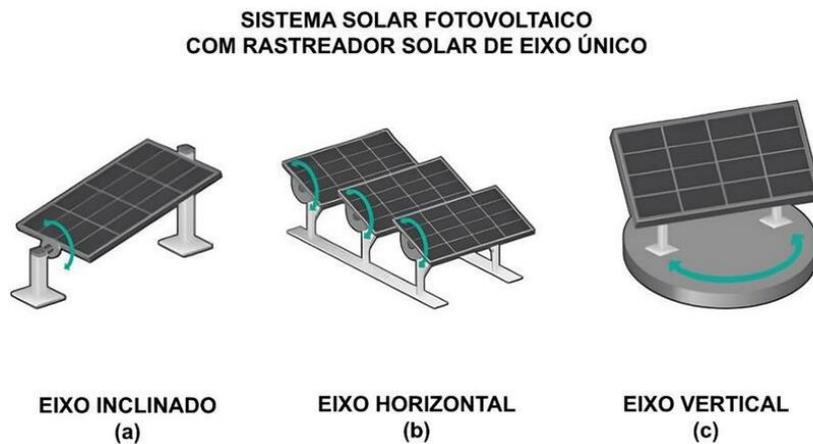
Cada tipo de *tracker* possui características específicas e é escolhido de acordo com as necessidades e particularidades do projeto. Embora o investimento em seguidores implique num aumento de aproximadamente 20% nos custos de aquisição dos equipamentos do sistema fotovoltaico, eles são capazes de proporcionar um ganho energético significativo, geralmente na faixa de 30 a 40% [24]. Esse aumento na produção de energia solar torna-os uma opção atraente para projetos em locais com altos níveis de radiação solar, o que, por sua vez, pode resultar em benefícios econômicos e ambientais a longo prazo.

Existem diversos modelos de *trackers* solares disponíveis, que podem variar em termos de custo, complexidade e forma de funcionamento. Esses sistemas são classificados principalmente com base no tipo de movimento que realizam para

acompanhar o sol ao longo do dia. Os principais tipos com um único eixo de movimentação, ilustrados na Figura 2.9, são:

- a) Rastreadores de eixo inclinado
- b) Rastreadores de eixo horizontal
- c) Rastreadores de eixo vertical

Figura 2.9 – Seguidores com eixo único.



Fonte: Mariano, Calca, Caneppele & Carvalho [24].

Além disso, também são utilizados os dispositivos com plataforma rotativa de dois eixos, apresentado na Figura 2.10, eles são mais custosos comparados aos com eixo único, entretanto esses sistemas podem alcançar ganhos energéticos ainda maiores [24].

Figura 2.10 – Seguidor com duplo-eixo.



Fonte: Mariano, Calca, Caneppele & Carvalho [24].

O *pitch* corresponde ao espaçamento entre as fileiras dos *trackers*. Aumentar essa distância resulta em maior produção de energia, pois proporciona uma ampla variação na angulação do equipamento, sem a necessidade de ativar o *backtracking* para ajustar a posição dos painéis e evitar sombras entre as fileiras. Essa configuração permite que os painéis fotovoltaicos tenham mais liberdade de movimento para acompanhar o movimento do sol, sem serem afetados pelas sombras projetadas por outros painéis.

Entretanto, é importante considerar que o aumento do *pitch* também requer mais espaço para a implantação da usina fotovoltaica. Além disso, pode resultar em maior quantidade de cabos necessários para conectar os painéis ao inversor, o que deve ser considerado durante o planejamento do empreendimento.

III. Inversor CC/CA

O sistema de transmissão brasileiro opera em corrente alternada. No entanto, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua. Por isso, faz-se necessário a aplicação do inversor CC/CA para converter a energia produzida pela UFV, permitindo a sincronização com a rede elétrica.

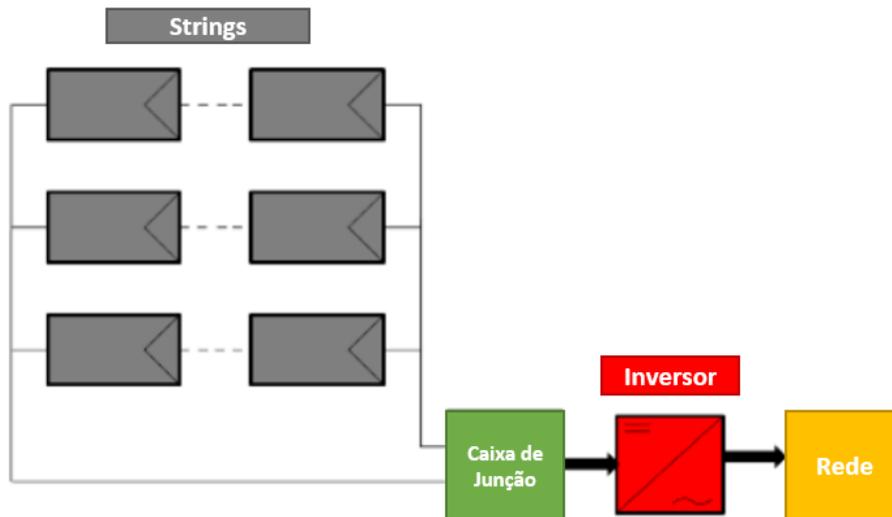
Os inversores são os equipamentos base para definição da potência instalada e da quantidade de energia que o empreendimento será capaz de injetar na rede. Além disso, incorporam funções de controle que impactam no funcionamento da usina, tais como: seguidor do ponto de máxima potência (MPPT), conexão/desconexão do empreendimento devido às condições da rede ou do arranjo.

A configuração do sistema fotovoltaico é definida a partir do tipo do inversor selecionado para composição do bloco típico.

Em sistemas de GC, os principais tipos de inversores empregados são os inversores centrais e os inversores *multistring*. A primeira categoria é amplamente utilizada em projetos de grande porte, enquanto os inversores *multistring* passaram a ser considerados para UFVs centralizadas mais recentemente.

Quando a configuração de inversores centrais é adotada, as séries FV são interligadas às caixas de junção, também conhecidas como *stringboxes*, e então conectadas aos referidos inversores, conforme ilustrado no diagrama da Figura 2.11.

Figura 2.11 – Configuração de sistema fotovoltaico com inversor central.



Fonte: Adaptado de Rampinelli, Krezinger & Romero [34].

Os inversores centrais tipicamente apresentam um número limitado de MPPTs, geralmente um ou dois. Portanto, já que o equipamento não é capaz de identificar os MPP de todas as *strings*, a escolha dessa topologia é mais adequada para UFVs que compartilham as mesmas características de arranjo de painéis solares em todo o parque e possuem condições de sombreamento similares [34].

Devido à reduzida quantidade de inversores em operação, por conta da maior potência nominal, esses sistemas possibilitam uma gestão de monitoramento e controle mais simplificada. Ademais, normalmente, o custo (R\$/kW) é inferior comparado ao investimento em UFVs com inversores *multistring* [32].

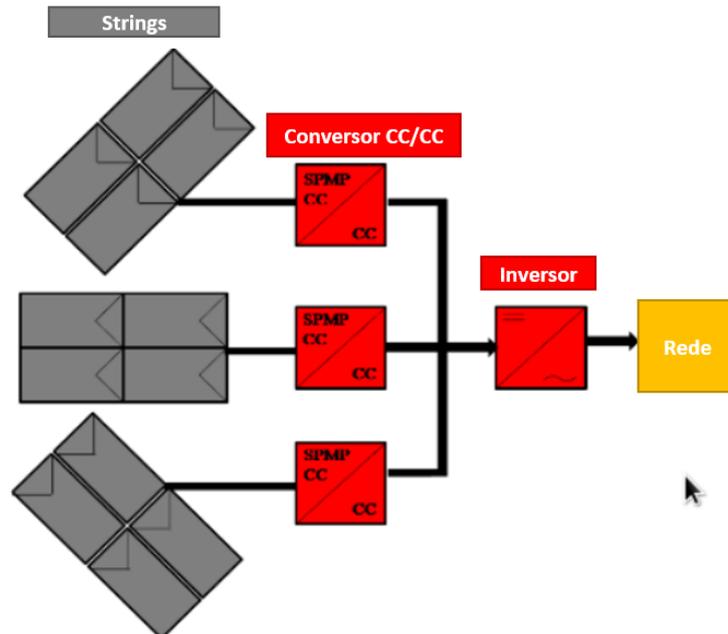
Em contrapartida, a existência de um grande número de módulos conectados a cada inversor torna a usina suscetível a interrupções significativas caso ocorra algum problema sistêmico no equipamento.

No contexto de configuração dos inversores *string*, comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos de GD, cada série FV é diretamente conectada a um inversor individual. Dessa forma, o inversor viabiliza a otimização da sequência de painéis para atingir o seu MPP.

Como uma variação dessa topologia, surgiram os inversores *multistring*. Nesse cenário, o inversor permite conexão de mais de uma *string* em suas entradas. Além disso, essa configuração possibilita o rastreamento do MPP devido à utilização de conversores CC/CC, posicionados entre as séries FV e o inversor, os quais ajustam

os arranjos para operarem em seu MPP [34]. Essa configuração está ilustrada na Figura 2.12.

Figura 2.12 - Configuração de sistema fotovoltaico com inversor *multistring*.



Fonte: Adaptado de Rampinelli, Krezinger & Romero [34].

Quando comparado ao sistema fotovoltaico que utiliza inversores centrais, a configuração com inversores *multistring* exibe uma flexibilidade superior em termos de inclinação e orientação. Isso a torna mais adaptável a locais com diferentes condições de declividade, por exemplo. Ademais, em situações de falha em um dos inversores, o impacto na operação da usina é menos acentuado, uma vez que a capacidade nominal desse equipamento é menor, ou seja, menos módulos são conectados a cada inversor.

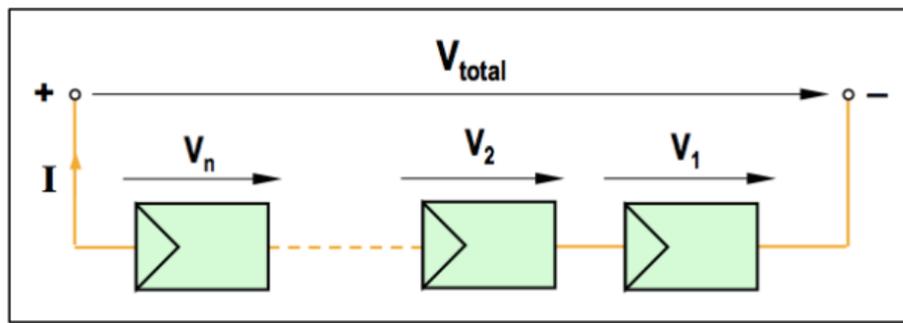
Contudo, é importante notar que a implementação dos inversores *multistring* exige mais área útil para instalação. Além disso, o monitoramento e a manutenção desses sistemas demanda mais tempo do que em UFVs com inversores centrais.

2.2.2.2 Termos e conceitos

I. *String* e Seguidor do Ponto de Máxima Potência

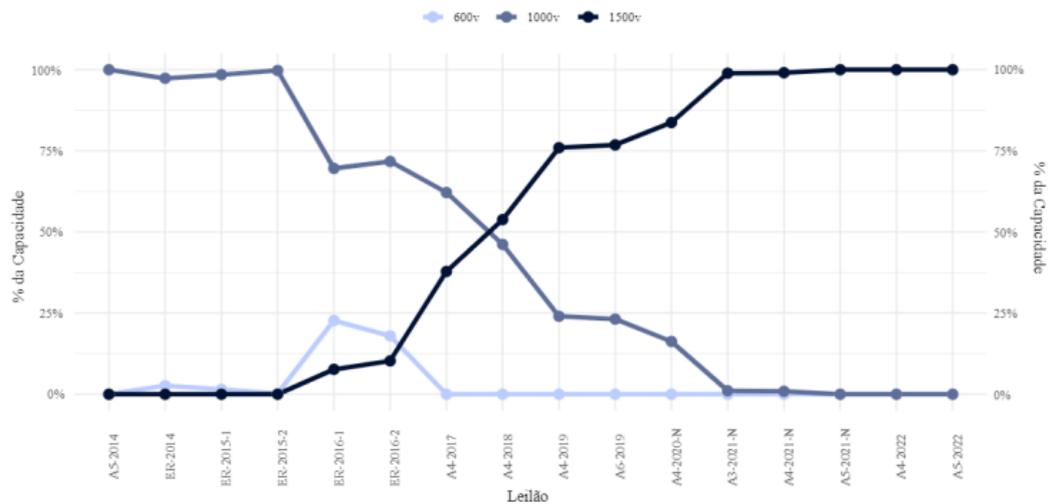
A associação de módulos fotovoltaicos em série constitui uma *string* ou série FV, apresentada na Figura 2.13. É válido comentar que equipamentos iguais associados obtém melhor funcionamento e minimizam as perdas de potência nos sistemas.

Figura 2.13 – Associação em série de n módulos fotovoltaicos.



Fonte: Carneiro [26].

Atualmente, nos sistemas fotovoltaicos, é comum a ligação em série entre vários painéis atingindo altos valores de tensão, que são compatíveis com o máximo suportado pelo inversor ao qual a *string* será conectada. Essa prática implica na redução da corrente e nos custos de cabeamento CC. Conforme ilustrado na Figura 2.14, em 2022, todas as UFVs habilitadas nos leilões foram projetadas com *strings* com limite de tensão em 1500 V.

Figura 2.14 – Evolução da tensão máxima das *strings* nos leilões.

Fonte: Caderno de Tecnologias de Geração [22].

As séries FV são combinadas em paralelo por meio de caixas de junção, antes de se conectarem aos inversores, conforme já apresentado na Figura 2.5. Além de realizar a conversão da energia de CC para CA, os inversores também desempenham a função de rastreamento do ponto de máxima potência das *strings*, através da regulação da tensão do elo CC para a tensão do ponto de máxima potência e da sincronização da corrente CA do sistema com a voltagem da rede elétrica para controle de potência ativa e reativa [32].

II. Fator de sobrecarga e Clipping

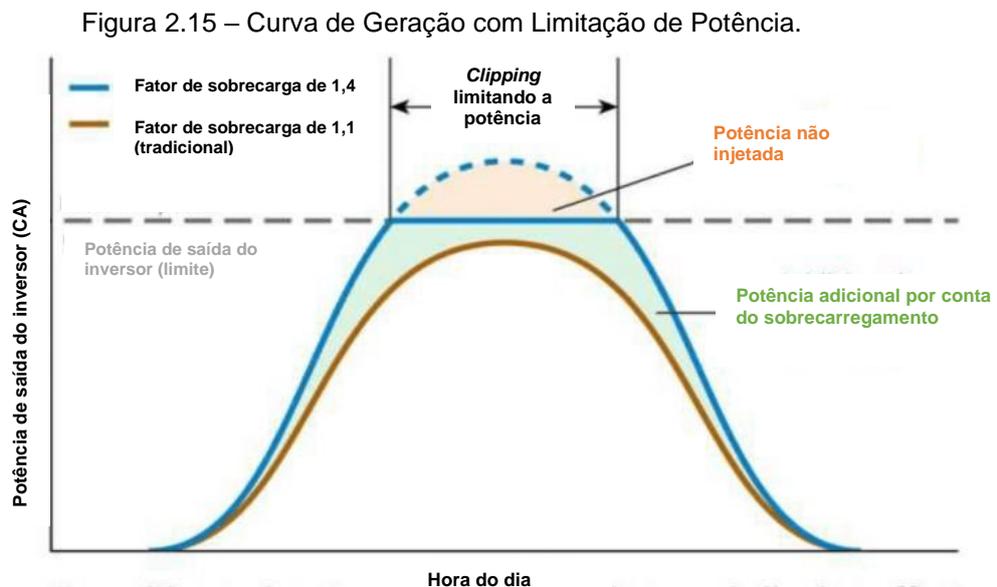
O fenômeno de sobrecarregamento ou *oversizing* dos inversores se manifesta por meio da relação entre a potência instalada CC e a potência instalada CA, conhecida como fator de sobrecarga, conforme expresso na Equação (1). Esse conceito é utilizado quando os módulos fotovoltaicos são dimensionados em excesso comparados à capacidade dos inversores.

$$\text{Fator de sobrecarga} = \frac{\text{Potência CC}}{\text{Potência CA}} \quad (1)$$

É comum que o fator de sobrecarga seja maior que 1, indicando o sobrecarregamento dos inversores. Essa estratégia é adotada, pois os painéis solares não operam constantemente em sua potência nominal, devido às condições de irradiação e temperatura definidas para testes em laboratório não serem similares a realidade em boa parte do tempo. Dessa forma, o sobredimensionamento do arranjo CC indica que o inversor operará mais próximo de sua potência nominal [22].

O aumento na relação CC/CA pode provocar um fenômeno chamado *clipping*, que ocorre quando a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos é maior que a potência máxima de saída do inversor. Esse evento implica na limitação da injeção de energia na rede pela capacidade do inversor.

A Figura 2.15 apresenta dois cenários distintos: um dia com excelentes condições meteorológicas, sem limitações de potência, e outro com *clipping*. No gráfico, a linha tracejada azul representa a potência não atingida, evidenciando a perda de energia absorvida pelos módulos devido às limitações do inversor. A região em verde destaca a potência adicional decorrente do sobrecarregamento, desde que essa área supere a região em laranja, que denota a potência não injetada devido ao *clipping*, a relação CC/CA é vantajosa [27].



Fonte: Modificado de Souza [27].

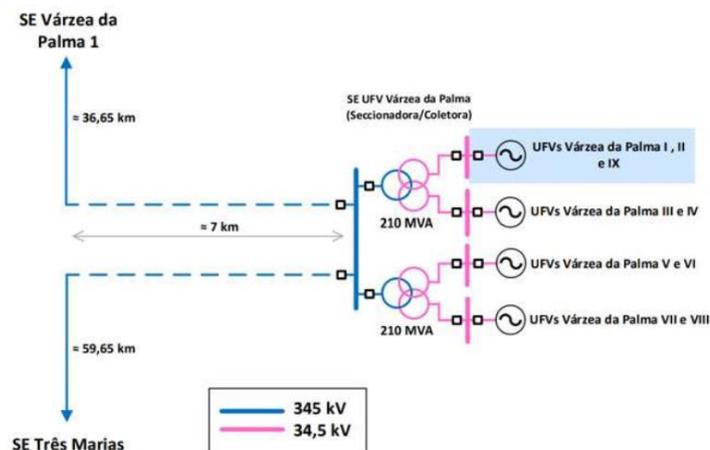
2.2.2.3 Sistema de conexão à rede elétrica

O sistema de conexão à rede elétrica por onde escoam a energia gerada pela usina começa, no caso de Complexos Solares Fotovoltaicos, após os inversores, os quais são conectados aos eletrocentros, onde a baixa tensão é elevada para 34,5 kV. Em seguida, inicia-se a Rede de Média Tensão, que pode ser aérea e/ou subterrânea, transmitindo a energia em 34,5 kV para a Subestação Coletora, a qual é responsável por aumentar a tensão para a correspondente do Ponto de Acoplamento Comum da rede elétrica.

O Sistema de Transmissão de Interesse Restrito se refere ao setor de transmissão individualizado ao empreendimento e é operado por um agente específico, o qual está sujeito à regulamentação e fiscalização dos órgãos responsáveis pelo setor elétrico brasileiro, como a ANEEL e o ONS, para garantir a segurança e confiabilidade do suprimento de energia. É constituído pela Subestação Coletora junto às usinas e pela Linha de Transmissão que se conecta ao PAC.

Para exemplificar, a Figura 2.16 ilustra o STIR das UFV Várzea da Palma I a IX, constituído pela subestação seccionadora/coletora, SE 34,5/345 kV Várzea da Palma, que possui dois transformadores com capacidade de 210 MVA, de uso compartilhado entre todas as usinas, e uma LT em 345 kV, com cerca de 7 km de comprimento, conectando o complexo ao PAC, o seccionamento da LT 345 kV Três Marias – Várzea da Palma 1 [28].

Figura 2.16 – Sistema de Interesse Restrito das UFV Várzea da Palma I a IX.



Fonte: Voto – Resolução Autorizativa nº 11.332/2022/ANEEL [28].

2.2.3 Licenciamento Ambiental

O processo de licenciamento ambiental é necessário para implantação de qualquer UFV, pois, apesar da energia solar ser considerada uma fonte limpa, ainda causa impactos ao meio ambiente. Conforme mencionado anteriormente, uma das exigências da ANEEL na solicitação do pedido de Outorga é a apresentação de Licença Ambiental compatível com a fase do projeto, normalmente os Agentes encaminham a Licença Prévia do empreendimento.

As Licenças Ambientais são definidas pelo Decreto nº 99.274/90, que atua como regulamentação para a Lei nº 6.938/81, e são pormenorizadas pela Resolução CONAMA nº 237/97 [37], a qual estabelece diretrizes em conformidade com a Política Nacional do Meio Ambiente [35].

No contexto de geração de energia, as três modalidades principais de licenças são as seguintes: Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO).

A LP é obtida na fase inicial do projeto, são aprovadas a localização e a concepção do empreendimento, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos mínimos para implantação da usina.

A próxima etapa é a obtenção da LI, que autoriza a instalação do empreendimento. Essa licença estabelece um cronograma para a execução das medidas de mitigação e implementação de sistemas de gestão ambiental.

Por fim, quando a construção da usina está próxima da conclusão e a entrada em operação será em breve, a LO é emitida. Essa licença autoriza a operação do empreendimento após verificar se os requisitos estabelecidos nas licenças anteriores foram atendidos.

2.2.4 Análise de Conexão

As usinas fotovoltaicas, conforme já mencionado na seção 2.2.2.3, estabelecem conexão com a rede elétrica no PAC por meio de um STIR individualizado do empreendimento. O processo de conexão é de responsabilidade do ONS no caso em que o PAC pertence ao sistema de transmissão. Nesse cenário,

a usina é conectada em componentes da Rede Básica ou em outras instalações de transmissão, conhecidas como Demais Instalações de Transmissão (DIT).

No entanto, quando o acesso à rede é realizado através dos componentes da rede de distribuição, os procedimentos são definidos pela ANEEL, no módulo 3 do PRODIST [38], e devem ser observados pelas distribuidoras acessadas. Cabe a cada distribuidora disponibilizar instruções normativas aos acessantes, as quais devem estar em consonância com as diretrizes estabelecidas no PRODIST.

Durante o desenvolvimento do projeto, fica à cargo do Agente a seleção do ponto de conexão mais adequado para o empreendimento. Porém, devido à limitação de capacidade nas SEs, encontrar um acesso plenamente viável está se tornando cada vez mais desafiador.

A partir da solicitação de Outorga à ANEEL, quando é apresentada a Informação de Acesso emitida pelo ONS, o setor elétrico adquire conhecimento do horizonte temporal e do ponto de conexão pretendido. Em etapas subsequentes, é necessária a obtenção do Parecer de Acesso, que atesta definitivamente a viabilidade de conexão da usina. Uma vez que este parecer é emitido com a viabilidade confirmada, o Agente tem um prazo de 90 dias para formalizar a assinatura dos contratos de conexão. No caso do PAC pertencente à rede de transmissão, é necessário a assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), elaborado pelo ONS, e do Contrato de Conexão de Transmissão (CCT), elaborado pela transmissora.

2.3 Perdas energéticas

Ao desenvolver o projeto de uma usina, é extremamente importante levar em consideração as perdas energéticas que impactam diretamente na produção de energia. Dessa forma, será possível minimizá-las para maximizar a geração. Os principais fatores de perdas considerados para a obtenção da produção de energia são apresentados a seguir.

2.3.1 Perdas até a Irradiação Global no Plano do Arranjo

- Perdas por sombreamento

A avaliação do sombreamento é essencial tanto em relação aos fatores externos, que derivam das características do terreno, como ondulações e declividades, quanto aos fatores internos, relacionados às sombras projetadas por objetos próximos. Ao examinar minuciosamente esses elementos, é possível determinar as perdas decorrentes do sombreamento, que se manifestam como reduções na captação de irradiação solar dos módulos fotovoltaicos.

- Perdas angulares

A irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos está sujeita aos processos de absorção e reflexão. Esses fenômenos se tornam mais proeminentes dependendo da posição do sol e da orientação dos painéis, o que pode intensificar o efeito do ângulo de incidência, implicando no aumento das perdas angulares.

Importante destacar que o efeito de incidência, conhecido como IAM, é inerente a cada modelo de painel fotovoltaico e é determinado pelo fabricante. Essa informação é essencial para conduzir as simulações energéticas, nas quais as perdas angulares são calculadas. Ao considerar esses fatores, os projetistas e engenheiros podem ter uma compreensão abrangente de como a eficiência da conversão de energia solar varia com os diferentes ângulos de incidência ao longo do dia e das estações do ano.

- Perdas por sujeira

As perdas por sujeira são causadas pelo acúmulo de poeira, poluentes atmosféricos, resíduos vegetais, entre outros, nos painéis solares. De acordo com [40], estimar o efeito dessas perdas na produção de energia das UFVs é um desafio devido à variação na quantidade de poeira e na frequência das chuvas de uma região para outra. Entretanto, pode-se afirmar que as perdas por sujeira tendem a ser relativamente baixas, geralmente menores que 2% do total da geração.

A redução do impacto desse tipo de perda depende de manutenções regulares e procedimentos de limpeza, que envolvem a lavagem dos módulos.

- Ganho de irradiação por bifacialidade do módulo

A utilização de módulos fotovoltaicos bifaciais não apenas envolve a captação de energia pela superfície frontal, mas também a absorção da luz refletida pelo solo por meio da face traseira dos painéis. Nesse contexto, o albedo torna-se um fator essencial pois influencia diretamente no aumento da radiação total captada.

2.3.2 Perdas elétricas do módulo até o inversor

- Perdas por nível de irradiância

Os módulos fotovoltaicos foram projetados para operar sob as STC, onde a irradiância utilizada para os ensaios é fixada em 1000 W/m^2 . Com base no nível dessa irradiância incidente, a eficiência dos painéis solares pode variar. Isso pode implicar em perdas nas localidades em que a irradiância é frequentemente abaixo de 1000 W/m^2 ou em ganhos em áreas onde a irradiância incidente constantemente excede o valor estabelecido nos testes.

- Perdas por temperatura

Da mesma forma que a potência dos módulos foi testada para condições de irradiância, também foi estabelecida temperatura de referência de 25°C . Consequentemente, quando os módulos operam com temperatura acima de 25°C , sua eficiência é significativamente reduzida. Ou seja, as perdas por temperatura são ocasionadas devido à operação do módulo fotovoltaico em condições de temperatura diferentes das estabelecidas nos ensaios de laboratório.

- Perdas elétricas pelo sombreamento

As perdas elétricas decorrentes do sombreamento ocorrem devido à divergência na resposta elétrica dos módulos fotovoltaicos quando estão conectados em série nas *strings* e essas *strings* são posteriormente ligadas em paralelo entre si, conforme demonstrado anteriormente na Figura 2.5. A corrente total do arranjo em série é condicionada pela corrente mais baixa, frequentemente originada pelas células sombreadas nas extremidades das fileiras.

- Perdas pela qualidade dos módulos

O fator de qualidade dos módulos é um dado fornecido pelo fabricante no catálogo do equipamento e está relacionado com a faixa de tolerância dos painéis referente à potência nominal dos mesmos.

- Perdas pela degradação induzida pela luz

A Degradação Induzida pela Luz (LID) possui relação com a qualidade da célula de silício e, segundo as notas do *software PVsyst*, geralmente é da ordem de 1% a 3%, podendo ser maior. Esse fenômeno ocorre nos módulos fotovoltaicos cristalinos, durante as primeiras horas de exposição ao sol.

