



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RANIERE PAULINO DE MEDEIROS FILHO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DO PROJETO DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA COM DIFERENTES TECNOLOGIAS DE INVERSORES**

FORTALEZA
2025

RANIERE PAULINO DE MEDEIROS FILHO

ANÁLISE FINANCEIRA DE PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA COM
DIFERENTES TECNOLOGIAS DE INVERSORES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

Coorientador: Eng. Ivaltano Spinola Mendes

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- M44a Medeiros Filho, Raniere Paulino de.
 Análise técnica e financeira do projeto de uma usina fotovoltaica com diferentes tecnologias de inversores / Raniere Paulino de Medeiros Filho. – 2025.
 140 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.
 Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
 Coorientação: Prof. Ivaltano Spinola Mendes.
1. Geração centralizada. 2. Inversor central modula. 3. Fotovoltaica. 4. Inversor. 5. Perdas elétricas. I.
 Título.

CDD 621.3

RANIERE PAULINO DE MEDEIROS FILHO

ANÁLISE FINANCEIRA DE PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA COM
DIFERENTES TECNOLOGIAS DE INVERSORES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Ivaltano Spinola Mendes (Coorientador)

Eng. Lucas Macena Lima da Silva
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais Estela e Raniere e meus irmãos
Miguel e Rafaela
À minha família.
Aos meus amigos;

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus por me ajudar em todos os momentos, dando resiliência e coragem para superar todos os desafios.

Aos meus pais, Raniere e Estela, e aos meus irmãos, Miguel e Rafaela, que sempre me apoiaram e fizeram o meu dia a dia mais fácil e terem me educado para que eu pudesse me tornar a pessoa que sou hoje. Além, claro, de minha segunda mãe, a Neide, que me viu crescer e sempre cuidou de mim.

Aos meus avós, tios, tias, primos e primas, que junto de meus pais, irmãos, e amigos mais próximos, formam a base na qual posso me apoiar e seguir em frente.

Ao Prof. Raimundo Furtado que aceitou ser meu orientador, mesmo com todas as dificuldades apresentadas, e por sempre ter sido um grande professor em todas as disciplinas lecionadas, nas quais adquiri muitos aprendizados.

Aos outros membros da banca examinadora Eng. Lucas Macena Lima da Silva e Eng. Ivaltano Spinola.

À Energo, que me proporcionou minha primeira experiência profissional, em especial Letícia Vasconcelos e Lourembergue Júnior.

À Inova Energy, empresa na qual trabalho e possuo grande gratidão por todos os ensinamentos que me foram dados, além do grande espírito de companheirismo entre os membros da equipe de elétrica, composta por Deivid Marins, Jeferson Souza, Guilherme Barros, Eric Lima, Ivaltano Mendes, Leandro Oliveira, Marcos Vinicius, Effemberg Alves, Márcio Satoshi e Victor Vilela.

Aos amigos feitos durante a graduação, ao RAITec e ao LCE, em especial Emanuel de Araújo, Rodrigo Arnaud, Gabriel Fonseca, Douglas Lemos, José Eduardo e Ubirani Ramon.

A todos os meus amigos, principalmente Arthur Pedrosa, João Pedro Navarro, Carol Linhares, Pedro Evaldo, João Daniel, Arthur Bezerra, Thiago Henrique, Marcos Paulo, e em especial meu amigo, que posso chamar de irmão Lucca Lemos que me acompanhou e me ajudou a superar os desafios presentes tanto no Ensino Médio quanto na Engenharia Elétrica e se fez presente em vários momentos.

Por fim, agradeço ao meu grupo de irmãos “Família Bamonos” que são deixam tudo mais leve e conheço há mais de dez anos, Jozenilton Benício, João de Araújo, Gabriel Dias, Itavalcly Rodovalho, Diego Sindeaux, Nicolas de Almeida, Samuel Gadelha e Antônio Mauro.

“Não faça para os outros o que você não gostaria que fizessem para você.”

(Jesus Cristo)

RESUMO

Com a realização de tratados entre países para diminuição do aquecimento global, e consequente crescimento dos investimentos em fontes de geração de energia renováveis, como a solar fotovoltaica, há uma maior necessidade de se compreender os equipamentos e melhores soluções em uma usina de geração centralizada fotovoltaica. Para isso estudos devem ser realizados. Dentro deste contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar a análise financeira e técnica de um projeto de uma usina fotovoltaica com diferentes tecnologias de inversores, com 5 centrais de geração fotovoltaica com potência total de 212,5 MWp, localizada no estado do Ceará. E então, se compara a utilização de duas tecnologias diferentes de inversores nesta UFV, uma com inversor *string* e outra com inversor central modular. Para isso, são calculadas as quedas de tensão, perdas elétricas e seção dos cabos nos trechos de circuitos de baixa tensão de corrente contínua (BT CC), baixa tensão de corrente alternada (BT CA) e média tensão de corrente alternada (MT CA), seguindo as normas NBR 5410 e NBR 14039. Para realizar a atividade mencionada foi necessário realizar os traçados de rede elétrica no *software* AutoCad, de forma a coletar todas os comprimentos envolvidos. Além disso, é feito um estudo financeiro, para que seja feita a análise de viabilidade do projeto com parâmetros de TIR, VPL, LCOE e Payback. Para a análise financeira, é necessária realizar a simulação via PVSyst, para se ter o dado de geração de energia. A intenção do trabalho é analisar a viabilidade financeira de uma usina fotovoltaica com essa escala de potência, e analisar por meio de dados técnicos qual o inversor é mais adequado para o estudo em questão. Com isso, concluiu-se que a utilização de inversores centrais modulares são mais eficiente, visto que possuem menores perdas e menores custos atrelados a cabo. Além desse viés, o estudo financeiro sinalizou positivamente para a viabilidade financeira de um projeto fotovoltaico com o mesmo porte do estudado, com VPL, TIR, LCOE e Payback iguais a R\$195.370.000, 12,06%, R\$275,54/MWh e 7 anos respectivamente.

Palavras-chave: Geração centralizada; fotovoltaica; inversor; inversor central modular; inversor *string*; perdas elétricas; análise financeira.

ABSTRACT

With the signing of treaties between countries to reduce global warming and the consequent increase in investments in renewable energy generation sources, such as photovoltaic solar, there is a greater need to understand the equipment and best solutions for a centralized photovoltaic generation plant. To achieve this, studies must be conducted. Within this context, this paper aims to present the financial and technical analysis of a photovoltaic plant project with different inverter technologies, consisting of 5 photovoltaic generation plants with a total capacity of 212.5 MWp, located in the state of Ceará. The study compares the use of two different inverter technologies in this PV plant: one with string inverters and the other with modular central inverters. For this, voltage drops, electrical losses, and cable sections in the low voltage DC, low voltage AC, and medium voltage AC circuits are calculated, following the NBR 5410 and NBR 14039 standards. To carry out the mentioned activity, it was necessary to design the electrical network using AutoCAD software to gather all the involved lengths. Additionally, a financial study is conducted to analyze the project's feasibility with parameters such as IRR, NPV, LCOE, and Payback. For the financial analysis, it is necessary to simulate the energy generation via PVSyst. The intention of the work is to analyze the financial feasibility of a photovoltaic plant with this scale of capacity and to assess, using technical data, which inverter is most suitable for the study in question. The conclusion is that the use of modular central inverters is more efficient, as they have lower losses and lower associated cable costs. In addition to this perspective, the financial study positively indicated the financial feasibility of a photovoltaic project of the same size as the one studied, with NPV, IRR, LCOE, and Payback values of R\$195,370,000, 12.06%, R\$275.54/MWh, and 7 years, respectively.

Keywords: Centralized generation; Photovoltaic; Inverter; Modular central inverter; *String* inverter; Electrical losses; Financial analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada da energia solar fotovoltaica.....	15
Figura 2 – Dados de geração distribuída no Brasil até 2023, segundo EPE.....	18
Figura 3 – Exemplo de módulos fotovoltaicos instalados ao solo em perfis fixos.	19
Figura 4 – Exemplo de módulos fotovoltaicos instalados ao solo em <i>trackers</i>	19
Figura 5 – Esquemático simplificado da Geração Centralizada Fotovoltaica.	20
Figura 6 – Junção p-n de um material semiconductor.....	21
Figura 7 – Processo de conversão fotovoltaica.	22
Figura 8 – Curva IV de um módulo fotovoltaico	22
Figura 9 – Curva PV de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação solar.	23
Figura 10 – Curva PV de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura.	23
Figura 11 – Módulo fotovoltaico monocristalino.....	24
Figura 12 – Módulo fotovoltaico policristalino.....	25
Figura 13 – Módulo de película fina.	26
Figura 14 – Localização dos inversores <i>strings</i> com relação às mesas de módulos fotovoltaicos.	27
Figura 15 – Esquema simplificado de ligação dos equipamentos em uma UFV com utilização de inversor <i>string</i>	28
Figura 16 – Inversor <i>string</i>	28
Figura 17 – Esquema simplificado de ligação dos equipamentos em uma UFV com utilização de inversor central modular.	30
Figura 18 – Inversor central modular.	30
Figura 19 – Modelo de eletrocentro SG4400UD-MV, com os inversores modulares SG1100UD destacados em verde.	31
Figura 20 – Perfil L.	31
Figura 21 – Eletrocampo, e o eletrocentro destacado em verde.	32
Figura 22 – Eletrocentro SG4400UD-MV.....	33
Figura 23 – Visão da base do eletrocentro SG4400UD-MV.....	33
Figura 24 – Diagrama Simplificado do trecho módulo – inversor.	38
Figura 25 – Tela inicial do <i>software</i> PVSyst.	39
Figura 26 – Tela de configuração do sistema fotovoltaico do <i>software</i> PVSyst.	40
Figura 27 – Arranjo típico BT CC 6.5H.	41
Figura 28 – Arranjo típico BT CC 5.5H 1V.....	42

Figura 29 – Arranjo típico BT CC 4.5H 2V.....	42
Figura 30 – Arranjo típico BT CC AR1	44
Figura 31 – Arranjo típico BT CC AR2.....	45
Figura 32 – Arranjo típico BT CC AR3.....	45
Figura 33 – Arranjo típico BT CC AR4.....	46
Figura 34 – Fluxo de Caixa do Acionista	67
Figura 35 – Curva de Geração da UFV	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modelos de eletrocentros para o uso de inversores modulares SG1100UD	29
Tabela 2 – Quantidade de equipamentos e eletrocampos típicos para as CGFs com a configuração inversor <i>string</i>	37
Tabela 3 – Potência, Fator de Potência e relação CC/CA para as CGFs com a configuração inversor <i>string</i>	37
Tabela 4 – Quantidade de equipamentos e eletrocampos típicos para as CGFs com a configuração inversor modular central.	38
Tabela 5 – Potência, Fator de Potência e relação CC/CA para as CGFs com a configuração inversor modular central.....	39
Tabela 6 – Quantidade de arranjos de baixa tensão (BT) típicos por eletrocentro típico	43
Tabela 7 – Quantidade de arranjos BT típicos por eletrocentro típico	46
Tabela 8 – Valores do dimensionamento da seção mínima pelo critério de curto circuito, a critério do projetista, para o trecho “ <i>Stringbox</i> -Eletrocentro” e “Inversor <i>string</i> -Eletrocentro”.	58
Tabela 9 – Valores do dimensionamento da seção mínima pelo critério de curto circuito para o trecho “Eletrocentro-Subestação”.....	58
Tabela 10 – Valores para o trecho “ <i>String</i> -Inversor <i>String</i> ” do arranjo “5.5H 1V”	59
Tabela 11 – Valores para o trecho “ <i>String</i> -Inversor <i>String</i> ” do arranjo “6.5H”	59
Tabela 12 – Valores para o trecho “ <i>String</i> -Inversor <i>String</i> ” do arranjo “4.5H 2V”	60
Tabela 13 – Valores de perda e comprimento de cabo para o trecho “ <i>String</i> -Inversor <i>String</i> ” em cada um dos eletrocentros típicos.....	60
Tabela 14 – Valores totais de perdas e cabos para os trechos de baixa tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor <i>String</i>	61
Tabela 15 – Valores totais de perdas e cabos para os trechos de média tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor <i>String</i>	62
Tabela 16 – Valores para o trecho “ <i>String</i> - <i>Stringbox</i> ” do arranjo “AR01”.	63
Tabela 17 – Valores para o trecho “ <i>String</i> - <i>Stringbox</i> ” do arranjo “AR02”	63
Tabela 18 – Valores para o trecho “ <i>String</i> - <i>Stringbox</i> ” do arranjo “AR03”	63
Tabela 19 – Valores para o trecho “ <i>String</i> - <i>Stringbox</i> ” do arranjo “AR04”	63
Tabela 20 – Valores de perda e comprimento de cabo para o trecho “ <i>String</i> - <i>Stringbox</i> ” em todas as Centrais de Geração Fotovoltaica com a utilização de inversor modular.	64
Tabela 21 – Valores de perda e comprimento de cabo para o trecho “ <i>Stringbox</i> -Eletrocentro”	

para os eletrocâmpo típicos com a utilização de inversor modular.....	64
Tabela 22 – Valores totais de perdas e cabos para o setor de baixa tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor Modular.	65
Tabela 23 – Valores totais de perdas e cabos para os trechos de média tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor Modular.	66
Tabela 24 – Principais parâmetros do estudo de viabilidade financeira da usina FV.	66
Tabela 25 – Indicadores do estudo de viabilidade financeira da usina FV.	67
Tabela 26 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “5.5H 1V” que se repetem em todos os trechos.....	73
Tabela 27 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “5.5H 1V” que se repetem em todos os trechos.....	73
Tabela 28 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “5.5H 1V”	73
Tabela 29 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “6.5H” que se repetem em todos os trechos.....	74
Tabela 30 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “6.5H” que se repetem em todos os trechos.....	74
Tabela 31 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “6.5H”	74
Tabela 32 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “4.5H 2V” que se repetem em todos os trechos.....	75
Tabela 33 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “4.5H 2V” que se repetem em todos os trechos.....	75
Tabela 34 – Valores para o trecho “ <i>String-Inversor String</i> ” do arranjo “4.5H 2V”	75
Tabela 35 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC1” que se repetem em todos os trechos.....	76
Tabela 36 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC1” que se repetem em todos os trechos.....	76
Tabela 37 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC1”	77
Tabela 38 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC2” que se repetem em todos os trechos.....	78
Tabela 39 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC2” que se repetem em todos os trechos.....	78
Tabela 40 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC2”	78
Tabela 41 – Valores para o trecho “ <i>Inversor String-Eletrocentro</i> ” do arranjo “EC3” que se repetem em todos os trechos.....	79

Tabela 42 – Valores para o trecho “Inversor <i>String</i> -Eletrocentro” do arranjo “EC3” que se repetem em todos os trechos.....	80
Tabela 43 – Valores para o trecho “Inversor <i>String</i> -Eletrocentro” do arranjo “EC3”	80
Tabela 44 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor <i>String</i>	80
Tabela 45 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor <i>String</i>	81
Tabela 46 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor <i>String</i>	81
Tabela 47 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor <i>String</i>	81
Tabela 48 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor <i>String</i>	82
Tabela 49 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor <i>String</i>	82
Tabela 50 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor <i>String</i>	83
Tabela 51 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor <i>String</i>	83
Tabela 52 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor <i>String</i>	83
Tabela 53 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor <i>String</i>	84
Tabela 54 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor <i>String</i>	84
Tabela 55 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor <i>String</i>	85
Tabela 56 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor <i>String</i>	85
Tabela 57 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor <i>String</i>	86
Tabela 58 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor <i>String</i>	86
Tabela 59 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR01” que se repetem em	

todos os trechos.	86
Tabela 60 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR01” que se repetem em todos os trechos.	87
Tabela 61 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR01”	87
Tabela 62 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR02” que se repetem em todos os trechos.	87
Tabela 63 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR02” que se repetem em todos os trechos.	88
Tabela 64 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR02”	88
Tabela 65 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR03” que se repetem em todos os trechos.	88
Tabela 66 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR03” que se repetem em todos os trechos.	89
Tabela 67 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR03”	89
Tabela 68 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR04” que se repetem em todos os trechos.	89
Tabela 69 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR04” que se repetem em todos os trechos.	90
Tabela 70 – Valores para o trecho “ <i>String-Stringbox</i> ” do arranjo “AR04”.	90
Tabela 71 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC1 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.	90
Tabela 72 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC1 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.	91
Tabela 73 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC1 com a utilização de inversor modular.	91
Tabela 74 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC2 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.	92
Tabela 75 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC2 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.	92
Tabela 76 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC2 com a utilização de inversor modular.	92
Tabela 77 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC3 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.	94
Tabela 78 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC3 com a	

utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.....	94
Tabela 79 – Valores para o trecho “ <i>Stringbox-Eletrocentro</i> ” do eletrocampo típico EC3 com a utilização de inversor modular.....	95
Tabela 80 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor Modular.....	96
Tabela 81 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor Modular.....	96
Tabela 82 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor Modular.....	97
Tabela 83 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor Modular.....	97
Tabela 84 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor Modular.....	97
Tabela 85 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor Modular.....	98
Tabela 86 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor Modular.....	98
Tabela 87 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor Modular.....	99
Tabela 88 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor Modular.....	99
Tabela 89 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor Modular.....	100
Tabela 90 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor Modular.....	100
Tabela 91 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor Modular.....	100
Tabela 92 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor Modular.....	101
Tabela 93 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor Modular.....	101
Tabela 94 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor Modular.....	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CGF	Central de Geração Fotovoltaica
CC	Corrente Contínua
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão
RMU	<i>Ring Main Unit</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE	Subestação
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFV	Usina fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	14
1.2	OBJETIVOS.....	15
1.2.1	<i>Objetivo geral.....</i>	15
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	15
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	17
2.1.1	<i>Geração Distribuída.....</i>	17
2.1.2	<i>Geração Centralizada</i>	19
2.2	EQUIPAMENTOS E DEFINIÇÕES.....	20
2.2.1	<i>Módulo Fotovoltaico.....</i>	20
2.2.2	<i>Tipos de células fotovoltaicas</i>	24
2.2.2.1	<i>Silício monocristalino.....</i>	24
2.2.2.2	<i>Silício policristalino.....</i>	24
2.2.2.3	<i>Célula solar de película fina.....</i>	25
2.2.3	<i>Inversor</i>	26
2.2.3.1	<i>Inversor String.....</i>	27
2.2.3.2	<i>Inversor Central modular.....</i>	29
2.2.4	<i>Tracker</i>	31
2.2.5	<i>Eletrocentro.....</i>	32
2.2.6	<i>Eletrocampo.....</i>	34
2.2.7	<i>Rede Coletora.....</i>	34
3	METODOLOGIA.....	35
3.1	ETAPAS PARA DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO.....	35
3.2	ESTUDO DE CASOS	35
3.2.1	<i>Caso 1 – Solução com inversor string.....</i>	36
3.2.2	<i>Caso 2 – Solução com inversor central modular.....</i>	37
3.3	SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO	39
3.4	LAYOUT DO EMPREENDIMENTO	40
3.4.1	<i>Caso 1</i>	40
3.4.2	<i>Caso 2.....</i>	43

3.5	DIMENSIONAMENTO DE CABO BT.....	46
3.5.1	<i>Capacidade de condução de corrente.....</i>	47
3.5.2	<i>Critério de curto-circuito.....</i>	49
3.5.3	<i>Critério de Queda de Tensão</i>	49
3.5.4	<i>Critério de Perdas Elétricas.....</i>	50
3.6	DIMENSIONAMENTO DE CABO MT.....	51
3.6.1	<i>Capacidade de condução de corrente.....</i>	51
3.6.2	<i>Queda de tensão.....</i>	53
3.6.3	<i>Critério de curto-circuito.....</i>	54
3.6.4	<i>Critério de perdas elétricas.....</i>	55
3.7	CAPEX.....	55
3.8	OPEX	55
3.9	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	56
3.10	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	56
3.11	PAYBACK	57
3.12	LCOE	57
4	ANÁLISE DE RESULTADOS.....	58
4.1	SEÇÃO MÍNIMA DOS CONDUTORES	58
4.2	SOLUÇÃO COM INVERSOR <i>STRING</i>	59
4.2.1	<i>Análise dos trechos de Baixa Tensão</i>	59
4.2.2	<i>Análise dos trechos de Média Tensão</i>	61
4.3	SOLUÇÃO COM INVERSOR CENTRAL MODULAR.....	62
4.3.1	<i>Análise dos trechos de Baixa Tensão</i>	62
4.3.2	<i>Análise dos trechos de Média Tensão</i>	65
4.4	RESULTADOS FINANCEIROS	66
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	68
5.1	TRABALHOS FUTUROS	68
	REFERÊNCIAS.....	70
	APÊNDICE A – DADOS DO ARRANJO 5.5H 1V	73
	APÊNDICE B – DADOS DO ARRANJO 6.5H	74
	APÊNDICE C – DADOS DO ARRANJO 4.5H 2V	75
	APÊNDICE D – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CA DO EC1 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	76
	APÊNDICE E – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CA DO EC2 COM	

CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	78
APÊNDICE F – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CA DO EC3 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	79
APÊNDICE G – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF I COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	80
APÊNDICE H – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF II COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	81
APÊNDICE I – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF III COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	82
APÊNDICE J – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF IV COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	84
APÊNDICE K – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF V COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR <i>STRING</i>	85
APÊNDICE L – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR01	86
APÊNDICE M – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR02	87
APÊNDICE N – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR03	88
APÊNDICE O – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR04.....	89
APÊNDICE P – DADOS DO DIMENSIONAMENTO BTCC DO TRECHO <i>STRINGBOX</i> -ELETROCENTRO PARA EC1 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR	90
APÊNDICE Q – DADOS DO DIMENSIONAMENTO BTCC DO TRECHO <i>STRINGBOX</i> -ELETROCENTRO PARA EC2 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR	92
APÊNDICE R – DADOS DO DIMENSIONAMENTO BTCC DO TRECHO <i>STRINGBOX</i> -ELETROCENTRO PARA EC3 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR	94
APÊNDICE S – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF I COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR.....	96
APÊNDICE T – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF II COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR.....	97
APÊNDICE U – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF III COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR.....	98
APÊNDICE V – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF IV COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR.....	100

APÊNDICE W – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF V COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR.....	101
ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO JINKO JKM580N-72HL4-BDV	102
ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR SUN2000-330KTL-H1	105
ANEXO C – DATASHEET DO ELETROCENTRO JUPITER- 9000K/6000K/3000K-H1	107
ANEXO D – DATASHEET DO INVERSOR SG1100UD	109
ANEXO E – DATASHEET DO ELETROCENTRO SG3300UD-MV/ SG4400UD-MV/ SG6600UD-MV/SG8800UD-MV.....	112
ANEXO F – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST PARA O CASO 1	117
ANEXO F – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST PARA O CASO 2	126

1 INTRODUÇÃO

Primeiramente, é inegável que os seres humanos possuem uma necessidade energética que vem desde os tempos da pré-história até os dias atuais. O que mostra o quão fundamental é a utilização da energia na sociedade. E esse uso da energia foi se aprimorando durante os tempos, com a utilização do vapor, proveniente da combustão do carvão mineral, como fonte de energia na Primeira Revolução Industrial. E então, em 1859, Edwin Drake descobre o petróleo em Tutsville, nos Estados Unidos, e só em 1961, o petróleo passa a ser a principal fonte de energia do mundo. Em paralelo a isso, apesar de a energia elétrica já ter sido descoberta anteriormente, ela só passou, de fato, a ser comercializada e utilizada para o bem-estar da população em 1882, quando Thomas Edison construiu a primeira usina geradora em corrente contínua. Com isso, várias formas de gerar energia elétrica foram surgindo, como usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solar (Farias & Sellitto, 2011).

É apenas em 1958 que ocorre uma das primeiras utilizações de painéis solares, quando um painel de 1W é usado no satélite *Vanguard I*, a fim de alimentar seu rádio. Assim, a energia solar fotovoltaica só cresceu, até que em 1999, atingiu o marco de instalação de 1.000 MW no mundo todo (PORTAL SOLAR, 2020).

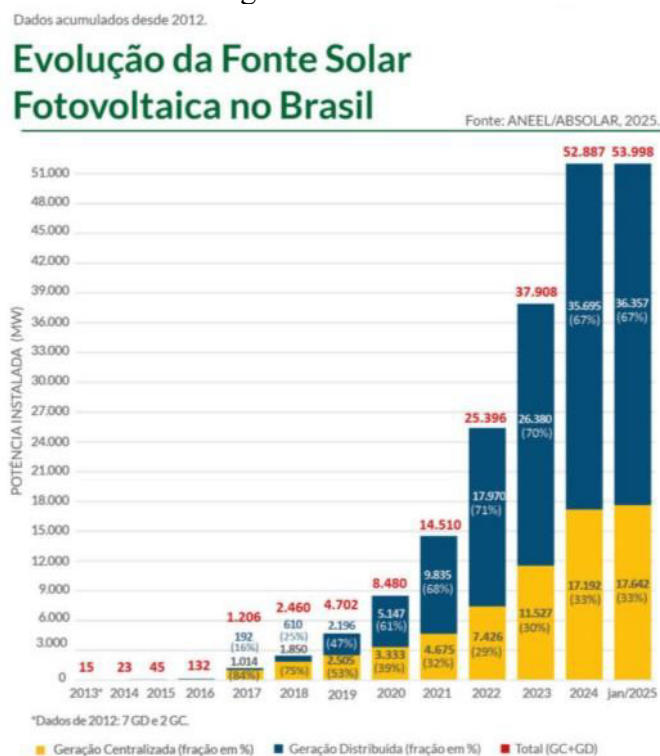
Com isso, surgiram tratados entre países de todo o mundo para se conter o aumento da emissão de gases de efeito estufa, como o Tratado de Kyoto e o Acordo de Paris. No acordo de Paris, por exemplo, o Brasil se comprometeu, até 2025, a diminuir em 37% os níveis de gases de efeito estufa datados de 2005, e 43% até 2030. Tal fato, fez com que se objetivasse alcançar a marca de 45% de energias renováveis na matriz energética nacional em 2030 (Ministério do Meio Ambiente, 2020).

Isso impulsiona o mercado da energia solar fotovoltaica, e se torna necessária uma maior especialização de profissionais do setor, bem como o desenvolvimento das tecnologias envolvidas no processo de geração solar fotovoltaica.

1.1 Motivação do trabalho

Visto que há uma necessidade cada vez maior por formas limpas de se gerar energia, o mercado de energia solar fotovoltaica só cresce, e sua capacidade instalada em solo nacional aumenta, o que demonstra a grande demanda por projetos de geração solar, conforme demonstra a Figura 1.

Figura 1 – Capacidade instalada da energia solar fotovoltaica



Fonte: (ABSOLAR, 2024)

Com isso, é necessário que as empresas de projetos de geração solar, tenham o conhecimento acerca das soluções possíveis para um projeto, e escolham a melhor entre as opções disponíveis, para o melhor custo-benefício do cliente.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo geral apresentar os resultados da análise comparativa de duas soluções de inversores (*String* e *Central Modular*) em um Complexo de Geração Fotovoltaica e um estudo de viabilidade financeira de uma usina fotovoltaica do porte da estudada nesse trabalho.

1.2.2 Objetivos específicos

Outrossim, o presente trabalho tem como objetivos específicos:

- Identificar normas de referência e demais referências bibliográficas, as quais sejam aplicáveis para o estudo em questão;

- Descrever as metodologias de trabalho envolvidas para a execução do trabalho;
- Descrever os equipamentos e definições necessários para o entendimento do leitor;
- Caracterizar tecnicamente cada inversor envolvido no estudo;
- Fazer uma análise técnica, calculando perdas, queda de tensão e seção dos cabos para cada solução;
- Realizar um estudo financeiro, e avaliar a viabilidade financeira da usina estudada;
- Apresentar uma conclusão sobre qual é a melhor solução para o parque de geração fotovoltaica do estudo, considerando as premissas do trabalho; e
- Sugerir possíveis trabalhos futuros no tema em questão.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 1, é apresentada uma contextualização geral do trabalho em questão;
- No capítulo 2, é apresentada revisão bibliográfica, que servirá de embasamento teórico sobre definições e equipamentos abordados neste estudo;
- No capítulo 3, são abordadas as metodologias de cálculo utilizadas para se chegar aos valores que servirão de base para a análise técnica e financeira;
- No capítulo 4, é feita a análise dos resultados ligados a cada solução; e
- No capítulo 5, é elaborada a conclusão do trabalho, e o levantamento de proposições de trabalhos futuros, além das bibliografias utilizadas de apoio a este trabalho de conclusão de curso.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, são desenvolvidas as bases teóricas em diferentes tópicos que fundamentam o desenvolvimento e a compreensão do presente trabalho.

2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração de energia elétrica pode ser feita de várias maneiras. Uma delas é através do aproveitamento da luz solar, através de módulos fotovoltaicos. Os módulos podem fazer esse aproveitamento da luz do sol, uma vez que são feitos de materiais semicondutores, e quando a luz do sol incide sobre o painel, os elétrons do material semicondutor entram em movimento, gerando a eletricidade. Porém, os módulos possuem como saída uma corrente elétrica contínua. E para transformá-la em corrente alternada, se faz uso do equipamento chamado inversor (PORTAL SOLAR, 2021).

A geração fotovoltaica ganha grande destaque por ser considerada limpa e sustentável, visto que se utiliza da luz do sol para gerar eletricidade, a qual é um bem inesgotável, o que colabora para a diminuição da utilização de formas de geração que emitem poluentes, como já foi abordado. Além disso, é possível se construir usinas de geração fotovoltaica dos mais diversos tamanhos, desde sendo instalado em casas a grandes terrenos. Isso colabora para haver uma maior quantidade de agentes interessados na utilização dessa forma de energia (PORTAL SOLAR, 2021).

Com isso, há duas categorias de geração. A Geração Distribuída, a qual é aquela presente, na sua maioria, nos telhados residenciais e em pequenos lotes, possuindo uma potência instalada de até 3 MW para fontes não despacháveis e 5 MW para fontes despacháveis; e a Geração Centralizada, a qual é instalada em grandes terrenos, possuindo uma potência instalada acima de 5MW (ABSOLAR, 2025) (ANEEL, 2023).

