



Camila Galvão de Oliveira

Otimização da Geração Fotovoltaica para Autoconsumo numa Comunidade de Energia

Orientador por:

Prof. Américo Vicente Teixeira Leite

Prof. Marcelo Soares Nesci

Bragança
2023



Camila Galvão de Oliveira

Otimização da Geração Fotovoltaica para Autoconsumo numa Comunidade de Energia

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança, ao abrigo do Acordo de Duplo Diploma entre o Instituto Politécnico de Bragança, Portugal, e o Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - Rio de Janeiro, Brasil, para cumprir os requisitos de um Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Orientador por:

Prof. Américo Vicente Teixeira Leite

Prof. Marcelo Soares Nesci

Bragança
2023

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, amigos, a todos os profissionais e aos professores que participaram da minha jornada, pois sem eles não estaria concluindo essa etapa em minha vida.

AGRADECIMENTO

Agradeço, primeiramente, a Deus, por ter me dado sabedoria, por ter acalmado meu coração nos momentos em que me considerei incapaz de realizar algo, e agradeço a Ele também por ter me proporcionado a oportunidade de realizar meus sonhos.

Agradeço à minha família por sempre ter me incentivado a correr atrás dos meus objetivos, por ter contribuído com todo o suporte e apoio para que meus estudos fossem concluídos com excelência, em um ambiente tranquilo e harmonioso.

Agradeço aos professores por terem se colocado à disposição, não só ajudando com as matérias, mas também nas áreas emocionais dentro da graduação. Agradeço ao Projeto Equipe Reis do Sol do CEFET/Angra dos Reis por ter me acolhido e ajudado no meu desenvolvimento no âmbito de energia solar.

Por último, mas não menos relevante, agradeço aos meus amigos da graduação por estarem comigo nas horas boas e nas horas ruins, pelas risadas ao longo do dia, pelo alento quando algo não estava certo, por se tornarem minha segunda família em uma nova casa.

RESUMO

Este trabalho visa aprimorar o projeto de um sistema fotovoltaico dentro de uma Comunidade de Energia (CER) constituída pelos edifícios do Instituto Politécnico de Bragança (IPB), situado na região Nordeste de Portugal. O estudo concentra-se no autoconsumo coletivo no Campus do Instituto Politécnico de Bragança, onde os edifícios irão compor a futura comunidade de energia, em conformidade com a legislação atual. Para dimensionar de maneira correta o sistema e atender à demanda diária da comunidade de energia, diversos fatores foram considerados, incluindo as coordenadas geográficas do local de instalação, o grau de incidência solar na região e as faturas de energia. O objetivo principal é garantir que o gerador fotovoltaico satisfaça de forma eficaz o consumo local, buscando atingir o maior índice de autoconsumo possível, em conformidade com as exigências do concurso que fundamenta este trabalho.

O projeto em análise engloba 14 Códigos de Ponto de Entrega (CPE), totalizando um consumo agregado de 2.381.640,4kWh/ano, o que se traduz em um custo de 442 985,04€/ano, considerando os custos previstos para a energia ativa em 2024. A geração fotovoltaica será distribuída por 4 Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs) com uma potência instalada de 500kWp, que fornecerão energia elétrica a toda comunidade, sendo os postos de geração à Escolas Superiores de Educação (ESE), Agrária (ESA) e de Tecnologia e Gestão (ESTIG), sendo a Escola Superior Agrária subdividida em ESA1 e ESA2.

O dimensionamento do sistema foi conduzido utilizando programas especializados, tais como PVGIS, PVSYST e Sunny Designer, com o intuito de obter resultados próximos à realidade. A produção estimada pela comunidade de energia é de 731.182kWh/ano, resultando em uma taxa de autoconsumo de 85,3%, estima-se uma redução no consumo de energia da ordem de 30%.

Palavras-chave: Comunidade de Energia, Autoconsumo Coletivo, Projeto de Sistemas Fotovoltaicos;

ABSTRACT

This work aims to enhance the design of a photovoltaic system within a Community of Energy (CER) formed by the buildings of the Polytechnic Institute of Bragança (IPB), located in the Northeast region of Portugal. The study focuses on collective self-consumption at the campus of the Polytechnic Institute of Bragança, where the buildings will constitute the future energy community, in compliance with current legislation. To dimension the system correctly and meet the daily demand of the energy community, various factors were considered, including the geographical coordinates of the installation site, the degree of solar incidence in the region, and energy bills. The main objective is to ensure that the photovoltaic generator effectively meets local consumption, aiming to achieve the highest possible self-consumption rate, in accordance with the requirements of the competition that underlies this work.

The project under analysis includes 14 Point of Delivery Codes (CPE), totaling an aggregated consumption of 2,381,640.4 kWh/year, translating to a cost of 500,000.00€/year, considering the projected costs for active energy in 2024. The photovoltaic generation will be distributed among 4 Units of Production for Self-Consumption (UPACs) with an installed capacity of 500 kWp, providing electrical energy to the entire community. The generation stations are allocated to the Higher Schools of Education (ESE), Agrarian (ESA), and Technology and Management (ESTIG), with the Agrarian Higher School subdivided into ESA1 and ESA2.

The sizing of the system was conducted using specialized programs such as PVGIS, PVSYST, and Sunny Designer, with the aim of obtaining results close to reality. The estimated production by the energy community is 731,182 kWh/year, resulting in a self-consumption rate of 85.3%. A reduction in energy consumption of approximately 31% is anticipated.

Keywords: Energy Community, Collective Self-Consumption, Photovoltaic System Design.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - REPRESENTAÇÃO DOS SEMICONDUTORES TIPO N E TIPO P, RESPECTIVAMENTE.....	19
FIGURA 2 - ILUSTRANDO A ABSORÇÃO DE UM FÓTON EM UM SEMICONDUTOR COM BAND-GAP EG.	20
FIGURA 3 - FUNCIONAMENTO DA CÉLULA SOLAR. IMAGEM ADAPTADO.....	20
FIGURA 4 - ARRANJO DE CÉLULAS SOLARES EM SÉRIE.	21
FIGURA 5 - GRÁFICO ILUSTRANDO O PERCENTUAL DE UTILIZAÇÃO, PELO MERCADO, DOS SILÍCIOS POLI E MONOCRISTALINO..	23
FIGURA 6 - RESULTADOS DE MEDIÇÕES DE EFICIÊNCIA.	23
FIGURA 7 - CURVAS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS.....	24
FIGURA 8 - EFEITO CAUSADO PELA VARIAÇÃO DA INTENSIDADE LUMINOSA.	26
FIGURA 9 - EFEITO CAUSADO PELA VARIAÇÃO DE TEMPERATURA.	26
FIGURA 10 - MÓDULO SOLAR COM DIODO BYPASS.	27
FIGURA 11 - CURVAS P-V EM DUAS CONDIÇÕES.....	28
FIGURA 12 - MÓDULOS ORIENTADOS A HORIZONTAL.	29
FIGURA 13 - CONFIGURAÇÃO DE UM INVERSOR CENTRAL COM OS MÓDULOS SOLARES.....	31
FIGURA 14 - CONFIGURAÇÃO DO INVERSOR MULTI-FILEIRA.....	31
FIGURA 15 - CONFIGURAÇÃO DO MICRO INVERSORES.....	32
FIGURA 16 - COMPARAÇÃO DE CASO DE SOMBREAMENTO COM INVERSOR DE FILEIRA E MICRO INVERSORES..	32
FIGURA 17 - CICLO SEMANAL PARA MAT, AT, MT, HORÁRIO VERÃO	36
FIGURA 18 - CICLO SEMANAL PARA MAT, AT, MT, HORÁRIO INVERNO.	36
FIGURA 19 - CICLO DIÁRIO PARA MAT, AT, MT, HORÁRIO VERÃO	36
FIGURA 20 - CICLO DIÁRIO PARA MAT, AT, MT, HORÁRIO INVERNO.....	36
FIGURA 21 - CICLO SEMANAL PARA MAT, AT, MT, HORÁRIO VERÃO.....	37
FIGURA 22 - CICLO SEMANAL PARA MAT, AT, MT, HORÁRIO INVERNO.....	37
FIGURA 23 - GRÁFICO DA VARIAÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA AO LONGO DO DIA, NO REGIME DE TARIFÁRIO DIÁRIO.	37
FIGURA 24 - GRÁFICO DA VARIAÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA AO LONGO DO DIA, NO REGIME DE TARIFÁRIO SEMANAL OPCIONAL.	38
FIGURA 25 - GRÁFICO DA VARIAÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA AO LONGO DO DIA, NO REGIME DE TARIFÁRIO SEMANAL	38
FIGURA 26 - DIAGRAMA DE LOCALIZAÇÃO E TIPO DE DPS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.	41
FIGURA 27 - ESQUEMA DE INSTALAÇÃO DE DPS NO LADO CC DE SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	42
FIGURA 28 - ESQUEMA DE LOCALIZAÇÃO E TIPO DOS DPS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM MÓDULOS NÃO CONECTADOS AO SPDA..	43
FIGURA 29 - DIAGRAMA DE INSTALAÇÕES DOS DPS EM ESTRUTURA COM DOIS CABOS DE DESCIDA DO SPDA.....	44
FIGURA 30 - CONSUMO MENSAL DO IPB POR PERÍODO HORÁRIO	48
FIGURA 31 - CONSUMO MENSAL EM KWH, APÓS A INSTALAÇÃO	48
FIGURA 32 - GRÁFICO DAS PERDAS NO VERÃO E INVERNO COM AZIMUTE 0°	49
FIGURA 33 - GRÁFICO DAS PERDAS NO VERÃO (INCLINAÇÃO 20°) E INVERNO (INCLINAÇÃO 56°).	49
FIGURA 34 - MÓDULOS ORIENTADOS A HORIZONTAL.....	51
FIGURA 35 - ALTURA E AZIMUTE DO SOL.....	52
FIGURA 36 - MÓDULOS ORIENTADOS EM TELHADO COM ANGULAÇÃO.	53