- Perdas espectrais

Durante as condições de teste dos módulos fotovoltaicos, o espectro solar aplicado é o AM 1.5. No entanto, quando a composição do espectro solar é modificada pela interação com a atmosfera, podem ocorrer as chamadas perdas espectrais.

- Perdas por *mismatch*

As perdas por incompatibilidade ou *mismatch* dos módulos fotovoltaicos surgem devido às diferenças entre os equipamentos conectados nas séries FV. Mesmo que esses painéis solares sejam provenientes do mesmo fabricante e compartilhem o mesmo modelo, podem apresentar variações nas características elétricas.

O *mismatch* estático é referente aos dados de fabricação, já o *mismatch* dinâmico envolve variações de temperatura entre as partes do arranjo, de nível de irradiância, por conta da orientação e inclinação dos módulos, e de sombreamento parcial.

2.3.3 Perdas elétricas no inversor

- Perdas pela eficiência do inversor e controle de potência máxima

As referidas perdas são calculadas com base na curva de eficiência característica de cada modelo de inversor. Essa curva detalha como a eficiência do inversor varia de acordo com a carga e a tensão de entrada do equipamento.

- Perdas do inversor devido à potência e limites de corrente e tensão

As perdas do inversor resultantes de limitações de potência, corrente e tensão são calculadas pelos *softwares* de simulação energética, utilizando o modelo específico do inversor.

- Perdas por consumo noturno e auxiliares

As perdas devido ao consumo noturno são determinadas pelo fabricante dos inversores. Por outro lado, as perdas auxiliares, que podem ou não ser definidas pelo projetista, estão vinculadas a um consumo contínuo de energia, sendo expresso como uma fração da potência produzida.

2.3.4 Perdas ôhmicas

No sistema fotovoltaico, tanto no lado CC quanto no lado CA, as perdas ôhmicas predominantemente resultam das perdas no cabeamento, ocasionadas principalmente pelo efeito Joule.

2.4 Indisponibilidade do sistema

Além das perdas energéticas, a produção de energia das usinas fotovoltaicas também pode ser impactada pelos índices de indisponibilidade do sistema. Conforme definido pela Portaria Nº 42/2022 [39], publicada pelo Ministério de Minas e Energia, esses índices são conceituados da seguinte forma:

- i) Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF: porcentagem esperada de tempo que representa período em que a usina não está operando devido à falha, interrupção ou restrição em condições não programadas; e

- ii) Indisponibilidade Programada – IP: porcentagem esperada de tempo que representa período que a usina não está operando devido à intervenção ou restrição programada.

Para o cálculo das perdas energéticas, conforme concordância com o Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede do ONS [29], que abrange os Indicadores de desempenho de equipamentos, linhas de transmissão e das funções de transmissão e geração, vigente desde 1º de janeiro de 2021.

Para o cálculo do TEIF%, utiliza-se a seguinte equação:

$$TEIF_{\%} = \frac{HDF + HEDF}{HDF + HEDF + HS + HDCE + HRD} * 100 \quad (2)$$

Onde:

- *HDF* é o número de horas de desligamento forçado;
- *HEDF* é o número de horas equivalentes de desligamento forçado, quando a unidade geradora opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada;
- *HS* é a quantidade de horas em serviço, quando a unidade geradora opera sincronizada ao sistema;
- *HDCE* é a quantidade de horas em que a usina não está operando por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação, e;
- *HRD* é o número de horas quando a usina não está operando por condições externas às suas instalações.

Para o cálculo do IP%, utiliza-se a equação abaixo:

$$IP_{\%} = \frac{HDP + HEDP}{HP} * 100 \quad (3)$$

Onde:

- *HDP* é o número de horas de desligamento programado;
- *HEDP* é o número de horas equivalentes de desligamento programado, quando a unidade geradora opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada;
- *HP* é a quantidade de horas do período considerado.

É relevante ressaltar que ambas as Equações (2) e (3) foram adaptadas para melhor entendimento e aplicação no contexto específico do trabalho.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, serão apresentadas as características e concepções técnicas de duas usinas fotovoltaicas reais, as quais foram originalmente projetadas, com os formatos de arranjos mais convencionais em Geração Centralizada, uma delas utilizando inversores *multistring* e a outra optou por inversores centrais.

Conforme mencionado no capítulo 1, o objetivo deste trabalho é identificar qual o tipo de arquitetura de inversor dentre as estudadas proporciona a maior produção de energia. Para isso, serão desenhadas novas configurações das usinas de referência, utilizando inversores selecionados com base em dados obtidos do sistema de Consulta Processual da ANEEL.

Além disso, será explicada a ferramenta computacional utilizada para simular a produção de energia das usinas, o software *PVsyst*, que desempenha um papel fundamental nas análises e comparações realizadas.

3.1 Empreendimentos de referência

Ambos os parques estão localizados na Região Nordeste do Brasil, a qual apresenta uma boa incidência de radiação solar, e objetivam a comercialização de energia no ACL. A Tabela 3.1 apresenta as características dos referidos empreendimentos.

Tabela 3.1 - Características gerais dos empreendimentos de referência.

	Potência CC	Potência CA	Inversor	Marca do inversor	Tipo de inversor
UFV Exemplo 1	63.360 kWp	54.992 kW	SG3125-HV-20	Sungrow	Central
UFV Exemplo 2	53.071 kWp	40.950 kW	SUN2000-185KTL-H1	Huawei	<i>Multistring</i>

Fonte: Autor.

3.1.1 Características gerais UFV Exemplo 1

A UFV Exemplo 1 possui uma potência CC de 63.360 kWp, correspondente a 144.000 módulos fotovoltaicos de 440 Wp e 1.600 linhas de tracker eixo N-S, e uma potência CA de 54.992 kW, dividida em 8 blocos de 6.874 kW, cada um composto por 2 inversores de 3.437 kW, um transformador, que eleva a tensão de 600 V para 34,5 kV, e um cubículo de média tensão. A Tabela 3.2 explicita a concepção técnica desse projeto.

Tabela 3.2 - Concepção técnica da UFV Exemplo 1.

Dados principais do empreendimento	
Potência CC	63.360 kWp
Potência CA	54.992 kW
Fator de sobrecarga	1,1522
Inversor	SG3125-HV-20
Marca do inversor	Sungrow
Tipo de inversor	Central
Módulo	TSM-DEG17MC.20(II)
Marca do módulo	Trina Solar
Tecnologia do módulo	Silício monocristalino bifacial
Quantidade de <i>strings</i>	4.800
Módulos em série por <i>string</i>	30
Quantidade de inversores	16
Tecnologia da estrutura	Sistema com seguidor de um eixo orientado N-S

Fonte: Autor.

A energia gerada pela UFV Exemplo 1 será conduzida através da Rede de Média Tensão, operando a 34,5 kV, até a Subestação Coletora do Complexo Fotovoltaico, que elevará a tensão para 500 kV. O escoamento efetivo da energia ocorrerá por meio de uma Linha de Transmissão em 500 kV, a qual estará conectada a uma Subestação da Rede Básica, pertencente ao Submercado Norte-Nordeste.

3.1.2 Características gerais UFV Exemplo 2

A UFV Exemplo 2 possui uma potência CC de 53.071 kWp, correspondente a 98.280 módulos fotovoltaicos de 540 Wp e 45 linhas de tracker eixo N-S. A potência CA é de 40.950 kW, distribuída em 5 blocos de 5.950 kW e 2 blocos de 5.600 kW, compostos por 34 e 32 inversores de 175 kW, respectivamente, um transformador, que eleva 800 V para 34,5 kV, e um cubículo de média tensão. Todos esses detalhes estão explicitados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Concepção técnica UFV Exemplo 2.

Dados principais do empreendimento	
Potência CC	53.071 kWp
Potência CA	40.950 kW
Fator de sobrecarga	1,2956
Inversor	SUN2000-185KTL-H1
Marca do inversor	Huawei
Tipo de inversor	<i>Multistring</i>
Módulo	LR5-72HBD 540M
Marca do módulo	Longi
Tecnologia do módulo	Silício monocristalino bifacial
Quantidade de <i>strings</i>	3.510
Módulos em série por <i>string</i>	28
Quantidade de inversores	234
Tecnologia da estrutura	Sistema com seguidor de um eixo orientado N-S

Fonte: Autor.

A energia gerada pela UFV Exemplo 2 será escoada da mesma forma descrita para a UFV Exemplo 1, ou seja, através da Rede de Média Tensão do Complexo até a SE Coletora. No entanto, nesse caso, a tensão de 34,5 kV será elevada para 230 kV. Posteriormente, a Linha de Transmissão de 230 kV se conectará com o barramento da SE da Rede Básica.

3.2 Recurso solar e condições climáticas

Conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 876/2020 [12], para obtenção da Outorga de Autorização, as usinas fotovoltaicas devem ter pelo menos 1 ano de medição realizada por meio de estação solarimétrica instalada no local do empreendimento. Dessa forma, o banco de dados de condições climáticas utilizado como subsídio para a previsão da produção anual de energia das UFVs foi obtido a partir da média das medições meteorológicas realizadas pelas estações solarimétricas implantadas pelos empreendedores no local dos Complexos Fotovoltaicos.

O *software PVsyst* limita a inserção de dados meteorológicos para um período de 1 ano. Portanto, no caso da UFV Exemplo 1, a análise foi feita utilizando os dados do período de 20 de fevereiro de 2019 a 19 de fevereiro de 2020. Já para a UFV Exemplo 2, os dados analisados abrangeram o período de 22 de dezembro de 2018 a 21 de dezembro de 2019. É importante destacar que, com o objetivo de observar o desempenho dos inversores em cada UFV, foram utilizados os dados meteorológicos tratados e não o ano meteorológico típico.

As principais condições climáticas de cada região estão apresentadas na Tabela 3.4 e na Tabela 3.5.

Tabela 3.4 - Condições climáticas médias da estação solarimétrica UFV Exemplo 1.

Mês/Ano	IGH [kWh/m ²]	Temperatura [°C]	Umidade [%]	Velocidade do vento [m/s]
Fev/19	60,9	29,49	61,29	2,9
Mar/19	190,8	27,77	71,14	2,6
Abr/19	176,5	27,55	72,83	2,3
Mai/19	168,0	26,59	73,05	2,3
Jun/19	129,8	23,88	82,31	2,3
Jul/19	130,1	22,76	86,22	2,2
Ago/19	153,3	22,43	83,06	2,5
Set/19	170,3	24,62	74,90	2,8
Out/19	198,1	26,41	67,28	3,1
Nov/19	206,3	27,88	61,94	3,2

Mês/Ano	IGH [kWh/m ²]	Temperatura [°C]	Umidade [%]	Velocidade do vento [m/s]
Dez/19	199,3	28,23	61,76	3,3
Jan/20	188,7	28,31	65,58	2,7
1 ano	2081,5	26,22	72,45	2,7

Fonte: Autor.

Tabela 3.5 - Condições climáticas médias da estação solarimétrica UFV Exemplo 2.

Mês/Ano	IGH [kWh/m ²]	Temperatura [°C]	Umidade [%]	Velocidade do vento [m/s]
Dez/18	62,4	24,42	67,25	2,4
Jan/19	177,4	23,83	71,85	2,4
Fev/19	162,2	24,75	74,04	2,2
Mar/19	180,2	24,74	75,91	2,0
Abr/19	158,8	24,28	79,33	1,7
Mai/19	151,6	23,57	79,23	1,8
Jun/19	123,7	21,76	84,33	2,1
Jul/19	125,5	20,40	89,92	1,7
Ago/19	153,6	20,20	88,01	2,1
Set/19	170,8	21,73	82,16	2,0
Out/19	189,3	23,10	73,62	2,5
Nov/19	201,6	24,41	68,26	2,5
1 ano	1995,2	23,09	77,88	2,1

Fonte: Autor.

3.3 Definição dos inversores para modificação das configurações elétricas

De acordo com o Caderno de Tecnologias de Geração da EPE [22], uma tendência observada desde 2020 é o aumento do uso de inversores com potências superiores a 3 MW, chegando até 5 MW. Paralelamente, houve um aumento, embora em menor escala, do uso de equipamentos de menor potência, variando entre 60 kW e 500 kW. Esse assunto tem sido amplamente debatido no setor elétrico, com

argumentos que apontam que os maiores custos de investimento, ao utilizar inversores com potências menores, podem ser compensados por diversas vantagens, tais como: redução do cabeamento CC, maior eficiência de produção em terrenos acidentados ou áreas com sombreamento parcial, pois tais inversores possuem mais MPPTs; e maior facilidade na substituição de equipamentos defeituosos.

Para elaboração das novas configurações elétricas das UFVs de referência, foi realizado aqui neste trabalho um levantamento de dados no sistema público de Consulta Processual da ANEEL. Durante o levantamento, foram identificados quais os inversores utilizados nos Estudos Solarimétricos protocolados na Agência para obtenção da Outorga de Autorização das usinas. A análise abrangeu os documentos referentes às Resoluções Autorizativas de empreendimentos fotovoltaicos publicadas no período de 1º de junho de 2022 até 31 de maio de 2023.

Cabe destacar que a análise não corresponde a totalidade de inversores utilizados em cada UFV, mas sim a quantidade de empreendimentos que foram projetados com determinado modelo de inversor.

No total, foram emitidas 1.416 Outorgas, que correspondem a 179 complexos solares diferentes, totalizando uma capacidade de 60,27 GW com autorização de implantação e exploração.

Entre os empreendimentos outorgados, observou-se que 21% deles utilizaram inversores *multistring* em seus Estudos de Produção de Energia, enquanto os restantes 79% optaram pelos inversores centrais, conforme apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Tipos e quantitativo de inversores das Outorgas.



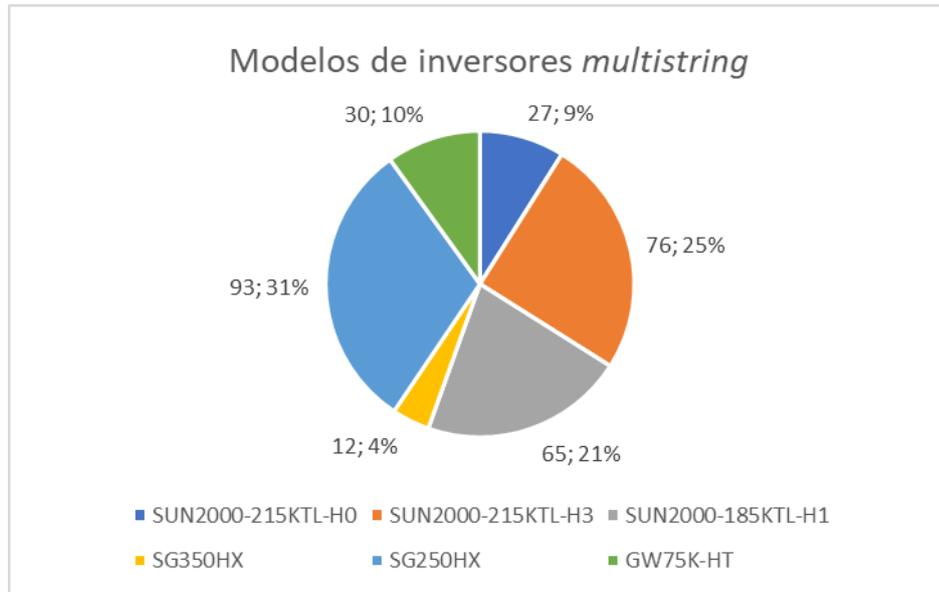
Fonte: Feito pela autora, a partir da Consulta Processual/ANEEL [42].

3.3.1 Outorgas com inversores *multistring*

Ao analisar as usinas projetadas com inversores *multistring*, foram identificados os equipamentos demonstrados na Figura 3.2. Destacam-se os seguintes modelos:

- 31% das UFVs optaram pelo modelo SG250HX da Sungrow;
- 25% pelo SUN2000-215KTL-H3 da Huawei; e
- 21% pelo SUN2000-185KTL-H1 da Huawei, o qual foi escolhido na concepção técnica da UFV Exemplo 2.

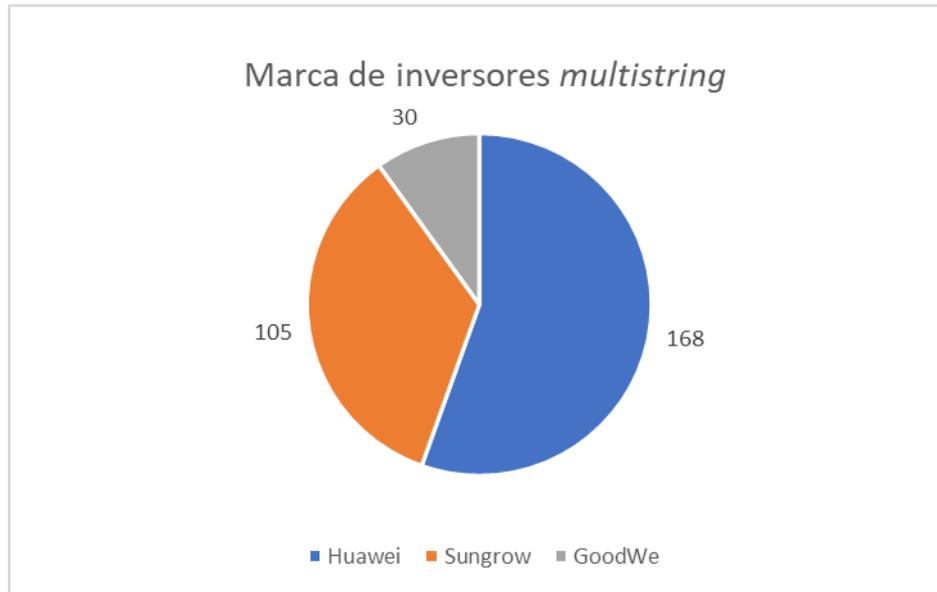
Figura 3.2 - Modelos de inversores *multistring* escolhidos nas outorgas.



Fonte: Feito pela autora, a partir da Consulta Processual/ANEEL [42].

Observou-se que, dentre as usinas analisadas, os Agentes optaram por inversores de três marcas distintas: Huawei, Sungrow e GoodWe. Nota-se que a marca GoodWe teve menor relevância quando comparada às outras duas, como evidenciado na Figura 3.3, que apresenta a quantificação dos referidos modelos.

Figura 3.3 - Marcas de inversores *multistring* escolhidas nas outorgas.



Fonte: Feito pela autora, a partir da Consulta Processual/ANEEL [42].

Ademais, um ponto importante a ser considerado é a potência CA média instalada. Durante o período analisado, a média de potência por UFV foi de 42,57 MW, e o total outorgado foi 12,37 GW, aproximadamente.

Com base nesta primeira parte do levantamento, concluiu-se que é coerente realizar as simulações energéticas utilizando os três inversores mais relevantes: SG250-HX, SUN2000-215KTL-H3 e SUN2000-185KTL-H1. Posteriormente, são discutidas as novas configurações elétricas das UFVs de referência, levando em conta esses inversores selecionados.

3.3.2 Outorgas com inversores centrais

A quantidade de Sistemas Fotovoltaicos que optam pela utilização de inversores centralizados é notavelmente maior em comparação com os inversores *multistring*.

Na Tabela 3.6 estão apresentados os modelos dos equipamentos escolhidos para os projetos dos 1.113 empreendimentos analisados. O campo de "Documento restrito" refere-se aos empreendimentos em que não foi possível acessar a documentação protocolada no pedido de outorga, uma vez que o Agente pode solicitar sigilo do processo à ANEEL. No entanto, a potência da Unidade Geradora, que é

explicitada na Resolução Autorizativa, possibilita a identificação do tipo de inversor utilizado.

Tabela 3.6 - Inversores centrais escolhidos nas outorgas.

Modelo de inversor	Quantidade de outorgas	Quantidade de outorgas [%]
SG3125HV-20	79	7,10
SG3125HV-30	314	28,21
SG3125HV	19	1,71
SG3400HV-MV	22	1,98
SG6250/6800HV-MV	6	0,54
Ingecon Sun 1640TL B630	36	3,23
Ingecon Sun 1665TL B640	4	0,36
Ingecon Sun 1690TL B650	64	5,75
Ingecon Sun 1800TL B690	57	5,12
FS4200K	122	10,96
Sunny Central 2500-EV	20	1,80
Sunny Central 3000-EV	6	0,54
Sunny Central 4200 UP	21	1,89
Sunny Central 4600 UP	10	0,90
LV5+1510	20	1,80
LV5+1511	1	0,09
LV5+1560	27	2,43
LV5+1569	11	0,99
SIW750-2.5	33	2,96
SIW750-3.0	4	0,36
SIW750-4.0	18	1,62
SIW750-5.0	8	0,72
MVPS 4400-S2	9	0,81
ULTRA-1500-TL- OUTD2-US-690	40	3,59

Modelo de inversor	Quantidade de outorgas	Quantidade de outorgas [%]
PVS980-58-2091kVA-L	2	0,18
Sinacon PV5000	5	0,45
Documento restrito	155	13,93

Fonte: Autor.

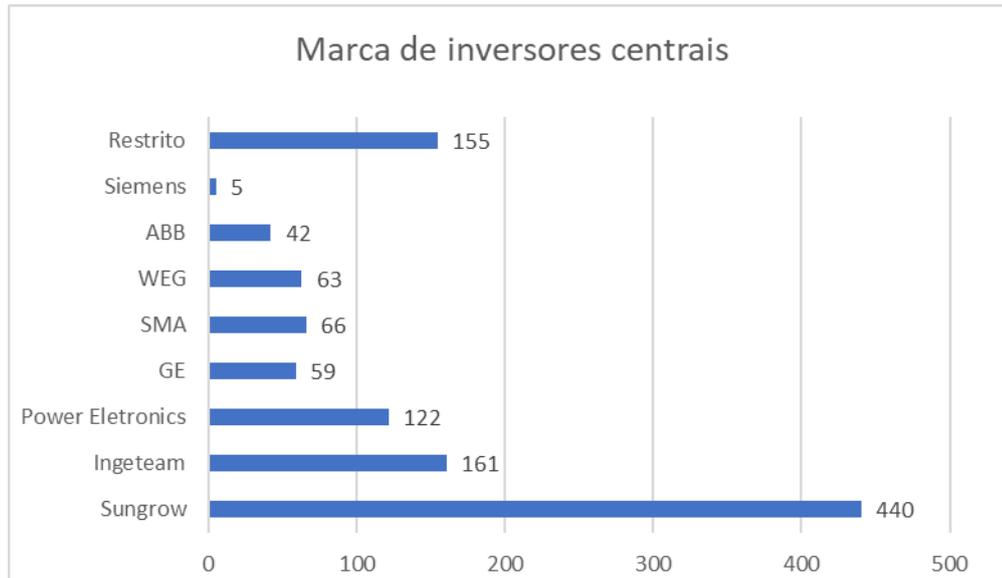
Analisando os modelos apresentados na Tabela 3.6, nota-se que os seguintes inversores centrais foram utilizados em maior quantidade:

- 7,10% dos empreendedores optaram pelo modelo SG3125HV-20 da Sungrow, o qual também foi utilizado no projeto da UFV Exemplo 1;
- 28,21% elegeram o modelo SG3125HV-30 da Sungrow, que substituiu o SG3125HV-20 no mercado;
- 10,96% das outorgas foram projetadas com o FS4200K da Power Systems. Entretanto, foi observado que este inversor é utilizado em apenas 7 dos 179 Complexos Fotovoltaicos analisados. Além disso, todos esses projetos foram outorgados ao mesmo empreendedor, denotando que tal inversor foi uma escolha específica de um empreendimento e não reflete uma tendência de escolha do mercado nacional.

As marcas dos inversores centrais escolhidos nos projetos estão explicitadas na Figura 3.4. Importante ressaltar a forte presença dos modelos da Sungrow em ambas as análises, tanto para os inversores centrais quanto para os *multistring*. Dos 1.416 empreendimentos outorgados, 545 foram projetados com inversores da marca chinesa.

A potência CA média instalada das UFVs com inversores centrais é 43,04 MW, totalizando aproximadamente 47,91 GW de capacidade outorgada.

Figura 3.4 - Marcas de inversores centrais escolhidas nas outorgas.



Fonte: Feito pela autora, a partir da Consulta Processual/ANEEL [42].

Concluindo o levantamento de dados, foram selecionados para realização das simulações com inversores centrais os dois modelos da Sungrow: SG3125HV-20 e SG3125HV-30. Devido à substituição de um inversor pelo outro, espera-se uma melhoria na eficiência da usina ao utilizar o SG3125HV-30. Conforme mencionado anteriormente, os inversores FS4200K da Power Systems foram desconsiderados devido à sua presença em um número limitado de Complexos Fotovoltaicos em comparação aos inversores da Sungrow.

As novas configurações elétricas da UFV Exemplo 1 e da UFV Exemplo 2, de acordo com os inversores centrais e *multistrings* definidos, serão apresentadas no capítulo 4.

3.4 Ferramenta computacional de simulação energética

O *PVsyst* é um *software* utilizado para o estudo, dimensionamento e análise de dados de sistemas fotovoltaicos. Por este motivo, este foi o *software* utilizado neste trabalho para realização das análises comparativas. A seguir serão descritas as funcionalidades gerais da ferramenta, que visam a criação de projetos de usinas solares para obtenção da produção de energia anual dos empreendimentos.

3.4.1 Configurações do projeto

Antes de preencher os dados da concepção técnica da usina fotovoltaica, é necessário definir as configurações gerais do projeto. Na seção de “Configurações gerais” serão fornecidas as seguintes informações:

- Albedo – fração da irradiação global incidente no solo que é refletida para parte frontal dos módulos fotovoltaicos. Geralmente, é adotado o coeficiente de 0,2, o que equivale 20% da irradiação incidente, esse valor é implementado pelo próprio *software*. A Figura 3.5 apresenta os parâmetros de Albedo utilizados nas simulações do *PVsyst*,

Figura 3.5 – Parâmetro de Albedo utilizados nas simulações do *PVsyst*.

The screenshot shows the 'Albedo values' configuration window in PVsyst. It includes the following elements:

- Monthly values:** A grid of input fields for each month, all containing the value 0.20.

Jan.	0.20	July	0.20
Feb.	0.20	Aug.	0.20
Mar.	0.20	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.20
- Set a common value:** A section with a 'Common value' input field set to 0.20, a note '(Default: albedo = 0.2)', and a 'Set' button.
- Usual values for albedo:** A list of typical albedo values for different surfaces.

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galvanised ste	0.08

Fonte: Feito pela autora.

- Condições de design - indicação do modelo de Transposição que será utilizado, bem como as temperaturas de referência para o design do arranjo fotovoltaico, juntamente com outros parâmetros apresentados na Figura 3.6;

Figura 3.6 – Condições de design utilizados nas simulações do *PVsyst*.

Albedo Design conditions Other limitations Preferences

Site-dependent design parameters

Reference temperatures for array design with respect to the inverter input voltages

Lower temperature for Absolute Voltage limit 25 °C Default

Winter operating temperature for VmppMax design 20 °C

Usual operating temperature under 1000 W/m² 50 °C

Summer operating temperature for VmppMin design 60 °C

Other design parameters

Array Max. voltage

IEC (usually 1000 V)

UL (usually 600 V)

µVoc value

From one-diode model

From specification

Limit overload loss for design 3,0 %

Transposition Model for this project

Hay model (robust)

Perez-Ineichen model (sophisticated)

AC losses power reference

PNomPV(ac) at STC

PNom (inverters)

Circumsolar treatment

Included in diffuse

Separate treatment

Fonte: Feito pela autora.