2.1.1 *Geração Distribuída*

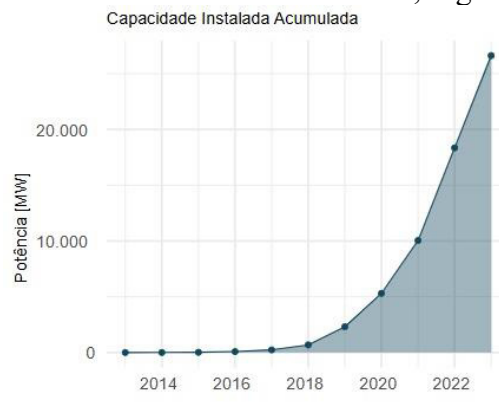
Como foi citado no tópico anterior, a Geração Distribuída (GD) é aquela com uma capacidade instalada de até 3 MW, para fontes não despacháveis que é o caso da maioria das instalações fotovoltaicas residenciais, sendo mais utilizada no telhado de casa e comércios, além de também poder ser visto em pequenos lotes (ANEEL, 2023).

A GD possui três modalidades principais.

- Geração junto à carga: é o caso mais utilizado no Brasil, no qual a geração é feita no próprio local onde será consumido, como nas residências e comércios;(ANEEL, 2021)
- Autoconsumo remoto: Essa é a segunda modalidade mais utilizada, na qual a geração é feita em um local, e o consumo é feito em um local diferente. Porém, é necessário que o imóvel onde ocorre a geração e o imóvel que consumirá a energia, tenham a mesma pessoa física ou jurídica como proprietário, além de as duas localidades estarem dentro da área de concessão da mesma distribuidora; (ANEEL, 2021)
- Geração compartilhada: Nessa modalidade, dois ou mais agentes fazem um consórcio, e é instalada uma usina de geração sob a titularidade desse consórcio, em uma localidade diferente das unidades consumidoras participantes. E tanto os membros do consórcio, quanto a localização da geração deve estar em áreas de permissão da mesma distribuidora; (ANEEL, 2021)
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: Utilizado em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, como condomínios residenciais ou comerciais. Nessa modalidade, é feita a instalação da geração fotovoltaica na mesma área do empreendimento, e ela, geralmente, serve para abastecer as áreas comuns, podendo, às vezes, contribuir para a geração de créditos de cada unidade consumidora. (ANEEL, 2021)

Além disso, a geração distribuída cresce a cada ano, e isso é evidenciado através do gráfico presente na Figura 2.

Figura 2 – Dados de geração distribuída no Brasil até 2023, segundo EPE.



Fonte: (EPE, 2023)

2.1.2 Geração Centralizada

Geração Centralizada é a usina centralizada fotovoltaica com potência instalada superior a 3 MW, e as usinas de geração centralizada fotovoltaica são localizadas em terrenos de grande extensão, e com os módulos fotovoltaicos instalados junto ao solo, seja através de perfis fixos ou por *trackers* que aumentam a produção de energia, como ilustram as Figuras 3 e 4 (ABSOLAR 2025).

Figura 3 – Exemplo de módulos fotovoltaicos instalados ao solo em perfis fixos.



Fonte: (CANAL SOLAR, 2023)

Figura 4 – Exemplo de módulos fotovoltaicos instalados ao solo em *trackers*.

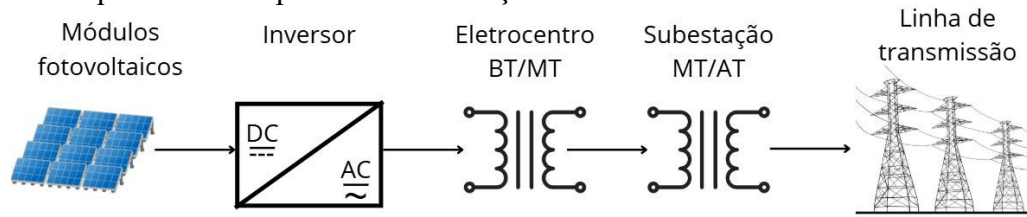


Fonte: (CANAL SOLAR, 2023)

Além disso, a estrutura da geração centralizada é baseada no bloco onde há os módulos fotovoltaicos, os quais são colocados sobre os perfis fixos ou *trackers* como já foi abordado no parágrafo anterior, e os cabos de baixa tensão que interligam esse primeiro bloco de baixa tensão (geralmente de 800 V) ao eletrocentro, no qual se localiza o transformador elevador, onde o secundário desse transformador é em média tensão (geralmente 34,5 kV). Com isso saem os cabos de média tensão dos eletrocentros, que vão interligar uma determinada quantidade de eletrocentros entre si formando circuitos de média tensão. A partir disso, é formada a Rede Coletora do parque fotovoltaico, a qual seguirá até a subestação coletora, que será o último “bloco”. A partir daí, sai a linha de transmissão que liga a usina a uma subestação

da Rede Básica e por consequência, aos consumidores. Um esquema simplificado, através da Figura 5, ilustra o que foi explanado acima.

Figura 5 – Esquemático simplificado da Geração Centralizada Fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

A energia produzida por essa modalidade de geração é vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, a compra de energia é feita pelas distribuidoras, e os contratos geralmente possuem maiores prazos e menor flexibilidade de ajustes, com as tarifas sendo reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Já no ACL, há uma negociação direta entre gerador e consumidor (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).

2.2 Equipamentos e definições

Nesta seção são apresentados os principais equipamentos de uma usina de geração fotovoltaica centralizada, e que possuem maior importância para o entendimento básico do presente estudo.

2.2.1 Módulo Fotovoltaico

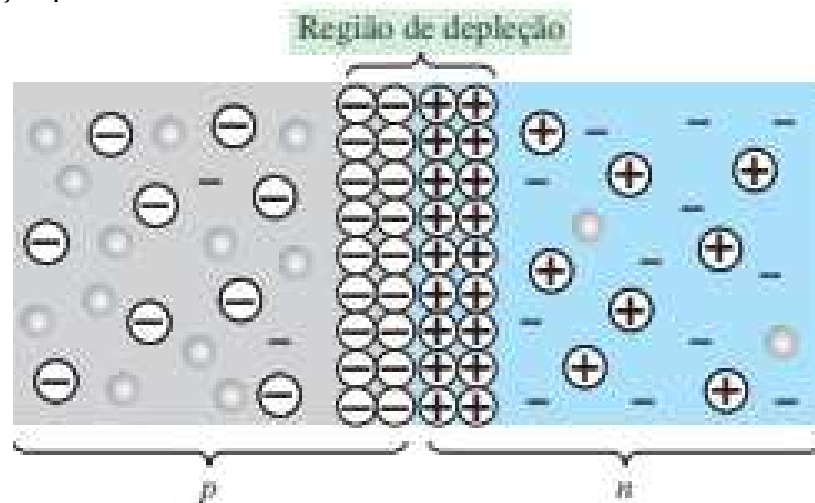
O módulo fotovoltaico converte a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, o qual ocorre devido à presença de materiais semicondutores na face do painel fotovoltaico, que são capazes de absorver a energia proveniente dos fótons, e com isso, excitar o elétron na banda de valência dos elementos (mais comumente o silício) que formam o módulo, assim gerando elétrons livres, condição essa favorável ao surgimento de corrente elétrica, ilustrada na Figura 7. Vale ressaltar, que a banda de valência é a última camada do elemento preenchida por um ou mais elétrons. Porém, caso não haja um caminho condutor para o elétron seguir, ele apenas voltaria da camada de valência para aquela, a qual ele já estava estabelecido, liberando a energia absorvida na forma de luz (Zilles & Macêdo Wilson, 2012).

Com isso, para se aproveitar esse efeito, com o propósito de gerar energia elétrica, são adicionados materiais dopantes ao semicondutor. O primeiro é um elemento trivalente, que

é aquele com três elétrons livres para formar ligações químicas, que pode ser o boro, por exemplo, levando a uma deficiência de elétrons, denominada lacuna. Com isso, é formada a camada p, com carga positiva. O segundo material é um elemento pentavalente, como o fósforo, levando a um excesso de elétrons, e a formação de uma camada negativa, denominada do tipo n (Zilles & Macêdo Wilson, 2012).

Com isso, há uma tendência de que elétrons da camada n vão em direção à camada p, deixando um íon positivo do lado n, enquanto há, também, uma tendência de que lacunas saiam da camada p para a n, formando íons negativos no lado da camada p. Como resultado disso, é formada a região de depleção, como é mostrado na Figura 6.

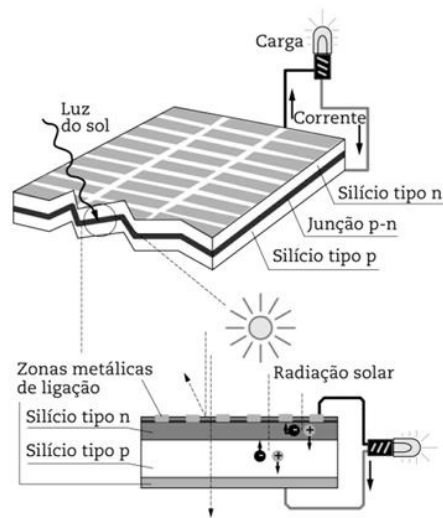
Figura 6 – Junção p-n de um material semiconductor.



Fonte: (Ferreira Alves & Boylestad Louis Nashelsky, 2013)

Na situação da Figura 6, o semiconductor está em um estado de equilíbrio, e quando há incidência de luz sobre o material, a energia dos fótons é absorvida pelos elétrons, elevando para a camada de condução, formando pares elétron-lacuna. Os elétrons são atraídos para a camada n, enquanto as lacunas são atraídas pela camada p. Isso gera um acúmulo de cargas em cada camada, e uma consequente diferença de potencial. Portanto, ao conectar condutores em cada lado, surge uma corrente elétrica que só cessa quando há falta de incidência de luz (Zilles & Macêdo Wilson, 2012).

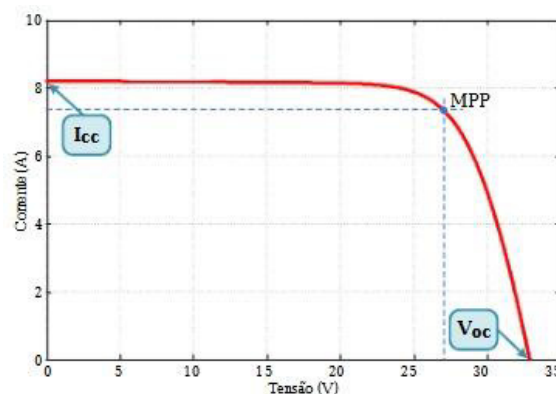
Figura 7 – Processo de conversão fotovoltaica.



Fonte: (Zilles & Macêdo Wilson, 2012)

Além desse viés, os módulos fotovoltaicos possuem características elétricas importantes, e para entender o funcionamento desse equipamento, é necessário entender a curva I-V do módulo, apresentada na Figura 8, a qual apresenta o comportamento da corrente elétrica com base na tensão nos terminais do módulo fotovoltaico.

Figura 8 – Curva IV de um módulo fotovoltaico



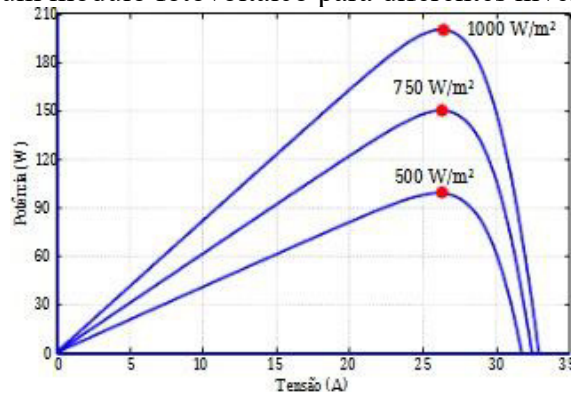
Fonte: (De Brito et al., 2010)

Pode-se notar alguns pontos principais do gráfico apresentado na figura 8. Primeiramente, o ponto $(0, I_{SC})$ representa quando há a presença da corrente de curto-circuito (cujo valor é o mesmo de I_{SC}) do módulo, ao haver um curto-circuito entre seus terminais (tensão igual a 0). Segundamente, o ponto $(V_{OC}, 0)$ representa o comportamento de quando os terminais do módulo estão abertos e a tensão entre seus terminais possui o mesmo valor de V_{OC} , e não há corrente elétrica. O outro ponto importante é o localizado em (V_{mp}, I_{mp}) que é o ponto de maior potência do módulo fotovoltaico. Esse ponto de máxima potência é de extrema

importância para a geração fotovoltaica, visto que é de interesse dos proprietários que os módulos gerem em sua máxima potência, assim gerando mais energia, e para que isso aconteça, os inversores, equipamentos que serão abordados posteriormente, possuem uma funcionalidade de rastreamento desse ponto de máxima potência dos módulos, para que os módulos fotovoltaicos sempre operem na sua máxima potência.

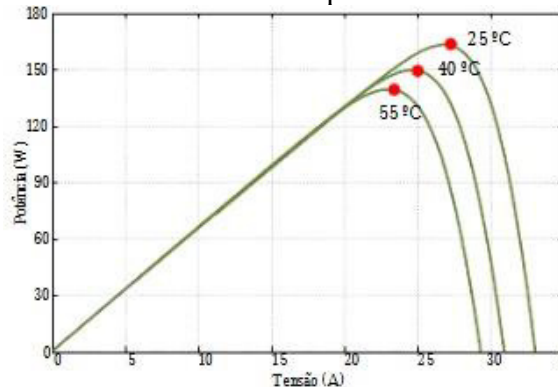
Em adição, existem alguns fatores que alteram as características elétricas dos módulos, como temperatura ambiente e irradiância solar. Portanto, a depender desses aspectos, o comportamento do módulo fotovoltaico vai mudar conforme as curvas de potência por tensão apresentadas nas figuras 9 e 10. A partir desses gráficos é possível notar que o desempenho dos módulos é beneficiado pelo aumento da irradiância local e prejudicado pelo aumento da temperatura. Na Figura 9, é demonstrado como a potência de um módulo fotovoltaico cresce, para um mesmo nível de tensão, quando a irradiância local aumenta (De Brito et al., 2010).

Figura 9 – Curva PV de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de radiação solar.



Fonte: (De Brito et al., 2010)

Figura 10 – Curva PV de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de temperatura: 25 °C, 40 °C e 55 °C. As curvas mostram que a potência aumenta com a tensão até um ponto máximo e depois diminui. O pico de potência diminui com o aumento da temperatura.



Fonte: (De Brito et al., 2010)

Por fim, uma importante definição é o que significa o termo *string*, a qual é a

associação em série ou paralelo de módulos fotovoltaicos. A partir da associação em série, a *string* possui uma tensão igual à soma das tensões presentes nos terminais de cada módulo fotovoltaico, e uma corrente elétrica igual à de um único módulo. Já para a associação em paralelo, a tensão é igual à de um único módulo, e as correntes elétricas de cada módulo fotovoltaico se somam.

2.2.2 Tipos de células fotovoltaicas

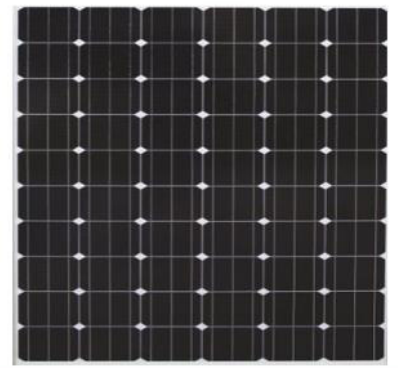
Nesta seção são abordadas características de alguns dos principais tipos de células fotovoltaicas.

2.2.2.1 Silício monocristalino

Essas células, as quais compõem o módulo fotovoltaico ilustrado na Figura 11, são produzidas através de um processo, no qual são produzidos lingotes cilíndricos, os quais são cortados nas suas 4 (quatro) faces, resultando nos “discos” de silício, sendo isso feito, principalmente, para se obter menores custos de produção.

Pelo fato de as células monocristalinas serem produzidas com um silício de alta qualidade e pureza, essas células possuem uma maior eficiência, entre 15% e 20%, o que garante um menor número de painéis solares para se atingir um determinado valor de potência (Mariprasath et al., 2023).

Figura 11 – Módulo fotovoltaico monocristalino.



Fonte: (Mariprasath et al., 2023)

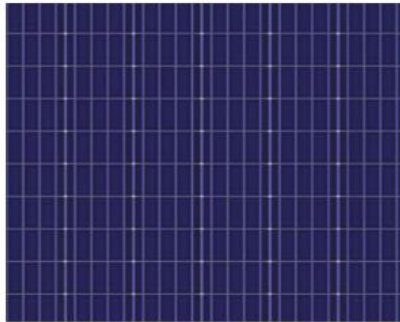
2.2.2.2 Silício policristalino

No processo de produção desse tipo de célula fotovoltaica, a qual compõe o módulo

fotovoltaico ilustrado na Figura 12, o silício bruto é derretido e colocado em uma fôrma de fusão quadrada, e então é resfriado, e cortado em outros pedaços também quadrados (Mariprasath et al., 2023).

Além desse viés, pelo fato de as células policristalinas serem produzidas com um silício de menor e pureza que o monocristalino, os módulos fotovoltaicos feitos de silício policristalino possuem uma menor eficiência que os monocristalinos, entre 13% e 16%. Com isso, para atingir o patamar de um determinado nível de potência, é necessária uma maior área de instalação para os módulos de células de silício policristalino. Apesar disso, no processo de produção do policristalino, há menores desperdícios de silício, e um menor custo associado à fabricação (Mariprasath et al., 2023).

Figura 12 – Módulo fotovoltaico policristalino.



Fonte: (Mariprasath et al., 2023)

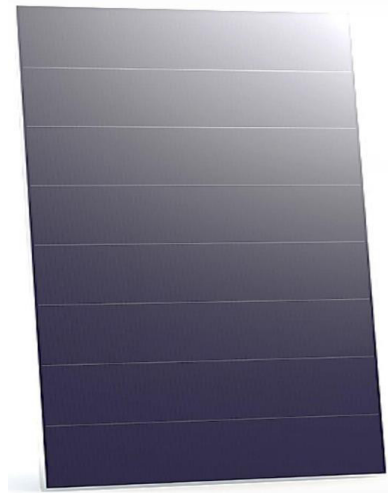
2.2.2.3 Célula solar de película fina

A produção dessas células, as quais compõem o módulo fotovoltaico ilustrado na Figura 13, é feita, basicamente, colocando uma ou mais camadas de material fotovoltaico, como silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio; seleneto de cobre e gálio; e células fotovoltaicas orgânicas, em um substrato (Mariprasath et al., 2023).

A eficiência dessas células está entre 7% e 13%. Como consequência, é necessária uma maior área para gerar a mesma energia que células cristalinas. (Mariprasath et al., 2023)

Além disso, a produção de células de película fina possui menores custos associados à sua produção. Isso possibilita uma maior produção desse tipo de tecnologia nos próximos anos, e uma possível maior procura por esses módulos, principalmente em áreas de grande extensão (Mariprasath et al., 2023).

Figura 13 – Módulo de película fina.



Fonte: (Mariprasath et al., 2023)

2.2.3 Inversor

Inversores são equipamentos com circuitos que convertem corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e possuem várias aplicações, como acionamento de motores, fontes de alimentação sem interrupção (UPS) e funcionamento de aparelhos CA a partir de baterias de automóveis. Para o estudo em questão, os inversores são utilizados de forma a converter a potência CC advinda da fonte, representada pelos módulos fotovoltaicos, em potência CA para que a energia seja conduzida, através da rede coletora, até a Subestação Coletora, que por sua vez transmite a energia até a subestação da Rede Básica, e por fim é transmitida aos clientes (Hart, 2012).

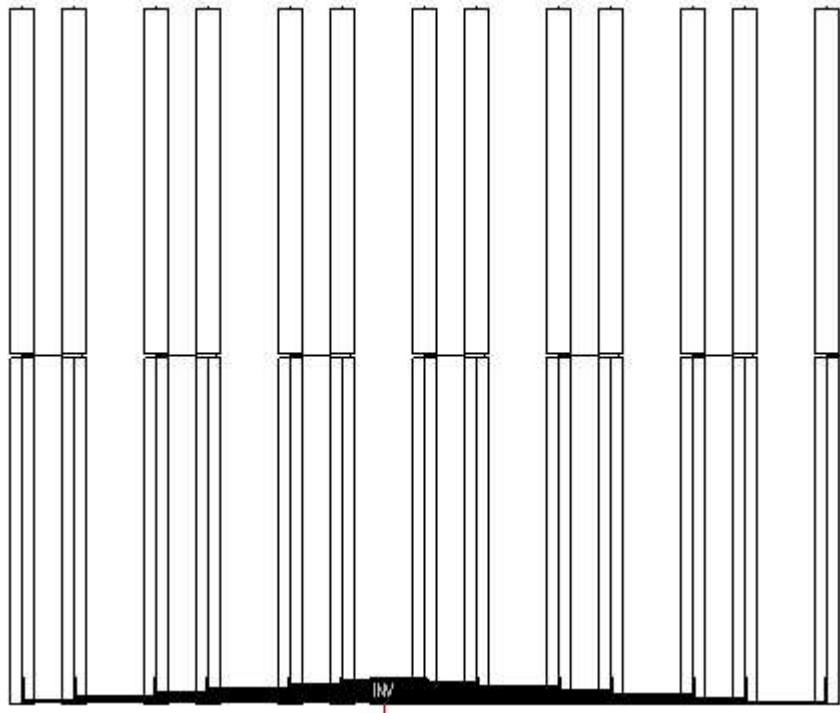
Ademais, os inversores possuem a função de MPPT (*Maximum Power Tracking*), na qual rastreia o ponto de maior potência dos módulos fotovoltaicos, seguindo o comportamento da curva da figura 8. Essa técnica é necessária de forma que o módulo sempre esteja no ponto de maior potência, visto que à medida que as condições ambientais mudam, o MPP (ponto de máxima potência) muda (CONFESSOR, 2014).

Além disso, há vários tipos de inversores, como inversores centrais, inversores modulares, inversores *string* e microinversores. Nessa seção será abordado com mais detalhes os inversores modulares e *strings*, visto que estão entre os tipos de inversor mais utilizados em instalações de Geração Centralizada, e são os que serão estudados nesse trabalho.

2.2.3.1 Inversor String

Na configuração de uma UFV (Usina fotovoltaica) com a utilização de inversores *strings*, ilustrados na Figura 16, esses equipamentos, geralmente, se localizam próximos às mesas de painéis fotovoltaicos, como está demonstrado na figura 14.

Figura 14 – Localização dos inversores *strings* com relação às mesas de módulos fotovoltaicos.

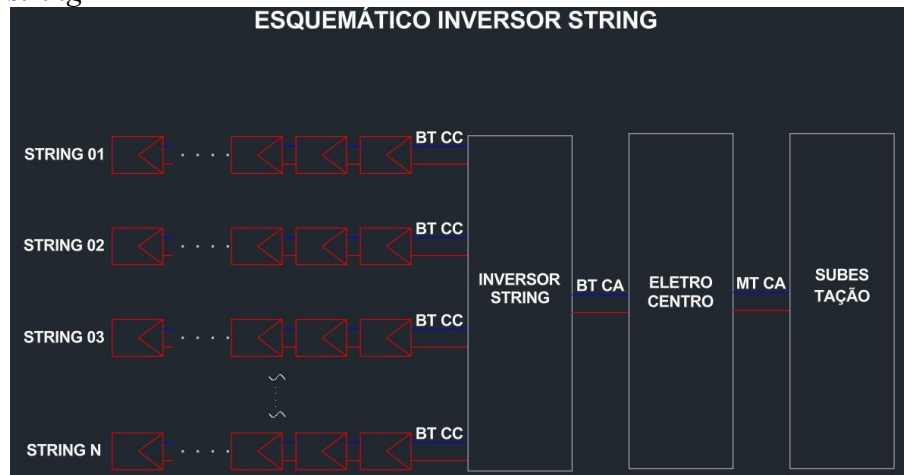


Fonte: Autoria Própria

Os próprios inversores, em sua maioria, possuem proteção de grau IP66, o que significa que os inversores possuem proteção contra poeira e jatos de água de alta pressão. Com isso, como boa prática, apenas é feito um pequeno abrigo para o inversor não ser tão exposto aos raios solares e proteger contra um possível aquecimento que possa afetar o desempenho do equipamento (BCEND, 2024).

Devido à localização mencionada dos inversores *string*, as *strings* de módulos fotovoltaicos se conectam diretamente às entradas dos inversores *string* e possuem menores trechos e perdas CC que em aplicações centralizadas. E então, um circuito CA sai dos inversores e são conduzidos até o eletrocentro, como está ilustrado no desenho da figura 15.

Figura 15 – Esquema simplificado de ligação dos equipamentos em uma UFV com utilização de inversor *string*.

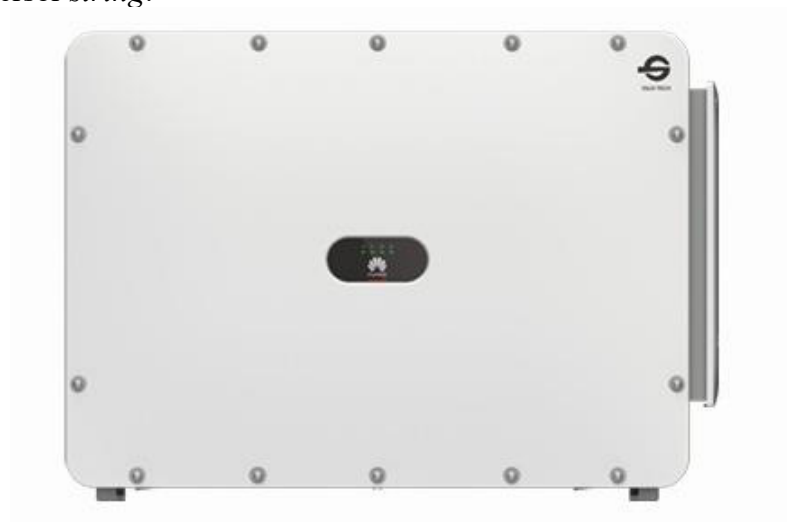


Fonte: Autoria Própria

Um importante fator de confiabilidade do sistema com inversores *strings* é o fato de que por apenas um número limitado de módulos fotovoltaicos serem conectados nos inversores, quando há um defeito nesses módulos ou no próprio inversor, apenas aquele pequeno grupo de geração é perdido, enquanto todo o resto da usina continua em operação normal. Além disso, no geral, há um melhor monitoramento das condições das *strings*, visto que poucas *strings* são conectadas em cada entrada MPPT do inversor.

Em contrapartida, como há uma quantidade significativamente maior de inversores a serem instalados, o valor de instalação referente a esses inversores é maior.

Figura 16 – Inversor *string*.



Fonte: (HUAWEI, 2023)

2.2.3.2 Inversor Central modular

Na configuração de uma UFV com a utilização de inversores modulares, ilustrados pela Figura 18, esses equipamentos se localizam nos eletrocentros, os quais são de um modelo compatível com os inversores selecionados, visto que existem eletrocentros próprios para um determinado modelo de inversor modular, onde haverá eletrocentros com quantidades específicas de inversores modulares, variando assim a potência daquele eletrocentro com base no seu modelo (que varia de acordo com quantidade de inversores presentes nele). Um exemplo, são os modelos de eletrocentros para a utilização do inversor modular SG1100UD da *Sungrow*. Abaixo, a tabela 1 sintetiza a quantidade de inversores modulares em cada modelo de eletrocentro. Além disso o modelo SG4400UD-MV é ilustrado através da Figura 19.

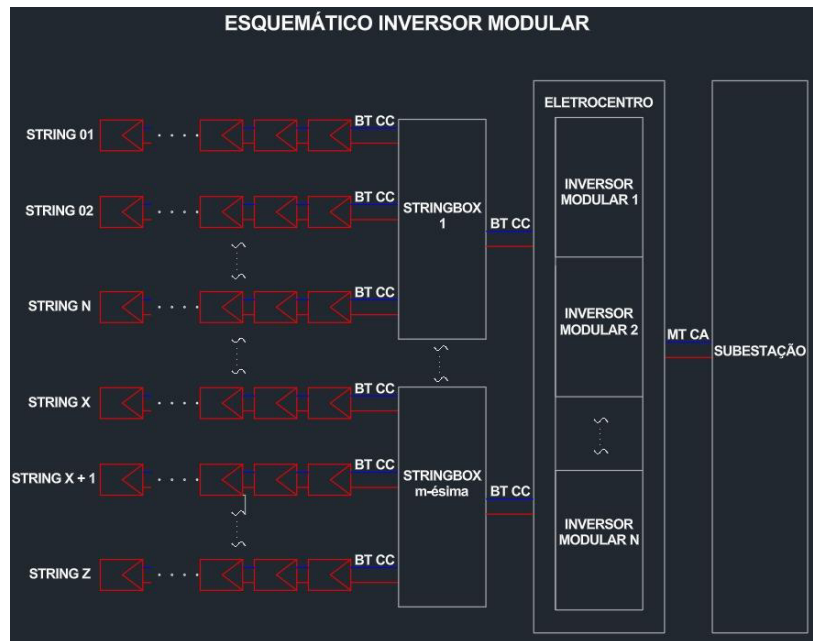
Tabela 1 – Modelos de eletrocentros para o uso de inversores modulares SG1100UD

Modelo de eletrocentro	Quantidade de inversores modulares SG1100UD
SG3300UD-MV	3
SG4400UD-MV	4
SG6600UD-MV	6
SG8800UD-MV	8

Fonte: Autoria própria

Portanto, os circuitos CA só começam a partir dos eletrocentros, enquanto na parte CC, as *strings* se conectam em uma *Stringbox*, e a saída da *Stringbox* se conecta na entrada do inversor modular, como está demonstrado na Figura 17.

Figura 17 – Esquema simplificado de ligação dos equipamentos em uma UFV com utilização de inversor central modular.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 18 – Inversor central modular.



Fonte: (SUNGROW, 2023a)

Figura 19 – Modelo de eletrocentro SG4400UD-MV, com os inversores modulares SG1100UD destacados em verde.