FIGURA 37 - CURVA DE EFICIÊNCIA INVERSOR SUN200-30/36/40KTL-M3.....	59
FIGURA 38 - CURVA DE EFICIÊNCIA INVERSOR SUN2000-12/15/17/20KTL-M03.....	60
FIGURA 39 - CURVA DE EFICIÊNCIA INVERSOR SUN2000-50KTL-M3.....	60
FIGURA 40 - CURVA DE EFICIÊNCIA INVERSOR SUN2000-100KTL-M1.....	60
FIGURA 41 - ESQUEMA DE IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESE.....	62
FIGURA 42 - ESQUEMA DE IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTIG..	64
FIGURA 43 - ESQUEMA DE IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESA_1..	66
FIGURA 44 - ESQUEMA DE IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESA_2..	68
FIGURA 45 - RESUMO DO SISTEMA NO PVSYS.	71
FIGURA 46 - RESUMO DOS RESULTADOS.....	71
FIGURA 47 -PRODUÇÃO NORMALIZADA POR KWP INSTALADO	73

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - SUPORTABILIDADE A PICOS TENSÕES DE EQUIPAMENTOS QUE COMPÕEM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	40
TABELA 2 - MODELOS E ESPECIFICAÇÕES DE DPS SUGERIDOS PARA PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS INDIRETAS.....	41
TABELA 3 - <i>MODELOS E ESPECIFICAÇÕES DE DPS INDICADOS PARA PROTEÇÃO NO CASO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NÃO</i>	43
TABELA 4 - VALORES ESTIMADOS DE I_N E I_{IMP} PARA DPS DO TIPO LIMITADOR DE TENSÃO, PARA INSTALAÇÃO NAS LINHAS DE CORRENTE CONTÍNUA.	45
TABELA 5 - COORDENADAS DA LOCALIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES	47
TABELA 6 - DETALHAMENTO DO AUTOCONSUMO E EXCEDENTE PARA ORIENTAÇÃO A SUL E INCLINAÇÃO VARIÁVEL.....	50
TABELA 7 - COMPARAÇÃO DOS MÓDULOS SOLARES.....	51
TABELA 8 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO MÓDULO JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EM NAS CONDIÇÕES STC.....	57
TABELA 9 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SUN2000-20KTL-M2	57
TABELA 10 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SUN2000-30KTL-M3.	58
TABELA 11 -CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SUN2000-50KTL-M3	58
TABELA 12 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SUN2000-100KTL-M1	59
TABELA 13 - LIMITES DAS CONDIÇÕES EXPECTÁVEIS DE FUNCIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	61
TABELA 14 - ASPECTOS DA INSTALAÇÃO ESTiG, ESE, ESA_2	61
TABELA 15 - ASPECTOS DA INSTALAÇÃO ESA_1	61
TABELA 16 - CONFIGURAÇÃO DO INVERSOR.....	62
TABELA 17 - DIVISÃO POR MPPT.	62
TABELA 18 - CONFIGURAÇÃO DOS INVERSORES	63
TABELA 19 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-100KTL-M1	63
TABELA 20 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-50KTL-M3	64
TABELA 21 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-30KTL-M3	64
TABELA 22 - CONFIGURAÇÃO DOS INVERSORES	65
TABELA 23 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-50KTL-M3	65
TABELA 24 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-20KTL-M0	66
TABELA 25 - CONFIGURAÇÃO DOS INVERSORES	67
TABELA 26 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-100KTL-M1	67
TABELA 27 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-50KTL-M3	68
TABELA 28 - DIVISÃO POR MPPT INVERSOR SUN2000-30KTL-M3	68
TABELA 29 - COMPARATIVO DA PRODUÇÃO EM KWh PELOS DOIS PROGRAMAS	72
TABELA 30 - COMPARATIVO DO AUTOCONSUMO PELOS CÁLCULOS REALIZADO E PELO PVSYST	73

Lista de Abreviações

ACC - Autoconsumo Coletivo

AT - Alta Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

CA/AC - Corrente Alternada

CC/DC - Corrente Contínua

CCE - Comunidade de Cidadãos para a Energia

CER - Comunidade de Energia Renovável

DPS - Dispositivos de Proteção contra Surtos

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ESA - Escola Superior Agrária

ESE - Escola Superior de Educação

ESTiG - Escola Superior de Tecnologia e Gestão

EGAC - Entidade Gestora do Autoconsumo

IEC - International Electrotechnical Commission

IPB – Instituto Politécnico de Bragança

MAT - Muito Alta Tensão

MPP - Maximum Power Point

MT - Média Tensão

NOCT - Condições de Temperatura Normal de Operação da Célula

NBR - Norma Brasileira

PE - Barramento de Terra

PT - Posto de Transformação

SPDA - Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas

STC - Standard Test Conditions

TEP - Tonelada Equivalente de Petróleo

UE - União Europeia

Índice

RESUMO	5
1. Enquadramento e motivação	14
1.1 Comunidade de Energia e Suas Abordagens no Contexto do Regulamento Europeu.....	15
1.2 Objetivos	16
1.3 Estrutura da tese	17
2. Fundamentos teóricos.....	19
2.1 Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas.....	19
2.2 Módulos Fotovoltaicos.....	21
2.3 Tipos de Células solares	21
2.3.1 Silício cristalino.....	22
2.3.2 Filme finos.....	23
2.4 Curvas características.....	23
2.5 Condições padrões de teste STC	24
2.6 Condições NOCT	25
2.7 Influência da radiação e temperatura.....	26
2.8 Sombreamento de módulos fotovoltaicos	27
2.9 Ângulo de relevância.....	28
2.9.1 Espaçamento entre os módulos	29
2.10 Componentes dos sistemas fotovoltaicos On-Grid	30
2.11 Inversores	30
2.12 Controladores MPPT.....	32
2.13 Normas aplicáveis	33
2.13.1 Lei em vigor	33
2.14 Tipos de consumidores e modalidades de tarifas	34
2.15 Sistemas tarifários	35
2.16 Dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte.	38
3. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	46
3.1 Dados Gerais das Instalações de Utilização	46
3.2 Localização:	47
3.3 Dimensionamento do sistema.....	47
3.3.1 Análise de Consumos	47
3.3.2 Análise dos ângulos para melhorar o autoconsumo.	48
3.3.3 Sistemas fotovoltaicos:.....	50
3.3.4 Espaçamento entre módulos	51