- Outras limitações – estabelecimento de limites para representação do sombreamento na construção da perspectiva 3D do projeto, os valores adotados estão ilustrados na Figura 3.7;

Figura 3.7 - Outras limitações adotadas nas simulações do *PVsyst*.

Albedo Design conditions Other limitations Preferences

Limits with shading representations

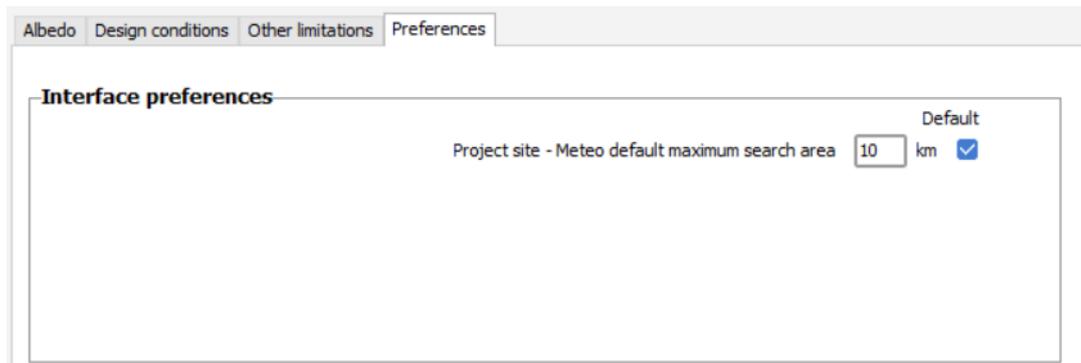
Discriminating orient. difference between shading planes 1.0 ° Default

Maximum orient. difference for defining average (spread) orientation 10.0 °

Maximum area ratio between 3D Fields and System modules. 2.5

Fonte: Feito pela autora.

- Preferências – definição da área máxima de busca para arquivos meteorológicos, apresentada na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Preferências utilizadas nas simulações do *PVsys*.

Fonte: Feito pela autora.

3.4.2 Edição do Projeto

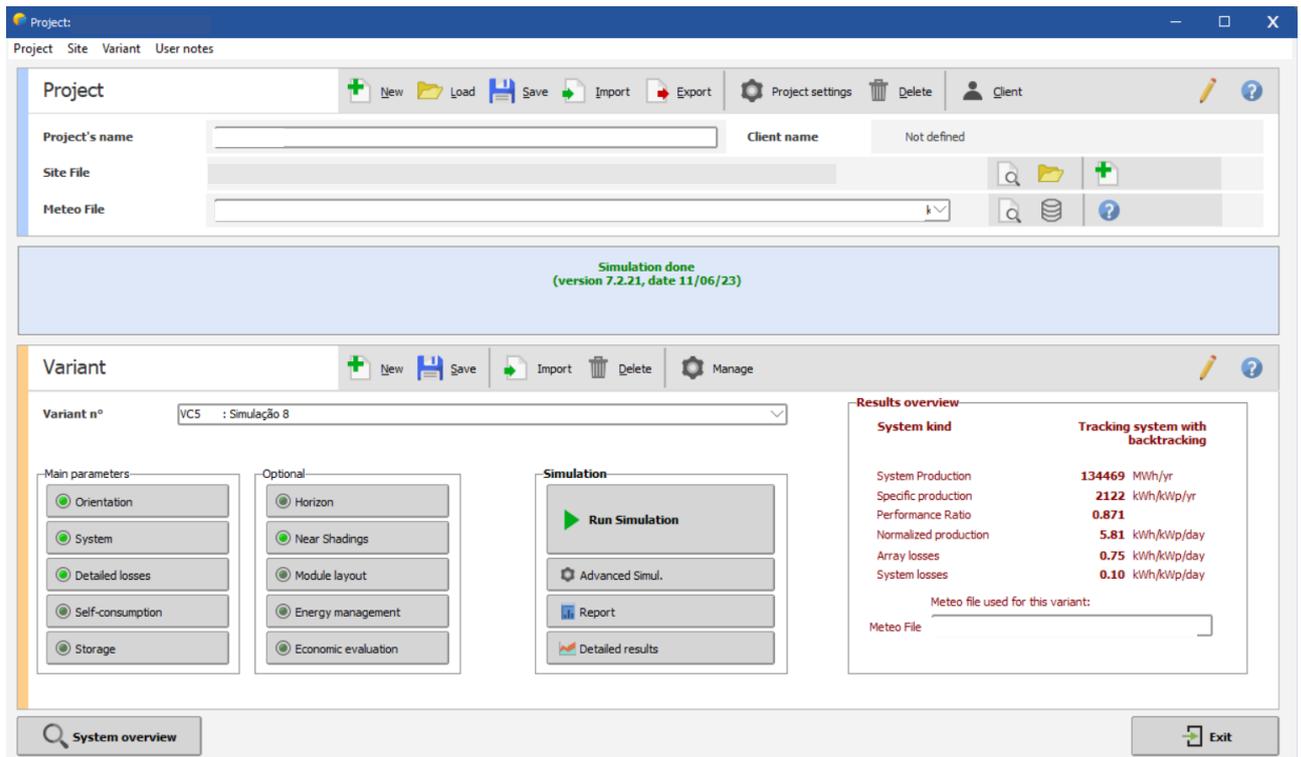
Continuando com a inserção de parâmetros no *PVsys*, os primeiros dados a serem informados na tela inicial da ferramenta, conforme demonstrado na Figura 3.9, são a localização do empreendimento e a base de dados meteorológicos a ser utilizada.

Posteriormente, na seção inferior da tela, serão definidos os seguintes aspectos:

- Orientação do plano dos módulos fotovoltaicos;
- Configurações dos arranjos fotovoltaicos;
- Perdas do sistema;
- Sombreamento e construção da perspectiva 3D.

As imagens das abas do *software* com esses dados serão apresentadas no próximo capítulo, quando serão abordadas as informações específicas de cada empreendimento.

Figura 3.9 - Tela inicial do software PVsyst.



Fonte: Feito pela autora.

3.4.3 Simulação e obtenção de resultados

A opção de simular o projeto estará disponível após a inserção de todas as informações destacadas nos subtópicos 3.4.1 e 3.4.2. Uma vez que os dados são devidamente preenchidos, o PVsyst emitirá um relatório detalhado em formato .PDF, o qual apresentará todas as informações referentes à geração da usina fotovoltaica.

Através deste relatório, será possível analisar o desempenho do sistema, as perdas, a quantidade de energia produzida, além de outros dados relevantes para a avaliação do projeto.

No seguinte capítulo, são aplicados os passos descritos na metodologia para a realização do Estudo de Caso. Por meio das simulações energéticas e dos resultados obtidos, é analisado o desempenho das UFVs. Essa análise permite a identificação dos melhores equipamentos selecionados e das arquiteturas de inversores adotadas para o design dos arranjos fotovoltaicos.

4 SIMULAÇÕES E PERDAS ENERGÉTICAS

Nesta seção, são apresentadas as novas configurações dos projetos de referência, em conformidade com os modelos de inversores selecionados para realização do Estudo de Caso.

Através da inserção dos dados no *software PVsyst*, foram obtidos os resultados da produção de energia de cada UFV, considerando os diferentes equipamentos. Portanto, neste capítulo, a análise será concentrada no Diagrama de Perdas de cada simulação, com foco especial no desempenho dos inversores e na arquitetura do arranjo fotovoltaico.

4.1 Definição das novas configurações

As novas configurações elétricas da UFV Exemplo 1 e da UFV Exemplo 2 foram projetadas levando em consideração os inversores centrais e *multistrings* definidos no tópico 3.3.

Conforme mencionado anteriormente, o ponto de partida para a geração de energia fotovoltaica são os painéis solares. Neste caso, o objetivo é avaliar o desempenho de diferentes modelos de inversores, mantendo as características de potência CC instalada em cada usina. Isso significa que os módulos solares serão conectados em série de acordo com o projeto de referência, e serão feitos ajustes utilizando o número mínimo de inversores necessário para acomodá-los. O intuito é obter valores do Fator de Sobrecarga os mais próximos possíveis das UFVs originais.

4.1.1 Novas configurações da UFV Exemplo 1

As seguintes características são iguais para todos os arranjos:

Tabela 4.1 - Configurações UFV Exemplo 1.

UFV Exemplo 1 – Arranjo lado CC	
Potência CC	63.360 kWp
Modelo	TSM-DEG17MC.20(II)
Quantidade de <i>strings</i>	4.800
Módulos em série por <i>string</i>	30

Fonte: Autor.

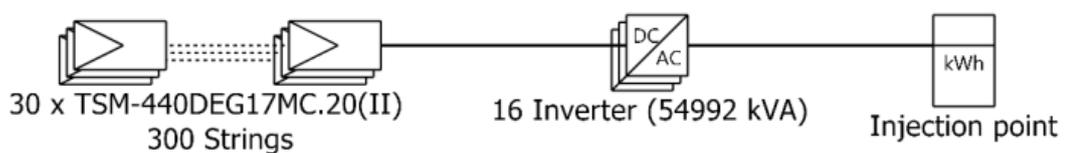
- Inversores centrais: SG3125-HV-20 e SG3125-HV-30.

Na Tabela 4.2 são explicitadas as informações dos novos arranjos devido à mudança de arquitetura dos inversores e aos diferentes modelos utilizados. As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam os Diagramas Unifilares Simplificados destes arranjos.

Tabela 4.2 - Configurações UFV Exemplo 1 [inversores centrais].

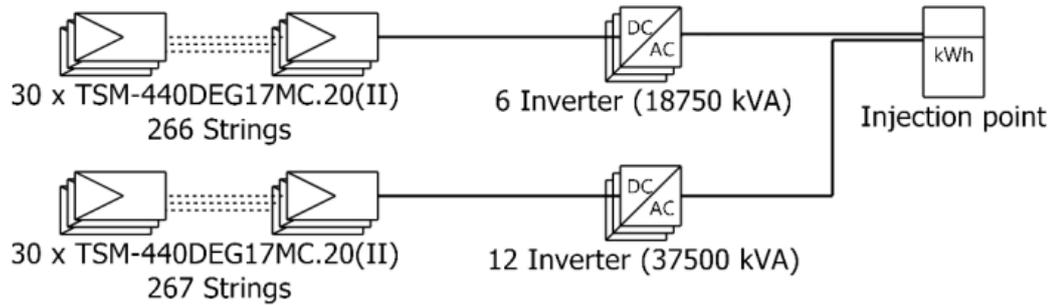
UFV Exemplo 1	SG31250-HV-20 [original]	SG31250-HV-30
Potência CA	54.992 kW	56.250 kW
Potência nominal do inversor	3.437 kW	3.125 kW
Quantidade de MPPTs	1	2
Quantidade de entradas	21	22
Quantidade de inversores	16	18
Fator de sobrecarga	1,1522	1,1264
Código simulação <i>PVsys</i>	VC-15	V8-10

Fonte: Autor.

Figura 4.1 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SG3125-HV-20] da simulação do *PVsys*..

Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.2 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SG3125-HV-30] da simulação do PVsyst..



Fonte: Feito pela autora.

- Inversores *multistrings*: SG250-HX, SUN2000-215KTL-H3 e SUN2000-185KTL-H1.

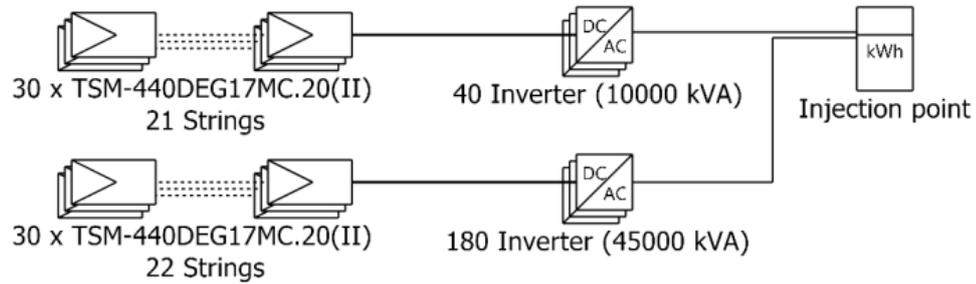
Na Tabela 4.3 são demonstradas as informações dos novos arranjos devido à mudança de arquitetura dos inversores e aos diferentes modelos utilizados. As Figuras 4.3 a 4.5 ilustram os Diagramas Unifilares Simplificados destes arranjos.

Tabela 4.3 - Configurações UFV Exemplo 1 [*multistring*].

UFV Exemplo 1	SG250-HX	SUN2000-215KTL-H3	SUN2000-185KTL-H1
Potência CA	55.000 kW	68.800 kW	54.950 kW
Potência nominal do inversor	250 kW	200 kW	175 kW
Quantidade de MPPTs	12	3	9
Quantidade de entradas	24	14	18
Quantidade de inversores	220	344	314
Fator de sobrecarga	1,1520	0,9209	1,1530
Código simulação PVsyst	VE-16	VF-17	VG-18

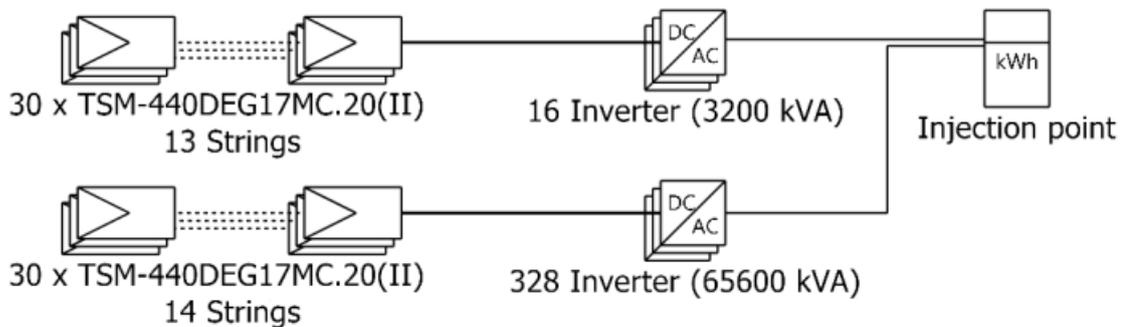
Fonte: Autor.

Figura 4.3 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SG250-HX] da simulação do PVsyst.



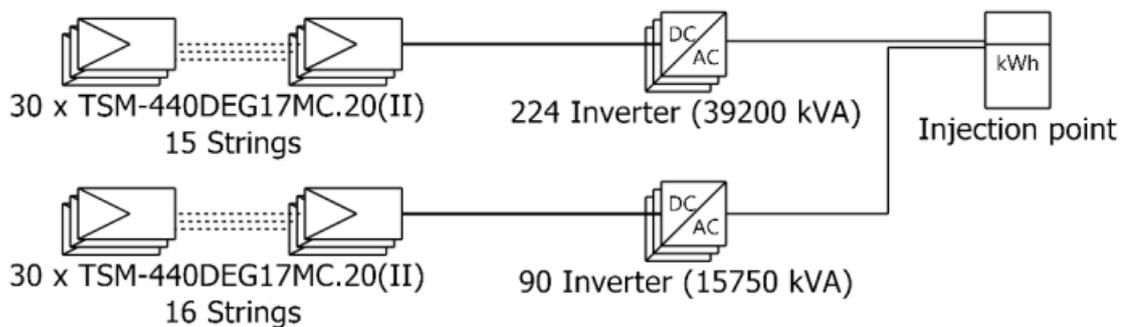
Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.4 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SUN2000-215KTL-H3] da simulação do PVsyst.



Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.5 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 1 [SUN2000-185KTL-H1] da simulação do PVsyst.



Fonte: Feito pela autora.

4.1.2 Novas configurações da UFV Exemplo 2

As seguintes características são iguais para todos os arranjos:

Tabela 4.4 - Configurações UFV Exemplo 2.

UFV Exemplo 2 – Arranjo lado CC	
Potência CC	53.071 kWp
Módulo	LR5-72HBD 540M
Quantidade de <i>strings</i>	3.510
Módulos em série por <i>string</i>	28

Fonte: Autor.

- Inversores *multistrings*: SG250-HX, SUN2000-215KTL-H3 e SUN2000-185KTL-H1.

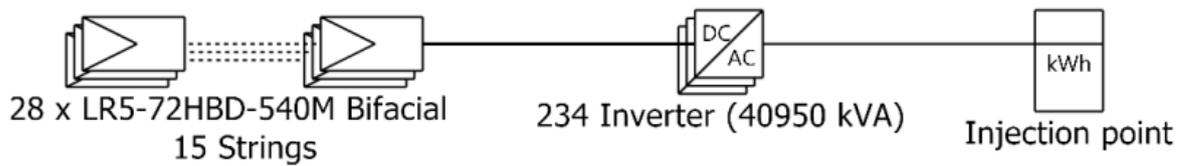
A Tabela 4.5 apresenta as informações dos novos arranjos devido à mudança de arquitetura dos inversores e aos diferentes modelos utilizados. As Figuras 4.6 a 4.8 ilustram os Diagramas Unifilares Simplificados destes arranjos.

Tabela 4.5 - Configurações UFV Exemplo 2 [inversores *multistrings*].

UFV Exemplo 2	SUN2000-185KTL-H1 [original]	SUN2000-215KTL-H3	SG250-HX
Potência CA	40.950 kW	50.400 kW	41.000 kW
Potência nominal do inversor	175 kW	200 kW	250 kW
Quantidade de MPPTs	9	3	12
Quantidade de entradas	18	14	24
Quantidade de inversores	234	252	164
Fator de sobrecarga	1,2960	1,0530	1,2944
Código simulação <i>PVsys</i>	VC-13	V9-10	V6-7

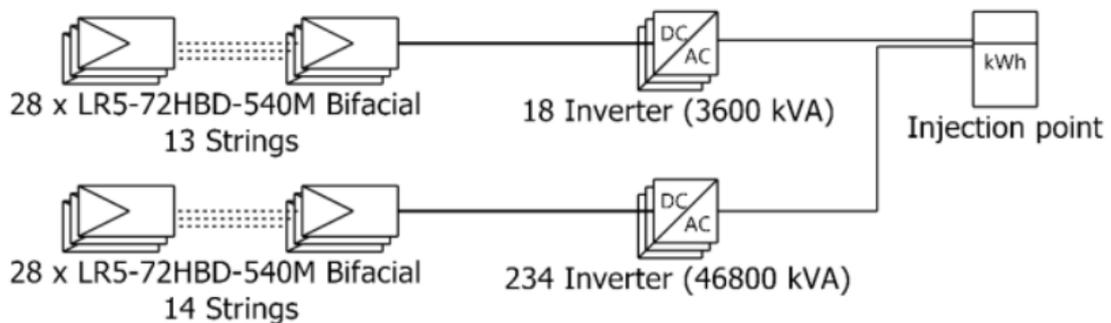
Fonte: Autor.

Figura 4.6 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SUN2000-185KTL-H1] da simulação do PVsyst.



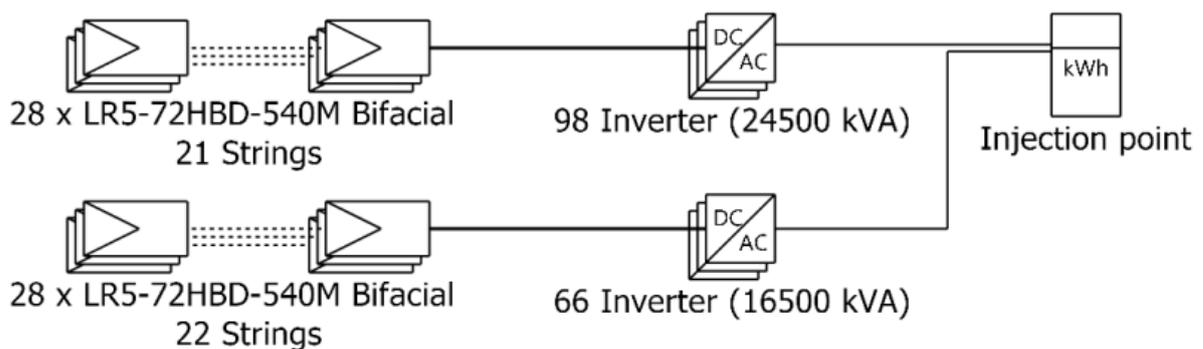
Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.7 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SUN2000-215KTL-H3] da simulação do PVsyst.



Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.8 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SG250-HX] da simulação do PVsyst..



Fonte: Feito pela autora.

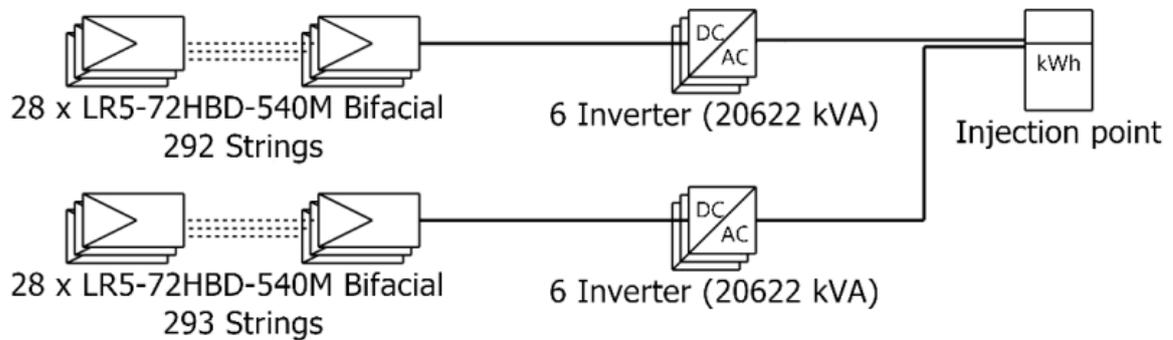
- Inversores centrais: SG3125-HV-20 e SG3125-HV-30.

A Tabela 4.6 explicita as informações dos novos arranjos devido à mudança de arquitetura dos inversores e aos diferentes modelos utilizados. As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam os Diagramas Unifilares Simplificados dos referidos arranjos.

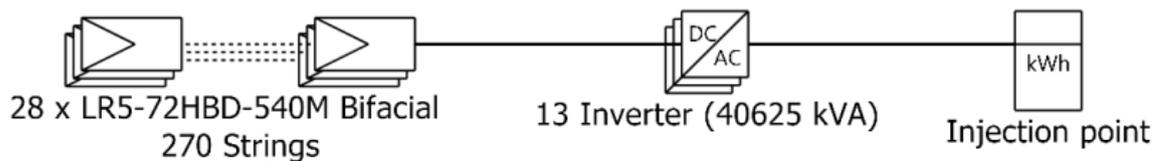
Tabela 4.6 - Configurações UFV Exemplo 2 [centrais].

UFV Exemplo 2	SG31250-HV-20	SG31250-HV-30
Potência CA	41.244 kW	40.625 kW
Potência nominal do inversor	3.437 kW	3.125 kW
Quantidade de MPPTs	1	2
Quantidade de entradas	21	22
Quantidade de inversores	12	13
Fator de sobrecarga	1,2868	1,3064
Código simulação <i>PVsyst</i>	VD-14	VE-15

Fonte: Autor.

Figura 4.9 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SG3125-HV-20] da simulação do *PVsyst*.

Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.10 - Diagrama unifilar simplificado UFV Exemplo 2 [SG3125-HV-30] da simulação do *PVsyst*.

Fonte: Feito pela autora.

4.1.3 Comparações Fator de Sobrecarga

As Tabelas 4.7 e 4.8 explicitam os erros relativos percentuais das novas configurações em relação ao Fator de Sobrecarga dos projetos de referência.

Tabela 4.7 - Erro % Fator de Sobrecarga na UFV Exemplo 1.

UFV Exemplo 1	SG3125-HV-20 [original]	SG3125-HV-30	SG250-HX	SUN2000-215KTL-H3	SUN2000-185KTL-H1
Fator de sobrecarga	1,1522	1,1264	1,1520	0,9209	1,1530
Erro relativo	-	2,24%	0,01%	20,07%	0,08%

Fonte: Autor.

Tabela 4.8 - Erro % Fator de Sobrecarga na UFV Exemplo 2.

UFV Exemplo 2	SUN2000-185KTL-H1 [original]	SUN2000-215KTL-H3	SG250-HX	SG3125-HV-20	SG3125-HV-30
Fator de sobrecarga	1,2960	1,0530	1,2944	1,2868	1,3064
Erro relativo	-	18,75%	0,12%	0,71%	0,80%

Fonte: Autor.

Um aspecto relevante a ser destacado sobre o inversor SUN2000-215KTL-H3 da Huawei é a sua limitada quantidade de entradas independentes, possuindo apenas 3 MPPTs. A quantidade máxima de distribuição de séries FV conectadas aos MPPTs é 4/5/5, o que permite conectar até 14 *strings* em cada unidade.

Para acomodar toda potência CC das usinas projetadas, é necessário utilizar um maior número de inversores do modelo mencionado. Conseqüentemente, ao optar por esse equipamento, o Fator de Sobrecarga será reduzido em comparação com os outros cenários. Em contrapartida, a eficiência do sistema tende a ser mais alta. Esses resultados foram discutidos na seção 4.6 do trabalho.

Todavia, é relevante ressaltar que a utilização de uma quantidade significativa de inversores implica em um aumento considerável nos custos, o que pode inviabilizar a implantação do empreendimento.

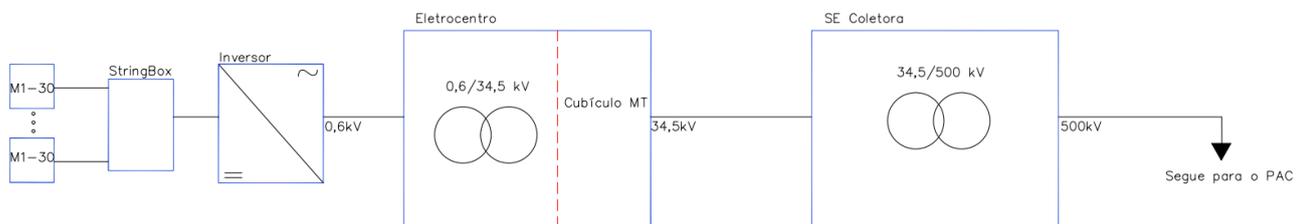
Observando os erros relativos calculados para as outras configurações fotovoltaicas, aquelas que foram modificadas com os inversores restantes apresentaram uma diferença percentual no fator de sobrecarga muito baixa. Isso indica que os Fatores de Sobrecarga são próximos dos coeficientes dos projetos de referência.

4.2 Conexão à rede elétrica

Seguindo o mesmo entendimento do tópico 4.1, a concepção técnica das UFVs no quesito conexão também é mantida. Portanto, as divisões dos eletrocentros por circuito, prosseguindo até a SE Coletora e, por fim, conectando-se a SE da Rede Básica (PAC), permanecerão as mesmas dos projetos originais.

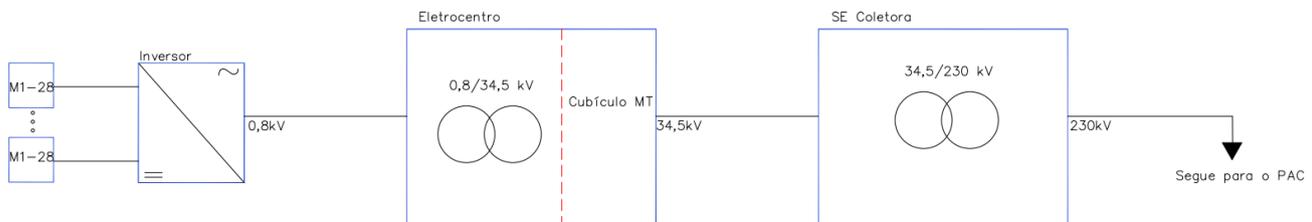
A Figura 4.11 e a Figura 4.12 ilustram, de forma simplificada, o Diagrama Unifilar de conexão dos dois projetos.