Fonte: (SUNGROW, 2023b)

2.2.4 Tracker

O *tracker*, também conhecido como seguidor solar, é um equipamento que permite que os painéis fotovoltaicos acompanhem o movimento do sol ao longo do dia, maximizando a captura de luz solar e a produção de energia, sendo um equipamento muito utilizado em usinas de geração centralizada (ARRAY, 2023).

De forma geral, os *trackers* serão compostos por estacas fixadas no solo, que servem para fixar e suportar todo o resto da estrutura, que são compostos por dois perfis L, ilustrados na Figura 20, que servem de apoio para o motor de corrente contínua (ARRAY, 2023).

Figura 20 – Perfil L.



Fonte: (ARRAY, 2023)

Além disso, também há as vigas de torção, as quais são agrupadas por abraçadeiras, e servem de apoio para serem colocadas as correias que recebem os módulos fotovoltaicos. Além disso, próximo ao motor também há o *Tracker Control Unit* (TCU), que tem a função de automatizar o processo de rastreamento solar e fazer com que o *tracker* siga a rota que maximize a captura de luz solar; e um módulo fotovoltaico auxiliar para alimentá-la (ARRAY, 2023).

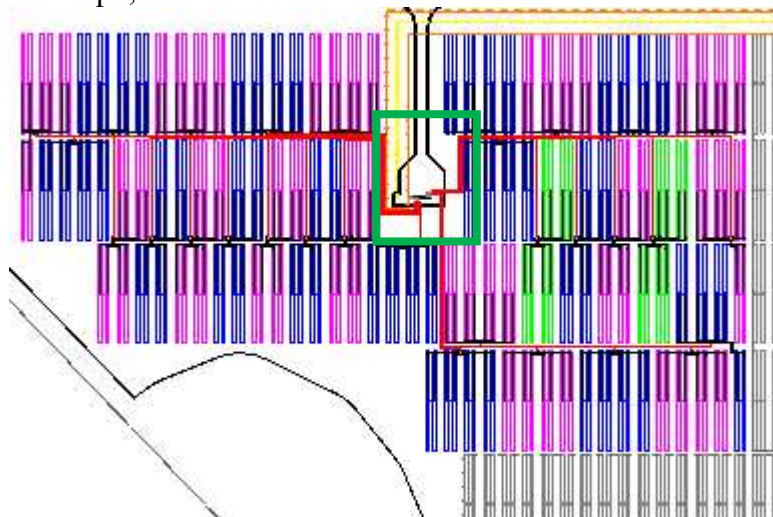
Quando um *tracker* é utilizado para comandar o movimento de mais de duas mesas, uma peça, chamada biela, é utilizada para comandar o movimento de outras duas mesas vizinhas, de forma que um motor só comande o movimento da mesa principal (onde o motor está localizado), e a mesa vizinha acompanhe o movimento com base no acoplamento da biela (ARRAY, 2023).

Além disso, os *trackers* podem ser classificados, principalmente, quanto ao número de eixos e tipo de estrutura (ARRAY, 2023).

2.2.5 Eletrocentro

Eletrocentro é uma unidade de transformação, proteção e monitoramento, na qual contém transformadores de potência elevadores, de forma a distribuir a energia em média tensão através da rede coletora e diminuir a magnitude das correntes elétricas associadas. Os circuitos de entrada nas cabines são os circuitos de baixa tensão. Na figura 21 há a representação disso, com os circuitos de baixa tensão de corrente contínua (BT CC) representados na cor rosa, enquanto que o de baixa tensão de corrente alternada (BT CA) está em vermelho, e em amarelo o circuito MT que sai do eletrocentro e compõe a rede coletora.

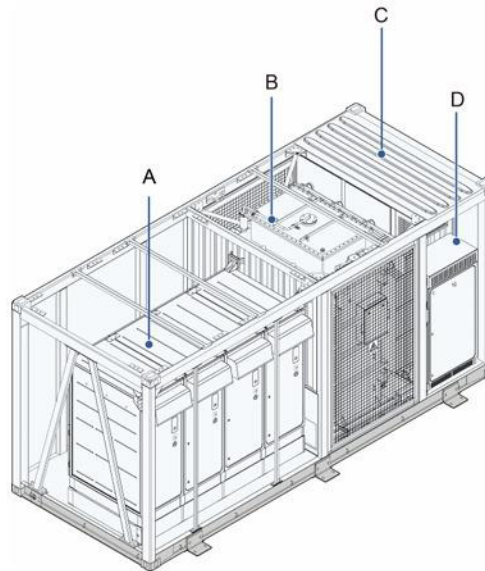
Figura 21 – Eletrocampo, e o eletrocentro destacado em verde.



Fonte: Autoria própria

Nas cabines de proteção e medição há chaves seccionadoras, disjuntores, e transformadores de potencial e de corrente de forma a medirem os valores de tensão e corrente. E na Figura 22 se observa mais claramente a localização de cada cabine no eletrocentro (Rocha Gesualdi1, n.d.).

Figura 22 – Eletrocentro SG4400UD-MV.

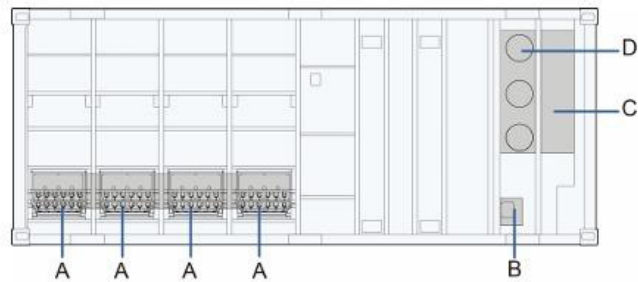


Fonte: (SUNGROW, 2024)

Na figura 22, pode-se ver o desenho do eletrocentro SG4400UD-MV, no qual o ponto A indica o local onde os inversores modulares se localizam, em B está localizado o transformador elevador que converte a baixa tensão em média tensão, em C tem a RMU (*Ring Main Unit*) que é o cubículo, no qual é conectado o transformador à rede de média tensão e onde estão os cabos de saída do eletrocentro, e em D há a cabine de distribuição, onde há resto da fiação (comunicação e aterramento por exemplo).

Os eletrocentros ficam ao tempo, e os cabos CC de baixa tensão se conectam ao eletrocentro subterraneamente, como é visto na Figura 23, no ponto A. Além disso, os circuitos MT (média tensão) de saída também saem subterraneamente pelo ponto C da Figura 23, e dependendo do tipo de rede coletora utilizada (subterrânea ou aérea), ele segue enterrado ou faz uma transição para um poste, onde há uma rede aérea.

Figura 23 – Visão da base do eletrocentro SG4400UD-MV.



Fonte: (SUNGROW, 2024)

2.2.6 Eletrocampo

Eletrocampo é o termo que se refere a todo o conjunto de módulos fotovoltaicos e suas conexões, *trackers* e eletrocentro associado a esses equipamentos citados. O conjunto de eletrocampos específicos forma uma Central de Geração Fotovoltaica.

2.2.7 Rede Coletora

Rede Coletora é toda a rede de distribuição em média tensão de dentro do parque. Essa rede pode ser tanto aérea quanto subterrânea. Para cada solução há prós e contras.

A rede aérea fornece um menor custo de implementação; possui uma manutenção mais fácil, devido ao fato de os cabos estarem visíveis ao operador e serem de mais fácil acesso. Porém, a rede aérea possui uma maior exposição a agentes externos, como tempestades e quedas de árvores, o que faz com que também seja necessário maior monitoramento acerca do estado das estruturas (postes) e dos circuitos.

Já a rede subterrânea é mais cara, principalmente por conta do maquinário necessário e pela movimentação de terra, além de possuir uma manutenção e identificação de defeitos mais difíceis, devido aos cabos não estarem visíveis. Já como vantagens, a rede subterrânea possui uma maior proteção pelo fato de os cabos não estarem expostos, e como consequência possuir menor necessidade de manutenção.

3 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento do estudo é necessário ter conhecimentos sobre como as *strings* são configuradas e conectadas aos inversores para cada tipo de inversor utilizado. Ademais, são apresentados os métodos de dimensionamento dos cabos de média e baixa tensão que irão compor os circuitos da usina fotovoltaica, além de apresentar os métodos de cálculos financeiros utilizados para analisar a viabilidade do projeto.

3.1 Etapas para desenvolvimento do trabalho

O trabalho possui algumas etapas principais a serem realizadas, e estão listadas abaixo:

1. Definição da usina fotovoltaica a ser estudada;
2. Definição dos modelos de cada equipamento;
3. Elaboração dos traçados dos circuitos, através do *software* AutoCAD, de forma a se conseguir os comprimentos de rede elétrica;
4. Dimensionamento dos cabos de baixa e média tensão;
5. Elaboração da lista de materiais, de forma a compor o CAPEX do projeto;
6. Elaboração do OPEX;
7. Simulação de cada configuração e obtenção dos dados de geração a cada ano;
8. Análise financeira e técnica, com base nos cálculos feitos anteriormente.

As ferramentas utilizadas no auxílio das atividades acima estão listadas abaixo:

1. AutoCAD;
2. Excel;
3. PVSyst.

3.2 Estudo de casos

A usina de geração fotovoltaica utilizada nesse estudo de caso, a qual é localizada no estado do Ceará, é composta de 5 (cinco) centrais de geração fotovoltaica (CGF) com potência total de 212,5 MWp e 171,2 MW para o caso com inversor *string*, e 169,4 MW para o caso com inversor central modular.

A usina fotovoltaica em estudo é composta de:

- 366.392 módulos Jinko JKM580N-72HL4-BDV com potência nominal de

580 Wp, divididos em *strings* de 26 painéis;

- 14.092 *trackers*, modelo STI-H250 do fabricante STi Norland;
- Para o caso 1, foi utilizado inversores *string*, modelo SUN2000-330KTL-H1, de 330 KVA, da fabricante *Huawei*; e o modelo SG1100UD de 1,1 MVA, da fabricante *Sungrow*, para o caso 2, onde o inversor modular central é utilizado;
- Estações de transformação JUPITER-9000K-H1, JUPITER-6000K-H1 e JUPITER-3000K-H1, os quais se conectam até 30, 22 e 11 inversores SUN2000-330KTL-H1 respectivamente, foram utilizadas para a configuração com inversores *string*; modelos SG8800UD-MV, SG6600UD-MV e SG3300UD-MV, os quais possuem até 8 (oito), 6 (seis) e 3 (três) inversores SG1100UD respectivamente, para o caso com inversor modular central.

3.2.1 Caso 1 – Solução com inversor *string*

Como já foi abordado anteriormente, na solução com inversor *string*, serão utilizados os eletrocentros dos modelos JUPITER-9000K-H1, JUPITER-6000K-H1 e JUPITER-3000K-H1. Eles serão denominados EC1, EC2 e EC3, respectivamente, para a configuração em questão.

Ao EC1 serão conectados 30 inversores *strings*; ao EC2 serão 22; e ao EC3 estarão conectados 8 inversores.

Além desse viés, a cada SUN2000-330KTL-H1 são conectadas até 26 *strings* de módulos fotovoltaicos.

Com isso, as tabelas 2 e 3 sintetizam como as Centrais de Geração Fotovoltaica ficaram organizadas.

Tabela 2 – Quantidade de equipamentos e eletrocâmpo típicos para as CGFs com a configuração inversor *string*.

CENTRAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAIA (CGF)	QUANT. DE MÓDULOS	QUANT. DE STRINGS	QUANT. DE TRACKERS	QUANT. DE INVERSORES STRING (SUN-2000-330KTL-H1)	QUANT. DE ELETROCÂMPOS		
					EC1	EC2	EC3
CGF I	90584 unid	3484 unid	871 unid	134 unid	1 unid	4 unid	2 unid
CGF II	59488 unid	2288 unid	572 unid	90 unid	1 unid	2 unid	2 unid
CGF III	90584 unid	3484 unid	871 unid	134 unid	1 unid	4 unid	2 unid
CGF IV	59488 unid	2288 unid	572 unid	90 unid	1 unid	2 unid	2 unid
CGF V	66248 unid	2548 unid	637 unid	98 unid	2 unid	1 unid	2 unid
TOTAL DO COMPLEXO	366392 unid	14092 unid	3523 unid	546 unid	6 unid	13 unid	10 unid

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3 – Potência, Fator de Potência e relação CC/CA para as CGFs com a configuração inversor *string*.

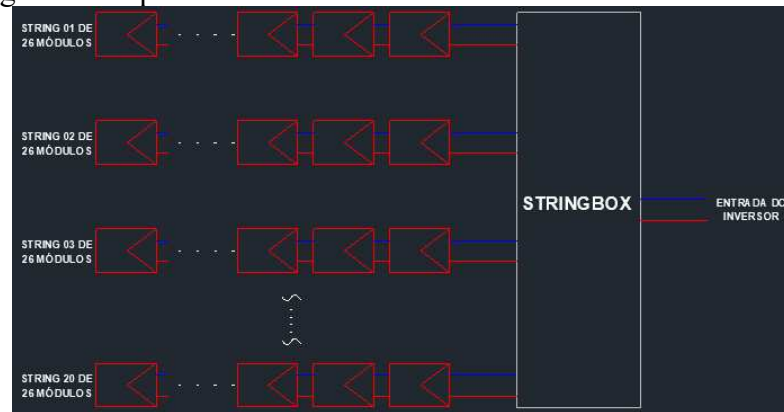
CENTRAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAIA (CGF)	POTÊNCIA CC (MW _p)	POTÊNCIA CA (MVA)	FP	POTÊNCIA CA (MW)	Ratio DC/AC [%]
CGF I	52,539 MW _{cc}	44,22 MVA	0,95	42,009 MW	125%
CGF II	34,503 MW _{cc}	29,70 MVA		28,215 MW	122%
CGF III	52,539 MW _{cc}	44,22 MVA		42,009 MW	125%
CGF IV	34,503 MW _{cc}	29,70 MVA		28,215 MW	122%
CGF V	38,424 MW _{cc}	32,34 MVA		30,723 MW	125%
TOTAL DO COMPLEXO	212,5 MW_{cc}	180,2 MVA		171,2 MW	

Fonte: Autoria própria.

3.2.2 Caso 2 – Solução com inversor central modular

Na configuração da planta fotovoltaica para o caso 2, até 20 *strings* de módulos fotovoltaicos se conectam a uma *Stringbox*, que dela sai um cabo mais robusto que se liga a um dos terminais de entrada do inversor modular, conforme está representado no diagrama simplificado abaixo. E visto que o SG1100UD possui 5 entradas, até 100 *strings* são utilizadas por inversor.

Figura 24 – Diagrama Simplificado do trecho módulo – inversor.



Fonte: Autoria Própria

Além disso, os eletrocâmpo típicos nomeados EC1, EC2 e EC3 são aqueles que possuem 6 (seis), 8 (oito) e 3 (três) inversores modulares SG1100UD em seus eletrocentros respectivamente. Dessa forma, as informações de cada CGF são sintetizadas, conforme está nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4 – Quantidade de equipamentos e eletrocâmpo típicos para as CGFs com a configuração inversor modular central.

CENTRAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAIA (CGF)	QUANT. DE MÓDULOS	QUANT. DE STRINGS	QUANT. DE TRACKERS	QUANT. DE INVERSORES MODULARES (SG1100UD)	QUANT. DE ELETROCAMPOS		
					EC1	EC2	EC3
CGF I	90584 unid	3484 unid	871 unid	39 unid	6 unid	0 unid	1 unid
CGF II	59488 unid	2288 unid	572 unid	24 unid	3 unid	0 unid	2 unid
CGF III	90584 unid	3484 unid	871 unid	39 unid	6 unid	0 unid	1 unid
CGF IV	59488 unid	2288 unid	572 unid	24 unid	3 unid	0 unid	2 unid
CGF V	66248 unid	2548 unid	637 unid	28 unid	1 unid	2 unid	2 unid
TOTAL DO COMPLEXO	366392 unid	14092 unid	3523 unid	154 unid	19 unid	2 unid	8 unid

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5 – Potência, Fator de Potência e relação CC/CA para as CGFs com a configuração inversor modular central.

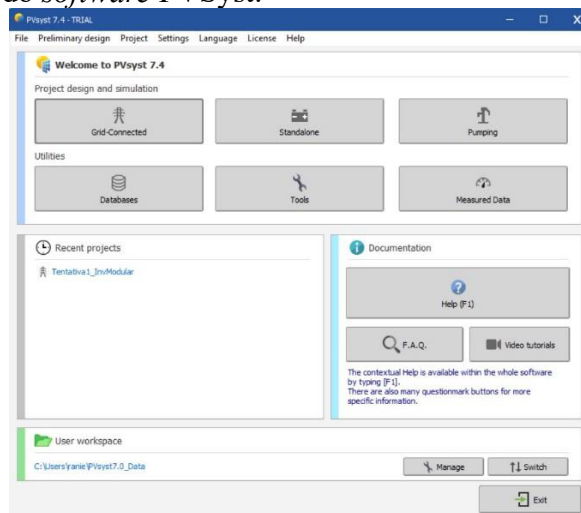
CENTRAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA (CGF)	POTÊNCIA CC (MW _{cc})	POTÊNCIA CA (MVA)	FP	POTÊNCIA CA (MW)	Ratio DC/AC [%]
CGF I	52,539 MW _{cc}	42,90 MVA	1,00	42,90 MW	122%
CGF II	34,503 MW _{cc}	26,40 MVA		26,40 MW	131%
CGF III	52,539 MW _{cc}	42,90 MVA		42,90 MW	122%
CGF IV	34,503 MW _{cc}	26,40 MVA		26,40 MW	131%
CGF V	38,424 MW _{cc}	30,80 MVA		30,80 MW	125%
TOTAL DO COMPLEXO	212,5 MW_{cc}	169,4 MVA		169,4 MW	

Fonte: Autoria própria.

3.3 Simulação de geração

Para a simulação de geração dos sistemas estudados, foi utilizada a versão 7.4 do *software* PVSyst. E a partir da aba “Grid-Connected”, demonstrada na figura 25, o sistema fotovoltaico é configurado.

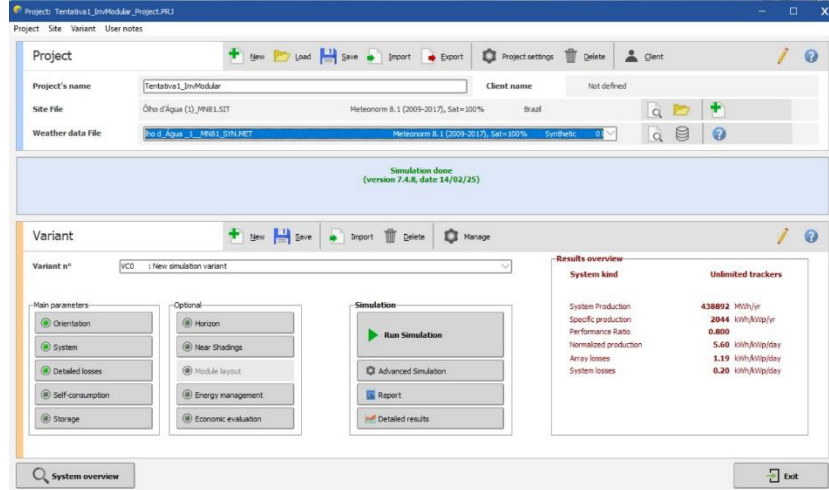
Figura 25 – Tela inicial do *software* PVSyst.



Fonte: PVSYST V7.4, 2025.

Ao acessar a aba “Grid-Connected”, o usuário é levado à tela demonstrada na figura 26. Nessa seção, os dados de entrada da simulação são escolhidos, como nome do projeto e localização do empreendimento; em “System”, são escolhidos os modelos e quantidades de módulos fotovoltaicos, além do número de inversores por *string*.

Figura 26 – Tela de configuração do sistema fotovoltaico do *software* PVSyst.



Fonte: PVSYST V7.4, 2025.

A partir disso, o sistema é simulado, fornecendo um relatório de geração e perdas do sistema fotovoltaico, que servem de dado de entrada para o cálculo da viabilidade financeira do projeto.

3.4 Layout do Empreendimento

Nesta seção é explicado como as usinas são configuradas para cada caso, demonstrando quais os trechos existentes e suas características, além da demonstração de arranjos típicos, os quais são importantes conceitos para que se contabilize e dimensione o parque fotovoltaico com mais agilidade.

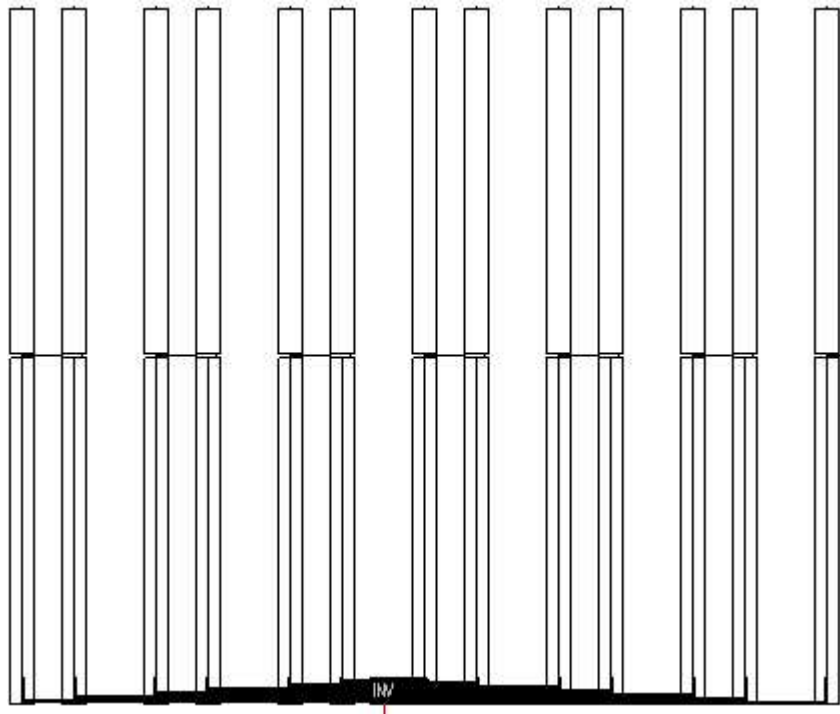
3.4.1 Caso 1

O layout do empreendimento é definido, basicamente, pela distribuição dos *trackers*, módulos fotovoltaicos e vias de acesso pelo terreno. Os *trackers*, módulos fotovoltaicos e inversores *string*, juntamente com os cabos de baixa tensão formam o bloco de baixa tensão da usina fotovoltaica. A partir disso, são contabilizados os comprimentos de cada trecho da rede BT CC e BT CA. Para isso, os arranjos de baixa tensão CC são formados de forma que houvesse três padrões de arranjos típicos, os quais são nomeados de “6.5H”, “5.5H 1V” e “4.5H 2V”.

Esses arranjos típicos estão demonstrados nas figuras 27 a 29, e representam o

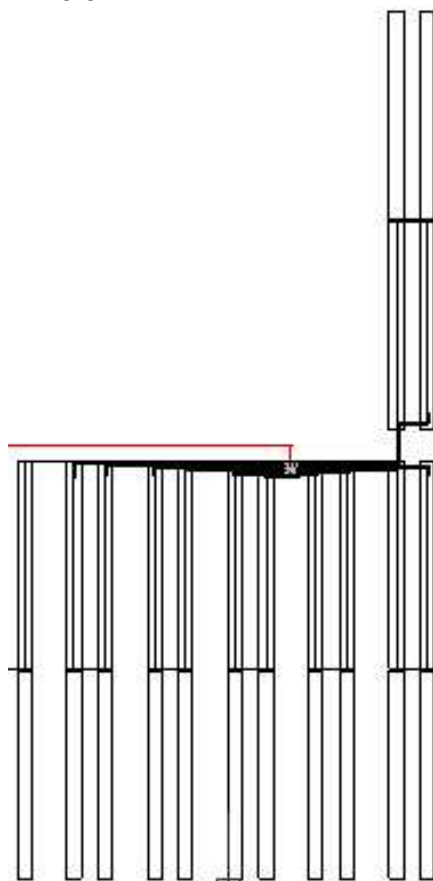
agrupamento de módulos fotovoltaicos que se ligam a um mesmo inversor, além de haver os cabos BT CC representados em rosa, o traçado em vermelho que representa o cabo BT CA de saída do inversor *string*, além do próprio inversor *string*. Além disso, os arranjos típicos servem para que se possa contabilizar, de forma mais fácil, as perdas CC e quantidade de cabos CC em todo o parque, uma vez que só é necessário realizar a análise dos três arranjos e replicar os resultados a todo o resto do parque de geração fotovoltaica.

Figura 27 – Arranjo típico BT CC 6.5H.



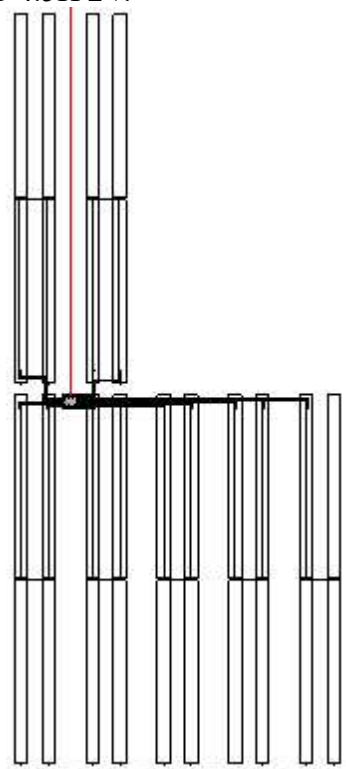
Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – Arranjo típico BT CC 5.5H 1V.



Fonte: Autoria própria

Figura 29 – Arranjo típico BT CC 4.5H 2V.



Fonte: Autoria própria

Para o layout do parque de geração fotovoltaica em questão, conta-se quantos arranjos típicos existem em cada eletrocentro típico, e então é elaborada a tabela 6, na qual informa a quantidade de cada arranjo por eletrocentro típico.

Tabela 6 – Quantidade de arranjos de baixa tensão (BT) típicos por eletrocentro típico

	6.5H	5.5H 1V	4.5H 2V
EC1	30 unid	0 unid	0 unid
EC2	13 unid	4 unid	5 unid
EC3	5 unid	1 unid	2 unid

Fonte: Autoria própria.

Após isso, são estruturados os eletrocentros, os quais possuem vários equipamentos, entre eles o transformador elevador que irá transformar a baixa tensão para média tensão.

Com isso, os eletrocentros são agrupados em grupos, através da Rede Coletora do parque, de forma que circuitos de MT sejam criados, e esses cheguem na Subestação Coletora. E a partir da Subestação (SE) coletora, sai a Linha de Transmissão que conectará o parque a uma Subestação da rede básica, que permite que toda a energia produzida no Complexo Fotovoltaico seja distribuída pelo Sistema Interligado Nacional.

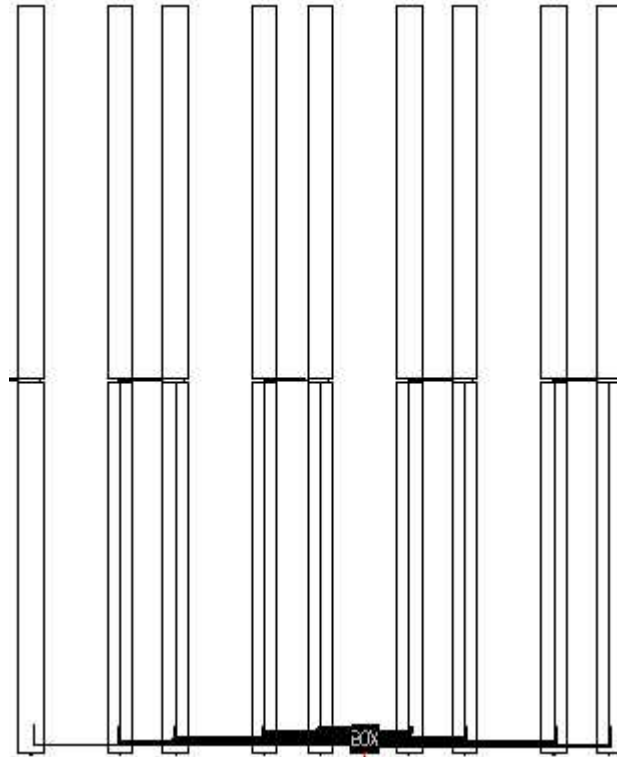
3.4.2 Caso 2

Assim como no layout do caso com inversor *string*, o layout do empreendimento para a configuração com inversor central modular é definido, basicamente, pela distribuição dos *trackers*, módulos fotovoltaicos e vias de acesso pelo terreno. Os *trackers*, módulos fotovoltaicos e *Stringbox*'s, juntamente com os cabos de baixa tensão formam o bloco de baixa tensão da usina fotovoltaica. A partir disso, são contabilizados os comprimentos de cada trecho da rede BT CC. Para isso, os arranjos de baixa tensão CC são formados de forma que houvesse quatro padrões de arranjos típicos, os quais são nomeados de “AR1”, “AR2”, “AR3” e “AR4”, no qual AR1 é o arranjo em que 17 *strings* são conectadas a uma mesma *Stringbox*, AR2 é o arranjo em que 18 *strings* são conectadas a uma mesma *Stringbox*, AR3 é o arranjo em que 19 *strings* são conectadas a uma mesma *Stringbox*, e AR4 é o arranjo em que 20 *strings* são conectadas a uma mesma *Stringbox*.