3.3.5	Condições expectáveis de funcionamento dos módulos fotovoltaicos:.....	53
3.3.6	Inversor.....	54
3.3.7	Características técnicas (STC) dos módulos:	56
3.3.8	Características técnicas dos inversores :.....	57
3.3.9	Aspectos das instalações.....	61
3.3.10	Sistema ESE:.....	61
3.3.11	Sistema fotovoltaico ESTiG.....	63
3.3.12	Sistema fotovoltaico ESA_1	65
3.3.13	Sistema fotovoltaico ESA_2	66
3.4	Orçamento básico e período de retorno do projeto	69
3.5	Dimensionamento com Programa	70
3.6	Sistema	70
3.7	Perdas no sistema	71
4.	Resultados e discussões.....	72
4.1	Considerações	73
5.	Conclusão	75
	Referências.....	77
	ANEXO A – Relatório gerado pelo PVSyst	82
	ANEXO B – Datasheet módulo fotovoltaico Tiger Pro 72HC 530-550 Watt	92
	ANEXO C – Datasheet inversor Sun2000-100KTL-M1	95
	ANEXO D – Datasheet inversor Sun2000-50KTL-M3.....	98
	ANEXO E – Datasheet inversor Sun2000-30/36/40KTL-M3.....	101
	ANEXO F – Datasheet inversor Sun2000-20KTL-M2	104

CAPÍTULO 1

1. Enquadramento e motivação

Com o propósito de contribuir para o aumento da sustentabilidade, em geral, e das suas infraestruturas, em particular, do ponto de vista energético, o Instituto Politécnico de Bragança (IPB) submeteu uma candidatura para a constituição de uma Comunidade de Energia, com instalação de energia solar fotovoltaica. Desta forma, o IPB assume o seu compromisso com práticas mais sustentáveis, baseadas na utilização de fontes renováveis. A energia gerada será devidamente partilhada por 14 contratos, isto é, Códigos de Ponto de Entrega (CPE), os quais constituirão a Comunidade de Energia, que é um conceito inovador, legislado recentemente. O conjunto de edifícios em causa, inclui 4 escolas, 2 infraestruturas desportivas ao ar livre, 6 residências de estudantes, 1 cantina e outros edifícios, incluindo os Serviços Centrais do IPB e de Ação Social. Estes CPEs são relativos a 14 contratos: 4 de Média Tensão, 8 de Baixa Tensão Especial e 2 de Baixa Tensão Normal.

Os objetivos desta iniciativa abrangem a tarefa de implementar uma comunidade de energia em uma instituição com múltiplos códigos de ponto de entrega. A meta principal é atender à demanda de todos os CPEs, assegurando um autoconsumo significativo. Este desafio ganha ainda mais relevância em virtude da exigência estabelecida pelo aviso "i007962 DE ABERTURA DE CONCURSO - Apoio à concretização de Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo". A resposta a esse concurso não apenas visa cumprir requisitos, mas também busca estabelecer um modelo de eficiência energética.

Além disso, este trabalho contribui substancialmente para o entendimento da otimização do gerador para o autoconsumo e implementação da comunidade de energia e a definição de chaves de partilha.

A análise detalhada das orientações, inclinações dos módulos fotovoltaicos e a potência total instalada visa otimizar o autoconsumo da instalação, representando uma contribuição valiosa para a pesquisa neste campo. O estudo de orientações e inclinações dos módulos está diretamente relacionado com a qualidade de produção, entrega e otimização do sistema fotovoltaico. Ao explorar esses elementos, busca-se não apenas atender aos requisitos do concurso, como financiamento, eficiência da instalação, um autoconsumo igual ou superior a 80% e não possuir excedentes superiores a 20%, mas também tem a perspectiva de ir além, promovendo avanços significativos no campo da geração distribuída.

1.1 Comunidade de Energia e Suas Abordagens no Contexto do Regulamento Europeu

Portugal dispõe de uma matriz energética ampla [1], entretanto ainda recorre à importação de recursos fósseis para garantir as necessidades energéticas do país [2]. Desta forma, para minimizar os impactos ambientais e a fim de aumentar o crescimento de energias renováveis no solo português, o governo em 25 de março de 2002, iniciou um processo de incentivo a microprodução, através do decreto de lei n.º 68/2002, de forma que toda a energia produzida deveria ser entregue à rede elétrica pública. Em troca o microprodutor receberia uma bonificação, em forma de crédito, por kW gerado [3].

Cinco anos após esse decreto, em 02 de novembro de 2007, o Ministério da Economia e Inovação veio por meio do Decreto-Lei 363/2007 regulamentar a microprodução de eletricidade para autoconsumo. O decreto previa que a geração se destinava, predominantemente, a consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à rede pública [3].

Já em 25 de outubro de 2019 o Ministério, decreta a Lei n.º 162/2019, lei que regulamenta a partilha de consumidores de uma mesma instalação de autoconsumo, denominando-se autoconsumo coletivo [4], um modelo inovador no mercado de energia renovável, sendo composta por consumidores que compartilham de uma mesma instalação, onde produzem parte ou a totalidade de sua energia elétrica utilizando recursos renováveis [5].

Dentro do atual quadro regulamentar europeu, essas comunidades se desdobram em duas abordagens principais, reconhecidas juridicamente. A primeira delas é denominada Comunidade de Energia Renovável (CER), caracterizada por uma participação aberta e voluntária, controlada pelos membros localizados nas proximidades do projeto. Composta por associações de cidadãos, entidades e empresas, a CER visa construir estruturas para a produção e compartilhamento de energia renovável, proporcionando vantagens ambientais, econômicas e sociais [6].

A segunda abordagem é conhecida como Comunidade de Cidadãos para a Energia (CCE), pautada em uma participação aberta e voluntária, efetivamente controlada por seus membros ou titulares de participações sociais, incluindo pessoas singulares, autoridades locais, como municípios, ou pequenas empresas. A CCE tem como objetivo proporcionar benefícios ambientais, econômicos e sociais aos seus membros, titulares de participações sociais ou às áreas locais em que opera. Essas comunidades podem engajar-se em diversas atividades, como

produção de energia renovável, distribuição, comercialização, consumo, agregação, armazenamento de energia e prestação de serviços de eficiência energética, bem como serviços de carregamento para veículos elétricos ou outros serviços energéticos para seus membros e titulares de participações sociais [6].

A partilha de energia no contexto do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável é viabilizada pela legislação nacional mais recente, o Decreto-Lei (DL) 162/2019. Este marco legal estabelece as bases para o funcionamento dessas comunidades, permitindo a maximização do aproveitamento da energia produzida por um centro produtor de energia, situado nas proximidades dos participantes [7].

O processo se desenrola da seguinte maneira: a eletricidade gerada é injetada na rede elétrica, e os participantes consomem a energia dessa rede, sendo efetuado um ajuste no consumo na proporção da produção do centro produtor e da respectiva partilha. Cada membro da comunidade tem acesso a uma quota da energia produzida, sendo essa quota determinada através das chaves de partilha, que são especificadas com base em critérios como o consumo individual, o investimento realizado ou outros fatores relevantes [7].

Para implementar uma CER, é necessário a constituição de uma Entidade Gestora do Autoconsumo (EGAC), responsável por definir os coeficientes de repartição da produção entre os membros, chave de partilha, visando otimizar o aproveitamento da energia gerada. Essa entidade também desempenha um papel crucial ao interagir com diversos operadores do mercado, tanto na gestão da rede como na venda dos excedentes ao mercado [7].

Uma das vantagens notáveis das Comunidades de Energia Renovável (CER) em comparação com o autoconsumo individual é a capacidade de oferecer uma solução integradora, ampliando o acesso à produção de energia renováveis mesmo para consumidores com restrições de espaço [7].

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como foco primordial a otimização da geração fotovoltaica destinada ao autoconsumo em uma Comunidade de Energia, abrangendo tanto o domínio do autoconsumo individual quanto o coletivo. Ela abrange 14 códigos de ponto de entrega (CPE) dentro das instalações do Instituto Politécnico de Bragança (IPB). Nesse contexto, é fundamental identificar de maneira específica as características de cada edifício com o intuito de maximizar

a produção, especialmente nos horários de maior consumo e para a definição das chaves de partilha para cada consumidor.

Adicionalmente, será conduzida uma análise abrangente das orientações e inclinações dos módulos, do autoconsumo da instalação como um todo, e da viabilidade econômica do projeto. Esta análise compreenderá a estimativa da produção anual em kWh, a qual é comparada com os dados de consumos obtidos anteriormente. Isso permitirá a avaliação da redução de custos e a apresentação do retorno financeiro ao longo dos anos, considerando tanto o tarifário quanto o enquadramento legislativo.