Figura 4.11 - Diagrama simplificado de conexão da UFV Exemplo 1 [original].



Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.12 - Diagrama simplificado de conexão da UFV Exemplo 2 [original].



Fonte: Feito pela autora.

As perdas no cabeamento, tanto de média quanto de alta tensão, foram distribuídas de forma proporcional à energia gerada por cada configuração das usinas. Devido às diferentes arquiteturas dos inversores e suas distintas potências nominais, os fatores de perda serão variados para cada caso específico.

4.2.1 Rede de Média Tensão

Os empreendedores das UFVs de referência permitiram o acesso aos projetos das RMTs dos Complexos Fotovoltaicos aos quais cada usina pertence. As principais informações estão explicitadas na Tabela 4.9 e na Tabela 4.10.

Tabela 4.9 - RMT UFV Exemplo 1 [original].

RMT – UFV Exemplo 1	Subterrânea	Aérea
Tensão nominal	34,5 kV	34,5 kV
Fator de potência	0,8	0,8
Cabo condutor	XLPE 90° 20/35 kV	ORCHID 636 MCM
Seção nominal	150 mm ²	322,24 mm ²
Resistência elétrica	0,15 Ω/km	0,112 Ω/km

Fonte: Dados fornecidos pelo empreendedor dos projetos de referência.

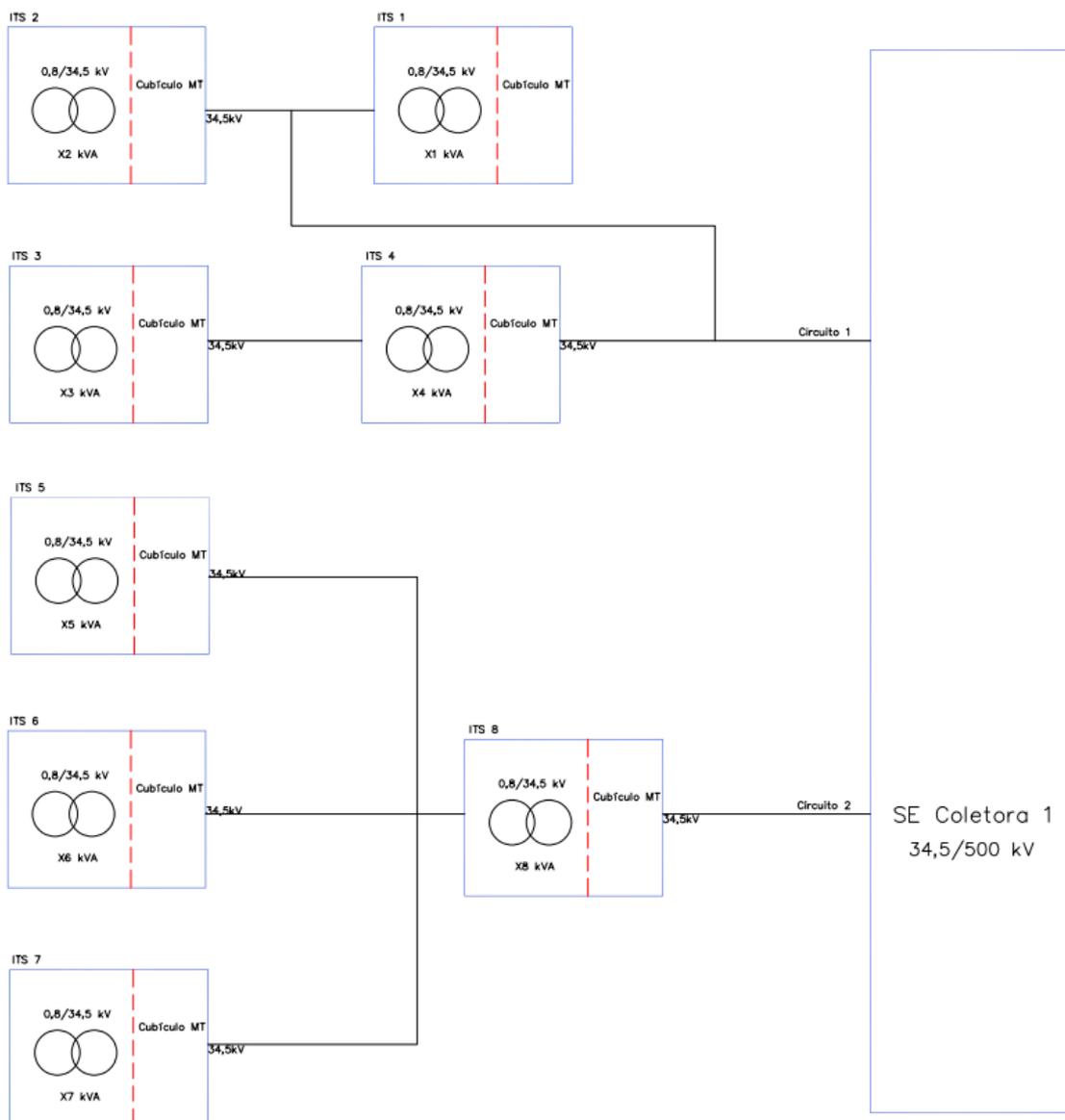
Tabela 4.10 - RMT UFV Exemplo 2 [original].

RMT – UFV Exemplo 2	Subterrânea	Aérea
Tensão nominal	34,5 kV	34,5 kV
Fator de potência	0,8	0,8
Cabo condutor	XLPE 90° 20/35 kV	COSMOS 477 MCM
Seção nominal	120 mm ²	241,15 mm ²
Resistência elétrica	0,19 Ω/km	0,149 Ω/km

Fonte: Dados fornecidos pelo empreendedor dos projetos de referência.

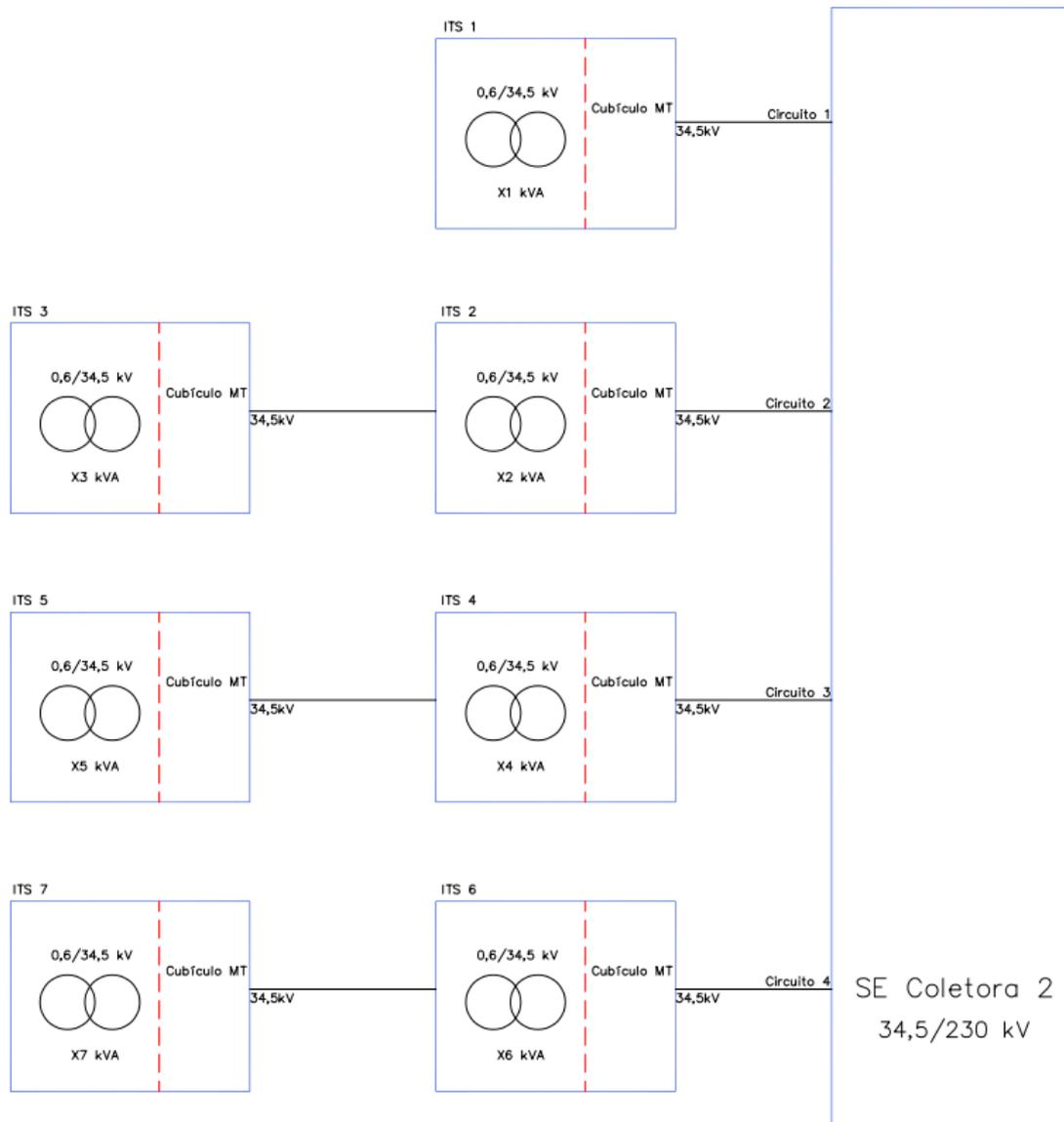
A Figura 4.13 e a Figura 4.14 ilustram o detalhamento da Rede de Média Tensão das UFVs Exemplo 1 e 2.

Figura 4.13 - Detalhamento RMT da UFV Exemplo 1 .



Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.14 - Detalhamento RMT da UFV Exemplo 2.



Fonte: Feito pela autora.

À título de complementação de informações ao trabalho, no Apêndice A são abordados os critérios de dimensionamento dos cabos utilizados em sistemas com tensão nominal de 1 kV a 36,2 kV e as perdas na RMT das usinas do Estudo de Caso.

4.2.2 Sistema de Transmissão de Interesse Restrito

A Tabela 4.11 apresenta as principais características técnicas fornecidas pelos empreendedores acerca das Linhas de Transmissão que compõem o STIR das UFVs de referência.

Tabela 4.11 - LTs UFV Exemplo 1 e 2 [original].

Linha de Transmissão	UFV Exemplo 1	UFV Exemplo 2
Tensão nominal	500 kV	230 kV
Distância da SE Coletora até o PAC	29,5 km	1,3 km
Fator de potência	0,95	0,95
Cabo condutor	GROSBEAK 636 MCM	GROSBEAK 636 MCM
Seção nominal	374,34 mm ²	374,34 mm ²
Resistência elétrica	0,113 Ω/km	0,113 Ω/km

Fonte: Dados fornecidos pelo empreendedor dos projetos de referência.

4.3 Simulações energéticas de referência

Conforme comentado no capítulo da Metodologia, os empreendedores forneceram os dados de medição das estações solarimétricas, de projeto e das simulações de energia da UFV Exemplo 1 e da UFV Exemplo 2.

Inicialmente, procedeu-se a replicação das informações contidas nos Relatórios de Simulação, os quais são obtidos ao final da computação dos dados do sistema fotovoltaico no *software PVsyst*.

Durante a fase primária de desenvolvimento dos empreendimentos solares, é comum realizar uma análise preliminar de geração de energia, utilizando dados meteorológicos provenientes de satélites. Com o intuito de verificar a precisão da réplica da simulação, foram inseridos os dados da irradiação global horizontal, irradiação difusa horizontal e temperatura ambiente apresentados nos relatórios fornecidos, explicitados na Tabela 4.12 e na Tabela 4.13. Dessa maneira, buscou-se

avaliar o grau de proximidade entre a simulação realizada pelo autor deste estudo e a simulação elaborada pelo projetista dos empreendimentos.

Tabela 4.12 - Dados meteorológicos de satélite do Relatório de Simulação da UFV Exemplo 1.

Mês	IGH [kWh/m²]	IDH [kWh/m²]	Temperatura [°C]
Janeiro	193,0	84,00	27,40
Fevereiro	172,0	75,00	27,40
Março	182,0	80,00	27,50
Abril	155,0	68,00	26,60
Maio	138,0	64,00	25,00
Junho	121,0	61,00	23,60
Julho	127,0	65,00	22,80
Agosto	147,0	73,00	23,10
Setembro	164,0	80,00	24,40
Outubro	190,0	82,00	26,00
Novembro	195,0	76,00	27,00
Dezembro	195,0	81,00	27,50
Ano	1979,0	888,99	25,68

Fonte: Dados fornecidos pelo empreendedor dos projetos de referência.

Tabela 4.13 - Dados meteorológicos de satélite do Relatório de Simulação da UFV Exemplo 2.

Mês	IGH [kWh/m²]	IDH [kWh/m²]	Temperatura [°C]
Janeiro	189,1	73,67	24,85
Fevereiro	159,0	69,71	25,08
Março	170,8	73,78	25,21
Abril	17,8	58,51	24,32
Maio	141,1	64,31	22,85
Junho	122,0	61,60	21,56
Julho	131,4	57,58	20,55
Agosto	151,6	64,65	20,84

Mês	IGH [kWh/m ²]	IDH [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
Setembro	166,2	62,82	21,66
Outubro	184,1	69,43	23,14
Novembro	183,9	76,11	24,56
Dezembro	188,2	75,12	25,19
ano	1945,2	807,27	23,31

Fonte: Dados fornecidos pelo empreendedor dos projetos de referência.

Os erros relativos referentes à energia gerada e ao desempenho das simulações das UFVs replicadas, utilizando os dados meteorológicos de satélite das tabelas acima, estão apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Comparação de resultados simulação original e replicada.

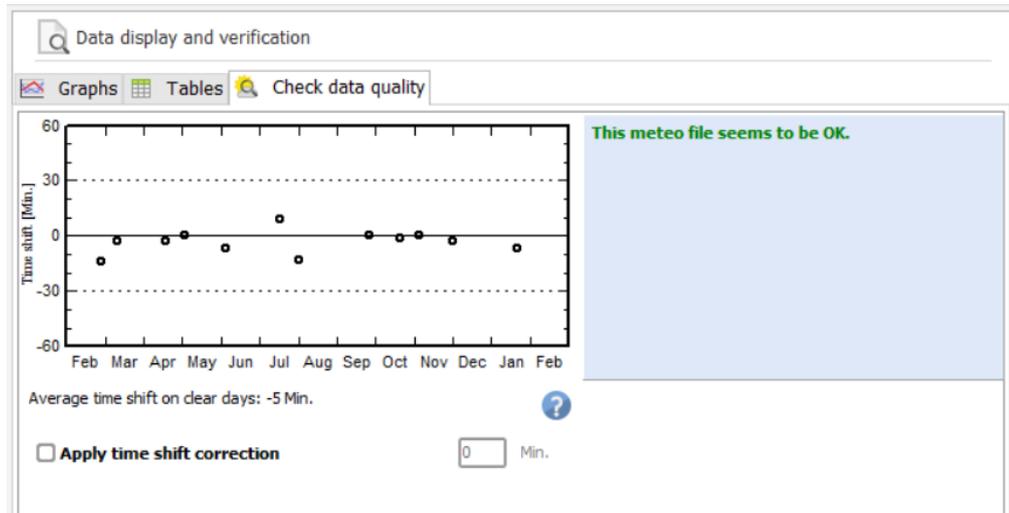
Principais Resultados	UFV Exemplo 1			UFV Exemplo 2		
	Original	Réplica	Erro [%]	Original	Réplica	Erro [%]
Energia produzida [MWh/ano]	133.439	134.470	0,77	109.770	110.611	0,77
Desempenho [%]	86,39	87,12	0,85	85,28	85,52	0,28

Fonte: Autor.

Os resultados obtidos nas simulações replicadas foram considerados bastante satisfatórios, uma vez que apresentaram baixos erros relativos. Em virtude disso, para prosseguir com a análise energética, foram inseridos, na ferramenta computacional, os dados de medição *in loco* das estações solarimétricas, conforme detalhados nas Tabelas 3.4 e 3.5.

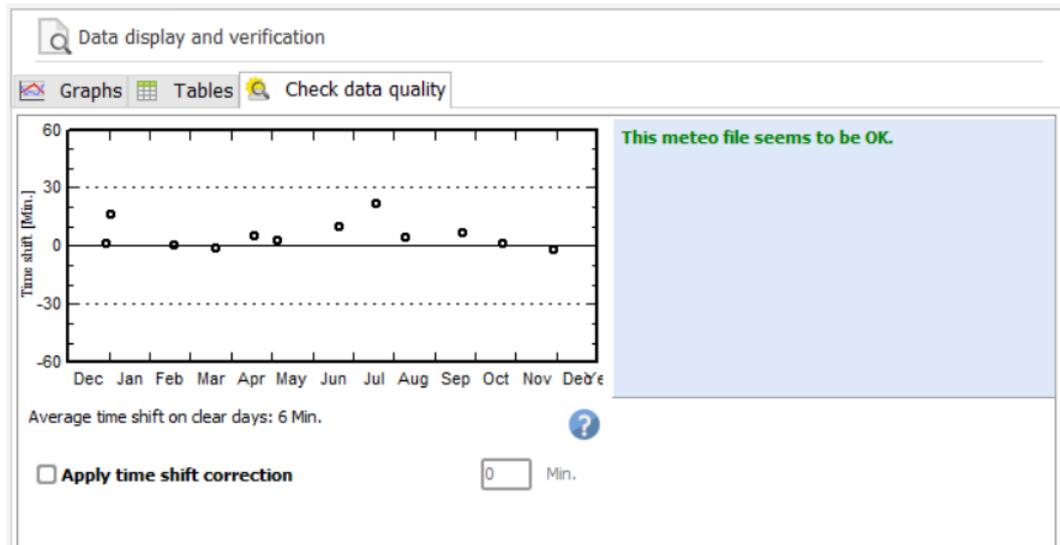
Quando esses dados de medição são inseridos na ferramenta de simulação, são submetidos à avaliação de qualidade pelo *software*. Através da seção de Banco de Dados do *PVsys*, é possível observar os resultados dessa avaliação. Conforme ilustrado na Figura 4.15 e na Figura 4.16, a leitura dos dados de medição foi executada com êxito, e a análise da ferramenta confirmou a alta qualidade dos dados.

Figura 4.15 - Avaliação da qualidade dos dados da EMS 1 no *software PVsyst*.



Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.16 - Avaliação da qualidade dos dados da EMS 2 no *software PVsyst*.



Fonte: Feito pela autora.

A Tabela 4.15 apresenta a comparação dos principais resultados das simulações replicadas com os dados meteorológicos de satélite e os dados de medição das estações solarimétricas.

Tabela 4.15 - Comparação de resultados simulação replicada com dados de satélite e dados de medição *in loco*.

Principais Resultados	UFV Exemplo 1		UFV Exemplo 2	
	Réplica [satélite]	Réplica [EMS 1]	Réplica [satélite]	Réplica [EMS 2]
Energia produzida [MWh/ano]	134.470	142.655	110.611	112.343
Desempenho [%]	87,12	86,58	85,52	86,24

Fonte: Autor.

É importante destacar o aumento da energia gerada quando são utilizados os dados de medição *in loco*, evidenciando a relevância da prática de inserção de uma estação de medição solarimétrica para desenvolvimento de um projeto. Ademais, outro ponto relevante, é a redução do percentual de desempenho das usinas apesar do aumento na geração de energia. Isso significa que a capacidade de produção das EMS 1 e 2 é ainda maior em comparação com os dados de satélite.

4.4 Condutores de Baixa Tensão

O setor de baixa tensão das UFVs corresponde à parte do sistema elétrico que antecede a elevação de tensão provocada pelos transformadores presentes nos eletrocentros. Esses transformadores elevam a tensão de saída dos inversores para 34,5 kV. A seção transversal dos condutores que transmitem a energia em BT é calculada levando em consideração a queda de tensão e as perdas ôhmicas, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelas normas técnicas NBR 5410 e NBR 16.690.

É fundamental ressaltar que os inversores e as caixas de junção apresentam limitações quanto aos condutores de entrada e saída. Portanto, além de satisfazer o estabelecido nas normas da ABNT, é imprescindível que as seções dos cabos tenham no máximo os valores indicados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 – Requisito máximo dos cabos de BT dos equipamentos definidos.

Equipamento	Cabo CC de entrada primário	Cabo CC de entrada secundário	Cabo CA de saída
PVS-16/20/24MH (Caixa de Junção)	6 mm ² [Cu]	400 mm ² [Cu Al]	-
SG3125-HV-30	-	400 mm ² [Cu Al]	400 mm ² [Cu Al]
SG250-HX	6 mm ² [Cu]	-	300 mm ² [Cu Al]
SUN2000-215KTL-H3	6 mm ² [Cu]	-	185 mm ² [Cu] 240 mm ² [Al]
SUN2000-185KTL-H1	6 mm ² [Cu]	-	240 mm ² [Cu Al]

Fonte: Manuais de Usuários [46][47][48][49][50].

Na fase inicial do desenvolvimento de projetos de usinas de grande porte é usual que os projetistas adotem valores típicos de perdas ôhmicas que se aproximem da realidade. Esses valores são utilizados como referência, permitindo uma análise preliminar das perdas esperadas no sistema elétrico do empreendimento.

Neste tópico, serão apresentados os parâmetros de cabeamento definidos para a inserção das informações no *PVsyst* e realização das simulações energéticas.

4.4.1 Condutores CC

Nas simulações de referência, para o arranjo da UFV Exemplo 1 foi estabelecida uma resistência equivalente de 0,24 mΩ, representando 1% da fração de perda de energia em STC. Já para o arranjo da UFV Exemplo 2, a resistência equivalente adotada foi 0,30 mΩ, correspondendo 1,2% da fração de perda de energia em STC.

Seguindo os estudos conduzidos por Araújo, Rank e Bueno [25], os quais se basearam nas diretrizes da Sociedade Alemã de Energia Solar presentes na terceira edição do livro *Planning And Installing Photovoltaic Systems: A Guide For Installers, Architects Engineer*, os fatores de perdas e suas variações em um gerador fotovoltaico de 1 MWp foram detalhados na Figura 4.17. Observou-se que as perdas em CC variam entre 0,5% e 1,5%, portanto a porcentagem média é de 0,7%.

Figura 4.17 – Fatores de perdas UFV de 1 MWp.



Fonte: Araújo, Rank e Bueno [25].

Com o objetivo de padronizar ao máximo todas as configurações das UFVs e sabendo que uma das vantagens da arquitetura dos inversores *multistring* é a diminuição das perdas CC em comparação aos inversores centrais, utilizou-se como referência as porcentagens de perda das simulações originais e os dados de perda obtidos pela Sociedade Alemã.

Com base nessas informações, foram implementados os seguintes passos:

1. Acréscimo ou diminuição de 0,7% nos fatores de perda, com base na média de variação obtida a partir do estudo alemão, de forma coerente com o tipo de inversor selecionado. Por exemplo, quando a simulação original for projetada com inversor central, nos casos em que essa mesma usina for configurada com inversores *multistring*, foram retirados 0,7% do fator de perda de referência;

2. Adequação ao limite máximo ou mínimo da variação, caso, após aplicação dos 0,7%, os fatores de perda fiquem abaixo de 0,5% ou ultrapassem 1,5%.

A Tabela 4.17 e a Tabela 4.18 apresentam as porcentagens de perdas adotadas nas simulações das UFVs Exemplo 1 e Exemplo 2, respectivamente.

Tabela 4.17 – Porcentagens de perdas em CC inseridas no PVsyst da UFV Exemplo 1.

Perda CC de referência	1% em STC		
Tipo de arquitetura	Passo 1	Passo 2	Resultado
Central	1%	1%	1%
<i>Multistring</i>	$1 - 0,7 = 0,3\%$	$0,3\% < 0,5\%$	0,5%

Fonte: Autor.

Tabela 4.18 – Porcentagens de perdas em CC inseridas no PVsyst da UFV Exemplo 2.

Perda CC de referência	1,2% em STC		
Tipo de arquitetura	Passo 1	Passo 2	Resultado
Central	$1,2 + 0,7 = 1,9\%$	$1,9\% > 1,5\%$	1,5%
<i>Multistring</i>	1,2%	1,2%	1,2%

Fonte: Autor.

Essa abordagem permite que as simulações se aproximem de um cenário mais realista e alinhado com os padrões estabelecidos pelas referências científicas e pela experiência dos projetistas, contribuindo para a precisão e relevância dos resultados obtidos no presente trabalho.

4.4.2 Condutores CA

Na avaliação dos condutores utilizados no lado de CA do sistema elétrico, foram considerados valores médios de distância entre os inversores e os eletrocentros, a

área ocupada pelo empreendimento, a quantidade de eletrocentros e a potência CA das usinas originais como referência.

No caso da simulação da UFV Exemplo 1, o projetista estabeleceu uma distância de 1472 metros dos inversores até o bloco ao qual se conectam. Portanto, considerando a ligação dos 16 inversores até os 8 eletrocentros da referida usina, como cada inversor possui 3437 kW de potência, a razão correspondente entre a potência CA e o comprimento do condutor é 2,33 kW/m. Também foi inserido no *PVsyst* que a seção da junção dos condutores é de 30.000mm².

Ademais, sabe-se que a área ocupada pela UFV Exemplo 1 é de 116 ha, o que corresponde a um potencial é de 2,11 ha/MW instalado. Logo, considerando todos esses dados, a fração de perda no STC relacionada ao cabeamento CA desse sistema equivale à 1%.

No caso da UFV Exemplo 2, a configuração difere ligeiramente da UFV Exemplo 1, com um eletrocentro a menos. Foram distribuídos 5 blocos de 5,95 MW e 2 blocos de 5,60 MW, com inversores de 175 kW de potência. Além disso, a área ocupada pela UFV Exemplo 2 é de 92 hectares, resultando em um potencial de 2,25 hectares/MW, que é bastante próximo ao primeiro caso.

Devido à proximidade tanto na quantidade de eletrocentros quanto nas razões de potencial das usinas, foram calculados os valores percentuais no STC para o Exemplo 2, com base na distância média estabelecida no Exemplo 1. A seguir, descrevemos o método adotado de maneira detalhada:

1. A razão entre a potência do inversor 1 (3437 kW) e a potência do inversor 2 (175 kW) corresponde à 19,64. Logo, são necessários 20 inversores para suportar a mesma potência CC, resultando em 3500 kW de potência CA instalada;
2. A razão entre a potência do inversor 1 (3437 kW) e a distância média até o bloco (1472 m) é 2,33 kW/m;
3. A razão entre a potência CA, utilizando o inversor 2, calculada no item 1 (3500 kW) e a distância média até o bloco (1472 m) é 2,37 kW/m;
4. Comparando as razões obtidas nos itens 2 e 3, identificou-se um aumento de 1,72% quando se utilizam os inversores *multistring*;
5. Portanto, para o fator de perda de 1% da UFV Exemplo 1, será acrescido 1,72% desse valor para a UFV Exemplo 2.