Esses arranjos típicos estão demonstrados nas Figuras 30 a 33, e representam o agrupamento de módulos fotovoltaicos que se ligam a uma mesma *Stringbox*, além de haver os cabos BT CC representados em rosa, o traçado em vermelho que representa o cabo BT CC mais

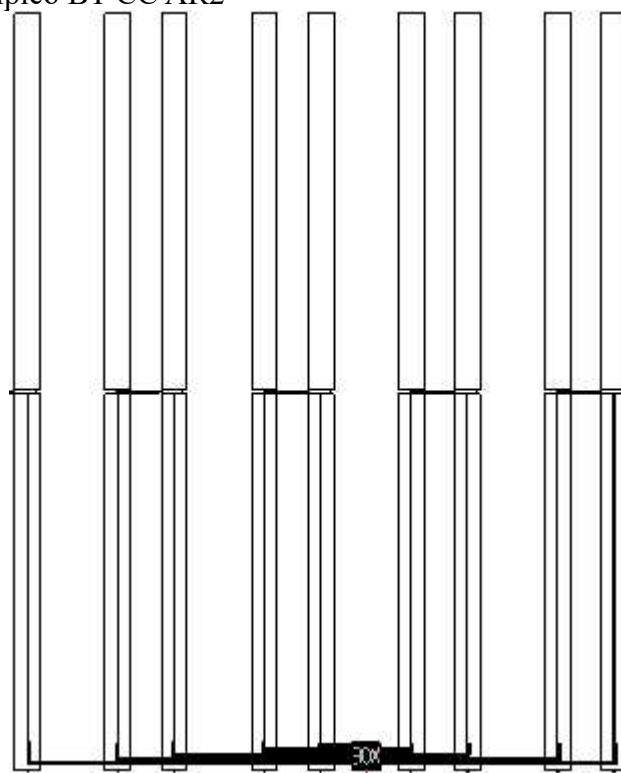
robusto de saída da *Stringbox*, além da própria *Stringbox*. Além disso, os arranjos típicos servem para que se possa contabilizar, de forma mais fácil, as perdas CC e quantidade de cabos CC em todo o parque, uma vez que só é necessário realizar a análise dos quatro arranjos e replicar os resultados a todo o resto do parque de geração fotovoltaica.

Figura 30 – Arranjo típico BT CC AR1



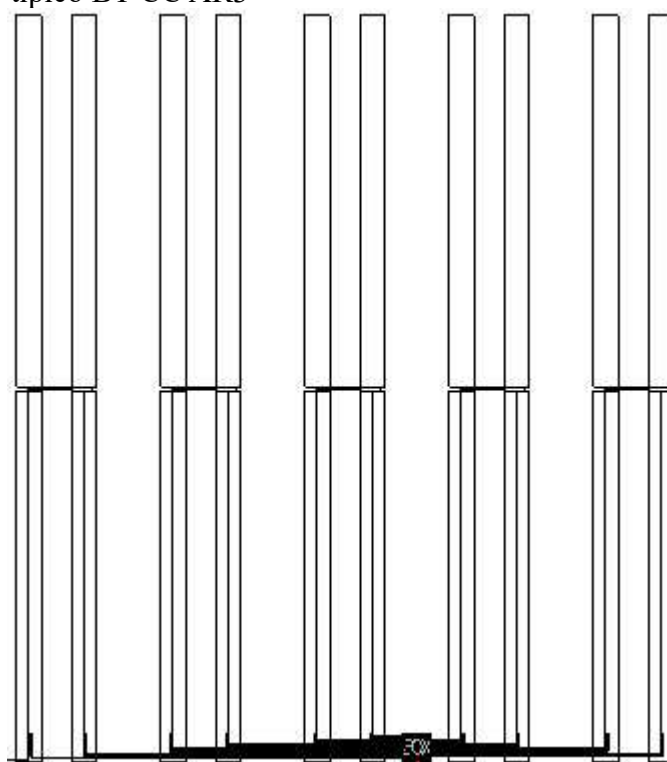
Fonte: Autoria própria

Figura 31 – Arranjo típico BT CC AR2



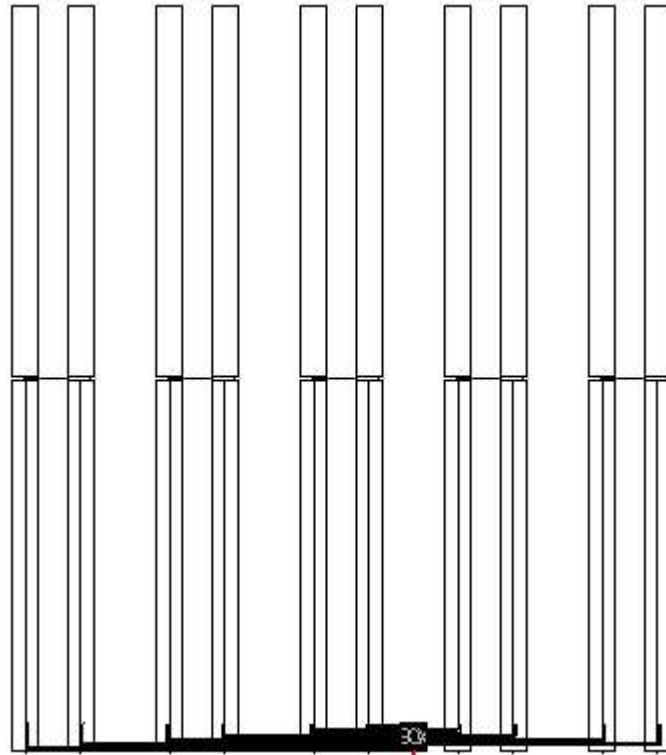
Fonte: Autoria própria

Figura 32 – Arranjo típico BT CC AR3



Fonte: Autoria própria

Figura 33 – Arranjo típico BT CC AR4



Fonte: Autoria própria

E então, são contabilizados quantos arranjos típicos existem em cada Central de Geração Fotovoltaica, e com isso é elaborada a tabela 7, na qual informa a quantidade de cada arranjo por CGF.

Tabela 7 – Quantidade de arranjos BT típicos por eletrocentro típico

	AR01	AR02	AR03	AR04
CGF I	26 unid	169 unid	0 unid	0 unid
CGF II	0 unid	0 unid	112 unid	8 unid
CGF III	26 unid	169 unid	0 unid	0 unid
CGF IV	0 unid	0 unid	112 unid	8 unid
CGF V	0 unid	112 unid	28 unid	0 unid

Fonte: Autoria própria.

3.5 Dimensionamento de cabo BT

Para o dimensionamento dos cabos de baixa tensão, é necessário seguir as orientações contidas na norma NBR 5410 de Instalações elétricas de baixa tensão.

Contudo, para a execução de projetos de Geração Centralizada com o uso da tecnologia de módulos fotovoltaicos, é boa prática a utilização de uma só seção de cabo para a ligação dos módulos em série, adotando uma bitola de 4mm^2 e condutores de cobre. Tal

padronização desse cabo facilita na execução e planejamento da obra, visto que não é necessário distinguir qual tipo de cabo é utilizado em cada *string*, simplificando o detalhamento do projeto, além do fato de que ao realizar a compra dos equipamentos, os conectores utilizados já são compatíveis com os cabos de 4mm².

Com isso, a seção mínima utilizada para os cabos da *string* é de 4mm², o condutor utilizado é o cobre, e o dimensionamento serve para confirmar que essa seção atende as exigências do projeto.

Já os cabos que saem das *Stringbox* possuem uma limitação máxima de 630mm² devido à logística de instalação dos cabos, uma vez que quanto maior forem os cabos, mais difícil é o manuseio deles. Além desse viés, para o cabo do trecho “*Stringbox-Inversor String*” é utilizado como material condutor o alumínio, devido a ele ser mais barato que o cobre.

E para o dimensionamento dos cabos serão utilizados os critérios “Ampacidade do cabo”, “Curto Circuito”, “Queda de tensão” e “Perdas elétricas” conforme está descrito abaixo.

3.5.1 Capacidade de condução de corrente

Esse critério é usado a fim de dimensionar os cabos de baixa tensão, a fim de que as isolações e condutores possuam um tempo de vida satisfatório, levando em conta os efeitos térmicos resultantes da forma de instalação dos condutores e condições do meio ambiente em que se encontram, garantindo assim uma operação segura, da rede elétrica, por um longo período (NBR 5410, 2004).

Além disso, pela tabela 33 e pela nota 4 do item 6.2.5.1.2 da NBR 5410, identifica-se que o método de instalação utilizado para os cabos de baixa tensão é o D, para cabos instalados em eletroduto enterrado em solo com resistividade de 2,5 K.m/W a uma profundidade de 0,7 metros, sendo essas as premissas adotadas para instalação dos cabos. E pela tabela 36 da NBR 5410 e pelo catálogo do fabricante, é possível ver a informação de ampacidade do cabo, a qual será corrigida através dos fatores de correção, os quais estão descritos abaixo.

- Fator de correção para temperatura do solo: a norma adota como referência 20°C para a temperatura do solo, ou seja, para temperaturas diferentes de 20°C, é necessário adota um fator de correção diferente de 1. O valor do fator é consultado na tabela 40 da NBR 5410 e leva em conta o tipo de isolamento do cabo e a temperatura do solo. Para o caso em questão, foi adotada isolamento com XLPE, temperatura do solo de 25°C apontando para um fator de correção de temperatura igual a 0,96.

- Fator de resistividade do solo: a norma adota como referência o valor de 2,5 K.m/W para a resistividade térmica do solo, sendo necessário consultar o valor do fator de resistividade térmica através da tabela 41. O valor do fator varia com a resistividade do solo local e o método de instalação. Visto que o valor adotado como premissa é de 2,5 K.m/W, o fator de resistividade do solo é unitário.

- Fator de agrupamento de circuitos: Para valas com apenas 1 circuito, o fator possui valor unitário. Já, para valas com mais de um circuito, o valor do fator de correção de temperatura varia conforme a tabela 42 da NBR 5410, a qual informa o valor do fator para o método de referência para condutores agrupados em feixe, que é o utilizado no projeto em questão.

- Fator de agrupamento de eletrodutos: Para agrupamento de eletrodutos em uma mesma vala, aplica-se o fator de correção apresentado na tabela 45. Com apenas 1 eletroduto, o fator possui valor unitário. Já, para valas com mais de um eletroduto, o valor do fator de correção de temperatura varia conforme a tabela 45, a qual informa o valor do fator, com base no espaçamento entre os eletrodutos e no número de circuitos no eletroduto.

Com os valores de fator de correção coletados, é possível calcular a capacidade de condução corrigida, conforme apresentado na equação 1.

$$I' = I \cdot f_t \cdot f_r \cdot f_{ac} \cdot f_{ae} \quad (1)$$

Onde:

- I' : Capacidade de condução de corrente corrigida;
- I : Capacidade de condução de corrente do cabo utilizado, obtido através do catálogo da fabricante;
- f_t : Fator de correção de temperatura;
- f_r : Fator de correção de resistividade do solo;
- f_{ac} : Fator de correção de agrupamento de circuitos; e
- f_{ae} : Fator de correção de agrupamento de eletrodutos.

Após o cálculo da capacidade de condução de corrente corrigida, é necessário comparar o valor dela com o valor da corrente de projeto. Caso, a corrente de projeto seja menor, o cabo está aprovado, caso contrário, o cabo está reprovado, e deve ser utilizado um cabo de seção maior, até que a equação 2 seja atendida.

$$I' > I_{nom} \quad (2)$$

E para calcular a corrente nominal de cada trecho da rede BT, é utilizada a equação 3.

$$I_{nom} = \frac{P}{V} \quad (3)$$

Onde:

- I_{nom} : Corrente elétrica nominal do trecho;
- P : Potência ativa do circuito;
- V : Tensão nominal.

3.5.2 Critério de curto-circuito

Para o critério de curto circuito, é analisada a seção mínima do condutor para um determinado nível de corrente de curto circuito, o tempo de atuação do seccionamento e um fator de k que varia com base no tipo de cabo. Segue abaixo a equação 4 para se encontrar a seção mínima (PRYSMIAN, 2020) .

$$S = \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k} \quad (4)$$

Onde:

- S : Seção mínima do condutor (mm²);
- I : Valor da corrente de falta (A);
- t : tempo de atuação do seccionamento (s);
- k : fator depende do tipo de cabo.

3.5.3 Critério de Queda de Tensão

Para corrente contínua em baixa tensão, a queda de tensão é dada pela equação 5.

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \cdot R_{cc} \cdot I \cdot l}{V} \quad (5)$$

Onde:

- $\Delta V(\%)$: Queda de tensão em porcentagem;
- I : Corrente elétrica nominal do trecho (A);
- l : distância linear do trecho de rede elétrica (km);
- R_{cc} : resistência em corrente contínua (Ω/km) 90°C ; e
- V : tensão sobre o trecho (V).

Já para corrente alternada em baixa tensão, a queda de tensão é calculada a partir da equação 6:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{nom} \cdot d \cdot (R_{ca} \cdot \cos \varphi + X_l \cdot \sin \varphi)}{U_n} \quad (6)$$

Onde:

- $\Delta V(\%)$: Queda de tensão em porcentagem;
- I_{nom} : Corrente elétrica nominal do trecho (A);
- d : distância linear do trecho de rede elétrica (km);
- R_{ca} : resistência em corrente alternada (Ω/km);
- X_l : reatância indutiva (Ω/km);
- $\cos \varphi$: fator de potência; e
- U_n : tensão entre fases (V).

3.5.4 Critério de Perdas Elétricas

Com base em premissas de mercado, adota-se que a UFV não pode apresentar perdas maiores que 2%.

Para trechos de corrente contínua, a perda elétrica é dada pela equação 7 (PRYSMIAN, 2020).

$$P = 2 \cdot R_{cc} \cdot d \cdot I^2 \quad (7)$$

Onde:

- P : Perdas elétricas (W);

- I: Corrente elétrica nominal do trecho (A);
- d : distância linear do trecho de rede elétrica (km); e
- R_{cc} : resistência em corrente contínua (Ω/km) a 90°C .

Já pra trechos de corrente alternada, a perda elétrica é dada pela equação 8 (PRYSMIAN, 2020).

$$P = 3 \cdot R_{ca} \cdot d \cdot I^2 \quad (8)$$

Onde:

- P : Perdas elétricas (W);
- I: Corrente elétrica nominal do trecho (A);
- d : distância linear do trecho de rede elétrica (km); e
- R_{ca} : resistência em corrente alternada (Ω/km) a 90°C .

3.6 Dimensionamento de cabo MT

Para o dimensionamento dos cabos de média tensão, é utilizado a norma NBR 14039 de Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. Através dessa norma será possível determinar os cabos utilizados em cada trecho da rede coletora do parque fotovoltaico, com o projeto tendo como premissas a utilização de até 4 seções de cabos a serem utilizadas e o uso de redes subterrâneas para a elaboração da rede coletora. Ademais, os condutores serão de alumínio, devido a ele ser mais barato que o cobre.

Com isso, serão utilizados os critérios “Capacidade de condução de corrente”, “Queda de tensão”, “Perdas elétricas” e “Curto Circuito” para dimensionar os cabos utilizados para compor a rede coletora do parque de geração fotovoltaica, como está detalhado nos tópicos abaixo (NBR 14039, 2021).

3.6.1 Capacidade de condução de corrente

Esse critério é usado a fim de dimensionar os cabos, levando em conta os efeitos térmicos resultantes da forma de instalação dos condutores e condições do meio ambiente em que se encontram. Com isso, é possível garantir uma operação segura, da rede elétrica, por um

longo período (NBR 14039, 2021).

Além disso, através da tabela 25 da NBR 14039, é possível identificar que o método de referência utilizado é o F1, visto que os cabos são unipolares, organizados em trifólio e diretamente enterrados em eletroduto. Ademais, através da tabela 29 da NBR 14039 se obtém a informação da capacidade de condução de corrente de cada tipo de cabo. Contudo, essa capacidade do cabo será alterada, com base em um cálculo que leva em conta o valor de capacidade nominal do cabo e outros 4 fatores que estão descritos abaixo.

- Fator de correção para temperatura do solo: a norma adota como referência 20°C, ou seja, para temperaturas diferentes de 20°C, é necessário adotar um fator de correção diferente de 1. O valor do fator é consultado na tabela 31 da NBR 14039 e leva em conta o tipo de isolamento do cabo e a temperatura. Para o caso em questão, foi adotada isolamento com XLPE, temperatura ambiente de 25°C apontando para um fator de correção de temperatura igual a 0,96.
- Fator de resistividade do solo: a norma adota como referência o valor de 2,5 K.m/W para a resistividade térmica do solo, sendo necessário consultar o valor do fator de resistividade do solo através da tabela 32 da NBR 14039. O valor do fator varia com a resistividade do solo local e o método de instalação. Visto que o valor adotado como premissa é de 2,5 K.m/W, o fator de resistividade do solo é unitário.
- Fator de profundidade: a norma adota como valor referência 0,9 metros. A tabela 33 da NBR 14039 determina o valor do fator de correção de profundidade, com base no método de referência e na profundidade, na qual os cabos estão instalados. Como, no estudo, os cabos são instalados a uma profundidade de 0,9 m, o fator de correção de profundidade é unitário.
- Fator de agrupamento: Para valas com apenas 1 duto, o fator possui valor unitário. Já, para valas com mais de um duto, o valor do fator de correção de temperatura varia conforme a tabela 36 da NBR 14039, a qual informa o valor do fator para o método de referência F1, que é o utilizado no projeto em questão.

Com os valores de fator de correção coletados, é possível calcular a capacidade de condução corrigida, conforme apresentado na equação 9.

$$I' = I \cdot f_t \cdot f_r \cdot f_p \cdot f_a \quad (9)$$

Onde:

- I' : Capacidade de condução de corrente corrigida;
- I : Capacidade de condução de corrente do cabo utilizado, obtido através do catálogo da fabricante;
- f_t : Fator de correção de temperatura;
- f_r : Fator de correção de resistividade do solo;
- f_p : Fator de correção de profundidade; e
- f_a : Fator de correção de agrupamento.

Após o cálculo da capacidade de condução de corrente corrigida, é necessário comparar o valor dela com o valor da corrente de projeto. Caso, a corrente de projeto seja menor, o cabo está aprovado, caso contrário, o cabo está reprovado, e deve ser utilizado um cabo de seção maior, até que a equação 10 seja atendida.

$$I' > I_{nom} \quad (10)$$

E para calcular a corrente nominal de cada trecho da rede coletora, é utilizada a equação 11.

$$I_{nom} = \frac{P}{FP \cdot V_L \cdot \sqrt{3}} \quad (11)$$

Onde:

- I_{nom} : Corrente elétrica nominal do trecho;
- P : Potência ativa do circuito;
- FP : Fator de potência; e
- V_L : Tensão de linha da rede.

3.6.2 Queda de tensão

Esse critério é usado a fim de dimensionar os cabos, levando em conta a queda de tensão nos trechos dos circuitos. E pela norma NBR 14039, tópico 6.2.7.1, a queda de tensão máxima permitida é de 5%. Ela pode ser calculada da forma da equação 12.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{nom} \cdot d \cdot (R_{ca} \cdot \cos \varphi + X_l \cdot \sin \varphi)}{U_n} \quad (12)$$

Onde:

- $\Delta V(\%)$: Queda de tensão em porcentagem;
- I_{nom} : Corrente elétrica nominal do trecho (A);
- d : distância linear do trecho de rede elétrica (km);
- R_{ca} : resistência em corrente alternada (Ω/km);
- X_l : reatância indutiva (Ω/km);
- $\cos \varphi$: fator de potência; e
- U_n : tensão entre fases (V).

3.6.3 Critério de curto-circuito

O critério de curto-circuito dimensiona a seção mínima do cabo a ser utilizado, de forma a avaliar a capacidade do condutor de suportar as temperaturas na hora de um curto-circuito, sem causar avarias à isolamento e às conexões. Com isso, se tem uma resposta de que o cabo não pode possuir uma seção menor que a calculada através da equação 13, disponível na seção 6.2.6.1.1 da NBR 14039 (NBR 14039, 2021).

$$I = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t} \cdot \ln \left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)} \quad (13)$$

Onde:

- I : Corrente de curto-circuito (A);
- K : Constante dependente do metal condutor ($\text{A} \cdot \text{s}^{1/2} \cdot \text{mm}^{-2}$);
- S : Seção nominal do condutor (mm^2);
- t : tempo de duração do curto circuito(s);
- θ_f : Temperatura do condutor ao final do curto circuito ($^{\circ}\text{C}$);
- θ_i : Temperatura do condutor no início do curto circuito ($^{\circ}\text{C}$); e
- β : Inverso do coeficiente de temperatura da resistência a 0°C ($^{\circ}\text{C}$).

3.6.4 Critério de perdas elétricas

O critério de perdas elétricas para média tensão é bem similar ao apresentado para os trechos BT CA, com a diferença que em instalações de média tensão haverá vezes em que serão utilizados dois cabos por fase, necessitando adaptar a equação 8. Caso haja apenas 1 (um) cabo por fase, a equação 14 fica igual à 8.

$$P = 3 \cdot R_{ca} \cdot d \cdot \left(\frac{I}{n}\right)^2 \cdot n \quad (14)$$

Onde:

- P : Perdas elétricas (W);
- I : Corrente elétrica nominal do trecho (A);
- d : distância linear do trecho de rede elétrica (km);
- R_{cc} : resistência em corrente alternada (Ω/km) a 90°C ; e
- n : número de cabos por fase.

3.7 CAPEX

O capex de uma usina fotovoltaica é todo o custo de equipamentos e serviços envolvidos na obra do complexo de geração até a data de início da operação. Logo, é necessário fazer levantamento de preços, os quais alguns são acessados por meio do contato com os fabricantes dos equipamentos e os prestadores de serviço. Para o estudo em questão, foi considerado um capex de R\$ 5.000.000,00/MW, premissa essa contida em (EPE, 2024).

3.8 OPEX

O opex são todos os custos de operação e manutenção da usina, após o momento em que o complexo fotovoltaico começa a operar. Isso inclui salário de profissionais ou contratação de serviços, como para uma atividade de O&M (Operação e Manutenção), por exemplo. Para o estudo em questão, foi considerado um opex de R\$ 60.000,00/MW, premissa essa contida em (EPE, 2024).

3.9 Valor Presente Líquido (VPL)

O método de Valor Presente Líquido leva em conta os valores envolvidos no fluxo de caixa do projeto, levando todos eles para um valor presente, assim avaliando o real saldo final das transações financeiras (Samanez, 2010).

Com isso, caso o valor de VPL for seja maior que zero, o projeto é economicamente viável, já que há um lucro. Caso contrário, o projeto não é financeiramente viável.

Na equação 15 determina-se como o VPL é calculado (Samanez, 2010).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t} \quad (15)$$

Onde:

- I : Investimento inicial (R\$);
- FC_t : Fluxo de caixa no t-ésimo período (R\$);
- K : Custo do capital (%); e
- t : Período.

3.10 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno como o próprio nome já infere, é a taxa de retorno de um projeto. Nesse método, a finalidade é achar uma taxa intrínseca de rendimento (Samanez, 2010).

Para o cálculo da TIR, se iguala o VPL a zero, e a taxa i^* representa a incógnita da equação, que deve ser calculado, assim obtendo o valor da taxa interna de retorno. Para avaliar o resultado da TIR, i^* precisa ser maior que o K utilizado na equação 6 (Samanez, 2010).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i^*)^t} = 0 \quad (16)$$

Onde:

- I : Investimento inicial (R\$);
- FC_t : Fluxo de caixa no t-ésimo período (R\$);

- i^* : Taxa Interna de Retorno (%);
- t : Período; e
- VPL : Valor Presente Líquido (R\$).

3.11 Payback

O método do Payback sinaliza em quanto tempo há um retorno financeiro que se iguale ao valor investido inicialmente. Portanto, é feita a análise dos valores presentes do fluxo de caixa, e em quanto tempo o valor inicialmente investido é igualado. Com isso, segue abaixo a equação 17 para se calcular o tempo de payback, representado pela variável T (Samanez, 2010).

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+K)^t} \quad (17)$$

Onde:

- I : Investimento inicial (R\$);
- FC_t : Fluxo de caixa no t -ésimo período (R\$);
- K : Custo do capital (%);
- t : Período; e
- T : Tempo de Payback.

3.12 LCOE

LCOE significa *Levelized Cost of Energy*, e é uma razão entre o custo do projeto e a quantidade de energia produzida em MWh. Logo ele representa o custo médio da energia produzida (RUIZ EDUARDO, 2021).

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{PE} \quad (18)$$

Onde:

- $CAPEX$: *Capital Expenditure* (R\$)
- $OPEX$: *Operational Expenditure* (R\$);
- PE : Energia produzida (MWh);

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados todos os resultados de simulações e de equacionamentos acerca do dimensionamento do sistema proposto, bem como a explicação de alguns arranjos.

4.1 Seção mínima dos condutores

Para a definição da seção mínima dos condutores utilizados, é preciso seguir a equação 4 e 13, e seguindo os valores adotados nas tabelas 8 e 9, se chega aos valores de seção mínimas, as quais também estão presentes ao fim das tabelas 8 e 9.

Para o trecho “*String-Stringbox*” e “*String-Inversor String*” basta ver que a seção de 4mm² possui uma ampacidade maior que a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

Tabela 8 – Valores do dimensionamento da seção mínima pelo critério de curto circuito, a critério do projetista, para o trecho “*Stringbox-Eletrocentro*” e “*Inversor string-Eletrocentro*”.

I (A)	10.000
t (s)	5
Fator dependente do cabo	68
Seção mínima (mm²)	328,83

Fonte: Autoria própria.

Tabela 9 – Valores do dimensionamento da seção mínima pelo critério de curto circuito para o trecho “*Eletrocentro-Subestação*”.

I (A)	10.000
t (s)	0,5
θ_f (°C)	250
θ_i (°C)	90
β	228
K	148
Seção mínima (mm²)	75

Fonte: Autoria própria.

4.2 Solução com Inversor *String*

Nesta seção são avaliados os resultados exclusivos do caso em que é utilizado o inversor *string*.

4.2.1 Análise dos trechos de Baixa Tensão

Para a configuração da usina com a utilização de inversor *string*, o dimensionamento da rede ocorre para o trecho em baixa tensão CC que vai dos módulos fotovoltaicos até as entradas dos inversores; para o trecho BT CA que compreende a saída dos inversores até o eletrocentro.

Para isso, primeiramente, são contabilizados os comprimentos de cada trecho dos três arranjos BT, e calculadas as grandezas elétricas e a seção dos cabos, além de perdas CC e queda de tensão. E a partir do número de arranjos típicos em cada eletrocentro típico, se obtém as perdas totais.

Nas tabelas 10 a 12 são mostrados os valores principais dos trechos “*String-Inversor String*” para os três arranjos. E nos apêndices A, B e C são mostrados todos os valores envolvidos nos dimensionamentos dos cabos e nos cálculos das perdas elétricas e queda de tensão, para cada trecho “*String-Inversor String*” dos arranjos típicos, seguindo as equações 1 a 8.

Tabela 10 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “5.5H 1V”

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	Inversor <i>String</i>	4	Cu	62	2,44	2048

Fonte: Autoria própria.

Tabela 11 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “6.5H”

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	Inversor <i>String</i>	4	Cu	62	2,33	1934

Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “4.5H 2V”

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	Inversor <i>String</i>	4	Cu	62	1,76	1466

Fonte: Autoria própria.

Ainda com base nos resultados apresentados nas tabelas 1 a 12, é possível coletar o comprimento total de cabos e perdas BT CC para cada arranjo típico. A partir daí multiplica-se o valor da quantidade de arranjos em cada eletrocampo típico, valor esse apresentado na tabela 6, pelo valor de Perdas totais e quantidade de cabo, resultando no valor de perdas e quantidade de cabo por eletrocampo típico no trecho “*String-Inversor String*”, valores esses apresentados na tabela 13.

Tabela 13 – Valores de perda e comprimento de cabo para o trecho “*String-Inversor String*” em cada um dos eletrocentros típicos.

Eletrocampo Típico	Perdas (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
EC1	67,51	56086
EC2	48,85	40584
EC3	17,61	14630

Fonte: Autoria própria.

E a partir dos dados das tabelas 2 e 13 são calculadas as perdas totais por CGF e para todo o parque de geração fotovoltaica, além do quantitativo de cabos, apresentados no fim desta seção, na tabela 14.

Após a análise da parte BT CC, é feito a análise da parte BT CA. Nos apêndices D, E e F há tabelas com os dados utilizados para dimensionamento dos cabos e cálculo das perdas CA e queda de tensão dos circuitos trifásicos que saem dos inversores *string* até o eletrocentro para os eletrocampos típicos EC1, EC2 e EC3 respectivamente.

Com isso, assim como na etapa BT CC, basta multiplicar a quantidade de eletrocampos típicos pelas suas respectivas perdas e quantidade de cabos para se obter os dados totais BT CA, demonstrados na tabela 14.

Tabela 14 – Valores totais de perdas e cabos para os trechos de baixa tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor *String*.

CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA (CGF)	QUANT. DE ELETROCAMPOS			Perdas totais CC(kW)	Perdas totais CC(%)	Perdas totais CA(kW)	Perdas totais CA(%)	Cabo Cu 4mm BT CC (m)	Cabo Al 400mm BT CA (m)
	EC1	EC2	EC3						
CGF I	1 unid	4 unid	2 unid	298,12	0,57%	357,67	0.85%	247682	69873
CGF II	1 unid	2 unid	2 unid	200,43	0,58%	233,87	0.83%	166514	45687
CGF III	1 unid	4 unid	2 unid	298,12	0,57%	357,67	0.85%	247682	69873
CGF IV	1 unid	2 unid	2 unid	200,43	0,58%	233,87	0.83%	166514	45687
CGF V	2 unid	1 unid	2 unid	219,08	0,57%	248,82	0.81%	182016	48609
TOTAL DO COMPLEXO	4 unid	17 unid	6 unid	1216,18	0,57%	1431,90	0.84%	1010408	279729

Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Análise dos trechos de Média Tensão

Para a configuração da usina com a utilização de inversor *string*, o dimensionamento da rede MT ocorre para o trecho que sai dos eletrocentros até a subestação coletora.

Assim como na baixa tensão, primeiro se contabilizam os comprimentos de cada trecho da rede de média tensão (RMT), e então as grandezas elétricas, seção dos cabos, perdas elétricas e queda de tensão são calculadas, conforme as equações 9 a 14.

Os dados de dimensionamento são vistos nos apêndices G, H, I, J e K. E abaixo há a tabela 15, na qual sintetiza o total de perdas e cabos utilizados em toda a usina de geração fotovoltaica.

Tabela 15 – Valores totais de perdas e cabos para os trechos de média tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor *String*.

CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA (CGF)	Perdas totais (kW)	Perdas totais (%)	Cabo Al 95mm MT (m)	Cabo Al 240mm MT (m)	Cabo Al 400mm MT (m)	Cabo Al 630mm MT (m)
CGF I	128,34	0,31	3348	16239	4002	1692
CGF II	63,13	0,22	2544	2181	2178	6387
CGF III	190,13	0,45	3042	23070	11490	891
CGF IV	135,2	0,48	5964	0	1638	23388
CGF V	154,81	0,5	5253	0	0	26886
TOTAL DO COMPLEXO	1231	0.72	20151	41490	19308	59244

Fonte: Autoria própria.

4.3 Solução com Inversor Central Modular

Nesta seção são avaliados os resultados exclusivos do caso em que é utilizado o inversor central modular.

4.3.1 Análise dos trechos de Baixa Tensão

Para a configuração da usina com a utilização de inversor modular, o dimensionamento da rede BT ocorre para os dois trechos CC, um que vai dos módulos fotovoltaicos até as entradas das *Stringbox*'s e outro que compreende a saída das *Stringbox* até o eletrocentro.

Para isso, primeiramente, são contabilizados os comprimentos de cada trecho dos quatro arranjos típicos BT, e calculadas as grandezas elétricas e a seção dos cabos, além de perdas CC e queda de tensão. E a partir do número de arranjos típicos em cada eletrocampo típico, se obtém as perdas totais.

Nas tabelas 16 a 19 são mostrados os valores principais dos trechos “*String-Stringbox*” para os quatro arranjos, e nos apêndices L, M, N e O são mostrados todos os valores envolvidos nos dimensionamentos dos cabos e nos cálculos das perdas elétricas e queda de tensão, para cada trecho “*String-Stringbox*” dos arranjos típicos, seguindo as equações 1 a 8.

Tabela 16 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR01”.

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	Cu	62	1,34	1112

Fonte: Autoria própria.

Tabela 17 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR02”

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	Cu	62	1,38	1148

Fonte: Autoria própria.

Tabela 18 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR03”

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	Cu	62	1,51	1256

Fonte: Autoria própria.

Tabela 19 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR04”

DE	PARA	Seção do cabo (mm ²)	Condutor	Carregamento do cabo (%)	Perdas totais (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	Cu	62	1,57	1302

Fonte: Autoria própria.

Ainda com base nos resultados apresentados nas tabelas acima, é possível coletar o comprimento total de cabos e perdas BT CC para cada arranjo típico. A partir daí multiplica-se o valor da quantidade de arranjos em cada eletrocampo, valor esse apresentado na tabela 7, pelo valor de perdas totais e quantidade de cabo, resultando no valor de perdas e quantidade de cabo por eletrocampo no trecho “*String-Stringbox*”, valores esses apresentados na tabela 20.

Tabela 20 – Valores de perda e comprimento de cabo para o trecho “*String-Stringbox*” em todas as Centrais de Geração Fotovoltaica com a utilização de inversor modular.

Central de Geração Fotovoltaica	Perdas (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 4mm (m)
CGF I	268,06	222924
CGF II	181,68	151088
CGF III	268,06	222924
CGF IV	181,68	151088
CGF V	196,84	163744

Fonte: Autoria própria.

Após a análise do trecho “*String-Stringbox*”, é necessário analisar os trechos “*Stringbox-Eletrocentro*”. Os dados de dimensionamento dos condutores, cálculo das perdas e queda de tensão desses trechos são feitas por eletrocampo típico (EC1, EC2 e EC3), e estão sintetizados nos apêndices P, Q e R. A partir desses dados, multiplica-se os valores totais de cabo e perdas pelas quantidades de vezes que cada eletrocampo típico aparece em cada CGF, que estão apresentados na Tabela 3.

Com isso, resulta-se as tabelas 21 e 22 com os valores totais de perdas e cabo tanto para o trecho “*Stringbox-Eletrocentro*” nos eletrocampos típicos, quanto para todo o setor de baixa tensão do parque de geração fotovoltaica que é a soma dos dados das tabelas 20 e 21.

Tabela 21 – Valores de perda e comprimento de cabo para o trecho “*Stringbox-Eletrocentro*” para os eletrocampos típicos com a utilização de inversor modular.

Eletrocampo Típico	Perdas (kW)	Quantidade de cabo BT Cu 500mm (m)
EC1	71,19	12476
EC2	93,31	16352
EC3	27,76	4864

Fonte: Autoria própria.

Tabela 22 – Valores totais de perdas e cabos para o setor de baixa tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor Modular.

CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA (CGF)	QUANT. DE ELETROCAMPOS			Perdas totais CC(kW)	Perdas totais CC(%)	Cabo Cu 4mm BT CC (m)	Cabo Al 500mm BT CC (m)
	EC1	EC2	EC3				
CGF I	6 unid	0 unid	1 unid	723.25	1,38%	222924	79720
CGF II	3 unid	0 unid	2 unid	450.96	1,31%	151088	47156
CGF III	6 unid	0 unid	1 unid	723.25	1,38%	222924	79720
CGF IV	3 unid	0 unid	2 unid	450.96	1,31%	151088	47156
CGF V	1 unid	2 unid	2 unid	510.43	1.33%	163744	54908
TOTAL DO COMPLEXO	4 unid	17 unid	6 unid	2858.84	1,35%	911768	308660

Fonte: Autoria própria.

4.3.2 *Análise dos trechos de Média Tensão*

Assim como no caso 1, na configuração da usina com a utilização de inversor modular, o dimensionamento da rede MT ocorre para o trecho que sai dos eletrocentros até a subestação coletora.

E então, primeiro se contabilizam os comprimentos de cada trecho da RMT, e então são calculadas as grandezas elétricas, seção dos cabos, perdas elétricas e queda de tensão, conforme as equações presentes no tópico 3.7.

Os dados de dimensionamento são vistos nos apêndices S, T, U, V e W. E abaixo há a tabela 23, na qual sintetiza o total de perdas e cabos utilizados em toda a usina de geração fotovoltaica.

Tabela 23 – Valores totais de perdas e cabos para os trechos de média tensão da Usina Fotovoltaica com a configuração com Inversor Modular.

CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA (CGF)	Perdas totais (kW)	Perdas totais (%)	Cabo Al 95mm MT (m)	Cabo Al 240mm MT (m)	Cabo Al 400mm MT (m)	Cabo Al 630mm MT (m)
CGF I	118,96	0,28	3348	14310	7623	0
CGF II	68,36	0,26	4725	2178	6387	0
CGF III	202,03	0,47	3042	31578	3873	0
CGF IV	155,36	0,59	5964	1638	23388	0
CGF V	139,54	0,45	5253	0	0	26886
TOTAL DO COMPLEXO	684,25	0,40	22332	49704	41271	26886

Fonte: Autoria própria.

4.4 Resultados Financeiros

Para o estudo de viabilidade financeira foi considerado apenas um caso de implantação da usina, visto que o preço de equipamentos como inversores, *trackers* e estações de transformação são sigilosos e só podem ser acessados por meio de requisição de orçamentos para fabricantes. Logo, a análise foi realizada considerando premissas globais, englobando a viabilidade de um projeto da magnitude de ambos os casos estudados neste trabalho.

A partir das equações 15 a 17, pelos dados de geração da simulação no PVSyst, disponível no anexo A, e de premissas de outros dados monetários, fornecidos por (EPE, 2024) e (RUIZ EDUARDO, 2021) é possível elaborar o fluxo de caixa e realizar o cálculo dos parâmetros financeiros TIR, VPL e Payback.

Também foi considerado um aporte inicial de 30% do CAPEX do projeto, com o restante do montante sendo financiado por meio de um empréstimo e amortizado em 10 anos, com base nas linhas de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. (BNDES, 2025)

As Tabelas 24 e 25 ilustram as principais premissas envolvidas no estudo financeiro e os indicadores financeiros, respectivamente.

Tabela 24 – Principais parâmetros do estudo de viabilidade financeira da usina FV.

CAPEX (milR\$/MW)	5.000
OPEX (milR\$/MW)	60
Energia - Venda (R\$/MWh)	350

Fonte: Autoria própria, adaptado de (EPE, 2024).

Tabela 25 – Indicadores do estudo de viabilidade financeira da usina FV.

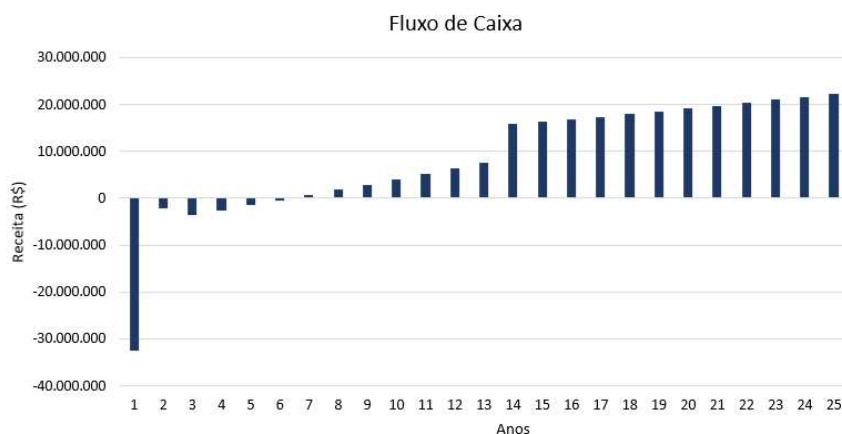
VPL (milR\$)	195.370
TIR (%)	12,06
LCOE (R\$/MWh)	275,54
Payback (anos)	7

Fonte: Autoria própria.

Com isso, conclui-se que o projeto é viável financeiramente, visto que o VPL para 25 anos possui um valor maior que zero.

Além disso, a Figura 34 ilustra o fluxo de caixa do acionista durante a operação da usina (25 anos). Nesse contexto, o tempo de retorno previsto (utilizando *payback* descontado) é de aproximadamente 7 anos. Ademais, o valor da TIR de 12,06% é superior ao custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC) de 8%, considerado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 da EPE (EPE, 2024). Por fim, o LCOE obtido consiste em valor competitivo no mercado.

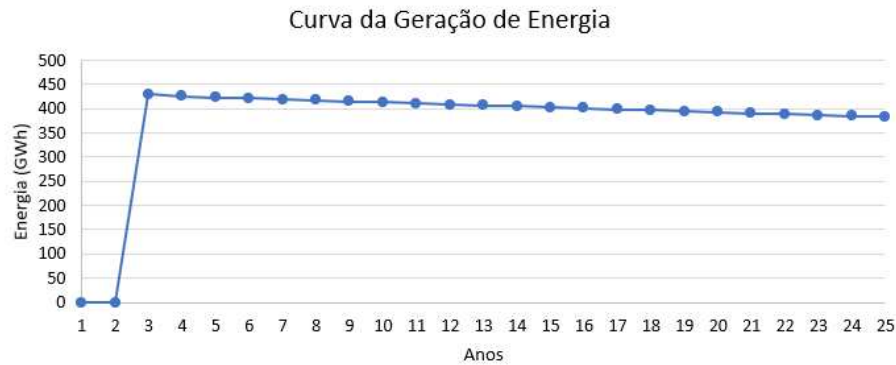
Figura 34 – Fluxo de Caixa do Acionista



Fonte: Autoria própria

Por fim, a Figura 35 ilustra a curva de geração de energia por ano da UFV, considerando um decaimento de 1% no primeiro ano de operação e 0,5% para o restante de sua vida útil proposta pelo fabricante.

Figura 35 – Curva de Geração da UFV



Fonte: Autoria própria

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Com base nas diferentes tecnologias de inversores aplicadas em usinas fotovoltaicas, e a crescente implementação de UFVs, observa-se a necessidade de avaliar os impactos e a viabilidade de usinas desse tipo.

Com isso, por meio deste trabalho, foi analisado como a utilização de duas tecnologias diferentes de inversores, o inversor *string* e o inversor modular, em uma mesma UFV impactam em termos, principalmente, de perdas elétricas e quantidade de cabo que é um dos principais elementos que encarece um projeto, devido à sua grande quantidade.

Para a UFV em questão, pode-se concluir que a utilização do inversor modular é mais efetivo, visto que possui menores perdas elétricas, além de possuir um custo com cabos menor que o caso 1.

Além disso, foi feito um estudo financeiro com dados globais, o qual analisa a viabilidade financeira de um projeto com base em parâmetros técnicos e financeiros. Tal estudo atestou a viabilidade do projeto em questão, com indicadores de VPL, TIR, LCOE e Payback iguais a R\$ 195.370.000, 12,06%, R\$ 275,54/MWh e 7 anos respectivamente. Portanto, conclui-se que a implantação do projeto de geração centralizada solar fotovoltaica proposto é viável, tendo em vista o alto retorno financeiro estimado.

Portanto, conclui-se que os objetivos propostos foram alcançados, uma vez que foi feita a simulação da geração da UFV, o dimensionamento da usina e os cálculos de perdas do projeto, bem como uma modelagem financeira para sua implementação.

5.1 Trabalhos Futuros

Abaixo, há uma lista de sugestões de trabalhos futuros envolvendo o presente

estudo.

1. Realizar um estudo financeiro comparando ambas as tecnologias por meio de valores concretos de mercado, advindos de orçamentos de fabricantes;
2. Avaliar o impacto de *trackers*, por meio de análises comparativas entre usinas com e sem essa tecnologia;
3. Realizar um estudo que analise os impactos de falhas de inversor em cada caso;
4. Realizar a análise comparativa tanto de perdas quanto da modelagem financeira com inversor central.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>
- ABSOLAR. **Entenda como funciona a energia solar fotovoltaica**. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023**. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021(*)**. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>
- ARRAY. **STI – Jogo de montagem**. 2023. Disponível em: <https://arraytechinc.com/interactive/build/>
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039**: instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: instalações elétricas de baixa tensão. 2004.
- BCEND. **Entendendo as Classificações IP64, IP65, IP66 e IP67: O Que Elas Significam**. 2024. Disponível em: <https://bcend.com.br/entendendo-as-classificacoes-ip64-ip65-ip66-e-ip67-o-que-elas-significam/>
- BNDES, **Guia do Financiamento**. 2025. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/>
- CANAL SOLAR. **Estudos de solo e impacto no processo de construção das usinas FV**. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/estudos-de-solo-e-impacto-no-processo-de-construcao-das-usinas-fv/>
- CONFESSOR, S. (2014). **ANÁLISE COMPARATIVA DE CONTROLADORES MPPT APLICADOS A UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**.
- DE BRITO, M. A. G., LUIGI, G., SAMPAIO, L. P., & CANESIN, C. A. (2010). **Avaliação das principais técnicas para obtenção de MPPT de painéis fotovoltaicos**. 2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2010. <https://doi.org/10.1109/INDUSCON.2010.5740002>
- EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>
- EPE. **Parâmetros de Custos Geração e Transmissão**. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

- abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o_PDE2034_2024.09.06.pdf
- FARIAS, L. M., & SELLITTO, M. A. (2011). **Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras.**
- FERREIRA ALVES, A., & BOYLESTAD LOUIS NASHESKY, R. L. (2013). Tradução: Sônia Midori Yamamoto Revisão técnica: **DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS E TEORIA DE CIRCUITOS 11a Edição.**
- HART, D. W. (2012). **Eletrônica de Potência.**
- HUAWEI. **SUN2000-330KTL-H1 – Smart *String* Inverter For APAC, LATAM & EUROPE: Technical Specifications.** 2023. Disponível em: <https://solar.huawei.com>. Acesso em: [data de acesso].
- MARIPRASATH, T. ., KISHORE, P. ., & KALYANKUMAR, K. . (2023). **Solar photovoltaic system modelling and analysis : design and estimation.** River Publishers.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **ACR x ACL: Entenda as principais diferenças entre os ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil.** 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/acr-x-acl-entenda-as-principais-diferencas-entre-os-ambientes-de-contratacao-de-energia-eletrica-no-brasil>
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Acordo de Paris.** 2020. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>
- PORTAL SOLAR. **História e origem da Energia Solar.** 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/materias/historia-e-origem-da-energia-solar>
- PORTAL SOLAR. **Energia fotovoltaica: o que é, como funciona e para que serve.** 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>
- PRYSMIAN. **Guia de dimensionamento de cabos para baixa tensão.** 2020. Disponível em: https://br.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_de_Dimensionamento-Baixa_Tensao_Rev10.pdf
- RUIZ, E., DABUS A., & RABASSA M. (2021). **Análise de investimento em projetos de energia solar fotovoltaica: Geração centralizada**
- ROCHA GESUALDI, M. E. (n.d.). **ELETROCENTROS E SISTEMA INTEGRADO DE AUTOMAÇÃO.**
- SAMANEZ, C. (2010). Samanez.book. www.pearson.com.br/samanez
- SUNGROW. **Modular Inverter Fan Maintenance.** 2023. Disponível em: <https://info-support.sungrowpower.com/video/mp4/2023/12/29/1X%20Modular%20Inverter%20Fan>

%20Maintenance-IEC.mp4

SUNGROW. **SG1100UD**. 2023. Disponível em:

<https://br.sungrowpower.com/productDetail/2258/inversores-centrais-sg1100ud>

SUNGROW. **User Manual MV Grid-Connected PV Inverter SG1100UD-MV/SG3300UDMV/SG4400UDMV/SG4400UD-MV-20**. 2024. Disponível em:

<https://info->

[support.sungrowpower.com/application/pdf/2025/01/14/SG1100_3300_4400UD-](https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2025/01/14/SG1100_3300_4400UD-MV&SG4400UD-MV-20%20User%20Manual.pdf)

[MV&SG4400UD-MV-20%20User%20Manual.pdf](https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2025/01/14/SG1100_3300_4400UD-MV&SG4400UD-MV-20%20User%20Manual.pdf)

ZILLES, R., & MACÊDO WILSON. (2012). **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica**.

APÊNDICE A – DADOS DO ARRANJO 5.5H 1V

Tabela 26 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “5.5H 1V” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	Inversor	1107,34	15,08	13,61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 27 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “5.5H 1V” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	Inversor	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 28 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “5.5H 1V”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	Inversor	42	21.96	62.00	5.09	6.49	0.007	0.101
<i>String 2</i>	Inversor	11	21.96	62.00	5.09	6.49	0.002	0.026
<i>String 3</i>	Inversor	122	21.96	62.00	5.09	6.49	0.019	0.294
<i>String 4</i>	Inversor	17	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.041
<i>String 5</i>	Inversor	9	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.022
<i>String 6</i>	Inversor	40	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.096
<i>String 7</i>	Inversor	4	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.010
<i>String 8</i>	Inversor	34	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.082
<i>String 9</i>	Inversor	30	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.072
<i>String 10</i>	Inversor	61	21.96	62.00	5.09	6.49	0.010	0.147
<i>String 11</i>	Inversor	36	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.087
<i>String 12</i>	Inversor	67	21.96	62.00	5.09	6.49	0.011	0.161
<i>String 13</i>	Inversor	44	21.96	62.00	5.09	6.49	0.007	0.106
<i>String 14</i>	Inversor	75	21.96	62.00	5.09	6.49	0.012	0.181
<i>String 15</i>	Inversor	36	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.087
<i>String 16</i>	Inversor	67	21.96	62.00	5.09	6.49	0.011	0.161
<i>String 17</i>	Inversor	31	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.075
<i>String 18</i>	Inversor	62	21.96	62.00	5.09	6.49	0.010	0.149
<i>String 19</i>	Inversor	23	21.96	62.00	5.09	6.49	0.004	0.055
<i>String 20</i>	Inversor	53	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.128
<i>String 21</i>	Inversor	17	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.041
<i>String 22</i>	Inversor	48	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.116
<i>String 23</i>	Inversor	9	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.022
<i>String 24</i>	Inversor	39	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.094

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 25</i>	Inversor	3	21.96	62.00	5.09	6.49	0.000	0.007
<i>String 26</i>	Inversor	34	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.082

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE B – DADOS DO ARRANJO 6.5H

Tabela 29 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “6.5H” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	Inversor	1107,34	15,08	13,61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 30 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “6.5H” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	Inversor	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 31 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “6.5H”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	Inversor	34	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.082
<i>String 2</i>	Inversor	4	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.010
<i>String 3</i>	Inversor	40	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.096
<i>String 4</i>	Inversor	9	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.022
<i>String 5</i>	Inversor	48	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.116
<i>String 6</i>	Inversor	18	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.043
<i>String 7</i>	Inversor	54	21.96	62.00	5.09	6.49	0.009	0.130
<i>String 8</i>	Inversor	23	21.96	62.00	5.09	6.49	0.004	0.055
<i>String 9</i>	Inversor	36	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.087
<i>String 10</i>	Inversor	67	21.96	62.00	5.09	6.49	0.011	0.161
<i>String 11</i>	Inversor	31	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.075
<i>String 12</i>	Inversor	62	21.96	62.00	5.09	6.49	0.010	0.149
<i>String 13</i>	Inversor	23	21.96	62.00	5.09	6.49	0.004	0.055
<i>String 14</i>	Inversor	53	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.128
<i>String 15</i>	Inversor	17	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.041
<i>String 16</i>	Inversor	48	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.116

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 17</i>	Inversor	9	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.022
<i>String 18</i>	Inversor	40	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.096
<i>String 19</i>	Inversor	3	21.96	62.00	5.09	6.49	0.000	0.007
<i>String 20</i>	Inversor	34	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.082
<i>String 21</i>	Inversor	61	21.96	62.00	5.09	6.49	0.010	0.147
<i>String 22</i>	Inversor	31	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.075
<i>String 23</i>	Inversor	67	21.96	62.00	5.09	6.49	0.011	0.161
<i>String 24</i>	Inversor	36	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.087
<i>String 25</i>	Inversor	44	21.96	62.00	5.09	6.49	0.007	0.106
<i>String 26</i>	Inversor	75	21.96	62.00	5.09	6.49	0.012	0.181

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE C – DADOS DO ARRANJO 4.5H 2V

Tabela 32 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “4.5H 2V” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	Inversor	1107,34	15,08	13,61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 33 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “4.5H 2V” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	Inversor	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 34 – Valores para o trecho “*String-Inversor String*” do arranjo “4.5H 2V”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	Inversor	34	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.082
<i>String 2</i>	Inversor	4	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.010
<i>String 3</i>	Inversor	40	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.096
<i>String 4</i>	Inversor	9	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.022
<i>String 5</i>	Inversor	16	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.039
<i>String 6</i>	Inversor	48	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.116
<i>String 7</i>	Inversor	22	21.96	62.00	5.09	6.49	0.004	0.053
<i>String 8</i>	Inversor	53	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.128

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
String 9	Inversor	52	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.125
String 10	Inversor	21	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.051
String 11	Inversor	45	21.96	62.00	5.09	6.49	0.007	0.108
String 12	Inversor	13	21.96	62.00	5.09	6.49	0.002	0.031
String 13	Inversor	39	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.094
String 14	Inversor	8	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.019
String 15	Inversor	34	21.96	62.00	5.09	6.49	0.005	0.082
String 16	Inversor	3	21.96	62.00	5.09	6.49	0.000	0.007
String 17	Inversor	39	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.094
String 18	Inversor	9	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.022
String 19	Inversor	48	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.116
String 20	Inversor	17	21.96	62.00	5.09	6.49	0.003	0.041
String 21	Inversor	53	21.96	62.00	5.09	6.49	0.008	0.128
String 22	Inversor	23	21.96	62.00	5.09	6.49	0.004	0.055
String 23	Inversor	13	21.96	62.00	5.09	6.49	0.002	0.031
String 24	Inversor	44	21.96	62.00	5.09	6.49	0.007	0.106
String 25	Inversor	8	21.96	62.00	5.09	6.49	0.001	0.019
String 26	Inversor	38	21.96	62.00	5.09	6.49	0.006	0.091

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE D – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CA DO EC1 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 35 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC1” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
Inversor	Eletrocentro	800	313.5	226.2491367	Al	400	426

Fonte: Autoria própria.

Tabela 36 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC1” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
Inversor	Eletrocentro	5	0.96	1	1	0.65	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 37 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC1”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca @90°C (Ω/km)	XL @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perdas (kW)
Inversor 1	Eletrocentro	143	265.82	85.11	0.1	0.09	0.87%	2.20
Inversor 2	Eletrocentro	210	265.82	85.11	0.1	0.09	1.27%	3.22
Inversor 3	Eletrocentro	275	265.82	85.11	0.1	0.09	1.66%	4.22
Inversor 4	Eletrocentro	75	265.82	85.11	0.1	0.09	0.45%	1.15
Inversor 5	Eletrocentro	142	265.82	85.11	0.1	0.09	0.86%	2.18
Inversor 6	Eletrocentro	207	265.82	85.11	0.1	0.09	1.25%	3.18
Inversor 7	Eletrocentro	272	265.82	85.11	0.1	0.09	1.65%	4.18
Inversor 8	Eletrocentro	76	265.82	85.11	0.1	0.09	0.46%	1.17
Inversor 9	Eletrocentro	144	265.82	85.11	0.1	0.09	0.87%	2.21
Inversor 10	Eletrocentro	209	265.82	85.11	0.1	0.09	1.27%	3.21
Inversor 11	Eletrocentro	276	265.82	85.11	0.1	0.09	1.67%	4.24
Inversor 12	Eletrocentro	251	265.82	85.11	0.1	0.09	1.52%	3.85
Inversor 13	Eletrocentro	186	265.82	85.11	0.1	0.09	1.13%	2.86
Inversor 14	Eletrocentro	122	265.82	85.11	0.1	0.09	0.74%	1.87
Inversor 15	Eletrocentro	325	265.82	85.11	0.1	0.09	1.97%	4.99
Inversor 16	Eletrocentro	260	265.82	85.11	0.1	0.09	1.57%	3.99
Inversor 17	Eletrocentro	195	265.82	85.11	0.1	0.09	1.18%	2.99
Inversor 18	Eletrocentro	56	265.82	85.11	0.1	0.09	0.34%	0.86
Inversor 19	Eletrocentro	129	265.82	85.11	0.1	0.09	0.78%	1.98
Inversor 20	Eletrocentro	126	265.82	85.11	0.1	0.09	0.76%	1.93
Inversor 21	Eletrocentro	191	265.82	85.11	0.1	0.09	1.16%	2.93
Inversor 22	Eletrocentro	66	265.82	85.11	0.1	0.09	0.40%	1.01
Inversor 23	Eletrocentro	118	265.82	85.11	0.1	0.09	0.71%	1.81
Inversor 24	Eletrocentro	143	265.82	85.11	0.1	0.09	0.87%	2.20
Inversor 25	Eletrocentro	78	265.82	85.11	0.1	0.09	0.47%	1.20
Inversor 26	Eletrocentro	150	265.82	85.11	0.1	0.09	0.91%	2.30

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca @90°C (Ω/km)	XL @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perdas (kW)
Inversor 27	Eletrocentro	85	265.82	85.11	0.1	0.09	0.51%	1.31
Inversor 28	Eletrocentro	219	265.82	85.11	0.1	0.09	1.33%	3.36
Inversor 29	Eletrocentro	154	265.82	85.11	0.1	0.09	0.93%	2.36
Inversor 30	Eletrocentro	122	265.82	85.11	0.1	0.09	0.74%	1.87

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE E – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CA DO EC2 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 38 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC2” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
Inversor	Eletrocentro	800	313.5	226.2491367	Al	400	426

Fonte: Autoria própria.

Tabela 39 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC2” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
Inversor	Eletrocentro	5	0.96	1	1	0.65	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 40 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC2”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca @90°C (Ω/km)	XL @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perdas (kW)
Inversor 1	Eletrocentro	128	265.82	85.11	0.1	0.09	0.77%	1.97
Inversor 2	Eletrocentro	52	265.82	85.11	0.1	0.09	0.31%	0.80
Inversor 3	Eletrocentro	193	265.82	85.11	0.1	0.09	1.17%	2.96
Inversor 4	Eletrocentro	219	265.82	85.11	0.1	0.09	1.33%	3.36
Inversor 5	Eletrocentro	283	265.82	85.11	0.1	0.09	1.71%	4.35
Inversor 6	Eletrocentro	322	265.82	85.11	0.1	0.09	1.95%	4.94
Inversor 7	Eletrocentro	291	265.82	85.11	0.1	0.09	1.76%	4.47
Inversor 8	Eletrocentro	315	265.82	85.11	0.1	0.09	1.91%	4.84
Inversor 9	Eletrocentro	237	265.82	85.11	0.1	0.09	1.43%	3.64

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca @90°C (Ω/km)	XL @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perdas (kW)
Inversor 10	Eletrocentro	171	265.82	85.11	0.1	0.09	1.04%	2.63
Inversor 11	Eletrocentro	105	265.82	85.11	0.1	0.09	0.64%	1.61
Inversor 12	Eletrocentro	86	265.82	85.11	0.1	0.09	0.52%	1.32
Inversor 13	Eletrocentro	151	265.82	85.11	0.1	0.09	0.91%	2.32
Inversor 14	Eletrocentro	218	265.82	85.11	0.1	0.09	1.32%	3.35
Inversor 15	Eletrocentro	231	265.82	85.11	0.1	0.09	1.40%	3.55
Inversor 16	Eletrocentro	166	265.82	85.11	0.1	0.09	1.00%	2.55
Inversor 17	Eletrocentro	100	265.82	85.11	0.1	0.09	0.61%	1.54
Inversor 18	Eletrocentro	167	265.82	85.11	0.1	0.09	1.01%	2.56
Inversor 19	Eletrocentro	102	265.82	85.11	0.1	0.09	0.62%	1.57
Inversor 20	Eletrocentro	50	265.82	85.11	0.1	0.09	0.30%	0.77
Inversor 21	Eletrocentro	187	265.82	85.11	0.1	0.09	1.13%	2.87
Inversor 22	Eletrocentro	257	265.82	85.11	0.1	0.09	1.56%	3.95

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE F – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CA DO EC3 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 41 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC3” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
Inversor	Eletrocentro	800	313.5	226.2491367	Al	400	426

Fonte: Autoria própria.