1.3 Estrutura da tese

Visando atender o objetivo proposto, o documento foi subdividido em 5 capítulos.

No capítulo inicial da tese, procedeu-se à contextualização do tema, explorando a relevância das energias renováveis e examinando o contexto específico da energia fotovoltaica em Portugal, incluindo as legislações pertinentes e o cenário das comunidades de energia. Além disso, foi realizada uma breve apresentação dos objetivos que norteiam este trabalho. Este capítulo estabelece o alicerce necessário para a compreensão dos elementos centrais que serão abordados ao longo da pesquisa.

No segundo capítulo, são apresentados os elementos cruciais para a fundamentação teórica deste trabalho, buscando familiarizar o leitor com o tema e aprofundar a compreensão sobre as normas aplicadas ao autoconsumo coletivo e os sistemas tarifários em Portugal. No decorrer do segundo capítulo, exploram-se conceitos fundamentais para otimizar a captação de radiação solar, incluindo ângulos relevantes e o impacto do sombreamento na eficiência da geração fotovoltaica. Adicionalmente, examinam-se o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, dos inversores, micro inversores, MPPT (Traduzido do inglês – rastreamento de ponto de potência máxima) e dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas. Além disso, o capítulo aprofunda-se nas normas aplicadas ao autoconsumo coletivo, proporcionando uma compreensão detalhada das regulamentações que orientam essa prática em Portugal.

O terceiro capítulo deste trabalho aborda o dimensionamento do sistema fotovoltaico na instituição, sendo dedicado a analisar e calcular as características necessárias para o correto funcionamento do sistema de energia solar. Serão considerados fatores como a demanda energética da instituição, características dos edifícios envolvidos, e critérios técnicos

necessários para a instalação adequada. Esse capítulo visa proporcionar uma compreensão abrangente do processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico.

É importante destacar que o capítulo seguinte, o quarto, abrangerá os resultados e discussões, estabelecendo uma comparação entre os dados obtidos pelo PVSyst e os cálculos realizados pelo PVGIS.

Vale ressaltar que o capítulo cinco abordará as conclusões do trabalho. Nele, serão resumidas as principais descobertas, lições aprendidas e recomendações para futuras pesquisas. A conclusão consolidará o entendimento obtido ao longo da dissertação, oferecendo uma perspectiva abrangente sobre o projeto e suas implicações no âmbito da energia solar e comunidades de energia renovável.

CAPÍTULO 2

2. Fundamentos teóricos

2.1 Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas

Para uma compreensão mais aprofundada, é essencial primeiro reconhecer que praticamente todas as células solares contêm uma junção de diferentes materiais, sendo esta junção crucial para o funcionamento adequado dessas células [8].

A Figura 1 oferece uma ilustração clara dos tipos de cristais, tanto do tipo P quanto do tipo N. No semicondutor do tipo N, o cristal passa por uma dopagem com material penta valente, resultando em uma alta concentração de carga negativa. Em contrapartida, no semicondutor do tipo P, os cristais são dopados com material trivalente, gerando um déficit de elétrons, conhecido como lacunas, que se tornam os portadores majoritários [8].

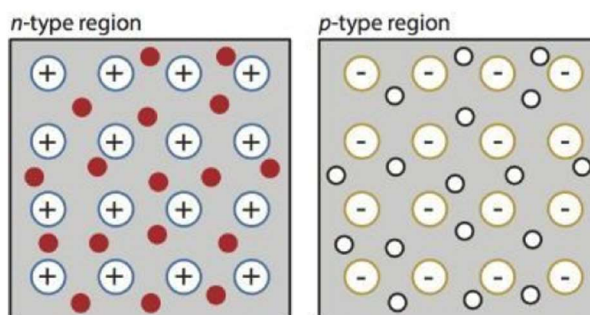


Figura 1 - Representação dos semicondutores tipo N e tipo P, respectivamente. Fonte: [8].

Ao unir os dois tipos de semicondutores, formando a junção P-N, os elétrons livres na zona N movem-se para a zona P, preenchendo as lacunas existentes. Essa movimentação cessa quando o campo elétrico gerado pelo movimento dos elétrons alcança a barreira de potencial que impede a passagem de outros elétrons através da junção [8].

Após compreendermos o funcionamento de uma junção P-N, é crucial reconhecer que as células fotovoltaicas são fundamentadas no efeito fotovoltaico, gerando uma diferença de potencial na junção P-N quando expostas à radiação eletromagnética. Este efeito está intimamente relacionado ao efeito fotoelétrico, onde elétrons são emitidos de um material que absorve luz em uma determinada frequência acima de um limite específico [8].

Em 1905, Albert Einstein explicou o efeito fotovoltaico, como sendo um processo pelo qual a célula fotovoltaica converte a luz solar em eletricidade. Quando os fótons interagem com uma célula fotovoltaica, podem ser refletidos, absorvidos ou atravessar diretamente a célula [8].

A geração de eletricidade ocorre apenas quando fótons são absorvidos. Isso se dá quando um material qualquer absorve a luz (fóton) e a energia contida nesse fóton é transferida a um elétron em seu nível inicial (E_i). Com essa nova energia (E_f), o elétron move-se da banda de valência (E_v) para a banda de condução (E_c), deixando uma lacuna para o movimento subsequente de um elétron livre, essa ação é visualmente representada na Figura 2 [8].

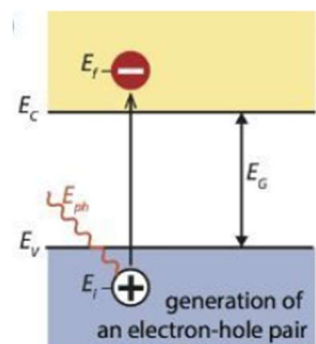


Figura 2 - Ilustrando a absorção de um fóton em um semicondutor com band-gap EG. Fonte: [8].

Normalmente, o elétron-lacuna irá se reajustar, isto é, o elétron retornará ao seu estado inicial, onde se encontrava no nível de energia (E_i). Durante esse processo, é liberada energia na forma de fóton ou transferida para outros elétrons, lacunas ou para a rede de vibrações (recombinação não radiativa). A corrente elétrica só é capaz de fluir quando esse trabalho é realizado em um circuito fechado, conforme ilustrado na Figura 3. Após os elétrons percorrerem o circuito, eles irão se recombinar com as lacunas [8].

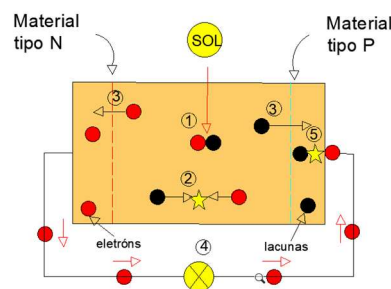


Figura 3 - Funcionamento da célula solar. Imagem adaptado fonte: [8].

Na Figura 3 estão descritos os seguintes processos:

1. Emissão de fóton e geração de um par elétron-lacuna;
2. Recombinação do par elétron-lacuna;
3. Utilizando membranas semipermeáveis os elétrons e lacunas podem ser
4. separados;
5. Os elétrons separados podem ser utilizados em circuito externo para geração de corrente elétrica;

Após passar pelo circuito externo os elétrons serão recombinados com as lacunas [8].

2.2 Módulos Fotovoltaicos

Conforme mencionado no tópico anterior, as células fotovoltaicas são os componentes elétricos responsáveis pela conversão direta da luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico [9].

O termo técnico "módulo fotovoltaico" descreve a composição de diversas células solares agrupadas em uma única placa solar. Normalmente, essas células são organizadas em grupos de 36 a 72, constituindo um módulo solar. As células solares são interligadas, sendo a configuração em série a mais prevalente, agrupando o maior número de células, conforme ilustrado na Figura 4 [10].

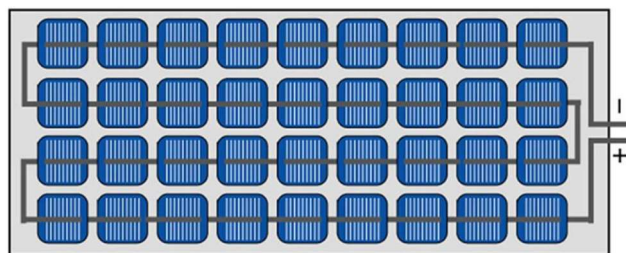


Figura 4 - Arranjo de células solares em série. Fonte: [11]

2.3 Tipos de Células solares

Existem diferentes tipos de células fotovoltaicas, classificados conforme os materiais e os processos de refinamento utilizados. As células mais comuns são fabricadas em silício cristalizado, podendo ser monocristalinas [mono-Si] ou policristalinas [multi-Si] [12].