6. Consequentemente, o fator de perda no STC para o segundo caso é de aproximadamente 1,02%.

Ademais, ao considerar distâncias médias e similaridade das potências CA em todas as configurações de topologia de inversores das UFV Exemplo 1 e Exemplo 2, conforme apresentadas nas Tabelas 4.2, 4.3, 4.5 e 4.6, os fatores de perda de cabeamento CA de cada empreendimento foram mantidos independentemente da arquitetura da usina. A Tabela 4.19 resume os parâmetros inseridos no *PVsyst*.

Tabela 4.19 – Parâmetros para cálculo da Perda CA inseridos no *PVsyst*.

Fatores de perdas CA	
UFV Exemplo 1	1% em STC
UFV Exemplo 2	1,02% em STC

Fonte: Autor.

4.5 Inserção dos dados de projeto no *PVsyst*

Após a validação dos dados de medição das Estações Solarimétricas e da configuração geral da ferramenta, são realizados os seguintes passos:

- 1) Definição da localização do empreendimento e seleção da base de dados meteorológicos a ser utilizada;
- 2) Definição da orientação do plano dos módulos fotovoltaicos;
- 3) Configuração dos arranjos fotovoltaicos;
- 4) Inserção dos parâmetros das perdas do sistema;
- 5) Definição do sombreamento e construção da perspectiva 3D.

Esses passos são fundamentais para a realização das simulações e análises da geração de energia das usinas fotovoltaicas, permitindo avaliar a eficiência e o desempenho dos sistemas sob diferentes condições e cenários.

4.5.1 Orientação do plano dos módulos fotovoltaicos

Inicialmente, são definidas as orientações das estruturas dos módulos fotovoltaicos, conforme exibição na Figura 4.18 e na Figura 4.19. Optou-se pelo sistema com seguidor de um eixo orientado N-S, cuja angulação é definida pelo fabricante. Os parâmetros de *backtracking* são inseridos posteriormente, na seção de sombreamento e construção da perspectiva 3D das usinas.

Figura 4.18 - Orientação das estruturas UFV Exemplo 1 no PVsyst.

Field type Tracking, horizontal axis N-S

Axis and limiting angles

Axis Tilt	0.0	°
Axis azimuth	0.0	°
Phi min.	-67.1	°
Phi max.	67.1	°
Central gap	0	cm

Special Behaviors

- Backtracking
- Irradiance optimization

Backtracking parameters
These values are defined in the 3D shadings scene

Pitch	11.00 m
Collector width	4.24 m
Left inactive band	0.00 m
Right inactive band	0.00 m
GCR (frame)	38.6%

Rotating phi limits -67°/67°
Facing Axis azimuth = 0°

Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.19 - Orientação das estruturas UFV Exemplo 2 no PVsyst.

Field type Tracking, horizontal axis N-S

Axis and limiting angles

Axis Tilt	0.0	°
Axis azimuth	0.0	°
Phi min.	-67.4	°
Phi max.	67.4	°
Central gap	0	cm

Special Behaviors

- Backtracking
- Irradiance optimization

Backtracking parameters
These values are defined in the 3D shadings scene

Pitch	12.00 m
Collector width	4.59 m
Left inactive band	0.00 m
Right inactive band	0.00 m
GCR (frame)	38.3%

Rotating phi limits -67°/67°
Facing Axis azimuth = 0°

Fonte: Feito pela autora.

4.5.2 Configurações dos arranjos fotovoltaicos

Na próxima etapa, são inseridas as configurações dos layouts, conforme definidos nos tópicos 4.1.1 e 4.1.2. Isso inclui a seleção dos equipamentos principais de composição de cada usina, ou seja, os módulos fotovoltaicos e os inversores, além das informações dos arranjos fotovoltaicos.

Uma vez que as características de potência CC instalada das UFVs Exemplo 1 e 2 são mantidas em todas as configurações desenhadas, a seleção dos módulos fotovoltaicos permanece a mesma nas simulações das usinas modificadas. Logo, a quantidade de módulos por *string* também se mantém inalterada.

Para a UFV Exemplo 1 foi carregado o arquivo *PAN* do módulo TSM-DEG17MC.20(II) fornecido pelo empreendedor. Já para UFV Exemplo 2, o módulo LR5-72HBD 540M tem um arquivo *PAN* no banco de dados do *PVsyst*.

Por outro lado, a potência CA instalada varia em cada novo arranjo das UFVs de referência. Portanto, a seleção de inversores deverá ser modificada nas simulações. Os arquivos *OND* dos inversores SG3125HV-20, SG250-HX e SUN2000-185KTL-H1 existem no banco de dados do *PVsyst*. Para os inversores restantes, SG3125HV-30 e SUN2000-215KTL-H3, foram criados os arquivos *OND* em concordância com seus respectivos *datasheets*.

A Figura 4.20 e a Figura 4.21 apresentam a definição do sistema original da UFV Exemplo 1 e da UFV Exemplo 2, respectivamente. Além do que é o demonstrado nessas imagens, também são inseridos os parâmetros dos módulos bifaciais.

O resumo das configurações de cada sistema simulado está explícito nas Tabelas 4.1 a 4.6, no início do capítulo.

Figura 4.20 - Definições do sistema original UFV Exemplo 1 no PVsyst.

Sub-array

Sub-array name and Orientation
 Name: Arranjo Original
 Orient.: Tracking, horizontal axis N-S

Pre-sizing Help
 No sizing
 Enter planned power: 0.0 kWp
 ... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module
 Available Now: All PV modules
 Filter: All PV modules
 Bifacial module: Bifacial system
 Trina Solar: 440 Wp 35V Si-mono TSM-440DEG17MC.20(II) Since 2019 TS 2019 8
 Use optimizer
 Sizing voltages: Vmpp (60°C) 35.9 V
 Voc (25°C) 49.1 V

Select the inverter
 Available Now: Output voltage 600 V Tri 50Hz
 Sungrow: 3437 kW 875 - 1300 V TL 50/60Hz SG3125-HV-20 Since 2020
 Nb. of inverters: 16
 Operating voltage: 875-1300 V Global Inverter's power: 54992 kWac
 Input maximum voltage: 1500 V "String" inverter with 21 inputs

Design the array
Number of modules and strings
 Mod. in series: 30 (between 25 and 30)
 Nb. strings: 4800
 Overload loss: 0.3 %
 Pnom ratio: 1.15
 Nb. modules: 144000 Area: 317967 m²

Operating conditions
 Vmpp (60°C): 1077 V
 Vmpp (20°C): 1255 V
 Voc (25°C): 1473 V
 Plane irradiance: 1000 W/m²
 Imp (STC): 51408 A
 Isc (STC): 54144 A
 Isc (at STC): 54144 A
 Max. operating power (at 1098 W/m² and 50°C): 63422 kW
 Array nom. Power (STC): 63360 kWp

List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
Arranjo Original		
Trina Solar - TSM-440DEG17M...	30	4800
Sungrow - SG3125-HV-20	16	1

Global system summary

Nb. of modules	144000
Module area	317967 m²
Nb. of inverters	16
Nominal PV Power	63360 kWp
Nominal AC Power	54992 kWAC
Pnom ratio	1.152

Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.21 - Definições do sistema original UFV Exemplo 2 no PVsyst.

Sub-array

Sub-array name and Orientation
 Name: PV Array
 Orient.: Tracking, horizontal axis N-S

Pre-sizing Help
 No sizing
 Enter planned power: 0.0 kWp
 ... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module
 All modules: All PV modules
 Filter: All PV modules
 Bifacial module: Bifacial system
 Longi Solar: 540 Wp 35V Si-mono LRS-72HBD-540M Bifacial Until 2022 Manufacturer 2020
 Use optimizer
 Sizing voltages: Vmpp (60°C) 35.9 V
 Voc (25°C) 49.5 V

Select the inverter
 Available Now: Output voltage 800 V Tri 50Hz
 Huawei Technologies: 175 kW 550 - 1500 V TL 50/60Hz SUN2000-189KTL-H1 Since 2019
 Nb. of inverters: 234
 Operating voltage: 550-1500 V Global Inverter's power: 40950 kWac
 Input maximum voltage: 1500 V inverter with 9 MPPT
 Power sharing within this inverter

Design the array
Number of modules and strings
 Mod. in series: 28 (between 16 and 30)
 Nb. strings: 3510
 Overload loss: 2.2 %
 Pnom ratio: 1.30
 Nb. modules: 98280 Area: 251208 m²

Operating conditions
 Vmpp (60°C): 1006 V
 Vmpp (20°C): 1170 V
 Voc (25°C): 1386 V
 Plane irradiance: 1000 W/m²
 Imp (STC): 45525 A
 Isc (STC): 48614 A
 Isc (at STC): 48614 A
 Max. operating power (at 1112 W/m² and 50°C): 53976 kW
 Array nom. Power (STC): 53071 kWp

List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
PV Array		
Longi Solar - LRS-72HBD-540M ...	28	3510
Huawei Technologies - SUN200...	234	1

Global system summary

Nb. of modules	98280
Module area	251208 m²
Nb. of inverters	234
Nominal PV Power	53071 kWp
Nominal AC Power	40950 kWAC
Pnom ratio	1.296

System overview | Single-line diagram | Cancel | OK

Fonte: Feito pela autora.

4.5.3 Perdas do sistema

Na aba de detalhamento de perdas, o projetista insere quais os parâmetros que o *PVsyst* utilizará para realizar o cálculo das perdas de energia decorrentes do funcionamento do sistema fotovoltaico. Esses parâmetros foram explicados no tópico 2.3 da Fundamentação Teórica do trabalho.

Na Tabela 4.20 e na Tabela 4.21, encontra-se um resumo das perdas aplicadas durante as simulações nos arranjos fotovoltaicos.

Tabela 4.20 - Perdas inseridas nas configurações da UFV Exemplo 1 no *PVsyst*.

Sujeira		
Fração da perda		2,0% [40]
Temperatura – Circulação de ventilação livre (solo)		
Uc (constante)		29,0 W/m ² K
Uv (vento)		0,0 W/m ² K/m/s
Cabeamento CC (módulos até inversor)		
Inversor <i>Multistring</i>	Resistência equivalente	0,12 mΩ
	Fração de perda	0,5% em STC
Inversor Central	Resistência equivalente	0,24 mΩ
	Fração de perda	1,0% em STC
Diodo em série		
Queda de tensão		0,7 V
Fração de perda		0,1% em STC
LID		
Fração de perda		1,5%
Qualidade do módulo		
Fração de perda		-0,8%
Mismatch do módulo		
Fração de perda		1,0% em MPP

Mismatch das strings								
Fração de perda				0,1%				
Perdas angulares (TSM-440DEG17MC.20(II))								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1,000	1,000	1,000	0,999	0,994	0,978	0,930	0,723	0,000
Cabeamento CA (inversor até eletrocentro)								
Seção do condutor				3 x 30.000mm ²				
Fração de perda				1% em STC				

Fonte: Autor.

Tabela 4.21 - Perdas inseridas nas configurações da UFV Exemplo 2 no PVsyst.

Sujeira		
Fração da perda		2,0% [40]
Temperatura – Circulação de ventilação livre (solo)		
Uc (constante)		29,0 W/m ² K
Uv (vento)		0,0 W/m ² K/m/s
Cabeamento CC (módulos até inversor)		
Inversor <i>Multistring</i>	Resistência equivalente	0,30 mΩ
	Fração de perda	1,2% em STC
Inversor Central	Resistência equivalente	0,37 mΩ
	Fração de perda	1,5% em STC
Diodo em série		
Queda de tensão		0,7 V
Fração de perda		0,1% em STC
LID		
Fração de perda		1,5%
Qualidade do módulo		
Fração de perda		-0,4%

Mismatch do módulo								
Fração de perda				1,0% em MPP				
Mismatch das strings								
Fração de perda				0,1%				
Perdas angulares (LR5-72HBD-540M)								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1,000	1,000	0,995	0,962	0,936	0,903	0,851	0,754	0,000
Cabeamento CA (inversor até eletrocentro)								
Seção do condutor				3 x 30.000mm ²				
Fração de perda				1,02% em STC				

Fonte: Autor.

4.5.4 Sombreamento e construção da perspectiva 3D

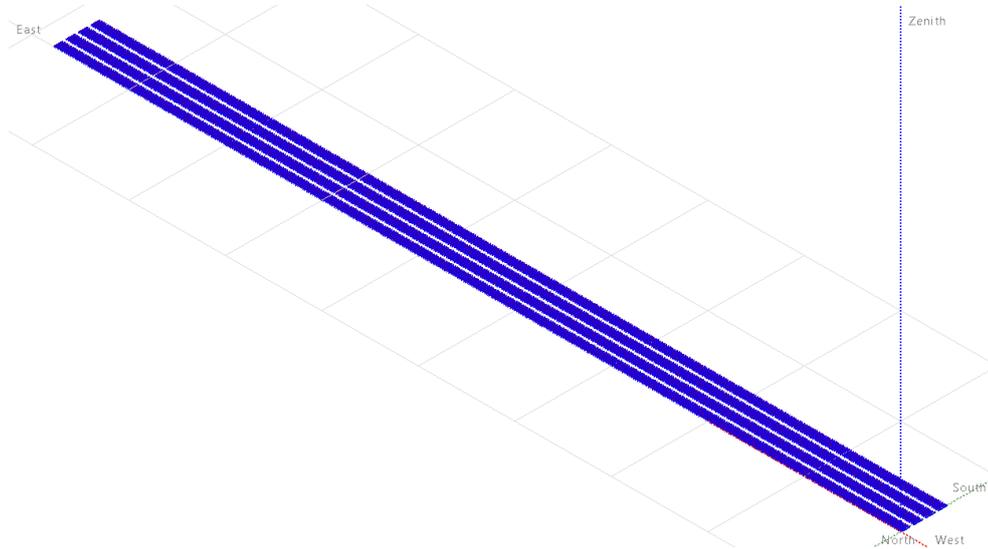
Na última aba para inserção dos parâmetros, é criada uma perspectiva 3D da UFV, a fim de analisar as perdas causadas pelo sombreamento ao redor da área. Nessa fase do projeto, quaisquer obstáculos próximos que possam impactar em perdas por sombreamento são desconsiderados, uma vez que, durante a elaboração do projeto executivo do empreendimento, esses obstáculos são comumente eliminados para maximizar a produção de energia.

É importante destacar que ambas as perspectivas foram desenhadas, conforme apresentado na Figura 4.22 e na Figura 4.23, de maneira a convergir com os dados informados nas simulações de referência. No entanto, é válido ressaltar que esses percentuais são os mais divergentes dos fatores de perda fornecidos pelo empreendedor. Essa diferença é justificável devido à disposição manual dos módulos pelo usuário do *PVsyst*.

Além disso, através da simulação das perdas por sombreamento, o *software* disponibiliza as curvas de sombreamento, as quais são projetadas com base na perda de energia causada pela variação da altura do sol em relação ao ângulo de inclinação com o solo, durante as horas em que os arranjos estão expostos à luz solar. A Figura

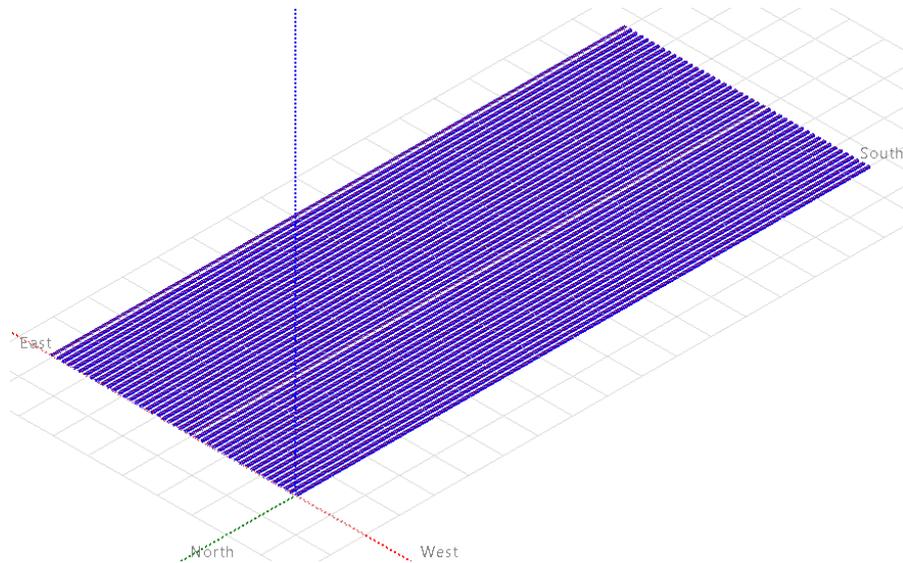
4.24 e a Figura 4.25 ilustram as curvas de sombreamento em diferentes horários do dia e períodos do ano.

Figura 4.22 - Perspectiva 3D UFV Exemplo 1 no PVsyst.



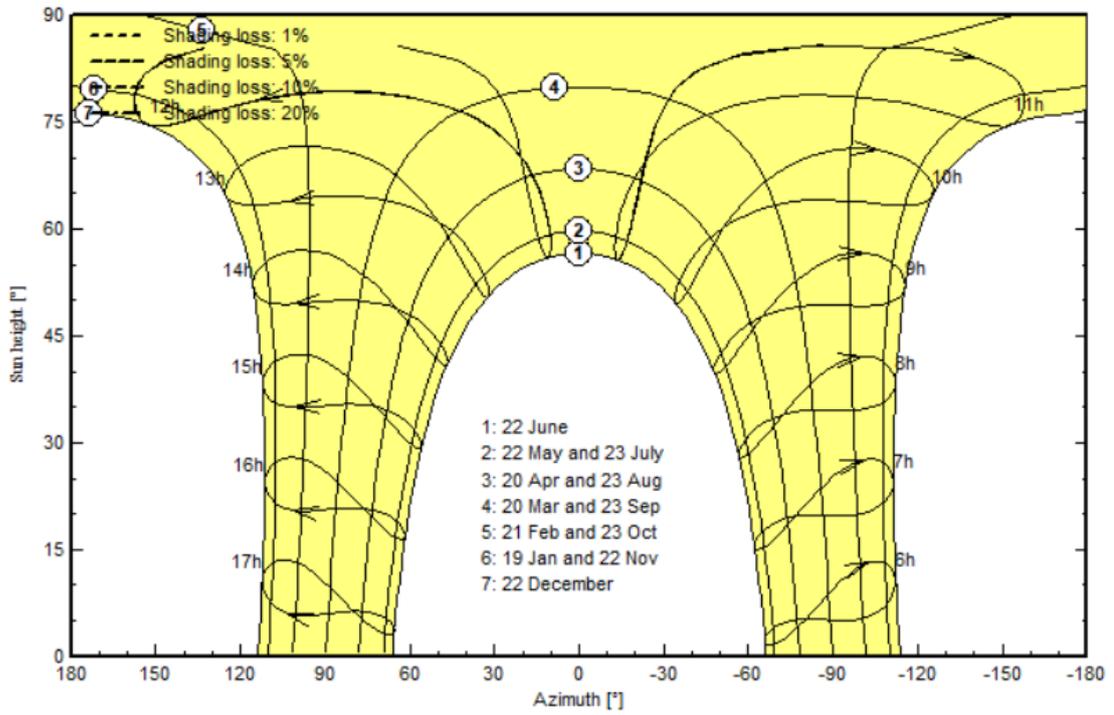
Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.23 - Perspectiva 3D UFV Exemplo 2 no PVsyst.



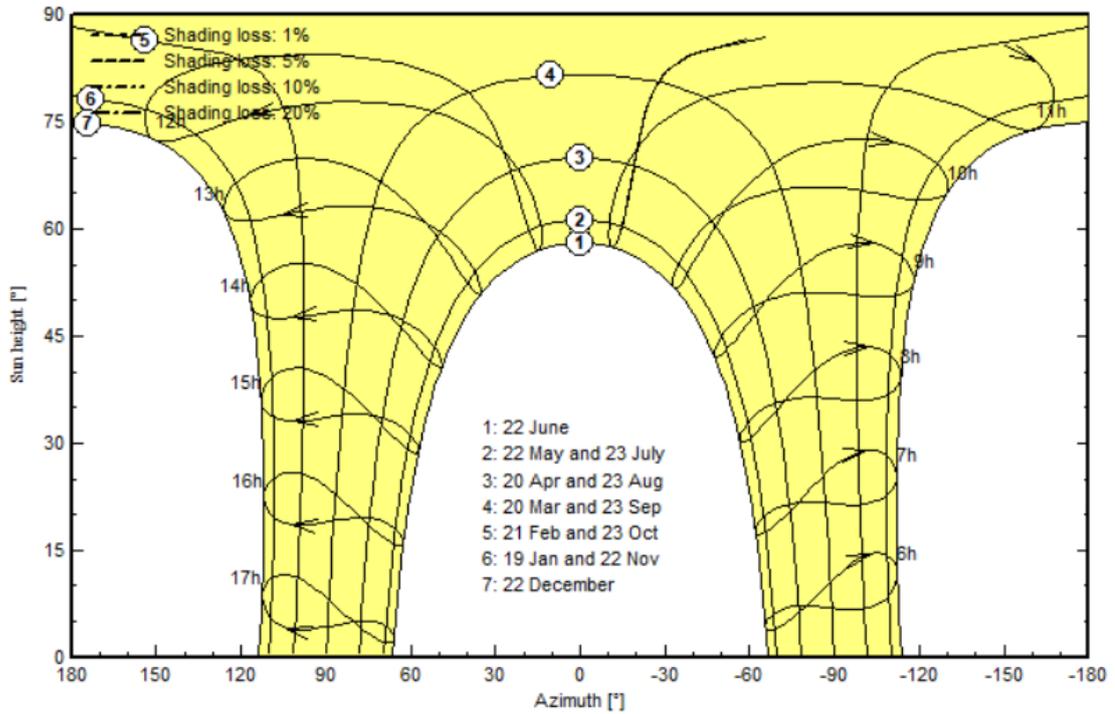
Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.24 - Curvas de sombreamento UFV Exemplo 1 no PVsyst.



Fonte: Feito pela autora.

Figura 4.25 - Curvas de sombreamento UFV Exemplo 2 no PVsyst.



Fonte: Feito pela autora.

4.6 Resultados das simulações do *PVsyst*

Nesta seção serão apresentados os principais resultados das simulações no *software PVsyst*.

4.6.1 Nomenclatura das simulações

Com o intuito de facilitar a compreensão e discussão dos resultados encontrados, as simulações foram nomeadas da seguinte maneira:

1. Usina de referência: UFV Exemplo 1 (U1) ou UFV Exemplo 2 (U2);
2. Topologia do inversor: Central (CT) ou *Multistring* (ST);
3. Modelo do inversor central: SG3125-HV-20 (SG20) ou SG3125-HV-30 (SG30);
4. Modelo de inversor *multistring*: SG250-HX (SG250), SUN2000-185KTL-H1 (HW185) ou SUN2000-215KTL-H3 (HW215).

Por exemplo, a simulação utilizando como referência o projeto da UFV Exemplo 1, com a arquitetura de inversor *multistring* e que o modelo selecionado foi o SUN2000-185KTL-H1 terá como nomenclatura U1-ST-HW185.

4.6.2 Avaliação da produção de energia

O resumo das avaliações da produção de energia e das perdas consideradas até o inversor nas simulações, onde estão representados os ganhos (positivos) e as perdas (negativas) dos sistemas, está apresentado na Figura 4.26 e na Figura 4.27. Cada coluna explicita os dados correspondentes às duas tecnologias de inversores estudadas. É importante destacar que a diferença, até o momento, entre as configurações com inversores centrais e *multistring* é a perda no cabeamento CC, linha destacada em laranja, discutida na seção 4.4.1.

Dentro do *Pvsyst* esses resultados são ilustrados no Diagrama de Perdas, parte do relatório final do projeto, para cada uma das simulações os referidos diagramas estão ilustrados nos Anexos do trabalho.

Figura 4.26 – Produção de energia e perdas consideradas até o inversor UFV Exemplo 1.

Avaliação da Produção de Energia e Perdas Consideradas - UFV Exemplo 1		INVERSORES CENTRAIS	INVERSORES MULTISTRING
Cenário simulado	Potência total instalada CC [kWp]	63.630,0	63.360,0
	Potência total instalada CA [kW]	54.992,0	55.000,0
	Área do módulo frontal [m²]	317.967,3	317.967,3
	Área do módulo traseira [m²]	824.526,1	824.526,1
	Irradiação Global Horizontal (IGH) [kWh/m²ano]	2.081,5	2.081,5
	Ganho Irradiação Global no plano inclinado [%]	24,224	24,224
	Irradiação Global no plano inclinado (IGI) [kWh/m²ano]	2.585,7	2.585,7
Prod. de energia anual de referência (PR=100%) [MWh/ano]	661.848,9	661.848,9	
Perdas até Irradiação Global no plano inclinado (IGI)	Sombreamento externo - horizonte [%]	0,000	0,000
	Sombreamento interno - entre mesas e objetos próximos [%]	-1,753	-1,753
	Angulares (IAM) [%]	-0,121	-0,121
	Sujeira [%]	-2,000	-2,000
	Reflexão do solo na parte frontal [%]	0,403	0,403
Perdas de Irradiação na parte traseira do módulo	Irradiação efetiva na parte frontal [kWh/m²ano]	2.496,6	2.496,6
	Irradiação Global incidente no solo [kWh/m²ano]	1.105,8	1.105,8
	Reflexão do solo na parte traseira (1-Albedo/0,20) [%]	-80,000	-80,000
	Fator de Visão [%]	-78,960	-78,960
	Irradiação Difusa vinda da atmosfera [%]	24,162	24,162
	Irradiação Direta efetiva [%]	0,002	0,002
	Sombreamento da estrutura [%]	-2,000	-2,000
	Irradiação efetiva na parte traseira [kWh/m²ano]	146,9	146,9
	Fator de bifacialidade [%]	70,0	70,0
	Irradiação efetiva global (front + back) [kWh/m²ano]	2.599,4	2.599,4
Produção de energia nominal no arranjo [MWh/ano]	826.528,6	826.528,6	
Eficiência no STC [%]	19,94	19,94	
Produção de energia nominal no arranjo em STC [MWh/ano]	164.771,2	164.771,2	
Perdas elétricas do módulo até o inversor	Nível de irradiância [%]	-0,070	-0,070
	Temperatura [%]	-8,648	-8,648
	Sombreamento: Perdas Elétricas [%]	0,000	0,000
	Tolerância / Qualidade dos módulos [%]	0,750	0,750
	LID [%]	-1,500	-1,500
	Correção espectral [%]	0,000	0,000
	Incompatibilidade elétrica (mismatch) da parte frontal [%]	-1,100	-1,100
	Incompatibilidade elétrica (mismatch) da parte traseira [%]	-0,567	-0,567
	Perdas Ôhmicas em corrente contínua [%]	-0,910	-0,487
	Produção de Energia MPPT do arranjo [MWh/ano] [%]	145.457,3	146.078,1

Fonte: Autor.

Figura 4.27 - Produção de energia e perdas consideradas até o inversor UFV Exemplo 2.