Tabela 42 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC3” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
Inversor	Eletrocentro	5	0.96	1	1	0.65	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 43 – Valores para o trecho “Inversor *String*-Eletrocentro” do arranjo “EC3”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca @90°C (Ω/km)	XL @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perdas (kW)
Inversor 1	Eletrocentro	118	265.82	85.11	0.1	0.09	0.71%	1.81
Inversor 2	Eletrocentro	54	265.82	85.11	0.1	0.09	0.33%	0.83
Inversor 3	Eletrocentro	219	265.82	85.11	0.1	0.09	1.33%	3.36
Inversor 4	Eletrocentro	154	265.82	85.11	0.1	0.09	0.93%	2.36
Inversor 5	Eletrocentro	227	265.82	85.11	0.1	0.09	1.37%	3.49
Inversor 6	Eletrocentro	153	265.82	85.11	0.1	0.09	0.93%	2.35
Inversor 7	Eletrocentro	52	265.82	85.11	0.1	0.09	0.31%	0.80
Inversor 8	Eletrocentro	104	265.82	85.11	0.1	0.09	0.63%	1.60

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE G – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF I COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 44 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF01-03 EC2	CGF01-02 EC2	604	95	1	1	34.5	6.90	0.95
CIRCUITO 1	CGF01-02 EC2	CGF01-07 EC2	564	630	1	2	34.5	13.79	0.95
CIRCUITO 1	CGF01-07 EC2	CGF01-01 EC3	1207	240	2	2	34.5	20.69	0.95
CIRCUITO 1	CGF01-01 EC3	SE	667	400	2	2	34.5	23.20	0.95
CIRCUITO 2	CGF01-06 EC2	CGF01-05 EC3	512	95	1	1	34.5	6.90	0.95
CIRCUITO 2	CGF01-05 EC3	CGF01-04 EC1	643	240	1	2	34.5	9.41	0.95
CIRCUITO 2	CGF01-04 EC1	SE	1178	240	2	2	34.5	18.81	0.95

Fonte: Autoria própria.

Tabela 45 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF01-03 EC2	CGF01-02 EC2	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF01-02 EC2	CGF01-07 EC2	243.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0
CIRCUITO 1	CGF01-07 EC2	CGF01-01 EC3	364.5	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 1	CGF01-01 EC3	SE	408.7	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 2	CGF01-06 EC2	CGF01-05 EC3	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF01-05 EC3	CGF01-04 EC1	165.7	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 2	CGF01-04 EC1	SE	331.3	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 46 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω /km)	Xl (Ω /km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF01-03 EC2	CGF01-02 EC2	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.170	11.54
CIRCUITO 1	CGF01-02 EC2	CGF01-07 EC2	314.1	77.36%	0.0640	0.118	0.071	6.71
CIRCUITO 1	CGF01-07 EC2	CGF01-01 EC3	198.9	91.62%	0.1610	0.137	0.227	40.66
CIRCUITO 1	CGF01-01 EC3	SE	249.6	81.86%	0.1020	0.127	0.098	17.90
CIRCUITO 2	CGF01-06 EC2	CGF01-05 EC3	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.144	9.78
CIRCUITO 2	CGF01-05 EC3	CGF01-04 EC1	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.110	8.95
CIRCUITO 2	CGF01-04 EC1	SE	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.201	32.80

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE H – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF II COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 47 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm ²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
----------	----	------	--------------	-------------------------------	------------	-------------------	-------------	---------------	----

CIRCUITO 1	CGF02-05 EC1	CGF02-04 EC3	727.00	240	1	1	34.5	9.405	0.95
CIRCUITO 1	CGF02-04 EC3	CGF02-03 EC3	726.00	400	1	2	34.5	11.913	0.95
CIRCUITO 1	CGF02-03 EC3	SE	1072.00	630	1	2	34.5	14.421	0.95
CIRCUITO 2	CGF02-02 EC2	CGF02-01 EC2	848.00	95	1	1	34.5	6.897	0.95
CIRCUITO 2	CGF02-01 EC2	SE	1057.00	630	1	2	34.5	13.794	0.95

Fonte: Autoria própria.

Tabela 48 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF02-05 EC1	CGF02-04 EC3	165.7	0.96	1.00	1.00	1.00	259.0
CIRCUITO 1	CGF02-04 EC3	CGF02-03 EC3	209.9	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 1	CGF02-03 EC3	SE	254.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0
CIRCUITO 2	CGF02-02 EC2	CGF02-01 EC2	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF02-01 EC2	SE	243.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 49 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω /km)	Xl (Ω /km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF02-05 EC1	CGF02-04 EC3	248.6	66.63%	0.1610	0.137	0.124	10.12
CIRCUITO 1	CGF02-04 EC3	CGF02-03 EC3	249.6	84.08%	0.1020	0.127	0.110	10.27
CIRCUITO 1	CGF02-03 EC3	SE	314.1	80.87%	0.0640	0.118	0.140	13.95
CIRCUITO 2	CGF02-02 EC2	CGF02-01 EC2	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.239	16.21
CIRCUITO 2	CGF02-01 EC2	SE	314.1	77.36%	0.0640	0.118	0.132	12.58

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE I – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF III COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 50 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF03-04 EC2	CGF03-05 EC3	437.00	95	1	1	34.5	6.897	0.95
CIRCUITO 1	CGF03-05 EC3	CGF03-07 EC1	994.00	240	1	2	34.5	9.405	0.95
CIRCUITO 1	CGF EC1 CN03-07	SE	1844.00	240	2	2	34.5	18.81	0.95
CIRCUITO 2	CGF03-01 EC2	CGF03-02 EC2	577.00	95	1	1	34.5	6.897	0.95
CIRCUITO 2	CGF03-02 EC2	CGF03-03 EC2	297.00	630	1	2	34.5	13.794	0.95
CIRCUITO 2	CGF03-03 EC2	CGF03-06 EC1	1504.00	240	2	2	34.5	20.691	0.95
CIRCUITO 2	CGF03-06 EC1	SE	1915.00	400	2	2	34.5	23.199	0.95

Fonte: Autoria própria.

Tabela 51 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF03-04 EC2	CGF03-05 EC3	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF03-05 EC3	CGF03-07 EC1	165.7	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 1	CGF EC1 CN03-07	SE	331.3	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 2	CGF03-01 EC2	CGF03-02 EC2	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF03-02 EC2	CGF03-03 EC2	243.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0
CIRCUITO 2	CGF03-03 EC2	CGF03-06 EC1	364.5	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 2	CGF03-06 EC1	SE	408.7	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 52 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF03-04 EC2	CGF03-05 EC3	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.123	8.35
CIRCUITO 1	CGF03-05 EC3	CGF03-07 EC1	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.170	13.84
CIRCUITO 1	CGF EC1 CN03-07	SE	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.315	51.34

CIRCUITO 2	CGF03-01 EC2	CGF03-02 EC2	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.162	11.03
CIRCUITO 2	CGF03-02 EC2	CGF03-03 EC2	314.1	77.36%	0.0640	0.118	0.037	3.54
CIRCUITO 2	CGF03-03 EC2	CGF03-06 EC1	198.9	91.62%	0.1610	0.137	0.283	50.67
CIRCUITO 2	CGF03-06 EC1	SE	249.6	81.86%	0.1020	0.127	0.282	51.38

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE J – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF IV COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 53 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm ²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF04-05 EC2	CGF04-01 EC2	1493.00	95	1	1	34.5	6.897	0.95
CIRCUITO 1	CGF04-01 EC2	SE	3377.00	630	1	2	34.5	13.794	0.95
CIRCUITO 2	CGF04-04 EC3	CGF04-03 EC1	495.00	95	1	1	34.5	2.508	0.95
CIRCUITO 2	CGF04-03 EC1	CGF04-02 EC3	546.00	400	1	2	34.5	11.913	0.95
CIRCUITO 2	CGF04-02 EC3	SE	4419.00	630	1	2	34.5	14.421	0.95

Fonte: Autoria própria.

Tabela 54 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF04-05 EC2	CGF04-01 EC2	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF04-01 EC2	SE	243.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0
CIRCUITO 2	CGF04-04 EC3	CGF04-03 EC1	44.2	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF04-03 EC1	CGF04-02 EC3	209.9	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 2	CGF04-02 EC3	SE	254.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 55 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω /km)	Xl (Ω /km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF04-05 EC2	CGF04-01 EC2	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.420	28.53
CIRCUITO 1	CGF04-01 EC2	SE	314.1	77.36%	0.0640	0.118	0.422	40.20
CIRCUITO 2	CGF04-04 EC3	CGF04-03 EC1	149.8	29.50%	0.4110	0.157	0.051	1.25
CIRCUITO 2	CGF04-03 EC1	CGF04-02 EC3	249.6	84.08%	0.1020	0.127	0.082	7.73
CIRCUITO 2	CGF04-02 EC3	SE	314.1	80.87%	0.0640	0.118	0.578	57.49

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE K – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF V COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR *STRING*

Tabela 56 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm ²)	Cabos/ fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF05-03 EC3	CGF05-01 EC3	685.00	95	1	1	34.5	2.508	0.95
CIRCUITO 1	CGF05-01 EC3	CGF05-02 EC1	320.00	95	1	2	34.5	5.016	0.95
CIRCUITO 1	CGF05-02 EC1	SE	3997.0 0	630	1	2	34.5	14.421	0.95
CIRCUITO 2	CGF05-05 EC2	CGF05-04 EC1	746.00	95	1	1	34.5	6.897	0.95
CIRCUITO 2	CGF05-04 EC1	SE	4965.0 0	630	1	2	34.5	16.405	0.95

Fonte: Autoria própria

Tabela 57 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF05-03 EC3	CGF05-01 EC3	44.2	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF05-01 EC3	CGF05-02 EC1	88.4	0.96	1.00	1.00	0.80	156.0
CIRCUITO 1	CGF05-02 EC1	SE	254.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0
CIRCUITO 2	CGF05-05 EC2	CGF05-04 EC1	121.5	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF05-04 EC1	SE	289.0	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 58 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor *String*.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF05-03 EC3	CGF05-01 EC3	149.8	29.50%	0.4110	0.157	0.070	1.73
CIRCUITO 1	CGF05-01 EC3	CGF05-02 EC1	119.8	73.75%	0.4110	0.157	0.066	3.23
CIRCUITO 1	CGF05-02 EC1	SE	314.1	80.87%	0.0640	0.118	0.523	52.00
CIRCUITO 2	CGF05-05 EC2	CGF05-04 EC1	149.8	81.13%	0.4110	0.157	0.210	14.26
CIRCUITO 2	CGF05-04 EC1	SE	314.1	92.00%	0.0640	0.118	0.739	83.59

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE L – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR01

Tabela 59 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR01” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm ²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	1235.11	16.82	13.61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 60 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR01” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 61 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR01”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	<i>Stringbox</i>	67	21.96	62.00	5.09	6.490	0.96%	0.16
<i>String 2</i>	<i>Stringbox</i>	36	21.96	62.00	5.09	6.490	0.52%	0.09
<i>String 3</i>	<i>Stringbox</i>	62	21.96	62.00	5.09	6.490	0.89%	0.15
<i>String 4</i>	<i>Stringbox</i>	30	21.96	62.00	5.09	6.490	0.43%	0.07
<i>String 5</i>	<i>Stringbox</i>	23	21.96	62.00	5.09	6.490	0.33%	0.06
<i>String 6</i>	<i>Stringbox</i>	53	21.96	62.00	5.09	6.490	0.76%	0.13
<i>String 7</i>	<i>Stringbox</i>	17	21.96	62.00	5.09	6.490	0.24%	0.04
<i>String 8</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 9</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 10</i>	<i>Stringbox</i>	39	21.96	62.00	5.09	6.490	0.56%	0.09
<i>String 11</i>	<i>Stringbox</i>	3	21.96	62.00	5.09	6.490	0.04%	0.01
<i>String 12</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 13</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 14</i>	<i>Stringbox</i>	4	21.96	62.00	5.09	6.490	0.06%	0.01
<i>String 15</i>	<i>Stringbox</i>	40	21.96	62.00	5.09	6.490	0.57%	0.10
<i>String 16</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 17</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE M – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR02

Tabela 62 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR02” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	1235.11	16.82	13.61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 63 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR02” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 64 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR02”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	<i>Stringbox</i>	67	21.96	62.00	5.09	6.490	0.96%	0.16
<i>String 2</i>	<i>Stringbox</i>	36	21.96	62.00	5.09	6.490	0.52%	0.09
<i>String 3</i>	<i>Stringbox</i>	62	21.96	62.00	5.09	6.490	0.89%	0.15
<i>String 4</i>	<i>Stringbox</i>	30	21.96	62.00	5.09	6.490	0.43%	0.07
<i>String 5</i>	<i>Stringbox</i>	23	21.96	62.00	5.09	6.490	0.33%	0.06
<i>String 6</i>	<i>Stringbox</i>	53	21.96	62.00	5.09	6.490	0.76%	0.13
<i>String 7</i>	<i>Stringbox</i>	17	21.96	62.00	5.09	6.490	0.24%	0.04
<i>String 8</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 9</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 10</i>	<i>Stringbox</i>	39	21.96	62.00	5.09	6.490	0.56%	0.09
<i>String 11</i>	<i>Stringbox</i>	3	21.96	62.00	5.09	6.490	0.04%	0.01
<i>String 12</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 13</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 14</i>	<i>Stringbox</i>	4	21.96	62.00	5.09	6.490	0.06%	0.01
<i>String 15</i>	<i>Stringbox</i>	40	21.96	62.00	5.09	6.490	0.57%	0.10
<i>String 16</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 17</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 18</i>	<i>Stringbox</i>	18	21.96	62.00	5.09	6.490	0.26%	0.04

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE N – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR03

Tabela 65 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR03” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	1235.11	16.82	13.61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 66 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR03” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 67 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR03”

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	<i>Stringbox</i>	67	21.96	62.00	5.09	6.490	0.96%	0.16
<i>String 2</i>	<i>Stringbox</i>	36	21.96	62.00	5.09	6.490	0.52%	0.09
<i>String 3</i>	<i>Stringbox</i>	62	21.96	62.00	5.09	6.490	0.89%	0.15
<i>String 4</i>	<i>Stringbox</i>	30	21.96	62.00	5.09	6.490	0.43%	0.07
<i>String 5</i>	<i>Stringbox</i>	23	21.96	62.00	5.09	6.490	0.33%	0.06
<i>String 6</i>	<i>Stringbox</i>	53	21.96	62.00	5.09	6.490	0.76%	0.13
<i>String 7</i>	<i>Stringbox</i>	17	21.96	62.00	5.09	6.490	0.24%	0.04
<i>String 8</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 9</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 10</i>	<i>Stringbox</i>	39	21.96	62.00	5.09	6.490	0.56%	0.09
<i>String 11</i>	<i>Stringbox</i>	3	21.96	62.00	5.09	6.490	0.04%	0.01
<i>String 12</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 13</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 14</i>	<i>Stringbox</i>	4	21.96	62.00	5.09	6.490	0.06%	0.01
<i>String 15</i>	<i>Stringbox</i>	40	21.96	62.00	5.09	6.490	0.57%	0.10
<i>String 16</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 17</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 18</i>	<i>Stringbox</i>	18	21.96	62.00	5.09	6.490	0.26%	0.04
<i>String 19</i>	<i>Stringbox</i>	54	21.96	62.00	5.09	6.490	0.77%	0.13

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE O – DADOS DE DIMENSIONAMENTO BT CC DO AR04

Tabela 68 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR04” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	1235.11	16.82	13.61822024	Cu	4	44

Fonte: Autoria própria.

Tabela 69 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR04” que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de circuitos no eletroduto	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>String</i>	<i>Stringbox</i>	4	2	0.96	1	1	0.65	0.8

Fonte: Autoria própria.

Tabela 70 – Valores para o trecho “*String-Stringbox*” do arranjo “AR04”.

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	<i>Stringbox</i>	67	21.96	62.00	5.09	6.490	0.96%	0.16
<i>String 2</i>	<i>Stringbox</i>	36	21.96	62.00	5.09	6.490	0.52%	0.09
<i>String 3</i>	<i>Stringbox</i>	62	21.96	62.00	5.09	6.490	0.89%	0.15
<i>String 4</i>	<i>Stringbox</i>	30	21.96	62.00	5.09	6.490	0.43%	0.07
<i>String 5</i>	<i>Stringbox</i>	23	21.96	62.00	5.09	6.490	0.33%	0.06
<i>String 6</i>	<i>Stringbox</i>	53	21.96	62.00	5.09	6.490	0.76%	0.13
<i>String 7</i>	<i>Stringbox</i>	17	21.96	62.00	5.09	6.490	0.24%	0.04
<i>String 8</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 9</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 10</i>	<i>Stringbox</i>	39	21.96	62.00	5.09	6.490	0.56%	0.09
<i>String 11</i>	<i>Stringbox</i>	3	21.96	62.00	5.09	6.490	0.04%	0.01
<i>String 12</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 13</i>	<i>Stringbox</i>	34	21.96	62.00	5.09	6.490	0.49%	0.08
<i>String 14</i>	<i>Stringbox</i>	4	21.96	62.00	5.09	6.490	0.06%	0.01
<i>String 15</i>	<i>Stringbox</i>	40	21.96	62.00	5.09	6.490	0.57%	0.10
<i>String 16</i>	<i>Stringbox</i>	9	21.96	62.00	5.09	6.490	0.13%	0.02
<i>String 17</i>	<i>Stringbox</i>	48	21.96	62.00	5.09	6.490	0.69%	0.12
<i>String 18</i>	<i>Stringbox</i>	18	21.96	62.00	5.09	6.490	0.26%	0.04
<i>String 19</i>	<i>Stringbox</i>	54	21.96	62.00	5.09	6.490	0.77%	0.13
<i>String 20</i>	<i>Stringbox</i>	23	21.96	62.00	5.09	6.490	0.33%	0.06

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE P – DADOS DO DIMENSIONAMENTO BTCC DO TRECHO

***STRINGBOX*-ELETROCENTRO PARA EC1 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR**

Tabela 71 – Valores para o trecho “*Stringbox*-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC1 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>Stringbox</i>	Eletrocentro	1107,34	301,6	272,4	Al	500	482

Fonte: Autoria própria.

Tabela 72 – Valores para o trecho “*Stringbox*-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC1 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>Stringbox</i>	Eletrocentro	5	0,96	1	1	0,65	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 73 – Valores para o trecho “*Stringbox*-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC1 com a utilização de inversor modular.

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>String 1</i>	Eletrocentro	104	300.77	90.56	0.06	0.077	0.39%	1.19
<i>String 2</i>	Eletrocentro	157	300.77	90.56	0.06	0.077	0.59%	1.79
<i>String 3</i>	Eletrocentro	210	300.77	90.56	0.06	0.077	0.79%	2.40
<i>String 4</i>	Eletrocentro	263	300.77	90.56	0.06	0.077	1.00%	3.00
<i>String 5</i>	Eletrocentro	316	300.77	90.56	0.06	0.077	1.20%	3.61
<i>String 6</i>	Eletrocentro	291	300.77	90.56	0.06	0.077	1.10%	3.32
<i>String 7</i>	Eletrocentro	330	300.77	90.56	0.06	0.077	1.25%	3.77
<i>String 8</i>	Eletrocentro	304	300.77	90.56	0.06	0.077	1.15%	3.47
<i>String 9</i>	Eletrocentro	278	300.77	90.56	0.06	0.077	1.05%	3.17
<i>String 10</i>	Eletrocentro	253	300.77	90.56	0.06	0.077	0.96%	2.89
<i>String 11</i>	Eletrocentro	227	300.77	90.56	0.06	0.077	0.86%	2.59
<i>String 12</i>	Eletrocentro	201	300.77	90.56	0.06	0.077	0.76%	2.29
<i>String 13</i>	Eletrocentro	176	300.77	90.56	0.06	0.077	0.67%	2.01
<i>String 14</i>	Eletrocentro	39	300.77	90.56	0.06	0.077	0.15%	0.45
<i>String 15</i>	Eletrocentro	128	300.77	90.56	0.06	0.077	0.48%	1.46
<i>String 16</i>	Eletrocentro	177	300.77	90.56	0.06	0.077	0.67%	2.02
<i>String 17</i>	Eletrocentro	229	300.77	90.56	0.06	0.077	0.87%	2.61
<i>String 18</i>	Eletrocentro	281	300.77	90.56	0.06	0.077	1.06%	3.21
<i>String 19</i>	Eletrocentro	293	300.77	90.56	0.06	0.077	1.11%	3.34
<i>String 20</i>	Eletrocentro	137	300.77	90.56	0.06	0.077	0.52%	1.56
<i>String 21</i>	Eletrocentro	84	300.77	90.56	0.06	0.077	0.32%	0.96
<i>String 22</i>	Eletrocentro	175	300.77	90.56	0.06	0.077	0.66%	2.00
<i>String 23</i>	Eletrocentro	201	300.77	90.56	0.06	0.077	0.76%	2.29
<i>String 24</i>	Eletrocentro	228	300.77	90.56	0.06	0.077	0.86%	2.60
<i>String 25</i>	Eletrocentro	254	300.77	90.56	0.06	0.077	0.96%	2.90
<i>String 26</i>	Eletrocentro	306	300.77	90.56	0.06	0.077	1.16%	3.49
<i>String 27</i>	Eletrocentro	227	300.77	90.56	0.06	0.077	0.86%	2.59
<i>String 28</i>	Eletrocentro	175	300.77	90.56	0.06	0.077	0.66%	2.00
<i>String 29</i>	Eletrocentro	123	300.77	90.56	0.06	0.077	0.47%	1.40
<i>String 30</i>	Eletrocentro	71	300.77	90.56	0.06	0.077	0.27%	0.81

Fonte: Autoria própria.

**APÊNDICE Q – DADOS DO DIMENSIONAMENTO BTCC DO TRECHO
 STRINGBOX-ELETROCENTRO PARA EC2 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR
 MODULAR**

Tabela 74 – Valores para o trecho “Stringbox-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC2 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>Stringbox</i>	Eletrocentro	1107,34	301,6	272,4	Al	500	482

Fonte: Autoria própria.

Tabela 75 – Valores para o trecho “Stringbox-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC2 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>Stringbox</i>	Eletrocentro	5	0,96	1	1	0,65	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 76 – Valores para o trecho “Stringbox-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC2 com a utilização de inversor modular.

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>Stringbox</i> 1	Eletrocentro	84	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.32%	0.96
<i>Stringbox</i> 2	Eletrocentro	246	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.93%	2.81
<i>Stringbox</i> 3	Eletrocentro	272	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.03%	3.10
<i>Stringbox</i> 4	Eletrocentro	285	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.08%	3.25
<i>Stringbox</i> 5	Eletrocentro	245	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.93%	2.80
<i>Stringbox</i> 6	Eletrocentro	89	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.34%	1.02
<i>Stringbox</i> 7	Eletrocentro	139	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.53%	1.59
<i>Stringbox</i> 8	Eletrocentro	286	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.08%	3.26
<i>Stringbox</i> 9	Eletrocentro	217	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.82%	2.48

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>Stringbox</i> 10	Eletrocentro	87	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.33%	0.99
<i>Stringbox</i> 11	Eletrocentro	122	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.46%	1.39
<i>Stringbox</i> 12	Eletrocentro	174	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.66%	1.99
<i>Stringbox</i> 13	Eletrocentro	226	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.86%	2.58
<i>Stringbox</i> 14	Eletrocentro	174	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.66%	1.99
<i>Stringbox</i> 15	Eletrocentro	121	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.46%	1.38
<i>Stringbox</i> 16	Eletrocentro	141	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.53%	1.61
<i>Stringbox</i> 17	Eletrocentro	284	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.07%	3.24
<i>Stringbox</i> 18	Eletrocentro	245	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.93%	2.80
<i>Stringbox</i> 19	Eletrocentro	193	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.73%	2.20
<i>Stringbox</i> 20	Eletrocentro	141	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.53%	1.61
<i>Stringbox</i> 21	Eletrocentro	170	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.64%	1.94
<i>Stringbox</i> 22	Eletrocentro	223	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.84%	2.55
<i>Stringbox</i> 23	Eletrocentro	275	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.04%	3.14
<i>Stringbox</i> 24	Eletrocentro	328	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.24%	3.74
<i>Stringbox</i> 25	Eletrocentro	172	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.65%	1.96
<i>Stringbox</i> 26	Eletrocentro	90	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.34%	1.03
<i>Stringbox</i> 27	Eletrocentro	142	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.54%	1.62
<i>Stringbox</i> 28	Eletrocentro	182	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.69%	2.08
<i>Stringbox</i> 29	Eletrocentro	143	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.54%	1.63
<i>Stringbox</i> 30	Eletrocentro	91	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.34%	1.04
<i>Stringbox</i> 31	Eletrocentro	277	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.05%	3.16

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>Stringbox</i> 32	Eletrocentro	330	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.25%	3.77
<i>Stringbox</i> 33	Eletrocentro	266	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.01%	3.04
<i>Stringbox</i> 34	Eletrocentro	279	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.06%	3.18
<i>Stringbox</i> 35	Eletrocentro	253	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.96%	2.89
<i>Stringbox</i> 36	Eletrocentro	228	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.86%	2.60
<i>Stringbox</i> 37	Eletrocentro	202	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.76%	2.31
<i>Stringbox</i> 38	Eletrocentro	225	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.85%	2.57
<i>Stringbox</i> 39	Eletrocentro	251	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.95%	2.86
<i>Stringbox</i> 40	Eletrocentro	278	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.05%	3.17

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE R – DADOS DO DIMENSIONAMENTO BTCC DO TRECHO *STRINGBOX*-ELETROCENTRO PARA EC3 COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR

Tabela 77 – Valores para o trecho “*Stringbox*-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC3 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Tensão (V)	Potência (kW)	Corrente elétrica nominal (A)	Tipo de condutor	Seção (mm²)	Ampacidade do cabo (A)
<i>Stringbox</i>	Eletrocentro	1107,34	301,6	272,4	Al	500	482

Fonte: Autoria própria.

Tabela 78 – Valores para o trecho “*Stringbox*-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC3 com a utilização de inversor modular que se repetem em todos os trechos.

DE	PARA	Nº de dutos na vala	Fator de correção de temperatura	Fator de correção de resistividade do solo	Fator de correção de profundidade	Fator de correção de agrupamento de circuitos	Fator de correção de agrupamento de eletrodutos
<i>Stringbox</i>	Eletrocentro	5	0,96	1	1	0,65	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 79 – Valores para o trecho “*Stringbox*-Eletrocentro” do eletrocampo típico EC3 com a utilização de inversor modular.