2.3.1 Silício cristalino

Células fotovoltaicas de silício monocristalino são consideradas as mais eficientes devido à sua composição feita a partir de um único cristal de silício [12].

Inicialmente, o silício utilizado nesse processo é purificado, encontrando-se em um estado policristalino. Entretanto, para ser empregado na fabricação das células fotovoltaicas de silício monocristalino, é necessário submetê-lo a um processo de monocristalização por meio do cultivo de cristais [12].

As células solares policristalinas também são confeccionadas a partir de silício purificado, embora seu processo de fabricação seja ligeiramente distinto. Inicialmente, o silício purificado é fundido em uma pequena quantidade de quartzo e moldado em lingotes. Através de ciclos de aquecimento e resfriamento, o bloco se solidifica, adquirindo uma estrutura cristalina notavelmente homogênea [12].

Diferentemente do método utilizado na produção monocristalina, o silício cristaliza-se de maneira mais livre, resultando na formação de vários cristais, daí o termo policristalino. É importante observar que, devido à presença de múltiplos cristais, as células policristalinas tendem a ser ligeiramente menos eficientes que as monocristalinas. Isso ocorre porque os diversos cristais facilitam a recombinação dos elétrons dos átomos, resultando em uma maior perda por recombinação [12].

Em virtude de seu processo de produção mais simplificado, as células de silício policristalino ostentam custos mais acessíveis e, até recentemente, constituíam o tipo mais predominante em painéis fotovoltaicos globalmente. Contudo, aprimoramentos nos procedimentos de fabricação das células monocristalinas resultaram em uma redução de seus custos [12].

Desde 2019, os módulos monocristalinos têm conquistado maior participação de mercado devido à sua superior eficiência [12]. O declínio da produção do silício policristalino tem tornado essa tecnologia mais difícil de ser encontrada no mercado, como podemos ver na Figura 5 [13].

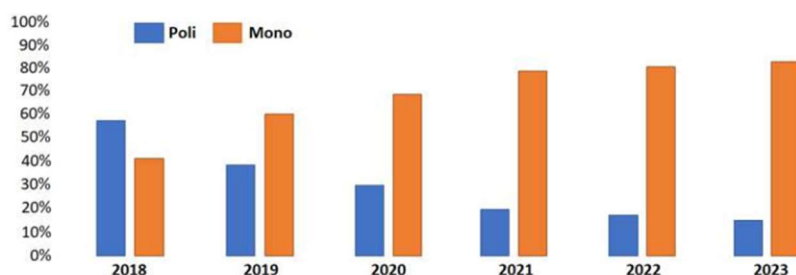


Figura 5 - Gráfico ilustrando o percentual de utilização, pelo mercado, dos silícios poli e monocristalino.

Fonte: [13].

2.3.2 Filme finos

Na década de 1990, uma segunda geração de células fotovoltaicas, baseada na tecnologia de filme fino, emergiu como uma alternativa economicamente mais viável às células de silício cristalino. No entanto, essa tecnologia não alcançou o sucesso comercial esperado, devido às suas desvantagens, como menor eficiência e vida útil em comparação com as células de silício cristalino.

A Figura 6 mostra a análise dos resultados de medições de eficiência realizadas com três tipos de módulos fotovoltaicos em diferentes pontos operacionais. O estudo realizado mostra que a o melhor desempenho dentro da família dos cristalinos é o do silício monocristalino, pois ele apresenta menor declínio da eficiência mesmo quando exposto em altas temperaturas [14].

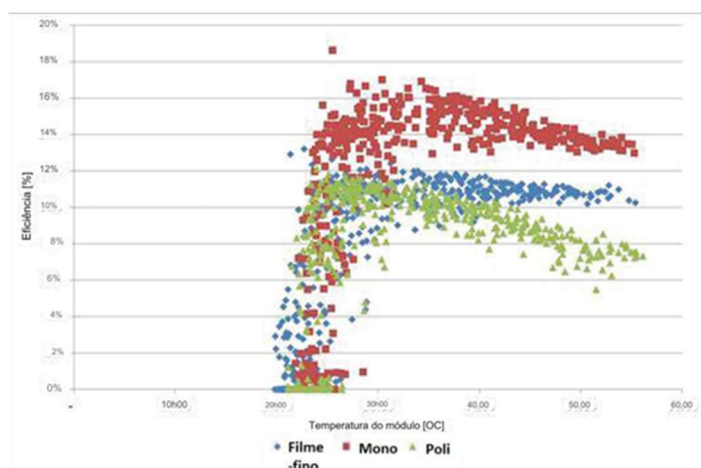


Figura 6 - Resultados de medições de eficiência. Imagem adaptada fonte: [14].

2.4 Curvas características

Os dados de potência fornecidos pelo fabricante levam em consideração a potência de pico, que é definida por parâmetros elétricos tão importantes quanto a própria potência. Esses dados são obtidos em laboratório sob as chamadas condições padrão, as quais estão presentes nos ficheiros técnicos de todos os módulos solares. Essas condições padrão incluem corrente de

curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), tensão de máxima potência (V_{mpp}) e corrente de máxima potência (I_{mpp}). A posse desses parâmetros permite a obtenção das curvas características dos módulos [9].

As curvas características dos módulos, como visualizadas na Figura 7, são definidas para uma radiação de 1000W/m^2 (radiação recebida na superfície da Terra em um dia claro, ao meio-dia) e temperatura de 25°C na célula (a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura), também conhecidas como condições padrão [9].

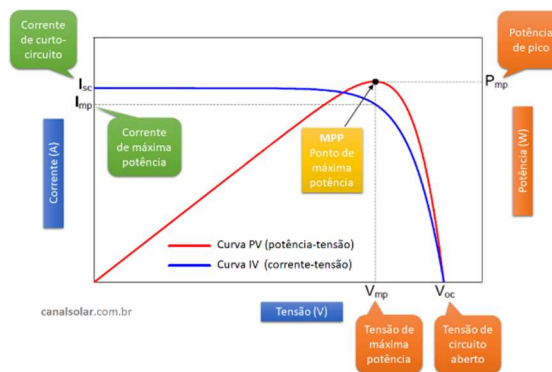


Figura 7 - Curvas características dos módulos. Fonte: [15].

2.5 Condições padrões de teste STC

As condições STC - *Standard Test Conditions* são as condições de teste padrão, caracterizadas por uma irradiância de 1.000 W/m^2 , um espectro AM1.5 e uma temperatura de célula de 25°C . O espectro AM1.5 é uma distribuição espectral solar de referência, definida na Norma Internacional IEC 60904-3. Essas condições são essenciais porque possibilitam a comparação entre diversos tipos de módulos solares [16].

- Tensão de Circuito Aberto — V_{oc} : A tensão de circuito aberto, também conhecida como Open Circuit, representa a tensão em Volts [V] medida quando os terminais dos módulos estão desconectados, nessa condição, não há corrente em circulação [16].
Essa medida é crucial para o dimensionamento preciso de sistemas fotovoltaicos, garantindo a conformidade com os limites de tensão estabelecidos para inversores, baterias, controladores de carga e outros componentes que podem ser conectados aos módulos solares [17].
- Corrente de Curto-Circuito — I_{sc} : A corrente de curto-circuito, ou Short Circuit, é a corrente em Ampère [A] quando os terminais do módulo são ligados. Essa informação

fornece a corrente máxima que o módulo pode gerar quando exposto a 1000 W/m² de radiação solar [16].

Nesse cenário, não há diferença de potencial entre os terminais. A corrente de curto-circuito desempenha um papel crucial no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, permitindo a conformidade com os limites de corrente dos equipamentos a serem instalados no sistema [17].