Avaliação da Produção de Energia e Perdas Consideradas - UFV Exemplo 2		INVERSORES MULTISTRING	INVERSORES CENTRAIS
Cenário simulado	Potência total instalada CC [kWp]	53.071,0	53.071,0
	Potência total instalada CA [kW]	40.950,0	41.244,0
	Área do módulo frontal [m²]	251.208,4	251.208,4
	Área do módulo traseira [m²]	656.467,9	656.467,9
	Irradiação Global Horizontal (IGH) [kWh/m²ano]	1.995,2	1.995,2
	Ganho Irradiação Global no plano inclinado [%]	22,799	22,795
	Irradiação Global no plano inclinado (IGI) [kWh/m²ano]	2.450,1	2.450,1
Prod. de energia anual de referência (PR=100%) [MWh/ano]	501.211,0	501.211,0	
Perdas até Irradiação Global no plano inclinado (IGI)	Sombreamento externo - horizonte [%]	0,000	0,000
	Sombreamento interno - entre mesas e objetos próximos [%]	-1,927	-1,927
	Angulares (IAM) [%]	-0,680	-0,680
	Sujeira [%]	-2,000	-2,000
	Reflexão do solo na parte frontal [%]	0,405	0,405
Perdas de Irradiação na parte traseira do módulo	Irradiação efetiva na parte frontal [kWh/m²ano]	2.348,3	2.348,3
	Irradiação Global incidente no solo [kWh/m²ano]	1.076,9	1.076,9
	Reflexão do solo na parte traseira (1-Albedo/0,20) [%]	-80,000	-80,000
	Fator de Visão [%]	-78,314	-78,314
	Irradiação Difusa vinda da atmosfera [%]	24,803	24,803
	Irradiação Direta efetiva [%]	0,002	0,002
	Sombreamento da estrutura [%]	-5,000	-5,000
	Irradiação efetiva na parte traseira [kWh/m²ano]	144,7	144,7
	Fator de bifacialidade [%]	70,0	70,0
	Irradiação efetiva no plano do coletor [kWh/m²ano]	2.449,6	2.449,6
Produção de energia nominal no arranjo [MWh/ano]	615.355,20	615.355,2	
Eficiência no STC [%]	21,17	21,17	
Produção de energia nominal no arranjo em STC [MWh/ano]	130.273,5	130.273,5	
Perdas elétricas do módulo até o inversor	Nível de irradiância [%]	-0,193	-0,193
	Temperatura [%]	-6,732	-6,732
	Sombreamento: Perdas Elétricas [%]	0,375	0,000
	Tolerância / Qualidade dos módulos [%]	0,200	0,200
	LID [%]	-1,500	-1,500
	Correção espectral [%]	0,000	0,000
	Incompatibilidade elétrica (mismatch) da parte frontal [%]	-1,100	-1,100
	Incompatibilidade elétrica (mismatch) da parte traseira [%]	-0,593	-0,593
	Perdas Ôhmicas em corrente contínua [%]	-1,049	-1,286
	Produção de Energia MPPT do arranjo [MWh/ano] [%]	116.639,7	116.359,8

Fonte: Autor.

As perdas elétricas no inversor estão apresentadas, para cada configuração das UFVs Exemplo 1 e 2, na Figura 4.28 e na Figura 4.29. As porcentagens de perdas serão diferentes devido à potência instalada CA, à topologia e ao modelo dos inversores.

Figura 4.28 - Perdas elétricas nos inversores UFV Exemplo 1.

Perdas elétricas no inversor - UFV Exemplo 1	U1-CT-SG20	U1-CT-SG30	U1-ST-SG250	U1-ST-HW215	U1-ST-HW185
Eficiência do inversor e controle de potência máxima [%]	-1,090	-1,197	-1,064	-1,107	-1,370
Excedência da potência nominal do inversor [%]	-0,168	-0,013	-0,826	0,000	-0,199
Excedência da corrente máx. de entrada do inversor [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Excedência da tensão nominal do inversor [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Potência de operação mínima do inversor [%]	-0,002	-0,002	-0,002	-0,003	-0,002
Tensão de operação mínima do inversor [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo noturno dos inversores [%]	-0,010	-0,011	-0,001	-0,003	-0,003
Perdas Ôhmicas em corrente alternada [%]	-0,667	-0,594	-0,658	-0,670	-0,669
Prod Anual de Energia - ano zero [MWh/ano] [%]	142.655,6	142.825,5	142.084,0	143.484,2	142.820,6
Desempenho Global (PR) [%]	86,58	86,68	86,23	87,08	86,68

Fonte: Autor.

Figura 4.29 - Perdas elétricas nos inversores UFV Exemplo 2.

Perdas elétricas no inversor - UFV Exemplo 2	U2-ST-HW185	U2-ST-HW215	U2-ST-SG250	U2-CT-SG20	U2-CT-SG30
Eficiência do inversor e controle de potência máxima [%]	-1,474	-1,085	-1,026	-1,060	-1,204
Excedência da potência nominal do inversor [%]	-1,588	0,000	-3,364	-1,871	-1,202
Excedência da corrente máx. de entrada do inversor [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Excedência da tensão nominal do inversor [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Potência de operação mínima do inversor [%]	0,000	-0,002	0,000	0,000	0,000
Tensão de operação mínima do inversor [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo noturno dos inversores [%]	-0,003	-0,003	-0,001	-0,009	-0,010
Perdas Ôhmicas em corrente alternada [%]	-0,662	-0,679	-0,644	-0,657	-0,665
Prod Anual de Energia - ano zero [MWh/ano] [%]	112.343,1	114.584,9	110.839,3	112.219,4	112.811,3
Desempenho Global (PR) [%]	86,24	87,96	85,08	86,14	86,60

Fonte: Autor.

Um dos resultados de maior relevância para o trabalho é a produção de energia anual obtida em cada uma das simulações realizadas. Esses valores e as porcentagens de desempenho extraídos do *PVsyst* estão destacados na Tabela 4.22.

Tabela 4.22 - Fator de sobrecarga, produção da energia e a performance dos sistemas simulados.

Simulação	Fator de sobrecarga [Wp/W]	Energia produzida [MWh/ano]	Desempenho [%]
U1-ST-HW185	1,1530	142.820,6	86,68
U1-ST-HW215	0,9209	143.484,2	87,08
U1-ST-SG250	1,1520	142.084,0	86,23
U1-CT-SG20	1,1522	142.655,6	86,58

Simulação	Fator de sobrecarga [Wp/W]	Energia produzida [MWh/ano]	Desempenho [%]
U1-CT-SG30	1,1264	142.825,5	86,68
U2-ST-HW185	1,2960	112.343,1	86,24
U2-ST-HW215	1,0530	114.584,9	87,96
U2-ST-SG250	1,2944	110.839,3	85,08
U2-CT-SG20	1,2868	112.219,4	86,14
U2-CT-SG30	1,3064	112.811,3	86,60

Fonte: Autor.

Apesar dos sistemas fotovoltaicos U1-ST-HW215 e U2-ST-HW215 apresentarem os melhores desempenhos, também possuem os menores índices de sobrecarga devido à grande quantidade de inversores necessária para comportar a potência CC instalada das UFVs. Logo, os projetos que utilizam os inversores SUN2000-215KTL-H3 são os únicos que não atuam acima da potência nominal, conforme perdas explicitadas na segunda linha da Figura 4.28 e da Figura 4.29.

Portanto, em decorrência dos diferentes valores de sobrecarga em cada uma das configurações das usinas e com o intuito de nivelar a análise da operação de todos os inversores, foram analisados os desempenhos relativos às razões entre a energia gerada e a potência instalada CA em cada simulação, demonstradas na Tabela 4.23.

Tabela 4.23 – Razão energia produzida por potência instalada CA dos sistemas simulados.

Simulação	Energia produzida [MWh/ano]	Potência instalada [kW]	Energia produzida / Potência instalada CA
U1-ST-HW185	142.820,6	54.950	2,611
U1-ST-HW215	143.484,2	68.800	2,076
U1-ST-SG250	142.084,0	55.000	2,583
U1-CT-SG20	142.655,6	54.992	2,594
U1-CT-SG30	142.825,5	56.250	2,539
U2-ST-HW185	112.343,1	40.950	2,743
U2-ST-HW215	114.584,9	50.400	2,274
U2-ST-SG250	110.839,3	41.000	2,703
U2-CT-SG20	112.219,4	41.244	2,721
U2-CT-SG30	112.811,3	40.625	2,777

Fonte: Autor.

Na UFV Exemplo 1, cujo projeto foi originalmente concebido através da simulação U1-CT-SG20, empregando uma arquitetura de inversor central e um fator de sobrecarga de 1,1522, foi alcançada a relação de energia produzida por potência instalada CA de 2,594 MWh/kW ao longo de um ano. No entanto, essa marca foi superada pela simulação U1-ST-HW185, que registrou um valor ainda maior de 2,611 MWh/kW. Em terceiro lugar, com uma relação de 2,583 MWh/kW, ficou a simulação U1-ST-SG250.

É válido ressaltar que as três simulações descritas acima, as quais obtiveram os melhores desempenhos, os inversores operaram acima da potência nominal, gerando uma perda de 0,15% a 0,83%. Além disso, todas estiveram dentro da mesma faixa de perdas de cabeamento em CA, entre 0,667% e 0,670%.

Tabela 4.24 – Resumo comparativo das simulações com melhores resultados UFV Exemplo 1.

	U1-ST-HW185	U1-CT-SG20	U1-ST-SG250
Desempenho [MWh/kW]	2,611	2,594	2,583
Potência nominal do inversor [kW]	175	3437	250
Excedente da potência nominal do inversor [%]	0,199	0,168	0,826
Perdas Ôhmicas em corrente contínua [%]	0,487	0,910	0,487
Perdas Ôhmicas em corrente alternada [%]	0,669	0,667	0,670

Fonte: Autor.

Ao analisar os resultados das simulações para a UFV Exemplo 2, observa-se que o projeto original, representado pela U2-ST-HW185, atingiu o desempenho de 2,743 MWh/kW durante um ano, o que o posicionou em segundo lugar. A melhor relação entre energia produzida por kW foi obtida pela simulação U2-CT-SG30, registrando 2,777 MWh/kW. Na posição mediana encontra-se o projeto U2-CT-SG20, devido a razão de 2,721 MWh/kW.

Ao observar a operação dos inversores, nota-se que todos excederam a potência nominal, a perda esteve na faixa de 1,2% a 1,9%. Ademais, as perdas no cabeamento CA permaneceram dentro intervalo de 0,657% a 0,665%.

Tabela 4.25 – Resumo comparativo das simulações com melhores resultados UFV Exemplo 2.

	U2-CT-SG30	U2-ST-HW185	U2-CT-SG20
Desempenho [MWh/kW]	2,777	2,743	2,721
Potência nominal do inversor [kW]	3125	175	3437
Excedente da potência nominal do inversor [%]	1,202	1,588	1,871
Perdas Ôhmicas em corrente contínua [%]	1,286	1,049	1,286
Perdas Ôhmicas em corrente alternada [%]	0,665	0,662	0,657

Fonte: Autor.

5 CONCLUSÃO

A análise acerca das arquiteturas e dos modelos de inversores possibilitou a avaliação da produção de energia em diferentes configurações de usinas fotovoltaicas. Portanto, foram explicitados diversos parâmetros que influenciam na geração energética dos projetos, tais como perdas no cabeamento, eficiência do inversor, fatores de sobrecarga, entre outros.

As usinas fotovoltaicas que foram utilizadas como referência para estruturação do projeto são conectadas ao SIN, portanto a energia produzida impacta diretamente na perspectiva energética e de suprimento de carga do país. Logo, é de extrema importância que esses empreendimentos alcancem o melhor desempenho possível para promover confiabilidade e sustentabilidade ao sistema elétrico nacional.

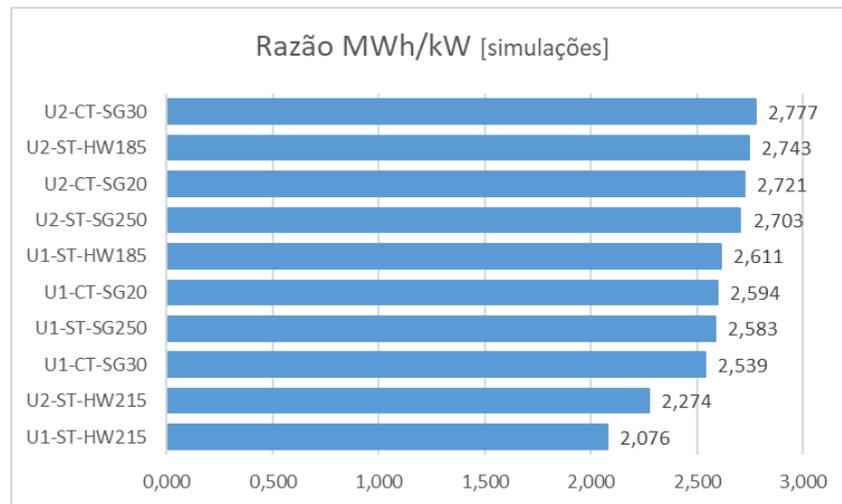
Em observância às dez diferentes configurações de UFVs, foram obtidos resultados de produção de energia através de simulações no *software PVsyst*. Cabe destacar que as duas topologias de inversores, central e *multistring*, apresentaram desempenhos similares. Ademais, pode-se concluir que a maior influência na geração é a potência instalada CA, ou seja, a depender do modelo de inversor selecionado, o sistema obterá ou não melhores resultados.

Considerando o desempenho de todas as simulações, apresentadas na Figura 5.1, é evidente que os projetos da UFV Exemplo 2, cujas potências instaladas CA variam entre 40.625 kW a 41.244 kW, alcançaram os melhores resultados, independentemente da topologia dos inversores. Os projetos da UFV Exemplo 1, os quais estão na faixa de 56.250 kW a 55.000 kW, as performances foram inferiores ao segundo empreendimento. Portanto, outro ponto relevante a ser avaliado na concepção de um projeto, é se seria válido aumentar a potência instalada e alcançar eficiências mais baixas.

Para as simulações U1-ST-HW215 e U2-ST-HW215, cujas potências instaladas CA são 68.800 kW e 50.400 kW respectivamente, foram obtidas as menores relações de desempenho devido à grande quantidade de inversores instalados, necessário para suportar a potência CC dos projetos, conforme o esperado. Além disso, quando analisado o CAPEX, ou seja, os gastos associados a equipamentos e infraestrutura da usina, a proporção de reais por kW investido desses projetos seria

consideravelmente mais elevada comparado às outras configurações dos empreendimentos.

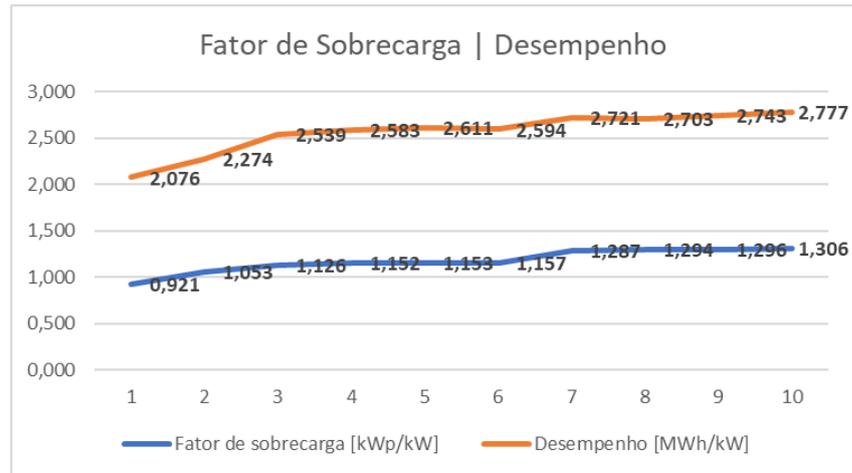
Figura 5.1 – Razão energia produzida por kW em todas as simulações.



Fonte: Autor.

Ao analisar a possível relação entre o fator de sobrecarga e o desempenho evidenciados na Figura 5.2 e na Tabela 5.1, observa-se uma relação direta entre a faixa de potência instalada, tanto em CA quanto em CC, do empreendimento e a quantidade de energia que será produzida. Notavelmente, as simulações da UFV Exemplo 2 apresentam, em sua maioria, um fator de sobrecarga mais elevado, o que se correlaciona com um melhor desempenho global. Isso ressalta a importância do fator de sobrecarga e sua influência no rendimento das usinas fotovoltaicas.

Figura 5.2 – Relação fator de sobrecarga [kWp/kW] e desempenho [MWh/kW] em ordem crescente.



Fonte: Autor.

Tabela 5.1 - Relação fator de sobrecarga [kWp/kW] e desempenho [MWh/kW] em ordem crescente.

	Fator de sobrecarga [kWp/kW]	Desempenho [MWh/kW]
U1-ST-HW215	0,921	2,076
U2-ST-HW215	1,053	2,274
U1-CT-SG30	1,126	2,539
U1-ST-SG250	1,152	2,583
U1-ST-HW185	1,153	2,611
U1-CT-SG20	1,157	2,594
U2-CT-SG20	1,287	2,721
U2-ST-SG250	1,294	2,703
U2-ST-HW185	1,296	2,743
U2-CT-SG30	1,306	2,777

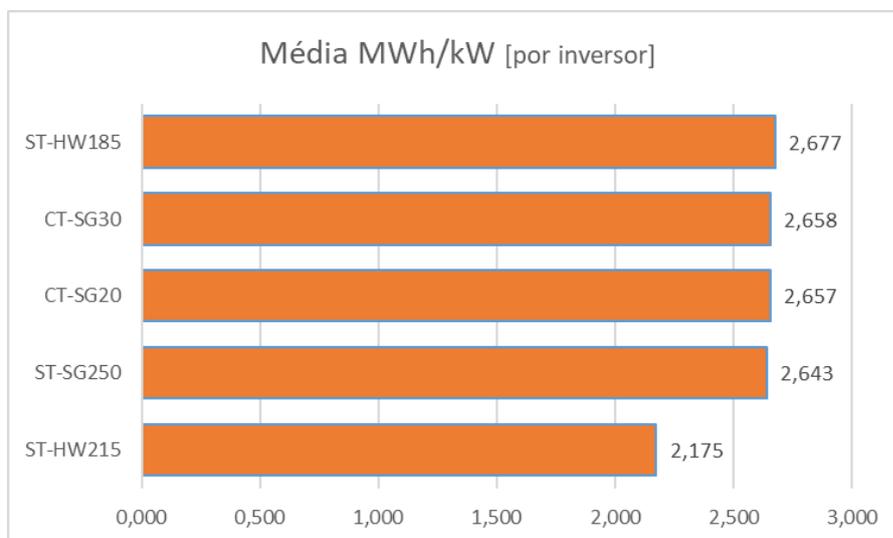
Fonte: Autor.

Um outro aspecto importante é o caso dos inversores centrais da Sungrow, SG3125-HV-20 e SG3125-HV-30, o primeiro modelo foi descontinuado e substituído pelo segundo. A simulação que apresentou o melhor desempenho de todos foi a U2-CT-SG30, onde o inversor SG3125-HV-30 operou com uma sobrecarga de aproximadamente 30,6%, resultando em uma relação de 2,777 MWh/kW. Entretanto, quando o fator de sobrecarga é reduzido para 12,6%, no projeto U1-CT-SG30, apesar das perdas no cabeamento serem menores, o mesmo inversor alcançou um desempenho de 2,539 MWh/kW. Essa relação é inferior às simulações realizadas com

modelo SG3125-HV-20. Logo, o equipamento SG3125-HV-30, conseguiu acomodar melhor os módulos FV nas suas entradas CC para a UFV Exemplo 2, obtendo um fator de sobrecarga maior e um melhor desempenho. Por outro lado, para a UFV Exemplo 1, o sistema operando com o inversor SG3125-HV-20 foi quem acomodou melhor os módulos FV, obtendo um fator de sobrecarga maior e um desempenho superior.

Em um contexto geral, o inversor que obteve a melhor performance média, isto é, considerando U1-ST-HW185 e U2-ST-HW185, foi o SUN2000-185KTL-H1, cuja arquitetura é *multistring*, conforme ilustrado na Figura 5.3. Esse equipamento registrou a melhor média de energia produzida por kW instalado nas simulações de ambas as usinas de referência, atingindo a razão de 2,677 MWh/kW médio. Na segunda posição, encontra-se o inversor central SG3125-HV-30, com a relação de 2,658 MWh/kW médio.

Figura 5.3 – Média de energia produzida por kW dos inversores.



Fonte: Autor.

Em suma, a partir da análise apresentada, pode-se afirmar que a relação entre o fator de sobrecarga obtido na escolha do inversor é diretamente proporcional ao desempenho de produção de energia da UFV. Adicionalmente, destaca-se que os empreendimentos com inversor central e *multistring* que possuem valores de fator de sobrecarga similares possuem desempenhos próximos. Essa conclusão é evidente

pelo fato da UFV Exemplo 1 ter obtido melhor desempenho na simulação U1-ST-HW185 com um inversor *multistring* e a UFV Exemplo 2 na simulação U2-CT-SG30 com um inversor central.

Conclui-se que a eficiência energética do empreendimento está associada ao modelo do equipamento eleito para formulação do bloco típico da usina. Acerca da arquitetura dos inversores, os projetos que empregam inversores centrais ou *multistring* com fatores de sobrecarga parecidos, demonstram desempenhos próximos entre si.

Por fim, como o estudo de caso foi realizado em UFVs com potência instalada na faixa de 40 MW a 55 MW, as conclusões mencionadas devem ser consideradas para empreendimentos com potências próximas. Ademais, a partir dos resultados encontrados, é possível estabelecer premissas e particularidades para o projeto a ser implantado, permitindo que os melhores resultados na operação do inversor sejam obtidos.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

No Brasil, a quantidade de pesquisas em geração centralizada de energia ainda é bastante inferior quando comparado a geração distribuída. Devido ao aumento da implantação de UFVs e, conseqüentemente, maior produção de energia fotovoltaica na matriz elétrica nacional, faz-se necessário mais estudos que objetivem potencializar a geração das usinas.

Para próximos passos, dentro do que foi apresentado no decorrer do trabalho, recomenda-se:

1. Explorar melhorias na metodologia de perdas no cabeamento CC e CA;
2. Realizar simulações com mais inversores, para que possa aumentar a quantidade de resultados e obter dados estatísticos mais precisos;
3. Dar continuidade e explorar as perdas na RMT e na LT dos empreendimentos.

REFERÊNCIAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Demanda de Eletricidade**. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202032.pdf>. Acesso em: 25 Jul. 2023.
- [2] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Crescimento da geração de energia centralizada em 2023 deve ser o maior já registrado no país**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/crescimento-da-geracao-de-energia-centralizada-em-2023-deve-ser-o-maior-ja-registrado-no-pais>. Acesso em: 25 Jul. 2023.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Primeiro semestre de 2023 tem crescimento de 5,1 GW na matriz elétrica brasileira**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/primeiro-semester-de-2023-tem-crescimento-de-5-1-gw-na-matriz-eletrica-brasileira>. Acesso em: 25 jul. 2023.
- [4] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Diretrizes para uma Estratégia Nacional para Neutralidade Climática**. Brasília, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/climaozoniodesertificacao/clima/diretrizes-para-uma-estrategia-nacional-para-neutralidade-climatica_.pdf. Acesso em: 25 jul. 2023.
- [5] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Crescimento de energia renovável brasileira equivale a mais de 3 usinas de Itaipu**. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/-/crescimento-de-energia-renovavel-brasileira-equivale-a-mais-de-3-usinas-de-itaipu>. Acesso em: 25 jul. 2023.
- [6] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 25 jul. 2023.
- [7] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 dez. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 22 jul. 2023.
- [8] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 set. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 22 jul. 2023.
- [9] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **MME disponibiliza consulta pública sobre abertura de mercado**. 26 jul. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-disponibiliza-consulta-publica-sobre-abertura-de-mercado>. Acesso em: 22 jul. 2023.
- [10] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria do MME permite que consumidores tenham liberdade de escolha e melhores preços**. 28 set. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/portaria-do-mme-permite-que-consumidores-tenham-liberdade-de-escolha-e-melhores->

- https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2006/lei/l11428.htm. Acesso em: 26 jul. 2023.
- [21] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São Paulo, São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 28 jul. 2023.
- [22] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Caderno de Tecnologias de Geração 2023**. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-745/Caderno%20de%20Tecnologias%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%2023.pdf>. Acesso em: 01 ago. 2023.
- [23] GÓMEZ-GIL, Francisco; SIMÓN-MARTÍN, Miguel; PELÁEZ-VARA, Jesús; RUIZ-CALVO, Justo. **A review of solar tracker patents in Spain**. 2009. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Miguel-Simon-Martin/publication/265013948_A_review_of_solar_tracker_patents_in_Spain/links/53fba33e0cf2364ccc03fe9b/A-review-of-solar-tracker-patents-in-Spain.pdf. Acesso em: 05 ago. 2023.
- [24] MARIANO, Daniele; CALCA, Marcus; CANEPPELE, Fernando; CARVALHO, Sílvia Angélica. **Análise de mercado de sistemas de energia solar fotovoltaica com ênfase na área rural brasileira**. Research, Society and Development, v. 12, n. 2, e7612239830, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.33448/rsd-v12i2.39830>. Acesso em: 05 ago. 2023.
- [25] ARAÚJO, Ana Júlia Nunes de; RANK, Narah luata; BUENO, Talita Bezerra de Araujo. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2016. 85 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/10066/1/CT_COELE_2016_2_21.pdf. Acesso em: 29 jul. 2023.
- [26] CARNEIRO, Joaquim. **Módulos Fotovoltaicos – Características e Associações**. Portugal, Guimarães, Universidade do Minho, 2010. Disponível em: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf. Acesso em: 03 ago. 2023.
- [27] SOUZA, João Paulo de. **Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos - Entenda o que é oversizing no mercado de energia solar**. Canal Solar, 30 jun. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 15 ago. 2023.
- [28] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Autorizativa nº 11.332, de 15 de março de 2022**. Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202211332ti.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2023.
- [29] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 9.2 - Procedimentos de Rede: Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração**. Brasília, DF, 2020. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocument/s/Subm%C3%B3dulo%209.2-IN_2020.12.pdf. Acesso em: 24 jul. 2023.

- [30] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 174, de 10 de maio de 2016.** Brasília, DF, 12 mai. 2016. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016174mme.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2023.
- [31] SOLIS ENERGIA. **Usina fotovoltaica em Pirapora (MG).** Solis Energia, [s.d.]. Disponível em: <https://solisenergia.com.br/usina-fotovoltaica-em-pirapora-mg/>. Acesso em: 27 ago. 2023.
- [32] PHAP, Vu Minh; HANG, Le Thi Thuy. **Comparison of Central Inverter and String Inverter for Solar Power Plant: Case Study in Vietnam.** Journal of Nuclear Engineering & Technology, v. 9, n. 3, p. 11–23, 2019.
- [33] MARTINS, Nuno Miguel Pereira. **Incorporação de Micro Inversor em Módulos Fotovoltaicos.** Portugal, Aveiro, Universidade de Aveiro, 30 jul. 2012. Mestrado em Engenharia Electrónica e Telecomunicações. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10773/10634>. Acesso em: 27 ago. 2023.
- [34] RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. e ROMERO, F. C. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos.** Revista Ciências Exatas e Naturais, Vol.15, nº 1, Jan/Jun 2013. Disponível em: <https://revistas.unicentro.br/index.php/RECEN/article/viewFile/2428/2231>. Acesso em: 27 ago. 2023.
- [35] ARIAS, Vitor Coutinho. **Comparação entre a aplicação de inversores centrais e strings em uma usina solar fotovoltaica: análise técnica e financeira.** Rio de Janeiro, Niterói, Universidade Federal Fluminense, 2022. Trabalho de Conclusão de Curso.
- [36] SOBRAL, Mabelle Sousa Mendes. **Avaliação da Metodologia de Certificação de Produção Anual de Energia para Usinas Fotovoltaicas – Um Estudo de Caso.** Pernambuco, Recife, Universidade Federal de Pernambuco, 20 mai. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso.
- [37] CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. **Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 dez. 1997.
- [38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anexo III da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021.** Prodist Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, dez. 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf. Acesso em: 27 ago. 2023.
- [39] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 42, de 26 de abril de 2022.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 29 abr. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2022042mme.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2023.
- [40] THEVENAR, D., DRIESSE, A., PELLAND, S., TURCOTTE, D., & POISSANT, Y. **Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions.** Report #2010-122 (RP-TEC), CanmetENERGY, Varennes Research Center, Natural Resources Canada, 31 mar. 2010. Disponível em: <https://tinyurl.com/Thevenard-D>. Acesso em: 28 ago. 2023.
- [41] PVSYST. **Array Losses.** 2023. Disponível em https://www.pvsyst.com/help/index.html?array_losses.htm. Acesso em: 29 ago. 2023.
- [42] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Consulta Processual da ANEEL.** Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp>. Acesso em: 01 set. 2023.