DE	PARA	Distância linear (m)	Ampacidade corrigida (A)	Carregamento (%)	Rcc @20°C (Ω/km)	Rcc @90°C (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
<i>Stringbox</i> 1	Eletrocentro	252	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.95%	2.88
<i>Stringbox</i> 2	Eletrocentro	187	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.71%	2.13
<i>Stringbox</i> 3	Eletrocentro	142	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.54%	1.62
<i>Stringbox</i> 4	Eletrocentro	103	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.39%	1.18
<i>Stringbox</i> 5	Eletrocentro	51	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.19%	0.58
<i>Stringbox</i> 6	Eletrocentro	99	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.37%	1.13
<i>Stringbox</i> 7	Eletrocentro	102	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.39%	1.16
<i>Stringbox</i> 8	Eletrocentro	214	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.81%	2.44
<i>Stringbox</i> 9	Eletrocentro	241	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.91%	2.75
<i>Stringbox</i> 10	Eletrocentro	293	300.77	90.56	0.06	0.0769	1.11%	3.34
<i>Stringbox</i> 11	Eletrocentro	154	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.58%	1.76
<i>Stringbox</i> 12	Eletrocentro	206	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.78%	2.35
<i>Stringbox</i> 13	Eletrocentro	231	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.87%	2.64
<i>Stringbox</i> 14	Eletrocentro	52	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.20%	0.59
<i>Stringbox</i> 15	Eletrocentro	105	300.77	90.56	0.06	0.0769	0.40%	1.20

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE S – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF I COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR

Tabela 80 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF01-03 EC1	CGF01-02 EC1	604.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 1	CGF01-02 EC1	CGF01-07 EC1	564.00	400	1	2	34.5	13.2	1
CIRCUITO 1	CGF01-07 EC1	CGF01-01 EC3	1207.00	240	2	2	34.5	19.8	1
CIRCUITO 1	CGF01-01 EC3	SE	667.00	400	2	2	34.5	23.1	1
CIRCUITO 2	CGF01-06 EC1	CGF01-05 EC1	512.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 2	CGF01-05 EC1	CGF01-04 EC1	643.00	400	1	2	34.5	13.2	1
CIRCUITO 2	CGF01-04 EC1	SE	1178.00	240	2	2	34.5	19.8	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 81 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF01-03 EC1	CGF01-02 EC1	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF01-02 EC1	CGF01-07 EC1	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 1	CGF01-07 EC1	CGF01-01 EC3	331.3	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 1	CGF01-01 EC3	SE	386.6	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 2	CGF01-06 EC1	CGF01-05 EC1	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF01-05 EC1	CGF01-04 EC1	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 2	CGF01-04 EC1	SE	331.3	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 82 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF I com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF01-03 EC1	CGF01-02 EC1	149.8	73.75%	0.4110	0.157	0.145	9.54
CIRCUITO 1	CGF01-02 EC1	CGF01-07 EC1	249.6	88.50%	0.1020	0.127	0.067	8.84
CIRCUITO 1	CGF01-07 EC1	CGF01-01 EC3	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.170	33.60
CIRCUITO 1	CGF01-01 EC3	SE	249.6	77.44%	0.1020	0.127	0.069	16.01
CIRCUITO 2	CGF01-06 EC1	CGF01-05 EC1	149.8	73.75%	0.4110	0.157	0.123	8.09
CIRCUITO 2	CGF01-05 EC1	CGF01-04 EC1	249.6	88.50%	0.1020	0.127	0.076	10.08
CIRCUITO 2	CGF01-04 EC1	SE	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.166	32.80

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE T – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF II COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR

Tabela 83 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm^2)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CG02-05F EC1	CGF02-04 EC3	727.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 1	CGF02-04 EC3	CGF02-03 EC3	726.00	240	1	2	34.5	9.9	1
CIRCUITO 1	CGF02-03 EC3	SE	1072.00	400	1	2	34.5	13.2	1
CIRCUITO 2	CGF02-02 EC1	CGF02-01 EC1	848.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 2	CGF02-01 EC1	SE	1057.00	400	1	2	34.5	13.2	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 84 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CG02-05F EC1	CGF02-04 EC3	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	165.0
CIRCUITO 1	CGF02-04 EC3	CGF02-03 EC3	165.7	0.96	1.00	1.00	0.80	267.0
CIRCUITO 1	CGF02-03 EC3	SE	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	331.0

CIRCUITO 2	CGF02-02 EC1	CGF02-01 EC1	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	165.0
CIRCUITO 2	CGF02-01 EC1	SE	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	331.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 85 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF II com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω /km)	Xl (Ω /km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CG02-05F EC1	CGF02-04 EC3	158.4	69.73%	0.4110	0.157	0.174	11.48
CIRCUITO 1	CGF02-04 EC3	CGF02-03 EC3	205.1	80.79%	0.1610	0.137	0.102	10.11
CIRCUITO 1	CGF02-03 EC3	SE	254.2	86.90%	0.1020	0.127	0.127	16.81
CIRCUITO 2	CGF02-02 EC1	CGF02-01 EC1	158.4	69.73%	0.4110	0.157	0.203	13.39
CIRCUITO 2	CGF02-01 EC1	SE	254.2	86.90%	0.1020	0.127	0.126	16.57

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE U – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF III COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR

Tabela 86 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm ²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF03-04 EC1	CGF03-05 EC1	437.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 1	CGF03-05 EC1	CGF03-07 EC1	994.00	400	1	2	34.5	13.2	1
CIRCUITO 1	CGF03-07 EC1	SE	1844.00	240	2	2	34.5	19.8	1
CIRCUITO 2	CGF03-01 EC1	CGF03-02 EC1	577.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 2	CGF03-02 EC1	CGF03-03 EC1	297.00	400	1	2	34.5	13.2	1
CIRCUITO 2	CGF03-03 EC1	CGF03-06 EC3	1504.00	240	2	2	34.5	19.8	1
CIRCUITO 2	CGF03-06 EC3	SE	1915.00	240	2	2	34.5	23.1	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 87 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF03-04 EC1	CGF03-05 EC1	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	165.0
CIRCUITO 1	CGF03-05 EC1	CGF03-07 EC1	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	331.0
CIRCUITO 1	CGF03-07 EC1	SE	331.3	0.96	1.00	1.00	0.80	267.0
CIRCUITO 2	CGF03-01 EC1	CGF03-02 EC1	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	165.0
CIRCUITO 2	CGF03-02 EC1	CGF03-03 EC1	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	331.0
CIRCUITO 2	CGF03-03 EC1	CGF03-06 EC3	331.3	0.96	1.00	1.00	0.80	267.0
CIRCUITO 2	CGF03-06 EC3	SE	386.6	0.96	1.00	1.00	0.80	267.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 88 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF III com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF03-04 EC1	CGF03-05 EC1	158.4	69.73%	0.4110	0.157	0.105	6.90
CIRCUITO 1	CGF03-05 EC1	CGF03-07 EC1	254.2	86.90%	0.1020	0.127	0.118	15.58
CIRCUITO 1	CGF03-07 EC1	SE	205.1	80.79%	0.1610	0.137	0.259	51.34
CIRCUITO 2	CGF03-01 EC1	CGF03-02 EC1	158.4	69.73%	0.4110	0.157	0.138	9.11
CIRCUITO 2	CGF03-02 EC1	CGF03-03 EC1	254.2	86.90%	0.1020	0.127	0.035	4.66
CIRCUITO 2	CGF03-03 EC1	CGF03-06 EC3	205.1	80.79%	0.1610	0.137	0.211	41.87
CIRCUITO 2	CGF03-06 EC3	SE	205.1	94.26%	0.1610	0.137	0.314	72.57

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE V – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF IV COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR

Tabela 89 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF04-05 EC1	CGF04-01 EC1	1493.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 1	CGF04-01 EC1	SE	3377.00	400	1	2	34.5	13.2	1
CIRCUITO 2	CGF04-04 EC3	CGF04-03 EC1	495.00	95	1	1	34.5	3.3	1
CIRCUITO 2	CGF04-03 EC1	CGF04-02 EC3	546.00	240	1	2	34.5	9.9	1
CIRCUITO 2	CGF04-02 EC3	SE	4419.00	400	1	2	34.5	13.2	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 90 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF04-05 EC1	CGF04-01 EC1	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF04-01 EC1	SE	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0
CIRCUITO 2	CGF04-04 EC3	CGF04-03 EC1	55.2	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF04-03 EC1	CGF04-02 EC3	165.7	0.96	1.00	1.00	0.80	259.0
CIRCUITO 2	CGF04-02 EC3	SE	220.9	0.96	1.00	1.00	0.80	325.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 91 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF IV com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF04-05 EC1	CGF04-01 EC1	149.8	73.75%	0.4110	0.157	0.357	23.58
CIRCUITO 1	CGF04-01 EC1	SE	249.6	88.50%	0.1020	0.127	0.401	52.95
CIRCUITO 2	CGF04-04 EC3	CGF04-03 EC1	149.8	36.88%	0.4110	0.157	0.059	1.95
CIRCUITO 2	CGF04-03 EC1	CGF04-02 EC3	198.9	83.29%	0.1610	0.137	0.077	7.60
CIRCUITO 2	CGF04-02 EC3	SE	249.6	88.50%	0.1020	0.127	0.525	69.28

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE W – DADOS DE DIMENSIONAMENTO MT PARA A CGF V COM CONFIGURAÇÃO INVERSOR MODULAR

Tabela 92 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	D linear (m)	Seção/Tipo (mm²)	Cabos/fase	Trifólios na vala	Tensão (kV)	Potência (MW)	FP
CIRCUITO 1	CGF05-03 EC3	CGF05-01 EC3	685.00	95	1	1	34.5	3.3	1
CIRCUITO 1	CGF05-01 EC3	CGF05-02 EC2	320.00	95	1	2	34.5	6.6	1
CIRCUITO 1	CGF05-02 EC2	SE	3997.00	630	1	2	34.5	15.4	1
CIRCUITO 2	CGF05-05 EC1	CGF05-04 EC2	746.00	95	1	1	34.5	6.6	1
CIRCUITO 2	CGF05-04 EC2	SE	4965.00	630	1	2	34.5	15.4	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 93 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Inominal (A)	F temp	F solo	F prof.	F agrup	Amp. Cabo (A)
CIRCUITO 1	CGF05-03 EC3	CGF05-01 EC3	55.2	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 1	CGF05-01 EC3	CGF05-02 EC2	110.4	0.96	1.00	1.00	0.80	156.0
CIRCUITO 1	CGF05-02 EC2	SE	257.7	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0
CIRCUITO 2	CGF05-05 EC1	CGF05-04 EC2	110.4	0.96	1.00	1.00	1.00	156.0
CIRCUITO 2	CGF05-04 EC2	SE	257.7	0.96	1.00	1.00	0.80	409.0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 94 – Tabela de dados do dimensionamento MT da CGF V com configuração Inversor Modular.

CIRCUITO	De	Para	Amp. Corrigida (A)	Carregamento (%)	Rca (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Queda de tensão (%)	Perda (kW)
CIRCUITO 1	CGF05-03 EC3	CGF05-01 EC3	149.8	36.88%	0.4110	0.157	0.082	2.70
CIRCUITO 1	CGF05-01 EC3	CGF05-02 EC2	119.8	92.19%	0.4110	0.157	0.077	5.05
CIRCUITO 1	CGF05-02 EC2	SE	314.1	82.05%	0.0640	0.118	0.348	53.52
CIRCUITO 2	CGF05-05 EC1	CGF05-04 EC2	149.8	73.75%	0.4110	0.157	0.179	11.78
CIRCUITO 2	CGF05-04 EC2	SE	314.1	82.05%	0.0640	0.118	0.432	66.48

Fonte: Autoria própria.

ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO JINKO JKM580N-72HL4-BDV

Tiger Neo N-type

72HL4-BDV

560-580 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

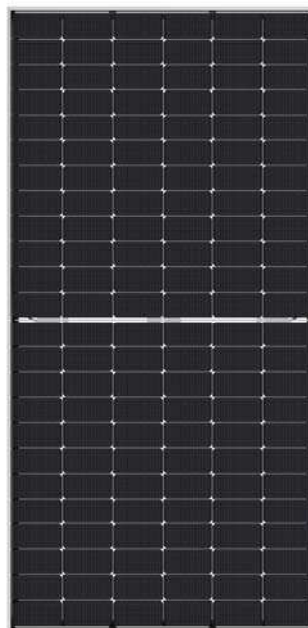
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



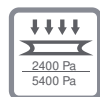
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



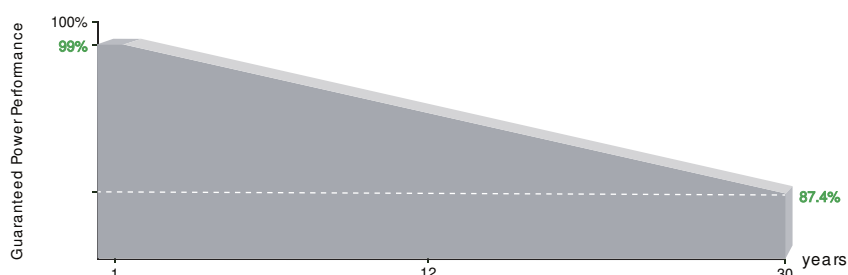
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

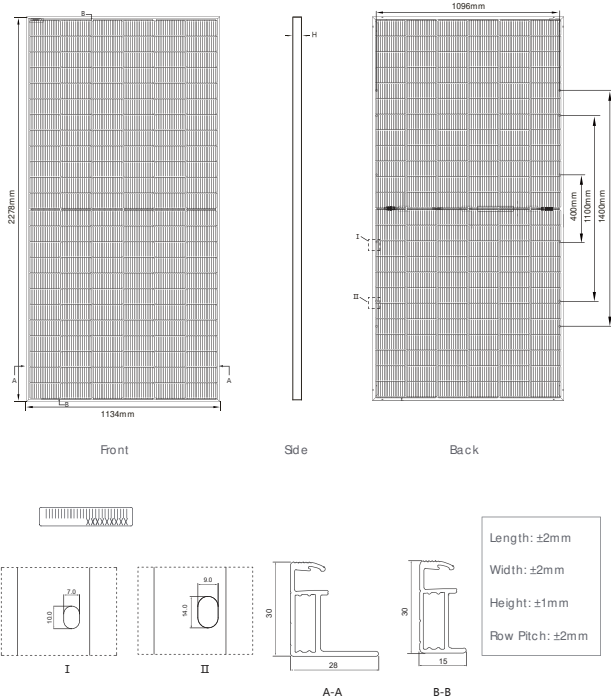


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



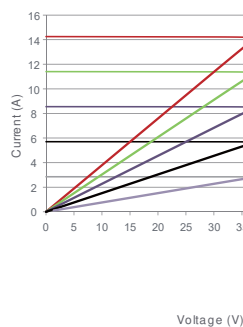
Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

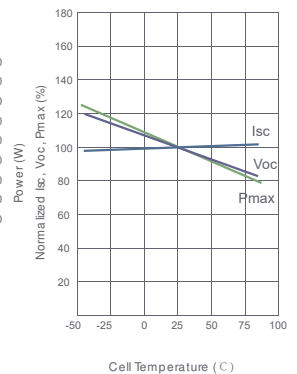
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (570W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (Imp)	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (Isc)	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.68%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
Operating Temperature(°C)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	588Wp	593Wp	599Wp	604Wp	609Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.76%	22.97%	23.17%	23.37%	23.57%
15%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	650Wp	656Wp	661Wp	667Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.93%	25.15%	25.37%	25.60%	25.82%
25%	Maximum Power (Pmax)	700Wp	706Wp	713Wp	719Wp	725Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.10%	27.34%	27.58%	27.82%	28.07%

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR SUN2000-330KTL-H1

► SUN2000-330KTL-H1

Smart String Inverter

For APAC, LATAM & EUROPE



Max.
Efficiency
≥ 99.0%



Smart
Connector-level
Detection
(SCLD)



Smart
Self-cleaning
Fan
(SSCF)



IP66
Protection



MBUS
Supported



Smart
String-level
Disconnection
(SSLD)

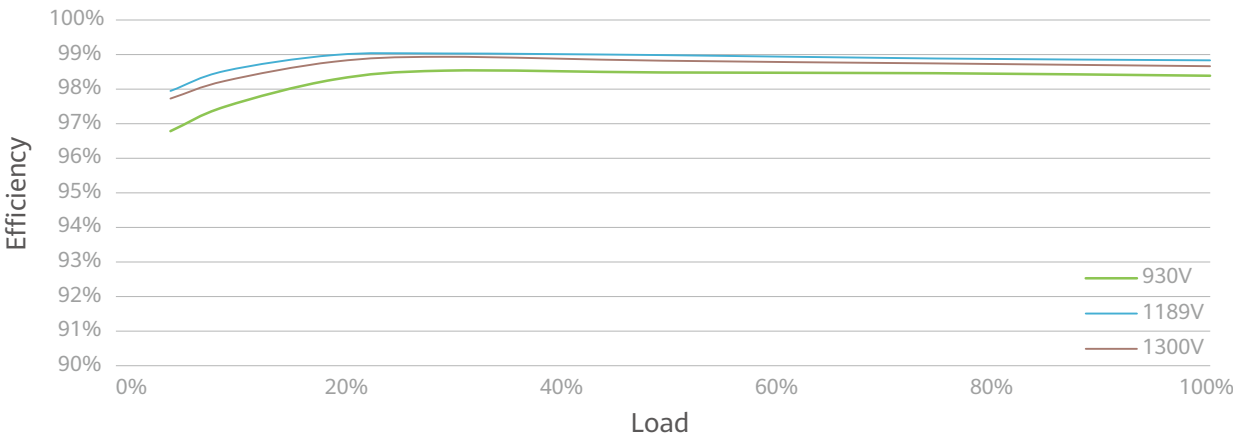


Smart IV Curve
Diagnosis
Supported

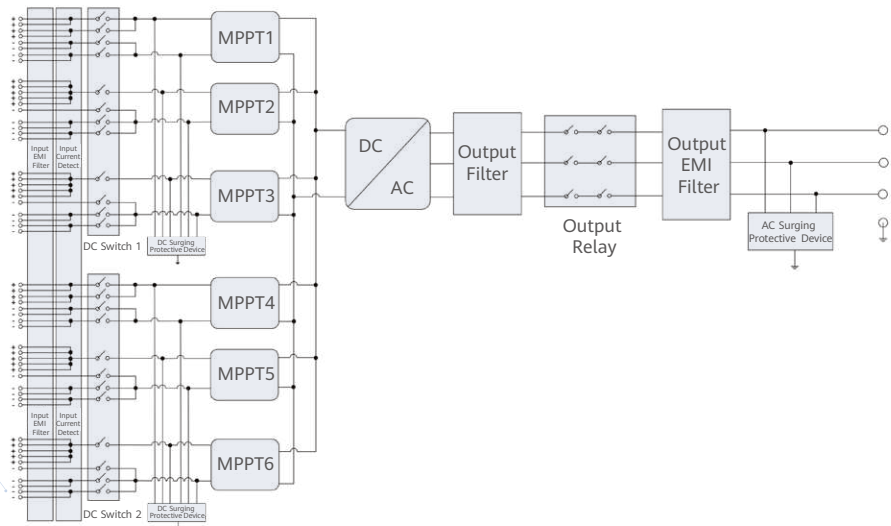


Surge
Arresters for
DC & AC

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.03%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THDi < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

ANEXO C – DATASHEET DO ELETROCENTRO JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1

► JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1
Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and pre-tested,
no Internal cabling needed onsite
Compact 20' HC container design for easy transportation



Efficient

High efficiency transformer for higher yields
Lower self-consumption for higher yields



Smart

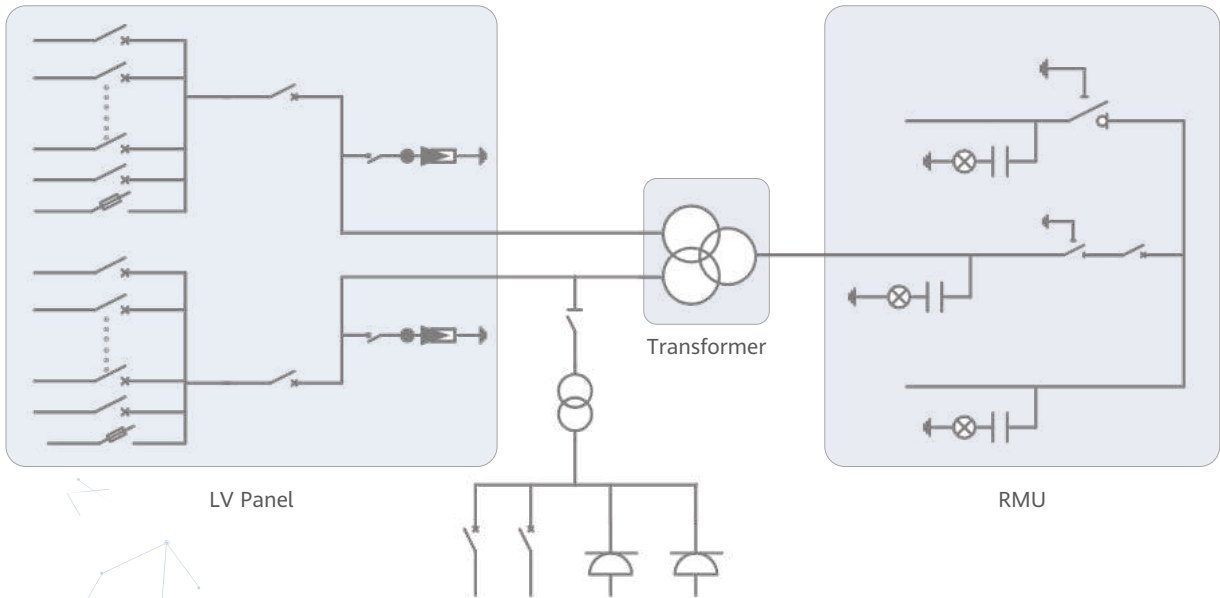
Real-time detection of transformer,
LV panel and RMU high precision sensor
of LV electricity parameters
Remote control of ACB and MV circuit breaker



Reliable

Robust design against harsh environments optimal cooling
Design for high availability and easy O&M
Comprehensive tests from components, device to solution

Schematic Diagram



Technical Specifications

Model	JUPITER-9000K-H1	JUPITER-6000K-H1	JUPITER-3000K-H1
Input			
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2 / LUNA2000-200KTL-H1		
Max. LV AC Inputs	30	22	11
AC Power	9,000 kVA @40°C ¹	6,600 kVA @40°C ¹	3,300 kVA @40°C ¹
Rated Input Voltage	800 V		
LV Panel Segregation	Form 2b		
LV Main Switches	ACB (4,000 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 1 x 1 pcs)
LV Main Switches for Inverters / PCS	MCCB (400 A, 2 x 15 pcs)	MCCB (400 A, 2 x 11 pcs)	MCCB (400 A, 11 pcs)
Output			
Rated Output Voltage	10~35 kV ²		
Frequency	50 Hz or 60 Hz		
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type		
Transformer Cooling Type	ONAN		
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%		
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)		
Transformer Vector Group	Dy11-y11	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1		
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated		
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit		
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit		
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0		
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac		
Protection			
Transformer Detection & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz		
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54		
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s		
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N		
LV Overvoltage Protection	Type I+II		
Anti-rodent Protection	C5-Medium		
Features			
2 kVA UPS	Optional ³		
MV Surge Arrester for Transformer	Optional ³		
General			
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC ISO Container)		
Weight	< 28 t	< 23 t	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴		
Relative Humidity	0% ~ 95% (Non-condensing)		
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵		
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite		
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability		
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D		
Standards Compliance			
IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1			

1: More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2: Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request
3: Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4: When ambient temperature ≥55 °C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
5: For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

ANEXO D – DATASHEET DO INVERSOR SG1100UD

SG1100UD

Outdoor Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %
- Effective cooling, full power operation at 45 °C



SMART O&M

- Integrated zone monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance



SAVED INVESTMENT

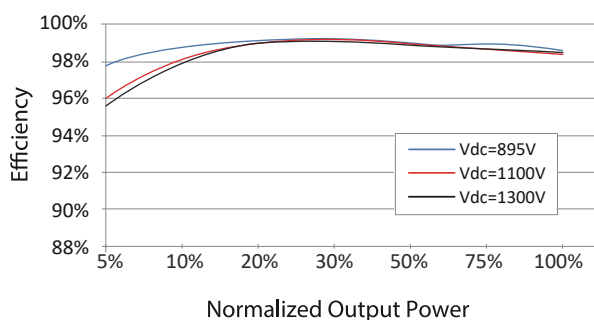
- Low transportation and installation cost due to outdoor design
- DC 1500 V system, low system cost
- Q at night function optional



GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

EFFICIENCY CURVE



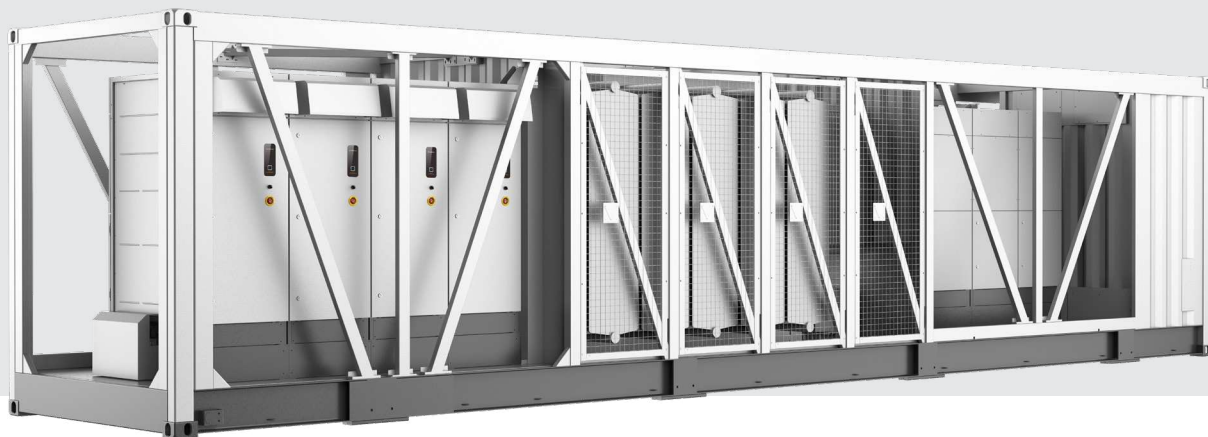
Type designation	SG1100UD
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	895 V / 905 V
MPP voltage range	895 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	5 (optional: 7)
Max. PV input current	1435 A
Max. DC short-circuit current	3528 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	1100 kVA @ 45 °C, 1133 kVA @ 40 °C, 1265 kVA @ 22.5 °C
Max. AC output current	1160 A
Nominal AC voltage	630 V
AC voltage range	536 V – 693 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.8 %
Protection & Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
AC output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Q at night function	Optional
General data	
Dimensions (W*H*D)	700 mm * 2290 mm * 1525 mm
Weight	900 kg
Topology	Transformerless
Degree of protection	IP65
Night power consumption	< 200 W
Operating ambient temperature range	- 35 °C to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED Indicators, WLAN+WebHMI
Communication	Standard: RS485, Ethernet
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 206007-1:2013, NTS 631, UTE C15-712-1:2013
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

**ANEXO E – DATASHEET DO ELETROCENTRO SG3300UD-MV/ SG4400UD-MV/
SG6600UD-MV/SG8800UD-MV**

SG6600UD-MV

SG8800UD-MV

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 45 °C



SMART O&M

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



SAVED INVESTMENT

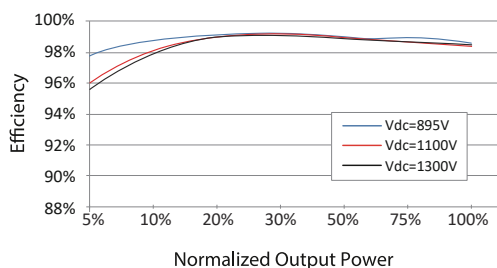
- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

EFFICIENCY CURVE



Type Designation	SG6600UD-MV	SG8800UD-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	895 V / 905 V	
MPP voltage range	895 V – 1500 V	
No. of independent MPP inputs	6	8
No. of DC inputs	30 (optional: 42)	40 (optional: 56)
Max. PV input current	6 * 1435 A	8 * 1435 A
Max. DC short-circuit current	6 * 3528 A	8 * 3528 A
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	6600 kVA @ 45 °C	8800 kVA @ 45 °C
	6798 kVA @ 40 °C	9064 kVA @ 40 °C
	7590 kVA @ 22.5 °C	10120 kVA @ 22.5 °C
Max. inverter output current	6 * 1160 A	8 * 1160 A
Max. AC output current	438.3 A	292.2 A
AC voltage range	10 kV – 35 kV	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency / Inverter European efficiency	99.0 % / 98.8 %	
Transformer		
Transformer rated power	6600 kVA	8800 kVA
Transformer max. power	7590 kVA	10120 kVA
LV / MV voltage	0.63 kV / 0.63 kV / (10 – 35) kV	0.63 kV / 0.63 kV / (20 – 35) kV
Impedance	8 % (0 – ±10 %) @ 6600 kVA	9.5 % (0 – ±10 %) @ 8800 kVA
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN	
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type 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)	12192 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	27.5 T	31.5 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 °C to 60 °C (>45 °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	LED indicators, WLAN+WebHMI	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC62271-202, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 206007-1:2013, NTS 631, UTE C15-712-1:2013	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

SG3300UD-MV

SG4400UD-MV

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 45 °C



SMART O&M

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



SAVED INVESTMENT

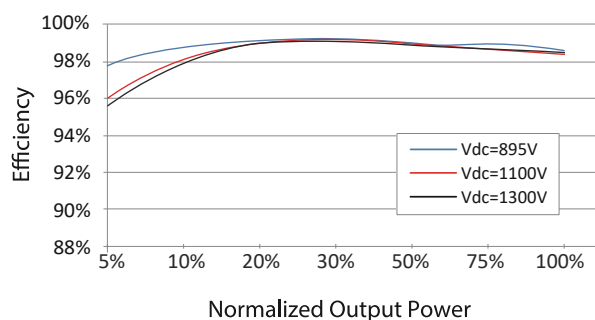
- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

EFFICIENCY CURVE



Type Designation	SG3300UD-MV	SG4400UD-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	895 V / 905 V	
MPP voltage range	895 V – 1500 V	
No. of independent MPP inputs	3	4
No. of DC inputs	15 (optional: 21)	20 (optional: 28)
Max. PV input current	3 * 1435 A	4 * 1435 A
Max. DC short-circuit current	3 * 3528 A	4 * 3528 A
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3300 kVA @ 45 °C 3399 kVA @ 40 °C 3795 kVA @ 22.5 °C	4400 kVA @ 45 °C 4532 kVA @ 40 °C 5060 kVA @ 22.5 °C
Max. inverter output current	3 * 1160 A	4 * 1160 A
Max. AC output current	219.2 A	292.2 A
AC voltage range	10 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency / Inverter European efficiency	99.0 % / 98.8 %	
Transformer		
Transformer rated power	3300 kVA	4400 kVA
Transformer max. power	3795 kVA	5060 kVA
LV / MV voltage	0.63 kV / (10 – 35) kV	
Impedance	7 % (0 - ± 10 %) @ 3300 kVA	8 % (0 - ± 10 %) @ 4400 kVA
Transformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN	
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type 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 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	17.5 T	20 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 °C to 60 °C (> 45 °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	LED indicators, WLAN + WebHMI	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC62271-202, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 206007-1:2013, NTS 631, UTE C15-712-1:2013	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

ANEXO F – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST PARA O CASO 1

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: InvString

Variant: New simulation variant

Unlimited trackers

System power: 212.5 MWp

Ôlho d'Água (1) - Brazil

Author

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

Project summary**Geographical Site**

Ôlho d'Água (1)
Brazil

Situation

Latitude -6.03 °S
Longitude -40.35 °W
Altitude 418 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ôlho d'Água (1)
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 10

Unlimited trackers**PV Field Orientation****Orientation**

Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Near Shadings

No Shadings

System information**PV Array**

Nb. of modules 366392 units
Pnom total 212.5 MWp

Inverters

Nb. of units 546 units
Pnom total 163.8 MWac
Pnom ratio 1.297

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 428739347 kWh/year Specific production 2018 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 78.99 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

General parameters

Grid-Connected System

Unlimited trackers

PV Field Orientation

Orientation

Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Trackers configuration

Nb. of trackers 10 units

Unlimited trackers

Sizes

Tracker Spacing 6.60 m

Collector width 3.00 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 45.5 %

Left inactive band 0.02 m

Right inactive band 0.02 m

Phi min / max. -/+ 60.0 °

Shading limit angles

Phi limits for BT -/+ 62.7 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model

2D Calculation

unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.60 m

Tracker width 3.04 m

GCR 46.1 %

Axis height above ground 2.10 m

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.20

Bifaciality factor 80 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 10.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model JKM-580N-72HL4-BDV

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 580 Wp

Number of PV modules 366392 units

Nominal (STC) 212.5 MWp

Modules 14092 string x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 197.1 MWp

U mpp 1022 V

I mpp 192759 A

Total PV power

Nominal (STC) 212507 kWp

Total 366392 modules

Module area 946483 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model SUN2000-330KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 300 kWac

Number of inverters 546 units

Total power 163800 kWac

Operating voltage 550-1500 V

Max. power (=>30°C) 330 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.30

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 163800 kWac

Max. power 180180 kWac

Number of inverters 546 units

Pnom ratio 1.30



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.086 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 10
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
5 periods