- Potência Nominal Máxima — $P_{m\acute{a}x}$: A potência nominal máxima representa a potência máxima fornecida pelo módulo em condições de STC. Essa medida é o resultado da multiplicação da tensão operacional ideal pela corrente operacional ideal, como podemos observar na Figura 9, destacando o ponto de potência máxima com as coordenadas de tensão e corrente correspondentes [17].
- Tensão no ponto de máxima — V_{mpp} : A tensão operacional ideal refere-se à tensão medida nos terminais do módulo quando ele fornece a potência nominal máxima nas condições de STC [17].
- Corrente no ponto de máxima — I_{mpp} : A corrente operacional máxima corresponde à corrente medida nos terminais do módulo quando ele fornece a máxima potência nominal nas condições de STC [17].
- Eficiência do Módulo — η : A eficiência do módulo representa a taxa de conversão da radiação solar recebida pelo módulo em energia elétrica [17].

2.6 Condições NOCT

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos também incluem em suas folhas de dados as Condições de Temperatura Normal de Operação da Célula, conhecidas como condições NOTC. Essa condição fornece ao usuário informações sobre as condições mais próximas de operação em uma situação normal. Nos testes, é utilizada uma taxa de radiação de 800 W/m² e uma temperatura de 48,4°C. Esses parâmetros foram adotados pelos fabricantes com base em normas internacionais de certificação [17].

As características térmicas informam como o módulo irá se comportar com a variação de temperatura. Na folha de dados encontramos os coeficientes de variação com a temperatura para potência, tensão e corrente, indicando como as grandezas elétricas se comportaram perante a mudança de temperatura. [17]

2.7 Influência da radiação e temperatura

A intensidade luminosa e a temperatura são os principais fatores que podem alterar as características elétricas de um módulo fotovoltaico. A intensidade luminosa é fundamental para a transformação da energia solar em elétrica, constituindo a base do processo. A corrente elétrica é diretamente proporcional à intensidade luminosa, diminuindo gradualmente cada vez que há uma redução na luminosidade, essa variação pode ser facilmente observada na figura 8. Por outro lado, a tensão é afetada pelo aumento da temperatura, como observado na figura 9, resultando na redução da eficiência do módulo e variando, assim, o ponto de operação potência de máxima gerada [9].

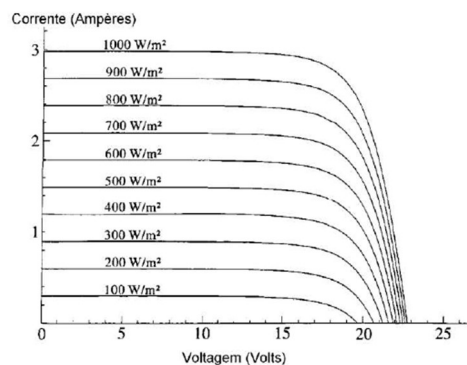


Figura 8 - Efeito causado pela variação da intensidade luminosa. Fonte: [9]

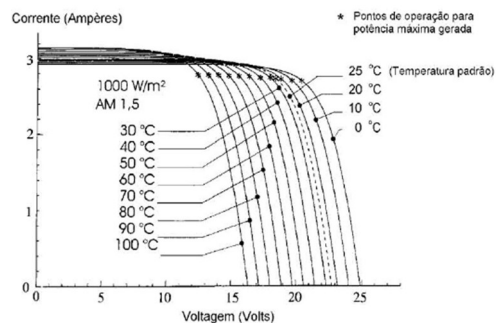


Figura 9 - Efeito causado pela variação de temperatura. Fonte: [9]

Como mencionado, a variação da intensidade luminosa tem um impacto significativo na corrente. Quando uma célula fotovoltaica está sombreada, a potência de saída do módulo é afetada devido à queda na corrente. Dado que as células estão conectadas em série, isso compromete o funcionamento de todas as células [9].

Para evitar que o desempenho dos módulos seja prejudicado, limitando a corrente do módulo, utiliza-se o diodo "By-Pass". Esse diodo é responsável por criar um caminho alternativo, limitando a dissipação de calor nas células com defeito ou sombreadas. Geralmente, por razões de custo, o uso do diodo by-pass é implementado em grupos de células (conforme

mostrado na Figura 10), tornando-se mais viável economicamente do que conectar um diodo em cada célula individualmente [9].

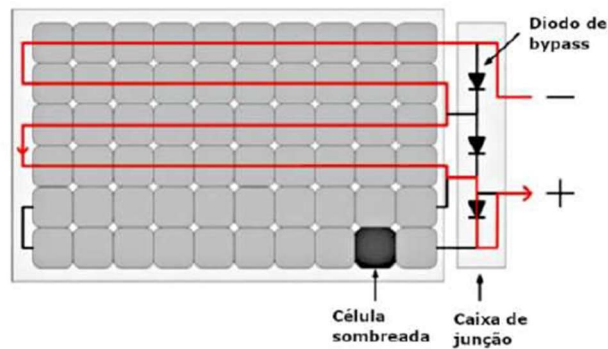


Figura 10 - Módulo solar com diodo Bypass. Fonte: [18]

2.8 Sombreamento de módulos fotovoltaicos

Na elaboração e dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, a busca incessante visa aprimorar a absorção dos raios solares, procurando evitar qualquer impedimento à incidência direta desses raios nos módulos fotovoltaicos. Lamentavelmente, diversos elementos que podem bloquear a exposição solar nos módulos, como edifícios vizinhos, árvores, chaminés, antenas parabólicas, entre outros, muitas vezes estão além das possibilidades de intervenção ou modificação. Nesse cenário, a minimização desse efeito torna-se crucial para assegurar não apenas alta eficiência, mas também a durabilidade contínua do sistema [19].

As áreas sombreadas podem se classificar em dois tipos: uniformes ou parciais. O sombreamento uniforme e o sombreamento parcial exercem impactos distintos no comportamento do sistema. A opção com menor interferência na geração ocorre quando todos os módulos são sombreados de maneira igual, mantendo uma incidência luminosa uniforme. Em contrapartida, quando apenas alguns módulos de uma série ou arranjo fotovoltaico são sombreados, surgem múltiplos pontos de máximo na curva característica de Potência x Tensão (P-V). Nesse cenário, há uma considerável possibilidade de o inversor rastrear um ponto de máximo local, prejudicando significativamente o desempenho global do sistema fotovoltaico [19].

A Figura 11 ilustra o gráfico das curvas P-V em duas condições distintas: na presença de sombreamento parcial (destacado em azul) e na ausência desse efeito (em vermelho). Nesse cenário específico, é possível observar a presença de dois pontos de máxima potência (um local e outro global) durante o evento de sombreamento parcial [19].

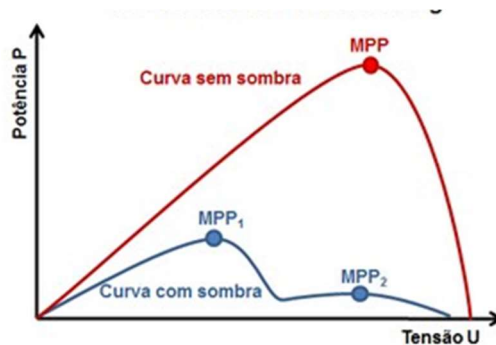


Figura 11 - Curvas P-V em duas condições. Fonte: [20].

O desafio primordial relacionado ao sombreamento parcial é que as células impactadas podem temporariamente operar como cargas, funcionando em um regime reverso de corrente, assemelhando-se a um diodo zener. Quando a tensão reversa aplicada ultrapassa sua tensão de ruptura, existe o perigo de entrar na região de avalanche, resultando em possíveis danos permanentes ao módulo fotovoltaico devido à dissipação térmica [21]. Esse fenômeno resulta na criação de pontos quentes (*hot-spots*) devido à iluminação não uniforme nas células, resultando em aquecimento e degradação do desempenho do módulo. As perdas causadas pelo sombreamento são reduzidas ao utilizar módulos que incorporam diodos de bypass em suas células [22].

2.9 Ângulo de relevância

Os módulos fotovoltaicos necessitam de uma orientação apropriada para otimizar sua eficiência na captação da radiação solar. Dado que a posição do Sol varia ao longo do dia e durante o ano, é essencial realizar uma análise posicional abrangente nesse período. A variação na trajetória solar tem um impacto significativo na capacidade de captação e geração, uma vez que altera o ângulo de incidência com o módulo [23].

Na área da energia solar, costuma-se designar o Sul como $\alpha = 0^\circ$. A atribuição de símbolos negativos está associada aos ângulos orientados a Leste (Leste: $\alpha = -90^\circ$), enquanto os símbolos positivos são destinados aos ângulos orientados a Oeste (Oeste: $\alpha = 90^\circ$). Entretanto, ao conceber um sistema de geração solar fotovoltaico, assume-se frequentemente que o ângulo de azimute seja 0° [23].