- [43] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Informações da Geração da ANEEL.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 02 ago. 2023.
- [44] SOLATIO ENERGIA. **Galeria de Fotos – Usina: Pirapora.** Disponível em: <https://www.solatio.com.br/>. Acesso em: 01 set. 2023.
- [45] SOLARGIS. **Solar resource maps of Brazil.** Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>. Acesso em 01 set. 2023.
- [46] SUNGROW. **Manual do Inversor SG3125HV_3400HV-30-SPT-Ver13-202104.** 2022. Disponível em: https://sungrowdobrasil.com/wp-content/uploads/2022/06/SG3125HV_3400HV-30-SPT-Ver13-202104.pdf. Acesso em: 01 set. 2023.
- [47] SUNGROW. **Manual do Inversor SG250HX.** 2022. Disponível em: <https://br.sungrowpower.com/upload/file/20220201/SG250HX-UEN-Ver22-20210319-30A.pdf>. Acesso em: 01 set. 2023.
- [48] HUAWEI. **SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3) Manual do usuário.** Disponível em: <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100083285>. Acesso em: 01 set. 2023.
- [49] HUAWEI. **SUN2000-(175KTL-H0, 185KTL-INH0, 185KTL-H1) User Manual.** Disponível em: <https://support.huawei.com/enterprise/br/doc/EDOC1100247138/e30b50da>. Acesso em: 01 set. 2023.
- [50] SUNGROW. **Manual do Usuário PVS-24_20_16MH-V11-Ver10.** 2021. Disponível em: https://br.sungrowpower.com/upload/file/20210109/Manual%20do%20Usu%C3%A1rio%20PVS-24_20_16MH-V11-Ver10.pdf. Acesso em: 01 set. 2023.

APÊNDICES

APÊNDICE A – DETALHAMENTO REDE DE MÉDIA TENSÃO

- **Dimensionamento dos cabos**

Os condutores utilizados para o dimensionamento da RMT devem satisfazer a NBR 14.039, a qual é aplicada em instalações elétricas com tensão nominal de 1 kV a 36,2 kV. Conforme apresentado na Figura 4.11 e na Figura 4.12, os eletrocentros elevam a tensão de saída dos inversores para 34,5 kV.

Os empreendedores das UFVs de referência permitiram o acesso aos projetos das RMTs dos Complexos Fotovoltaicos ao qual cada usina pertence, as principais informações foram apresentadas na Tabela 4.9 e na Tabela 4.10.

A corrente máxima admitida no cabo condutor é calculada através da Equação (4):

$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot fp} \quad (4)$$

Onde I_{max} é a corrente máxima em A, P é a potência máxima em kW, V é a tensão entre fases em kV e fp é o fator de potência.

As perdas de potência ativa foram definidas através da Equação (5) que representa as perdas por efeito Joule do condutor:

$$\frac{p}{100} \times \frac{P}{3} = \frac{RI_{max}^2}{1000} \quad (5)$$

Onde p é a perda de potência ativa em percentual, P é a potência máxima em kW, R é a resistência por fase em Ω e I_{max} é a corrente máxima em A.

A NBR 14.039 admite queda de tensão, entre a origem da instalação até o ponto de utilização, inferior a 5%. Portanto, foi definido que as perdas por queda de tensão representam 5% da energia gerada pela usina.

Sabendo que os cabos já dimensionados atendem os critérios de capacidade de corrente e suportabilidade de curto-circuito das UFVs de referência, foram mantidas as mesmas características de cabeamento originais. Serão calculados os parâmetros para atendimento dos critérios de capacidade de condução de corrente e queda de tensão, com o intuito de determinar as perdas dos arranjos fotovoltaicos, a partir dos resultados das simulações energéticas realizadas.

Vale ressaltar que a RMT é constituída de condutores subterrâneos, que interligam o eletrocentro até o poste, e aéreos, os quais ficam mais próximos às entradas das SEs Coletoras.

- **Detalhamento da Rede de Média Tensão**

O detalhamento da Rede de Média Tensão da UFV Exemplo 1 está apresentado na Figura 4.13. Destaca-se que no diagrama simplificado não foram representados os trechos subterrâneos da RMT, entretanto essas distâncias foram consideradas nos cálculos.

Utilizando os dados das simulações originais, U1-CT-SG20 e U2-ST-HW185, as informações que embasaram o dimensionamento da RMT foram a divisão de inversores por circuito, a potência aparente de cada eletrocentro, de acordo com a configuração do arranjo fotovoltaico e da marca do inversor, assim como as distâncias entre os pontos de conexão.

Adotando um fator de potência de 0,8 e aplicando os valores de resistividade dos condutores de acordo com a Tabela 5.2, foram calculados os parâmetros da RMT, explicitados na Figura 5.4 e na Figura 5.5.

Tabela 5.2 – Informações do cabeamento para cálculo das perdas da RMT.

Cabo	Área	Resistência elétrica 75° C [Ω/km]
ORCHID 636 MCM	322,24 mm ²	0,112
COSMOS 477 MCM	241,15 mm ²	0,149
XLPE 90° 20/35 kV	150 mm ²	0,150
XLPE 90° 20/35 kV	120 mm ²	0,190

Fonte: Dados fornecidos pelo empreendedor das usinas de referência.

Figura 5.4 – Parâmetros dimensionamento RMT [U1-CT-SG20].

Simulação U1-CT-SG20									
Circuito 01 - RMT									
Trecho		Distância (m)	Condutor	Resistividade (ohm/km) 75°C	Pmax (kW)	Imax (A)	Resistência (ohm)	Perdas (%)	Perdas (kW)
Origem	Destino								
SUBTERRÂNEO									
ITS 1	TR 1	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
ITS 2	TR 2	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
ITS 3	TR 3	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
ITS 4	TR 4	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
TRECHO AÉREO									
TR 1	JU 1	207,00	ORCHID	0,1120	6874	143,79	0,0232	0,0209	1,4381
TR 2	JU 1	222,00	ORCHID	0,1120	6874	143,79	0,0249	0,0224	1,5423
TR 3	TR 4	383,00	ORCHID	0,1120	6874	143,79	0,0429	0,0387	2,6608
TR 4	JU 2	126,00	ORCHID	0,1120	13748	287,59	0,0141	0,0255	3,5015
JU 1	JU 2	270,00	ORCHID	0,1120	13748	287,59	0,0302	0,0546	7,5031
JU 2	SE	2.630,00	ORCHID	0,1120	27496	575,17	0,2946	1,0632	292,3443
Circuito 02 - RMT									
Trecho		Distância (m)	Condutor	Resistividade (ohm/km) 75°C	Pmax (kW)	Imax (A)	Resistência (ohm)	Perdas (%)	Perdas (kW)
Origem	Destino								
SUBTERRÂNEO									
ITS 5	TR 5	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
ITS 6	TR 6	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
ITS 7	TR 7	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
ITS 8	TR 8	32,00	150	0,15	6874	143,79	0,0048	0,0043	0,2977
AÉREO									
TR 5	JU 3	515,00	ORCHID	0,1120	6874	143,79	0,0577	0,05205	3,5779
TR 6	JU 3	305,00	ORCHID	0,1120	6874	143,79	0,0342	0,03083	2,1189
TR 7	JU 3	362,00	ORCHID	0,1120	6874	143,79	0,0405	0,03659	2,5149
JU 3	TR 8	535,00	ORCHID	0,1120	20622	431,38	0,0599	0,16221	33,4515
TR 8	SE	1.885,00	ORCHID	0,1120	27496	575,17	0,2111	0,76205	209,5319

Fonte: Autor.

Figura 5.5 - Parâmetros dimensionamento RMT [U2-ST-HW185].

Simulação U2-ST-HW185									
Circuito 01 - RMT									
Trecho		Distância (m)	Condutor	Resistividade (ohm/km) 75°C	Pmax (kW)	Imax (A)	Resistência (ohm)	Perdas (%)	Perdas (kW)
Origem	Destino								
SUBTERRÂNEO									
ITS1	TR 1	30,00	120	0,19	5950	124,47	0,0057	0,0045	0,2649
AÉREO									
TR 1	SE	3.019,31	COSMOS	0,1120	5950	124,47	0,3382	0,2641	15,7160
Circuito 02 - RMT									
Trecho		Total m	Condutor	Resistividade (ohm/km) 75°C	Pmax	Imax	Resistência	Perdas (%)	Perdas (kW)
Origem	Destino								
SUBTERRÂNEO									
ITS3	TR 3	30,00	120	0,19	5950	124,47	0,0057	0,0045	0,2649
ITS2	TR 2	30,00	120	0,19	5950	124,47	0,0057	0,0045	0,2649
AÉREO									
TR 3	TR 2	326,80	COSMOS	0,1490	5950	124,47	0,0487	0,03803	2,2630
TR 2	SE	2.709,50	COSMOS	0,1490	11900	248,93	0,4037	0,63067	75,0501
Circuito 03 - RMT									
Trecho		Total m	Condutor	Resistividade (ohm/km) 75°C	Pmax	Imax	Resistência	Perdas (%)	Perdas (kW)
Origem	Destino								
SUBTERRÂNEO									
ITS5	TR 5	30,00	120	0,19	5950	124,47	0,0057	0,0045	0,2649
ITS4	TR 4	30,00	120	0,19	5950	124,47	0,0057	0,0045	0,2649
AÉREO									
TR 5	TR 4	212,20	COSMOS	0,1490	5950	124,47	0,0316	0,02470	1,4694
TR 4	SE	3.249,90	COSMOS	0,1490	11900	248,93	0,4842	0,75646	90,0186
Circuito 04 - RMT									
Trecho		Total m	Condutor	Resistividade (ohm/km) 75°C	Pmax	Imax	Resistência	Perdas (%)	Perdas (kW)
Origem	Destino								
SUBTERRÂNEO									
ITS7	TR 7	30,00	120	0,19	5600	117,14	0,0057	0,0042	0,2347
ITS6	TR 6	30,00	120	0,19	5600	117,14	0,0057	0,0042	0,2347
AÉREO									
TR 7	TR 6	199,80	COSMOS	0,1490	5600	117,14	0,0298	0,02189	1,2256
TR 6	SE	3.672,60	COSMOS	0,1490	11200	234,29	0,5472	0,80456	90,1110

Fonte: Autor.

Para a simulação U1-CT-SG20 as perdas calculadas resultaram em 562,57 kW. Já para o caso da simulação U2-ST-HW185 as perdas totalizaram em 277,65 kW.

Levando em consideração a produção de energia das simulações U1-CT-SG20 e U2-ST-HW185, retirando os 5% de perda máxima permitida referente à queda de tensão e a perda calculada relacionada à RMT, a geração resultante apresentada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Produção de energia resultante após perdas na RMT.

Simulações	U1-CT-SG20	U2-ST-HW185
Produção de energia simulada	142.655,6 MWh/ano	112.343,1 MWh/ano
Perda queda de tensão da RMT (-5%)	- 7.132,78 MWh/ano	- 5.617,16 MWh/ano
Perda na calculada da RMT	- 4928,09 MWh/ano	- 2432,19 MWh/ano
Produção de energia resultante	130.594,73 MWh/ano	104.293,76 MWh/ano

Fonte: Autor.

Para calcular as perdas dos outros arranjos fotovoltaicos, basta repetir o processo apresentado. Entretanto, é necessário fazer a redistribuição dos inversores nos eletrocentros.

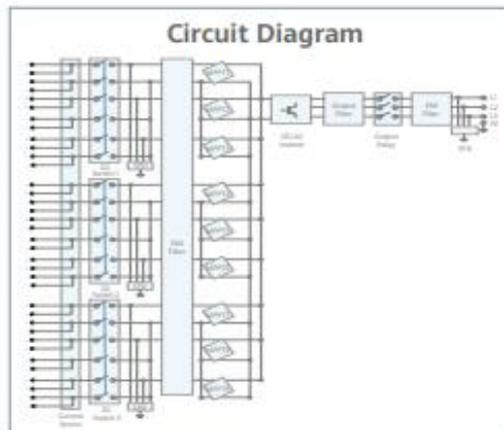
ANEXOS

ANEXO A – DATASHEET SUN2000-185KTL-H1

SUN2000-185KTL-H1
Smart String Inverter



- 
9
MPP Trackers
- 
99.0%
Max. Efficiency
- 
String-level
Management
- 
Smart I-V Curve
Diagnosis Supported
- 
MBUS
Supported
- 
Fuse Free
Design
- 
Surge Arresters
for DC & AC
- 
IP66
Protection



SUN2000-185KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

ANEXO B – DATASHEET SUN2000-215KTL-H3

SUN2000-215KTL-H3
Smart String Inverter



100A
Per MPPT



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart String-Level
Disconnect



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



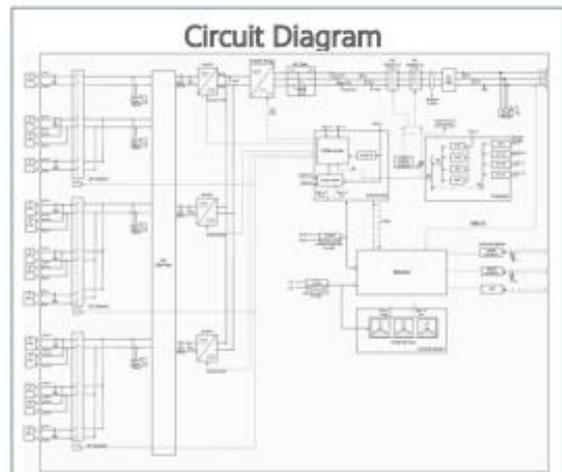
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

ANEXO C – DATASHEET SG250-HX

SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

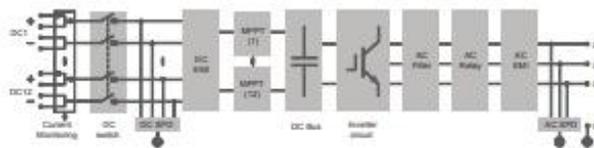
LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

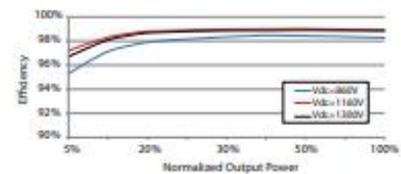
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



SG250HX

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud



ANEXO D – DATASHEET SG3125-HV-20

SG3125HV-20
 Estação Turnkey para Sistema 1500 Vcc



Alto rendimento

- Tecnologia avançada 3 níveis, máxima eficiência 99%
- Refrigeração eficiente, máxima potencia nominal a 45°C
- Sobrecarga CC/CA até 1,5



Facilidade de manutenção

- Função integrada de monitoramento de tensão e corrente para análise on line para detecção de avarias rápidas
- Projeto modular, manutenção fácil e rápida
- IHM externa com display LCD



Investimento econômico

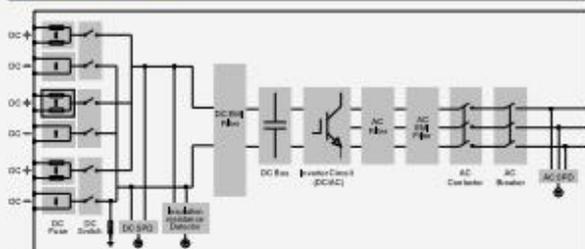
- Fácil transporte e custo de instalação em container de 10 pés
- Sistema CC em 1500V, sistema de baixo custo
- Fonte de alimentação auxiliar de baixa tensão integrado
- correção de fator de potencia noturno - função SVG night



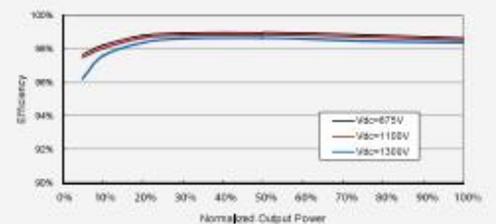
Suporte da Rede

- Atendimento as normas IEC como - IEC 61727 e 62116
- Passagem através de baixa / alta tensão (L/HVRT)
- Rampa de controle de potencia e controle de potencia ativa e reativa

Diagrama de circuito



Curva de eficiência



© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Direitos reservados.
 Possível alteração sem notificação prévia. Revisão 1.

SG3125HV-20

Entrada [CC]

	SG3125HV-20
Maxima tensão de entrada FV	1500V
Minima tensão de entrada FV / Tensão de inicio	875 V / 915 V
Tensão nominal de entrada FV	1120 V
Faixa de tensão nominal máxima potencia - MPP	875 – 1300 V
Número de entradas independentes MPP	1
Numero de entradas CC	21 (opcionalmente 24 entradas ou 26 entradas)
Maxima corrente de entrada FV	4178 A

Saída [CA]

Potencia nominal de saída CA	3437 kVA @ 45 °C
Potencia máxima de saída CA	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Máxima corrente de saída CA	3458 A
Tensão nominal CA	600 V
Faixa de tensão CA	480 V – 690 V
Frequencia nominal da Rede / Faixa de ajuste	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3% (a potencia nominal)
Injeção de corrente CC	< 0.5 % In
Fator de potencia á potencia nominal / Ajuste do fator de potencia	>0,99 / 0,8 capacitivo - 0,8 indutivo
Fases de Saída / Conexão de fases	3 / 3

Eficiência

Máxima Eficiência / Eficiência Euro	99,0 % / 98,7 %
-------------------------------------	-----------------

Proteção

Proteção de entrada CC	Chave seccionadora sob carga + fusível
Proteção de saída do inversor	Disjuntor
Proteção de saída de MT CA	Disjuntor
Proteção sobretensão	Tipo I + II no lado CC / Tipo II no lado CA
Monitoramento da Rede / Monitoramento falta terra	sim / sim
Monitoramento de isolamento	sim
Proteção de sobre temperatura	sim
Função de correção FP noturno - SGV night	sim
Função Anti-PID	Opcional

Dados Gerais

Dimensões (LxAxP)	2991*2591*2436 mm
Peso	6,5 T
Metodo de Isolamento	sem transformador
Grau de Proteção	IP55
Alimentação de potência auxiliar	415 V, 15 kVA (Opcional: max, 40 kVA)
Faixa de operação a temperatura ambiente	-35 to 60 °C (> 45 °C sem desclassificação)
Faixa de trabalho a humidade relativa (sem condensação)	0 – 95 %
Método de resfriamento	Controle de temperatura por ventilação forçada
Operação em máxima altitude	4000 m (> 3000 m desclassificação)
IHM - interface homem máquina	Toque suave - IHM
Comunicação	Padrão: RS485, Ethernet - Opcional: Fibra ótica
Normas aplicáveis	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727
Suporte a rede de alimentação	Função SVG noturna / L/HVRT, controle de potencia ativa e reativa e controle de potencia em rampa
Nome do produto	SG3125HV-20



ANEXO E – DATASHEET SG3125-HV-30

SG3125HV-MV-30

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated

NEW



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C

SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

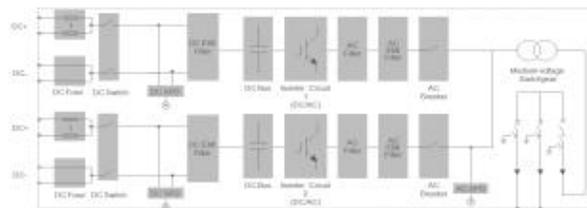
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional

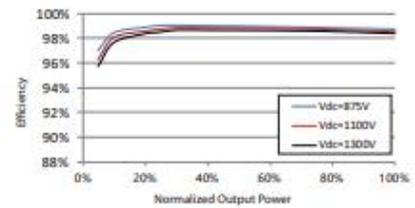
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM

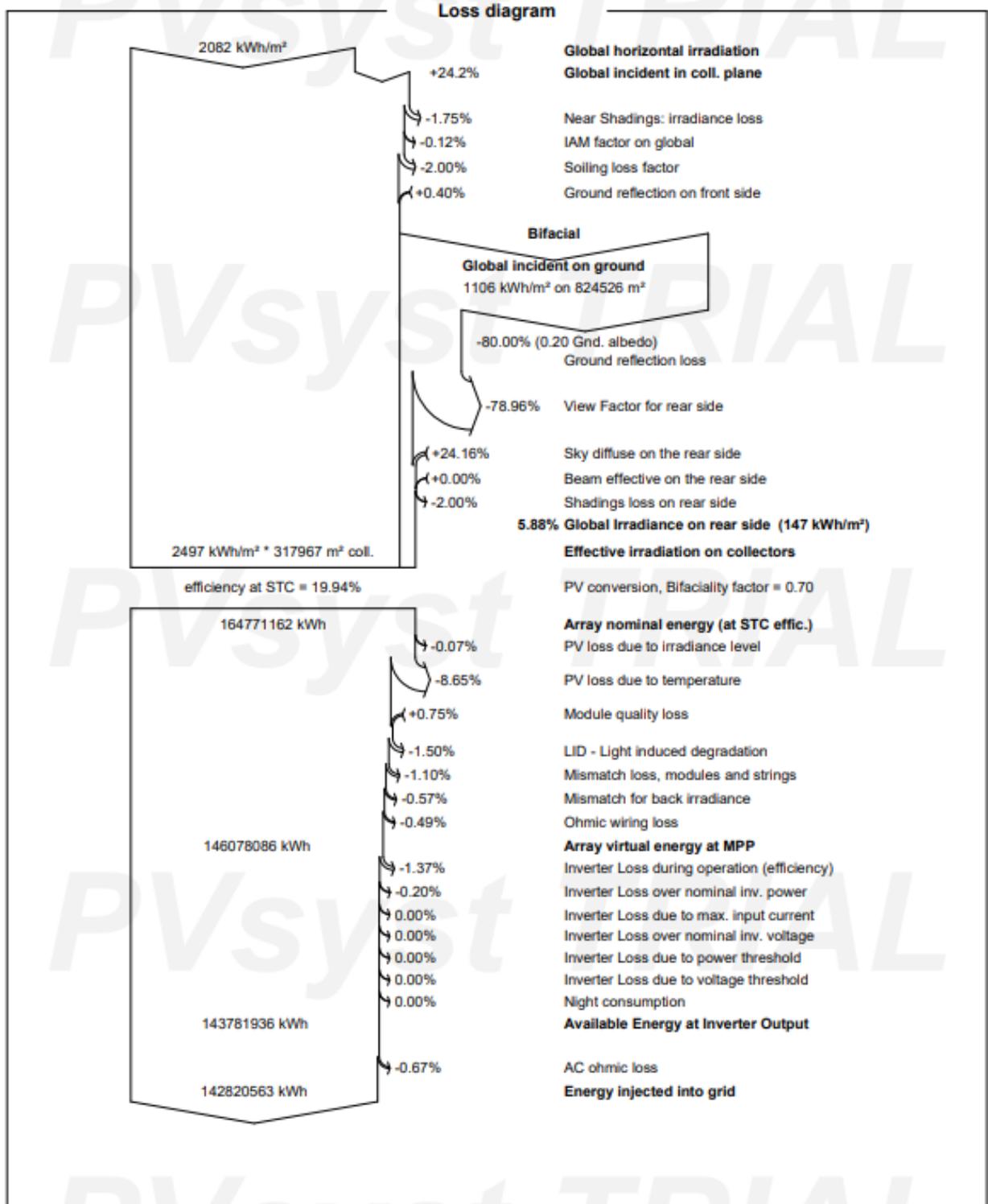


EFFICIENCY CURVE

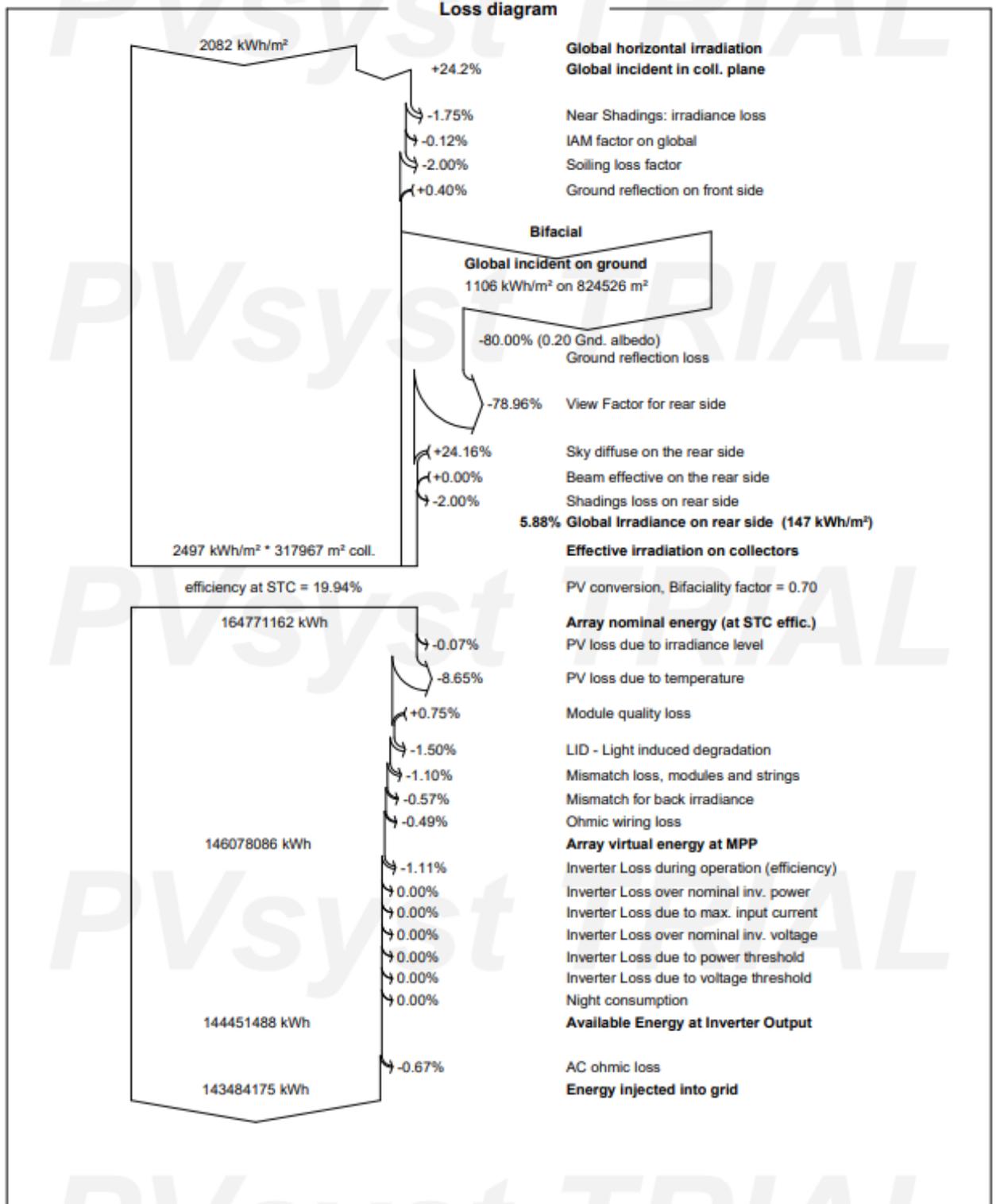


Type designation	SG3125HV-MV-30
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)
Max. PV input current	3997 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Inverter max. efficiency	99.0%
Inverter Euro. efficiency	98.7%
Transformer	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection & Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Weight	15 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