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

Main results

System Production

Produced Energy 428739347 kWh/year

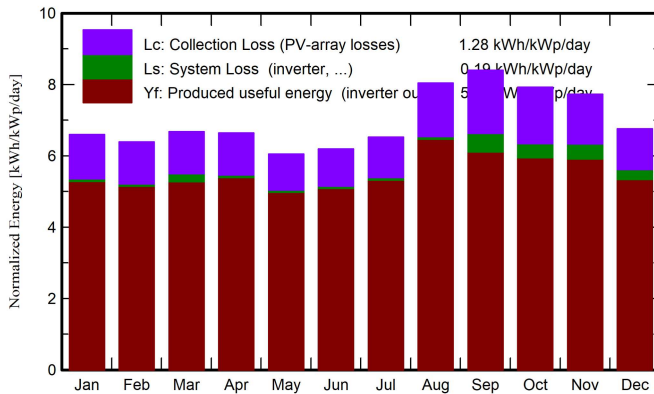
Specific production

2018 kWh/kWp/year

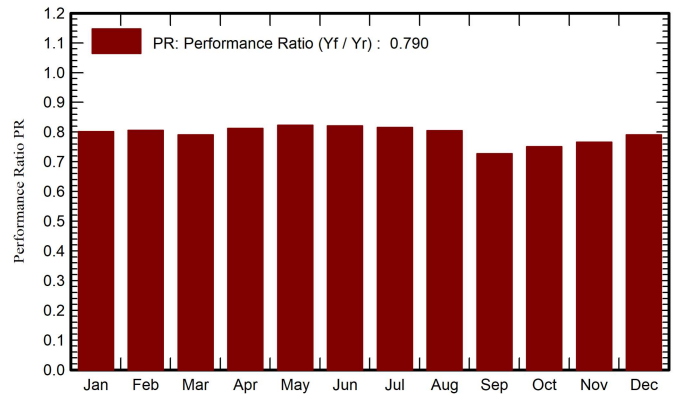
Perf. Ratio PR

78.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	162.1	77.86	27.24	204.6	189.3	35329234	34861795	0.802
February	142.4	72.42	26.75	179.0	164.7	31063652	30642471	0.806
March	165.2	75.24	26.71	207.0	193.6	36267622	34763384	0.790
April	155.3	70.19	26.12	199.4	184.6	34839110	34405251	0.812
May	147.3	69.35	26.80	187.6	173.5	33235657	32813614	0.823
June	142.4	60.98	26.04	185.9	171.2	32855567	32447256	0.821
July	155.4	63.68	26.48	202.4	186.2	35524903	35090661	0.816
August	185.4	57.14	27.15	249.2	230.9	43118196	42632032	0.805
September	188.5	59.88	27.66	252.1	234.5	42321161	38949822	0.727
October	189.9	69.08	28.53	245.8	230.7	41831079	39216706	0.751
November	183.3	74.18	28.03	231.8	218.6	40431287	37709227	0.765
December	169.9	76.22	28.00	209.4	197.4	36997484	35207128	0.791
Year	1987.0	826.23	27.13	2554.2	2375.1	443814952	428739347	0.790

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

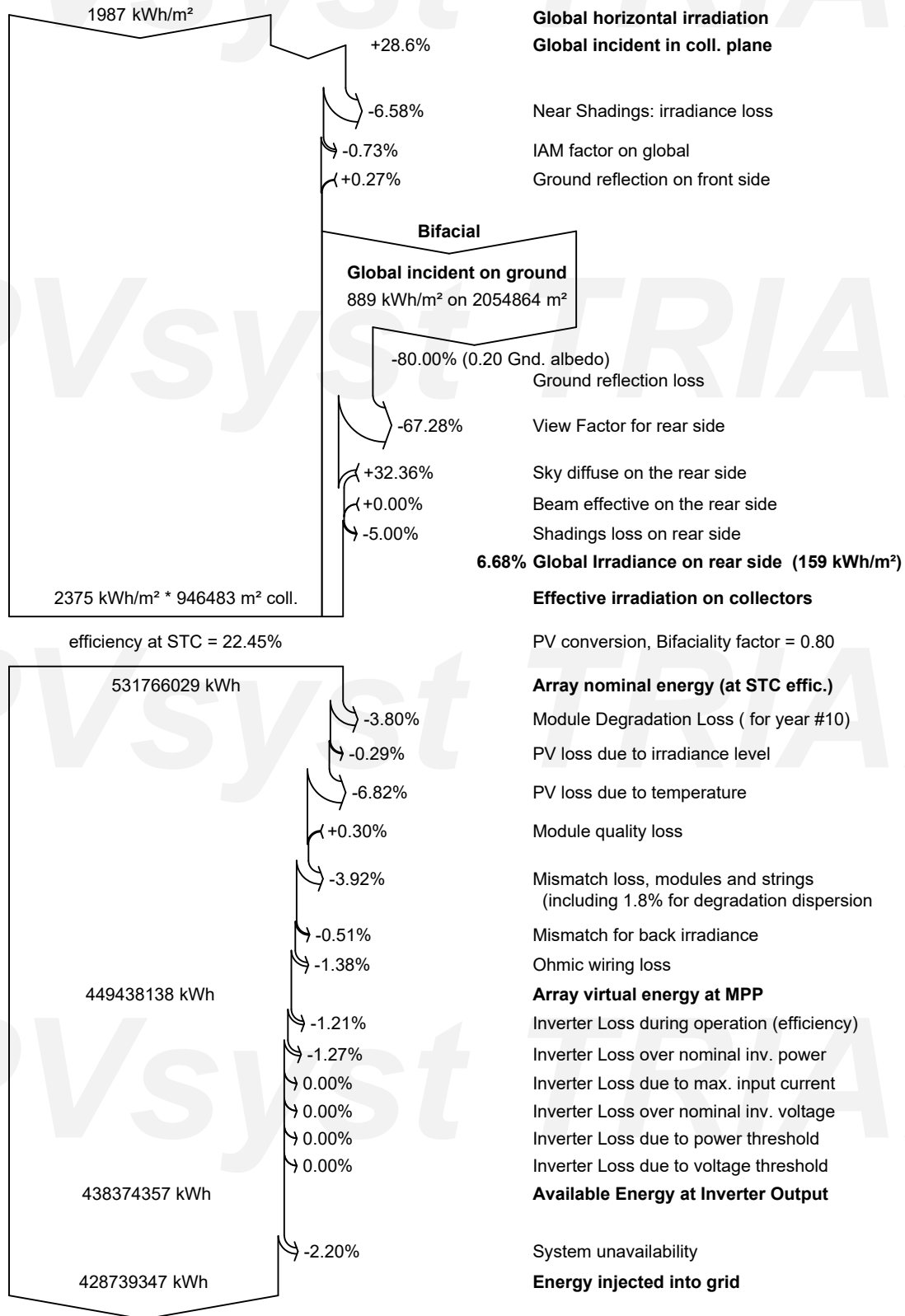
PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

Loss diagram



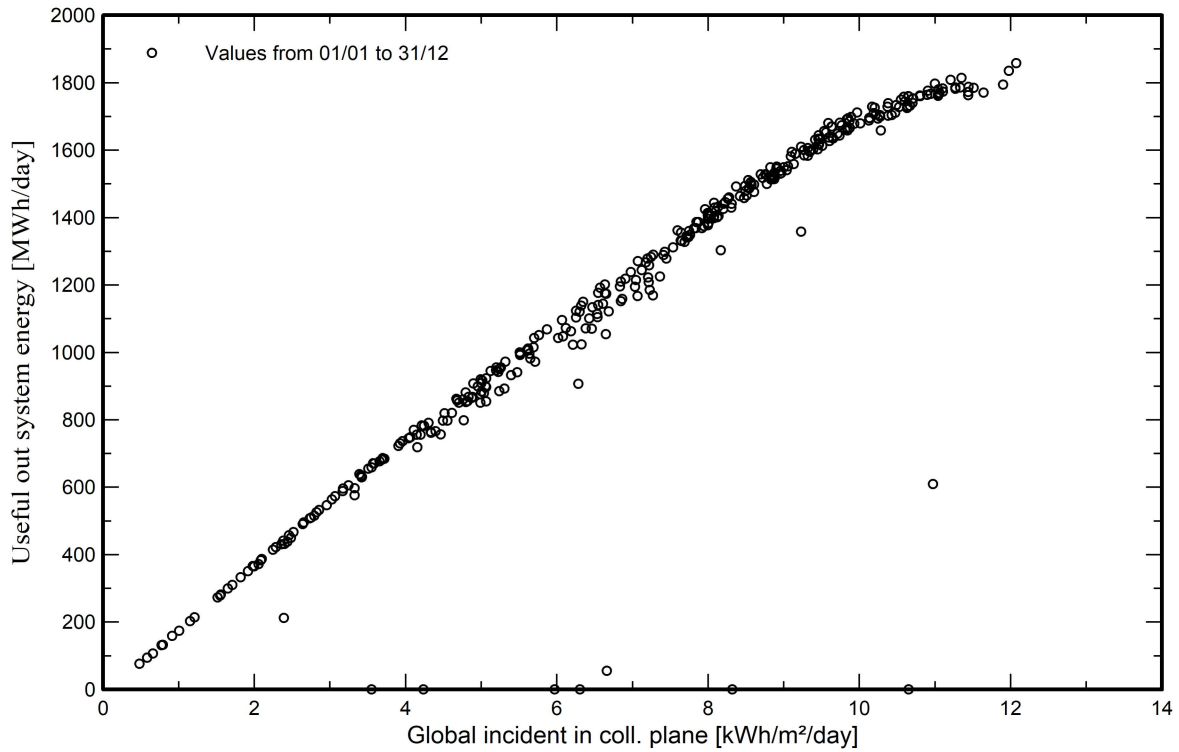


PVsyst V7.4.8

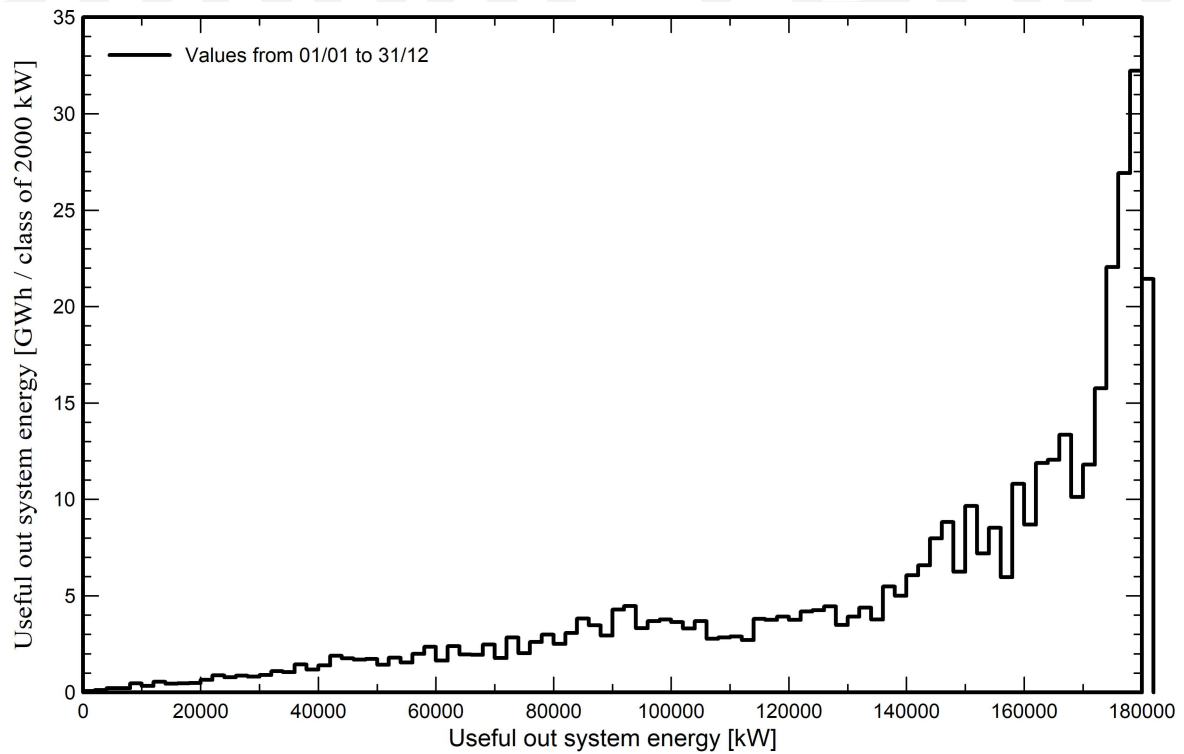
VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

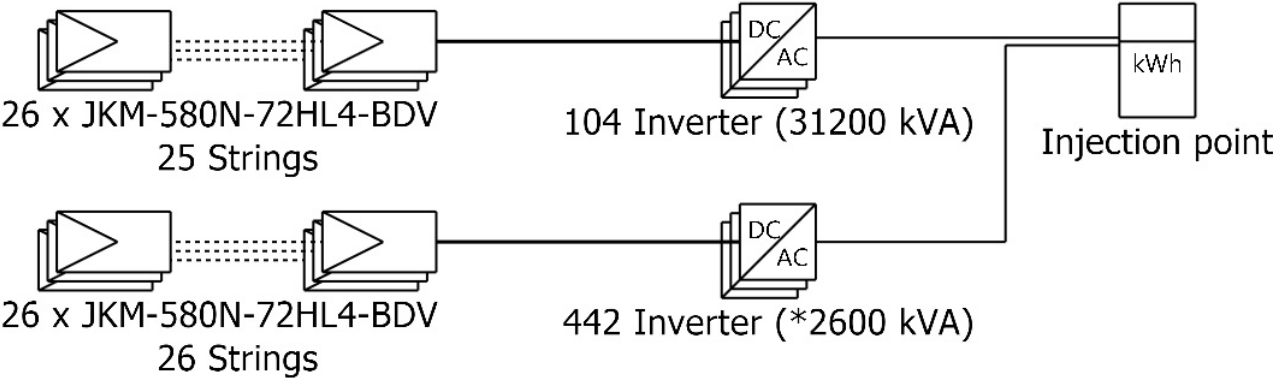




PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
23/02/25 11:55
with V7.4.8

Single-line diagram



PV module	JKM-580N-72HL4-BDV
Inverter	SUN2000-330KTL-H1
String	26 x JKM-580N-72HL4-BDV

InvString

VC0 : New simulation variant

23/02/25

ANEXO F – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST PARA O CASO 2

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Tentativa1_InvModular

Variant: New simulation variant

Unlimited trackers

System power: 212.5 MWp

Ôlho d'Água (1) - Brazil

Author

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

Project summary**Geographical Site**

Ôlho d'Água (1)
Brazil

Situation

Latitude -6.03 °S
Longitude -40.35 °W
Altitude 418 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ôlho d'Água (1)
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 10

Unlimited trackers**PV Field Orientation****Orientation**

Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Near Shadings

No Shadings

System information**PV Array**

Nb. of modules 366392 units
Pnom total 212.5 MWp

Inverters

Nb. of units 154 units
Pnom total 169.4 MWac
Pnom ratio 1.254

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 430090236 kWh/year Specific production 2024 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 79.24 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

General parameters

Grid-Connected System

Unlimited trackers

PV Field Orientation

Orientation

Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Trackers configuration

Nb. of trackers 10 units

Unlimited trackers

Sizes

Tracker Spacing 6.60 m

Collector width 3.00 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 45.5 %

Left inactive band 0.02 m

Right inactive band 0.02 m

Phi min / max. -/+ 60.0 °

Shading limit angles

Phi limits for BT -/+ 62.7 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model

2D Calculation

unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.60 m

Tracker width 3.04 m

GCR 46.1 %

Axis height above ground 2.10 m

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.20

Bifaciality factor 80 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 10.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model JKM-580N-72HL4-BDV

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 580 Wp

Number of PV modules 366392 units

Nominal (STC) 212.5 MWp

Modules 14092 string x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 197.1 MWp

U mpp 1022 V

I mpp 192759 A

Total PV power

Nominal (STC) 212507 kWp

Total 366392 modules

Module area 946483 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model SG1100UD

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 1100 kWac

Number of inverters 154 units

Total power 169400 kWac

Operating voltage 895-1300 V

Max. power (=>20°C) 1265 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.25

Total inverter power

Total power 169400 kWac

Max. power 194810 kWac

Number of inverters 154 units

Pnom ratio 1.25

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.086 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module average degradation

Year no 10
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
5 periods



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

Main results

System Production

Produced Energy 430090236 kWh/year

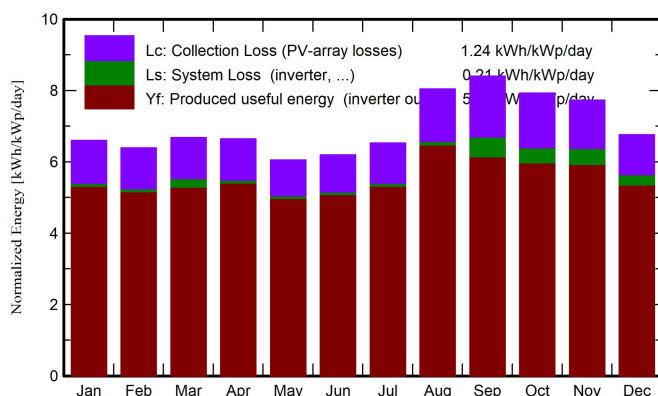
Specific production

2024 kWh/kWp/year

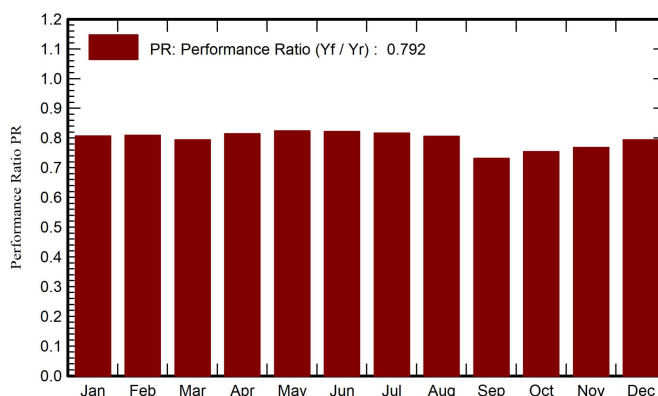
Perf. Ratio PR

79.24 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	162.1	77.86	27.24	204.6	189.3	35593806	35063678	0.806
February	142.4	72.42	26.75	179.0	164.7	31244166	30779485	0.809
March	165.2	75.24	26.71	207.0	193.6	36510781	34912913	0.794
April	155.3	70.19	26.12	199.4	184.6	35026180	34510038	0.814
May	147.3	69.35	26.80	187.6	173.5	33319687	32848908	0.824
June	142.4	60.98	26.04	185.9	171.2	32914822	32450982	0.821
July	155.4	63.68	26.48	202.4	186.2	35606334	35098519	0.816
August	185.4	57.14	27.15	249.2	230.9	43320361	42672141	0.806
September	188.5	59.88	27.66	252.1	234.5	42761498	39187518	0.731
October	189.9	69.08	28.53	245.8	230.7	42184700	39414452	0.754
November	183.3	74.18	28.03	231.8	218.6	40714479	37843064	0.768
December	169.9	76.22	28.00	209.4	197.4	37191310	35308538	0.793
Year	1987.0	826.23	27.13	2554.2	2375.1	446388125	430090236	0.792

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

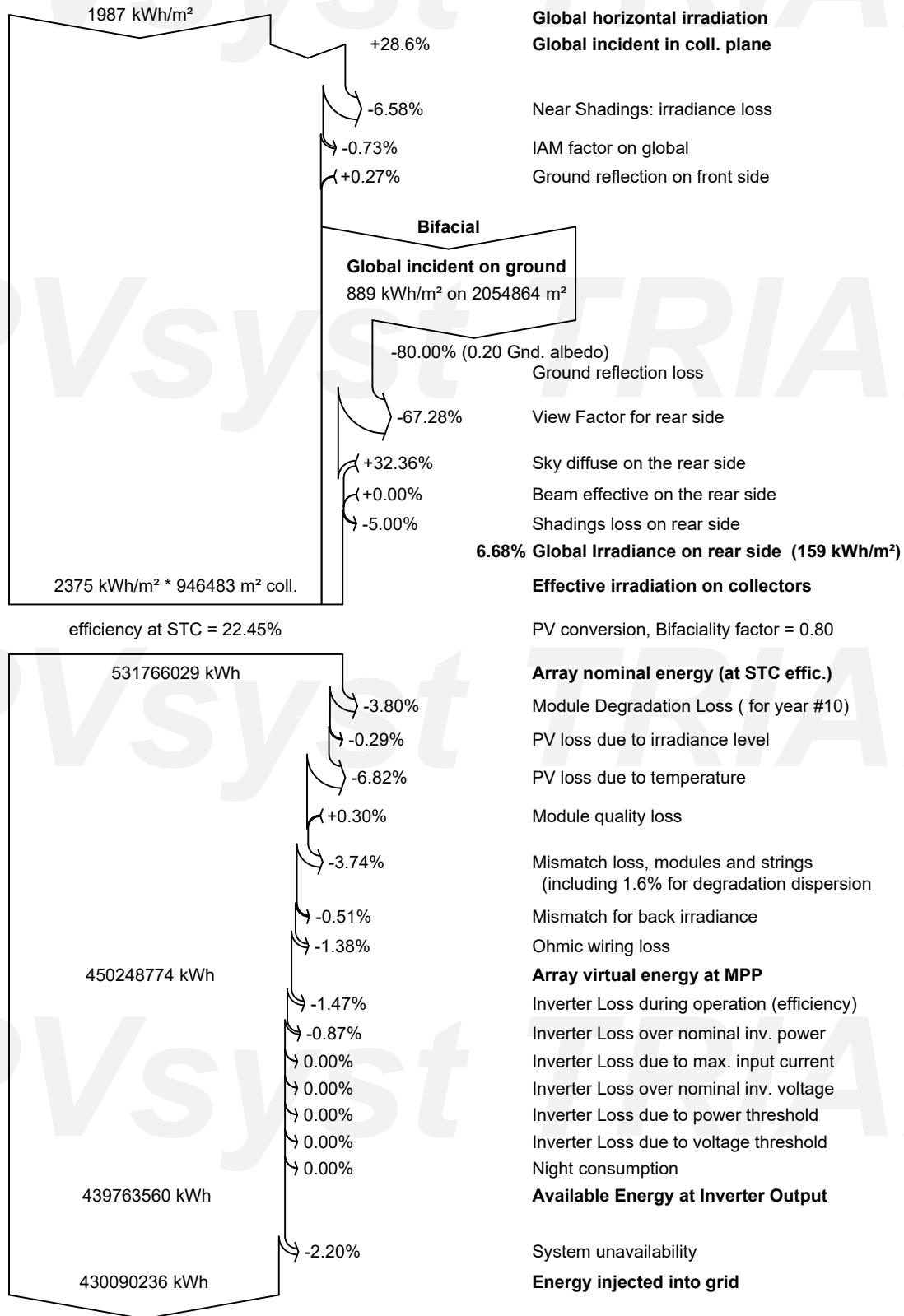
PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

Loss diagram



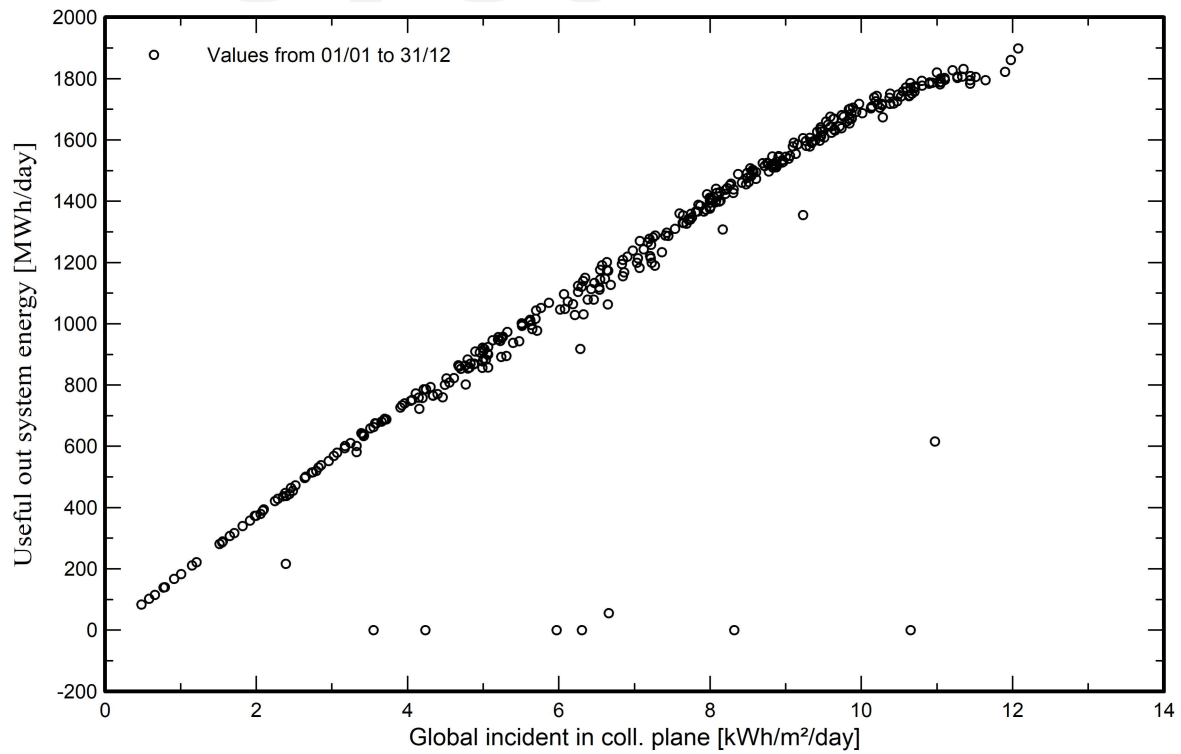


PVsyst V7.4.8

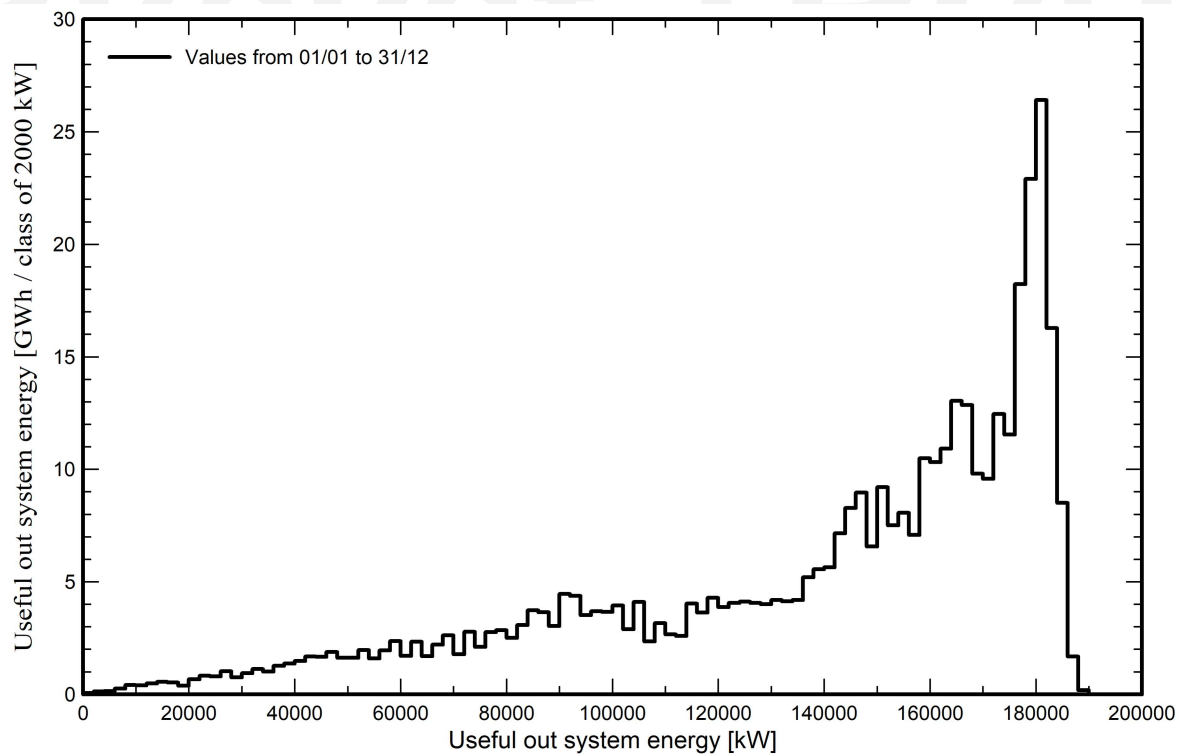
VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

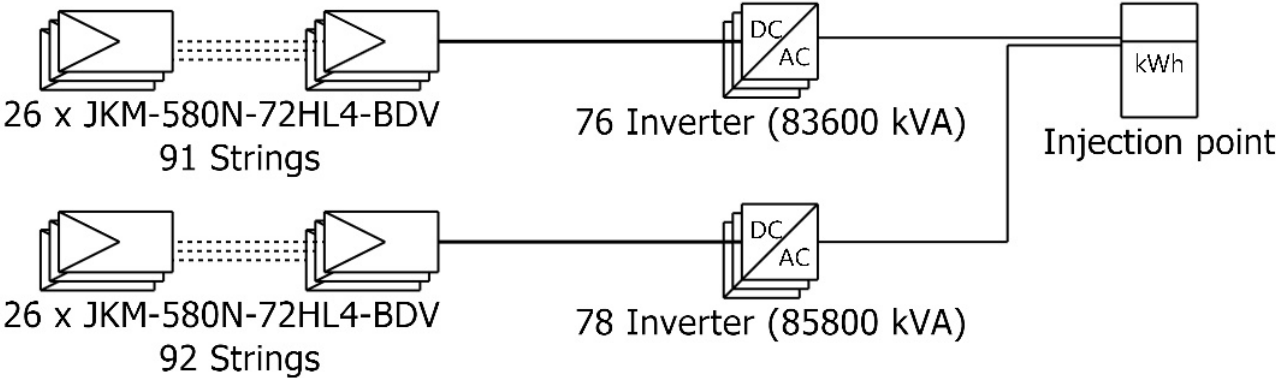




PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
16/02/25 21:02
with V7.4.8

Single-line diagram



PV module	JKM-580N-72HL4-BDV
Inverter	SG1100UD
String	26 x JKM-580N-72HL4-BDV

Tentativa1_InvModular

VC0 : New simulation variant

16/02/25