Ao dimensionar um projeto solar fotovoltaico no hemisfério Norte, os módulos devem estar apontados em direção ao Sul Geográfico. Se a instalação ocorrer no hemisfério Sul, o sentido dos módulos seria para o Norte Geográfico. Sendo assim, com os módulos devidamente orientados, alcançamos um ângulo de azimute nulo. Vale ressaltar que nem sempre é possível

atingir a nulidade do ângulo, mas busca-se minimizá-lo com o intuito de maximizar a captação da radiação solar [23].

Outro ângulo de grande relevância é aquele formado entre o módulo fotovoltaico e o solo. Devido à inclinação do eixo terrestre, a trajetória do sol no céu varia ao longo das horas, dias e meses, anualmente. Nesse contexto, a incidência solar apresenta variações dentro de um ciclo anual, influenciado por fenômenos como Solstício e Equinócio [24].

A compreensão desses fenômenos destaca a importância na escolha do ângulo de inclinação dos módulos. O objetivo fundamental de qualquer projeto é garantir que a incidência dos raios solares seja sempre perpendicular à face frontal dos módulos, otimizando assim o desempenho do sistema. No entanto, ao lidar com estruturas fixas, é importante ressaltar que a perpendicularidade nem sempre é plenamente alcançável [24].

2.9.1 Espaçamento entre os módulos

Em instalações solares de grande porte, é uma prática comum dispor os módulos em fileiras consecutivas. Nesse contexto, torna-se crucial determinar o espaçamento adequado entre as fileiras para evitar sombreamento. A Figura 12 representa visualmente as fileiras de módulos e as variáveis envolvidas para garantir a ausência de sombreamento nessas unidades geradoras de energia solar [25].

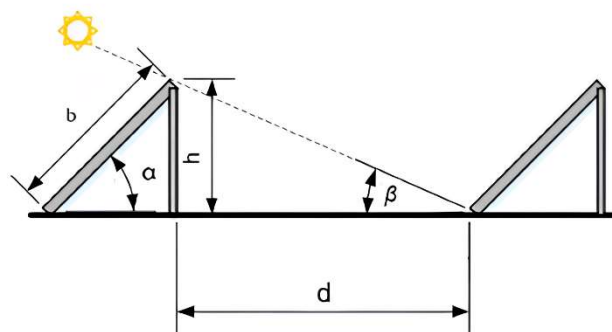


Figura 12 - Módulos orientados a horizontal. Imagem adaptada fonte [25].

$$d = b \times \left(\frac{\text{sen } \alpha}{\text{tg } \beta} \right) \quad (1)$$

- **d**: Afastamento entre as fileiras de módulos;
- **b**: comprimento do painel fotovoltaico ou largura, se este for montado na horizontal;
- **h**: altura ;
- **β**: ângulo correspondente à altura máxima altura do sol, no menor dia do ano;
- **α**: ângulo de inclinação dos módulos.

Para calcular o espaçamento mínimo entre as fileiras, é necessário levar em consideração o fator de utilização do terreno onde o sistema solar será implantado, o ângulo de inclinação dos módulos, as dimensões físicas dos mesmos e o ângulo de incidência da radiação solar. Esses elementos inter-relacionados desempenham papéis cruciais na otimização da montagem do sistema fotovoltaico, visando assegurar a eficiência máxima do sistema ao evitar sombras e capturar a quantidade ideal de radiação solar incidente [25].

2.10 Componentes dos sistemas fotovoltaicos On-Grid

Os sistemas fotovoltaicos podem ser pequenos e muitos simples, sendo constituídos apenas de carga e módulos fotovoltaicos, onde a alimentação seria direta. Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos também podem ser construídos em usinas de energia que são ligadas a redes elétricas [26].

Embora os módulos fotovoltaicos sejam o coração de um sistema fotovoltaico, muitos outros componentes são necessários para que o sistema trabalhe [26].

Os sistemas podem ser configurados de três modos, os ligados a rede, autônomos e híbridos. Os princípios básicos e elementos permanecem os mesmos, sendo adaptados para atender os requisitos específicos para cada tipo de sistema. Sendo conectados à rede (*on-grid*) ou autônomos (*off-grid*), não sendo conectado à rede. O sistema *on-grid* dá a possibilidade ao consumidor de utilizar energia da rede elétrica pública ou da unidade produtora. Num sistema *off-grid* torna-se necessário o uso de armazenamento [26].

2.11 Inversores

Os inversores utilizados em sistemas conectados à rede permitem maximizar a potência extraída do arranjo de módulos e injetar essa potência na rede elétrica, de forma adequada e regulamentada. São responsáveis pela transformação da corrente contínua (CC) produzida pelos módulos em corrente alternada (CA), ajustando a frequência e o nível de tensão da rede a qual está sincronizado. Muitos inversores têm um conversor DC-DC incluído para converter a tensão variável do painel fotovoltaico para uma tensão constante que é a entrada para o conversor DC-AC real. [26]

Alguns sistemas autônomos podem ter um inversor que é conectado às baterias. O design de tal inversor difere consideravelmente daquele para um sistema conectado à rede. [26]

Para a escolha do inversor é preciso seguir alguns critérios de dimensionamento, sendo eles o critério de potência e o de compatibilidade entre o inversor e o gerador fotovoltaico.

- **Tipos de inversores:**

Inversor central: Os inversores centrais são empregados em sistemas de grande porte, com potência entre 20 e 400kW. O inversor é conectado a muitos módulos fotovoltaicos, como exemplificado na Figura 13, possibilitando a conexão de fileiras em paralelo para aumentar a corrente gerada, fazendo com que a conversão seja centralizada em um único inversor [27].

São inversores ótimos para redução de custos, pois se utiliza um número reduzido de inversores, entretanto, não permitem um MPPT eficiente, porque o ponto de potência máxima não é independente para cada fileira, além de em caso de falhas o sistema fica parado [27].



Figura 13 - Configuração de um inversor central com os módulos solares. Fonte: [27].

Inversor multi-fileiras (multi-string): Os inversores multi-fileiras são geralmente utilizados para sistemas que tem várias fileiras com diferentes orientações, por consequência acabam sendo submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura. Esta configuração possui dois estágios de conversão, sendo que cada fileira de módulos fotovoltaicos está ligada a um conversor CC/CC, como podemos visualizar na Figura 14, que tem o objetivo de extrair a potência máxima, de forma independente para cada fileira [28].

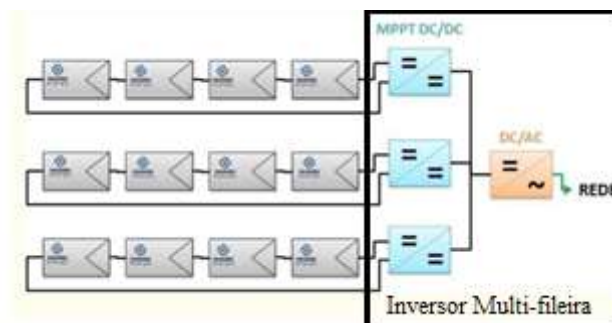


Figura 14 - Configuração do inversor multi-fileira. Imagem adaptada fonte: [27].

Micro inversores: Os microinversores tem a mesma função que os inversores fileira, porém são pequenos e de simples instalação. Sendo instalados para cada um ou dois módulos (Figura 15), permitindo converter, otimizar e monitorizar o desempenho dos módulos [28].

Na instalação, só é necessário conectar a entrada do micro inversor ao modulo fotovoltaico, que ele realizara a conversão de CC para CA. Podem ser conectados diretamente à rede elétrica sem que seja necessário equipamentos de proteção [27].

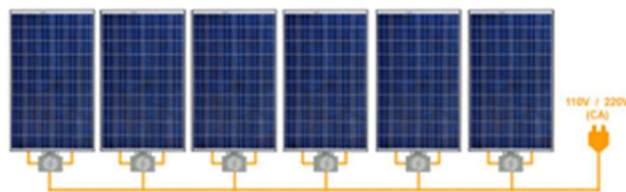


Figura 15 - Configuração do micro inversores. Fonte: [27].

A Figura 16 compara o modelo de inversor central com o modelo de microinversores em uma situação de sombreamento.