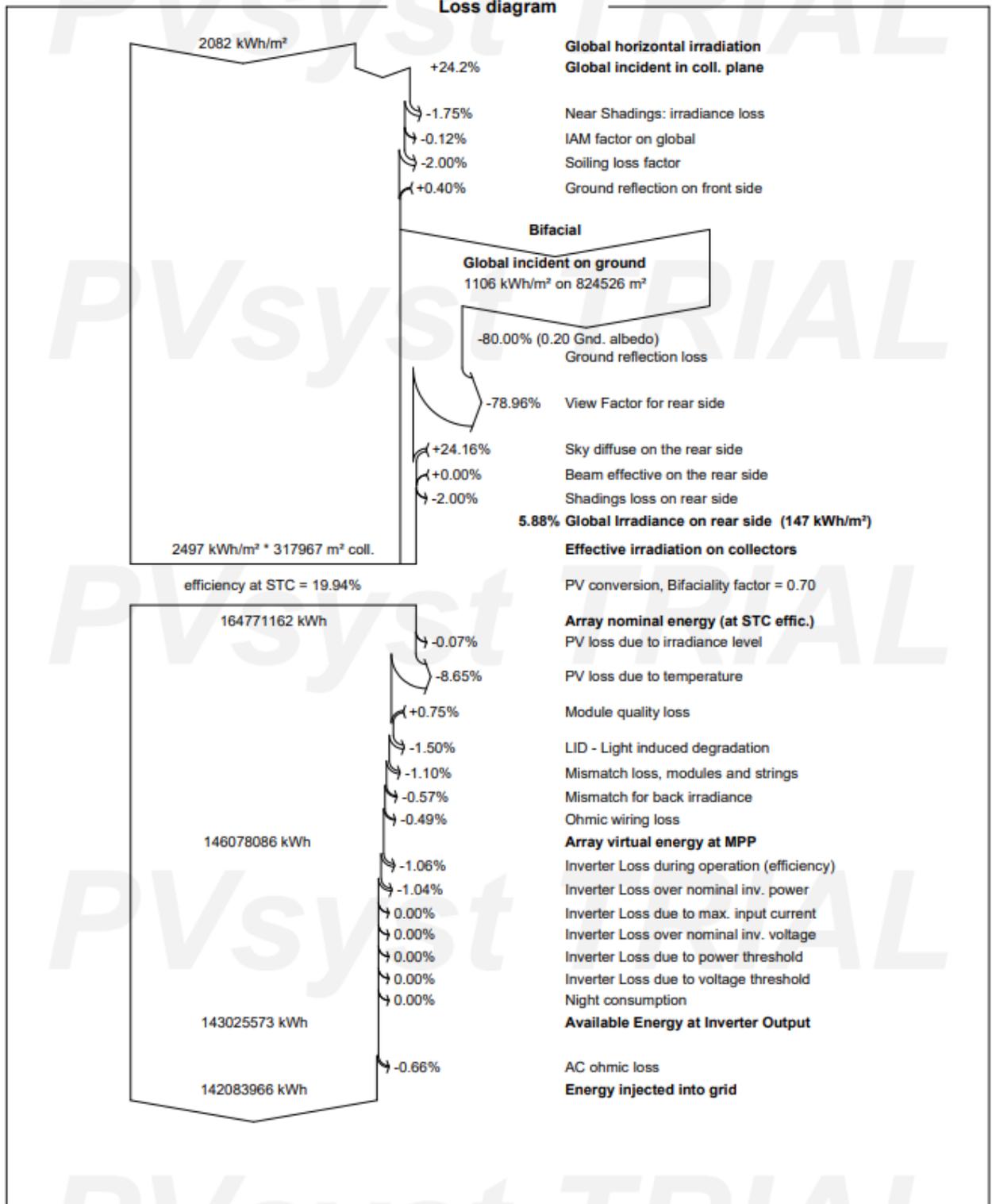
ANEXO F – DIAGRAMA DE PERDAS [U1-ST-HW185]



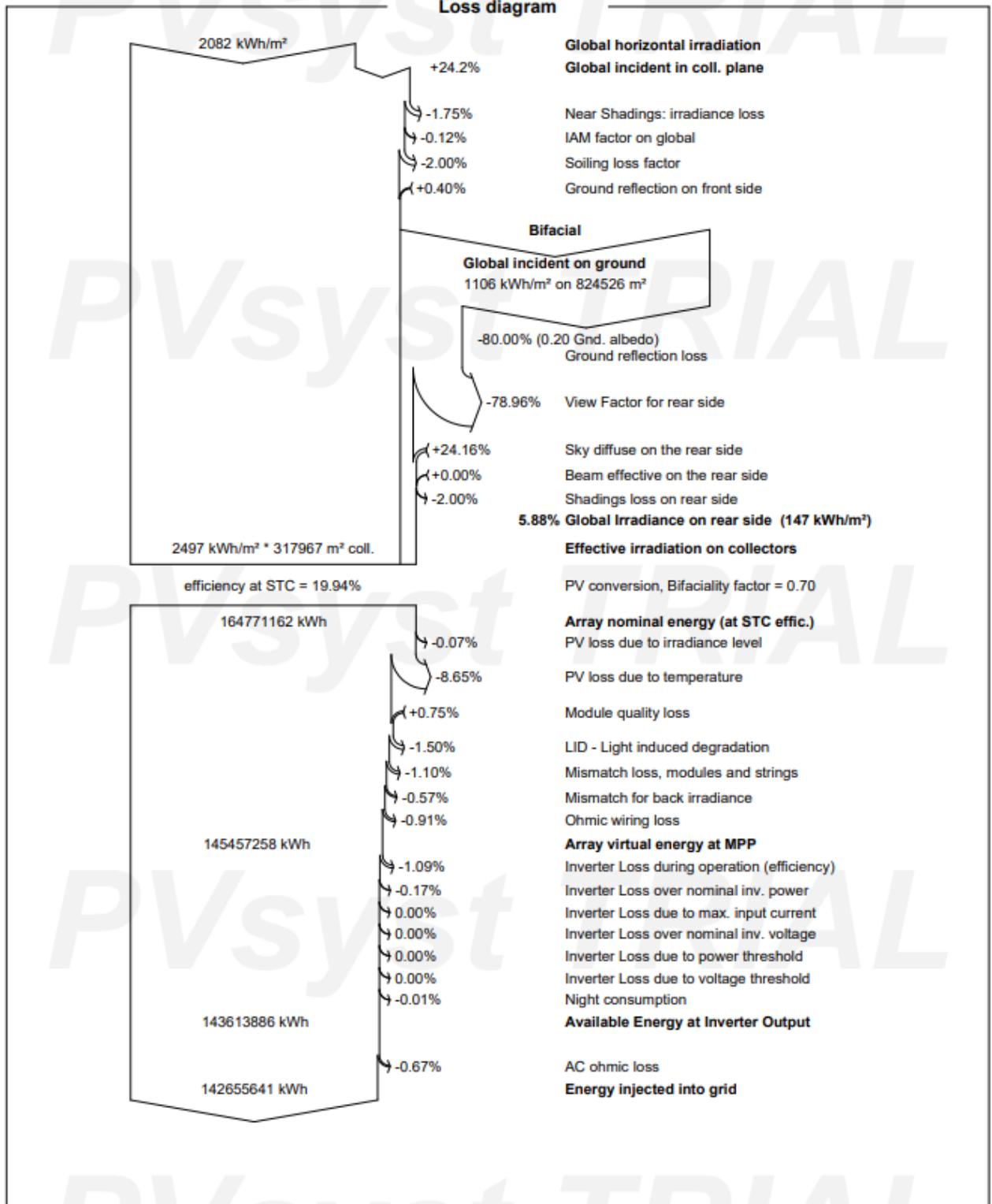
ANEXO G – DIAGRAMA DE PERDAS [U1-ST-HW215]



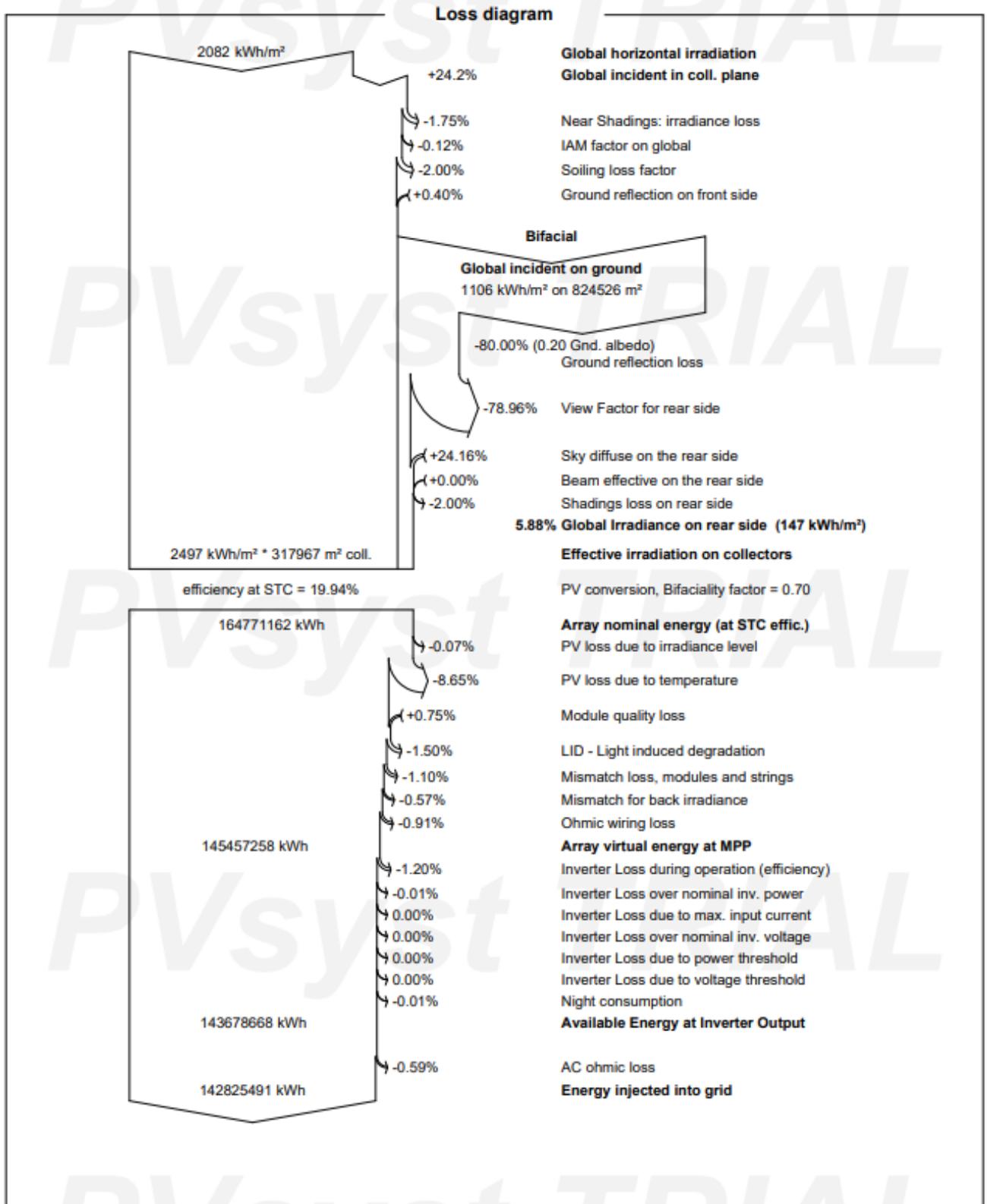
ANEXO H – DIAGRAMA DE PERDAS [U1-ST-SG250]



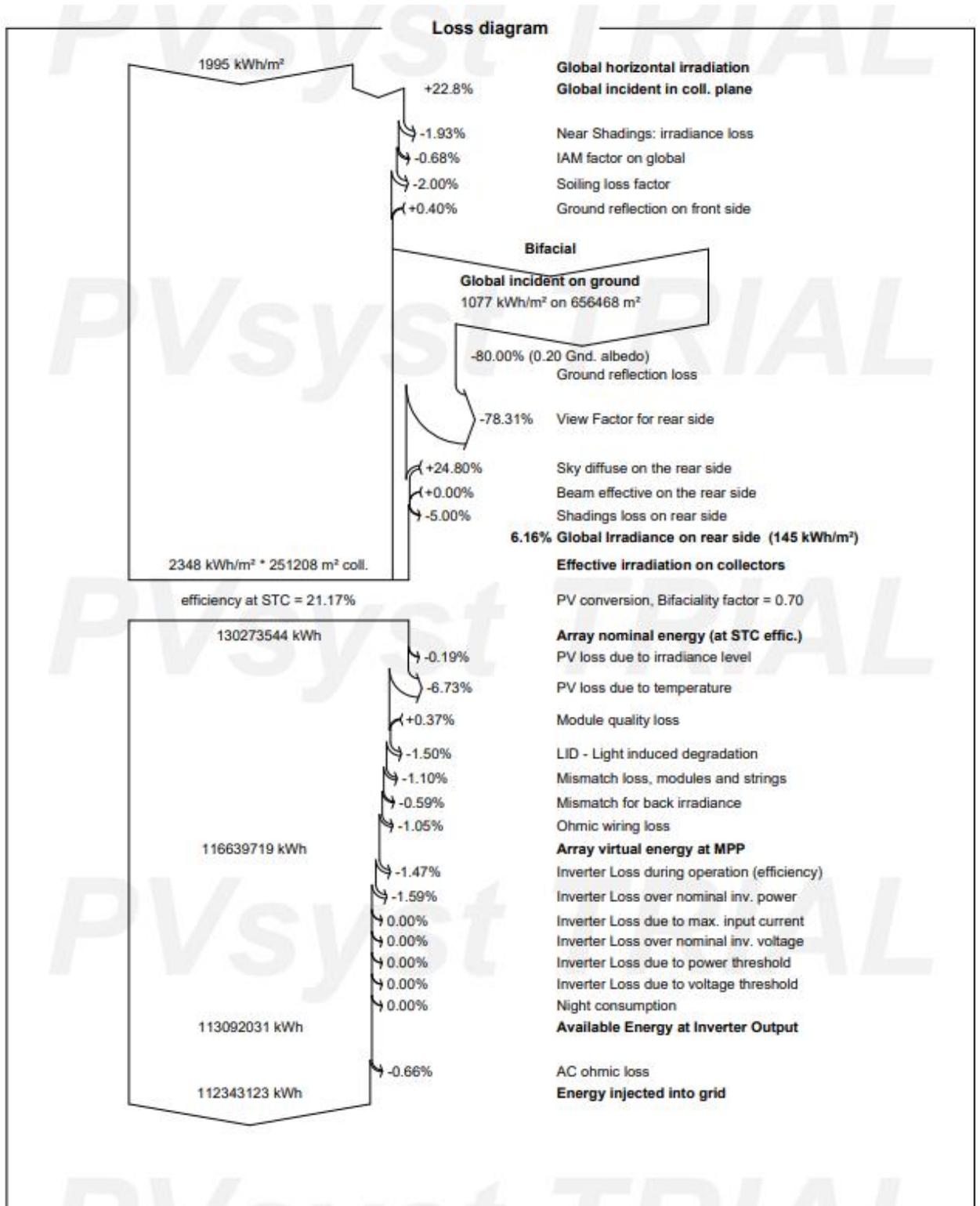
ANEXO I – DIAGRAMA DE PERDAS [U1-CT-SG20]



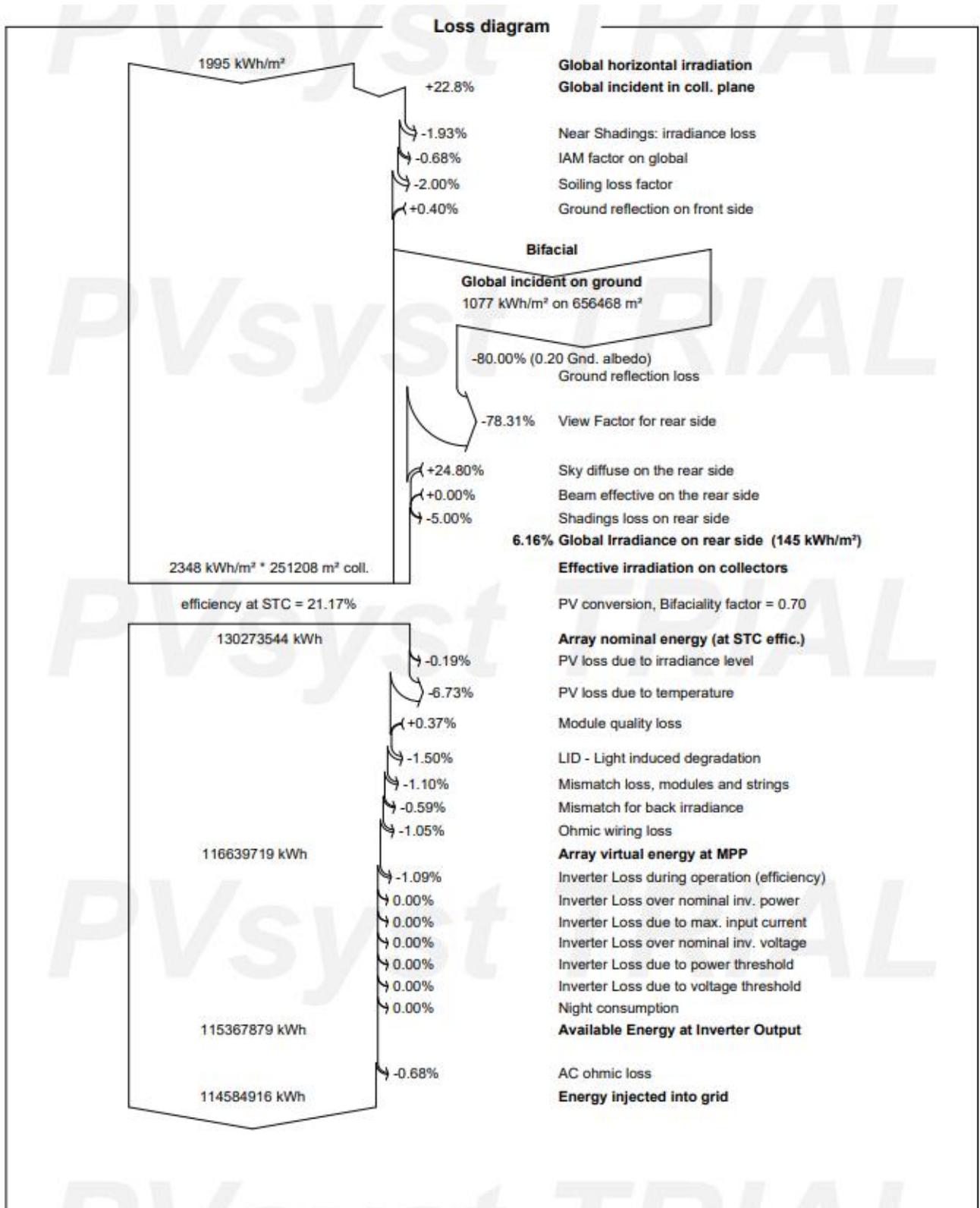
ANEXO J – DIAGRAMA DE PERDAS [U1-CT-SG30]



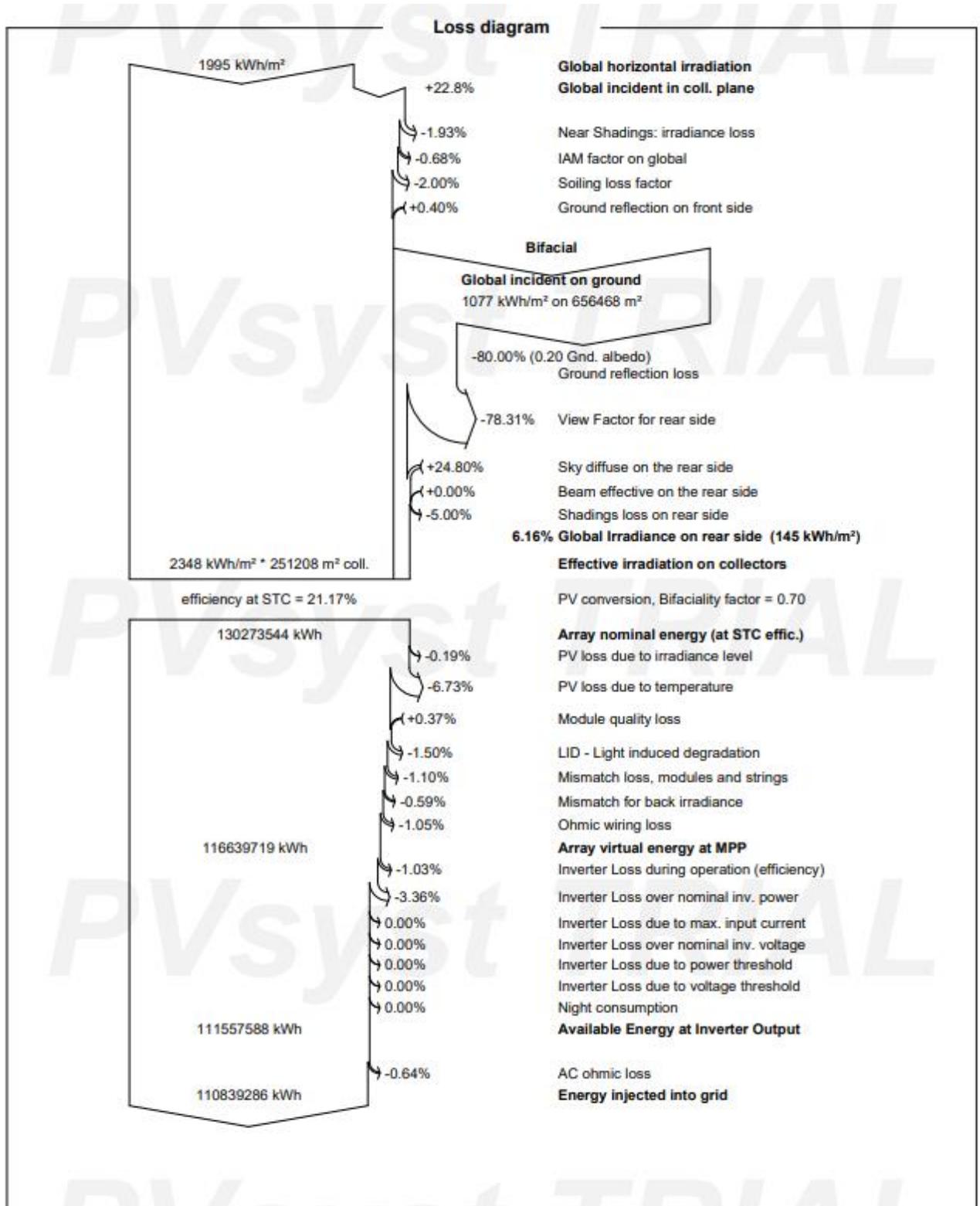
ANEXO K – DIAGRAMA DE PERDAS [U2-ST-HW185]



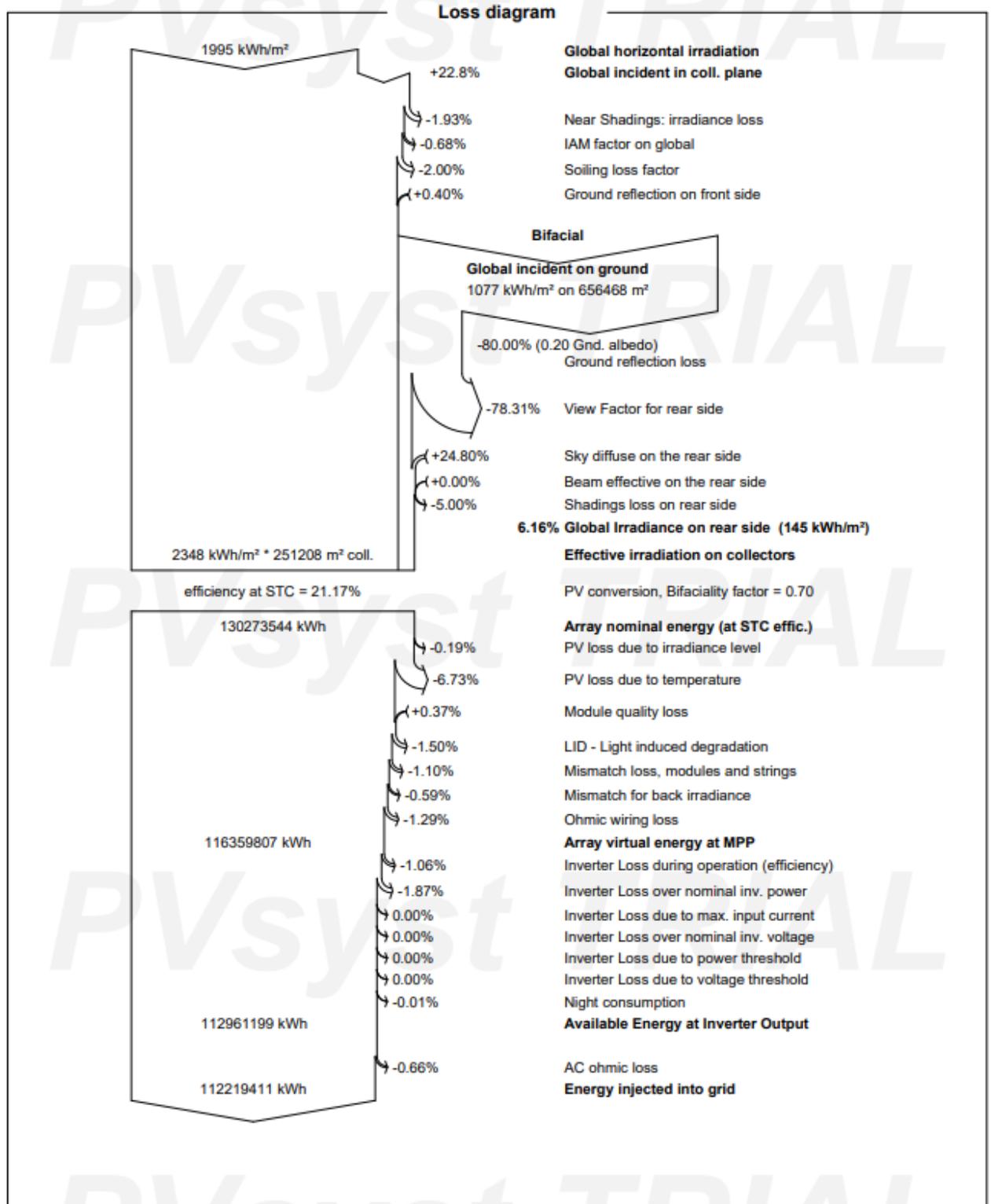
ANEXO L – DIAGRAMA DE PERDAS [U2-ST-HW215]



ANEXO M – DIAGRAMA DE PERDAS [U2-ST-SG250]



ANEXO N – DIAGRAMA DE PERDAS [U2-CT-SG20]



ANEXO O – DIAGRAMA DE PERDAS [U2-CT-SG30]