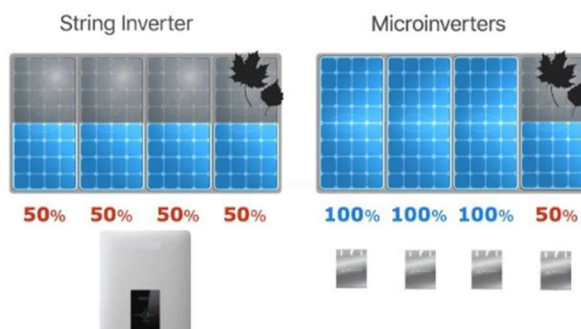


Figura 16 - Comparação de caso de sombreamento com inversor de fileira e micro inversores. Fonte: [28].

2.12 Controladores MPPT

Como visto anteriormente neste capítulo, alguns fatores influenciam nas curvas de potência gerada por um sistema fotovoltaico. Por causa da variação desses fatores, o ponto de máxima potência é deslocado [27].

O MPPT é um algoritmo capaz de rastrear esse ponto de máxima potência sempre que ele sofra deformações [27].

“Este mecanismo é capaz de atuar sobre o chaveamento do inversor, fazendo com que o sistema fotovoltaico trabalhe na tensão e corrente de máxima potência, potencializando a extração de potência e evitando perdas na produção das células caso o sistema opere em

outra tensão que não seja de máxima potência. A esse processo é dado o nome de rastreamento do ponto de máxima potência, ou MPPT” [27].

2.13 Normas aplicáveis

2.13.1 Lei em vigor

A produção de energia elétrica para autoconsumo, seja conectada à rede elétrica ou não, é atualmente regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014. Este decreto estabelece as diretrizes para a atividade de geração associada às instalações utilizadas pelo consumidor para o autoconsumo de energia renovável [29].

O Decreto-Lei 162/2019 estipula as condições de exercício para as UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo), incluindo a definição das potências que requerem aviso prévio ou comunicação prévia.

Além das regulamentações previamente mencionadas, o projeto em questão está sujeito a outras leis que norteiam sua execução, sendo elas:

- Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro: Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001.
- Decreto-Lei n.º 30-A/2022 de 18 de abril: Aprova medidas excepcionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 72/2022 de 19 de outubro: Altera as medidas excepcionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis.

O IPB submeteu uma candidatura no âmbito do aviso "i007962 DE ABERTURA DE CONCURSO - Apoio à concretização de Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo" com o intuito de estabelecer uma comunidade de energia renovável. Este trabalho tem como objetivo otimizar o projeto de geração fotovoltaica nesse contexto [30].

As potências previstas para a geração fotovoltaica variam entre 50 e 200 kW, estando sujeitas a um registo prévio para a instalação da Unidade de Produção para Autoconsumo

(UPAC). Além da previsão de potências alguns critérios dentro desse aviso devem ser atendidos, como [30]:

- Limite máximo do incentivo por ACC e CER - 500 000 €
- Declaração do beneficiário em como a energia produzida pelo projeto de investimento não será vendida em mais de 20% à rede ou a um terceiro.
- Número de participantes no ACC ou CER, com vista à valorização da candidatura com mais membros e instalações de utilização associadas;
- Rácio Investimento (€)/Poupanças alcançadas (tep), com vista à valorização dos projetos que apresentem menores investimentos face às poupanças que se propõe a alcançar, estimulando a uma racionalidade económica das intervenções;
- Taxa de autoconsumo da eletricidade renovável gerada pelo ACC ou CER, com vista à valorização dos projetos que apresentam uma maior taxa de cobertura dos consumos elétricos dos seus membros.
- Índice de concentração da partilha, com vista à valorização dos projetos que apresentem uma maior distribuição da eletricidade renovável gerada pelos membros do ACC ou CER [30].

A inclusão do referido aviso é crucial para o contexto do projeto, pois não apenas complementa as leis mencionadas anteriormente, mas também estabelece diretrizes e critérios adicionais para o apoio à implementação de Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo.

Ao seguir essas diretrizes, o projeto pode beneficiar-se de iniciativas específicas e apoios governamentais direcionados para promover a eficiência e sustentabilidade na produção e consumo de energia renovável. A atenção e adesão a esses critérios adicionais contribuem para a integração bem-sucedida do projeto nas políticas e iniciativas em vigor, resultando em práticas mais alinhadas com os objetivos de desenvolvimento sustentável e de transição para fontes de energia mais limpas.

2.14 Tipos de consumidores e modalidades de tarifas

As tarifas e preços para eletricidade são fixadas anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) .

Entende-se por tarifas, todo o custo que o consumidor terá em atividades reguladas, as quais a ERSE define o montante dos proveitos permitidos, seja no mercado regulado ou no liberalizado. Sendo a atividade regulada tudo aquilo que é necessário para o transporte, distribuição, operação, compra e comercialização de energia, como podemos verificar na imagem abaixo [31].

O preço compreende todos os custos associados a serviços obrigatórios, tais como o restabelecimento de energia e leituras extraordinárias, os quais são suportados pelo consumidor quando solicitados.

Para definição da tarifa, é preciso verificar em qual regime o consumidor se encontra, se no mercado regulado ou no mercado liberalizado. A diferença entre os dois mercados está na oferta. No mercado livre, cada comercializador define os preços, respeitando o regulamento das relações comerciais e, no mercado regulado, os preços são fixados pela ERSE. [31]

2.15 Sistemas tarifários

Em Portugal continental, o sistema tarifário está dividido em 4 horários, conhecidos como: horas de ponta, horas de cheias, horas de vazio e horas de super vazio. Isso implica na diferença de preços cobrados, por cada horário [31].

- Horário de Ponta: corresponde ao período em que a energia se encontra no valor mais elevado. Aplicável a consumidor de todos os níveis de tensão
- Horário de Cheias: Aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão
- Hora vazio normal: Corresponde ao período em que o preço da energia é inferior aos horários acima, mas maior do que no horário de super vazio. Aplicável a consumidores de todos os níveis
- Super vazio: Corresponde ao período em que o preço da energia é mais baixo. Aplicável a consumidores ligados em baixa tensão especial (BTE), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) [31].

Também são previstos dois ciclos, além dos períodos tarifários ditos anteriormente, ciclos semanais e ciclos diários, que serão descritos abaixo nas Figuras 17, 18, 19, 20, 21, 22 . Cada ciclo tem um horário de verão e de inverno que reflete na alteração das horas tarifárias [31].

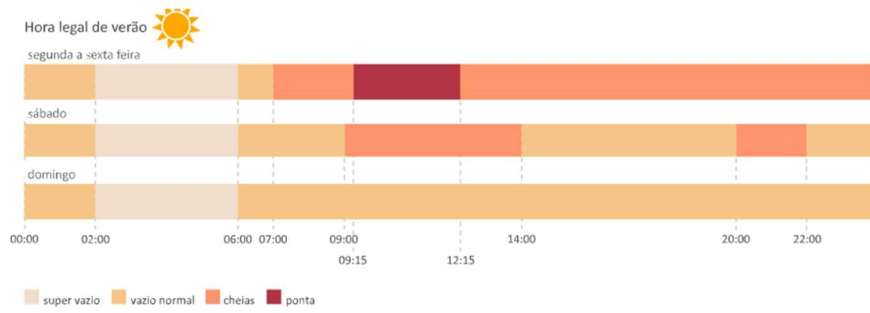


Figura 17 - Ciclo semanal para MAT, AT, MT, horário verão. Fonte: [31].

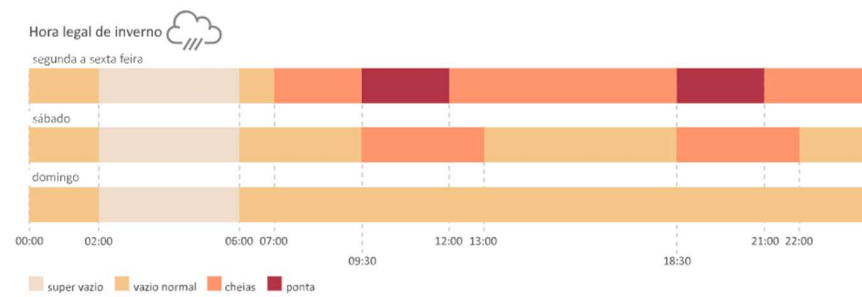


Figura 18 - Ciclo semanal para MAT, AT, MT, horário inverno. Fonte: [31].

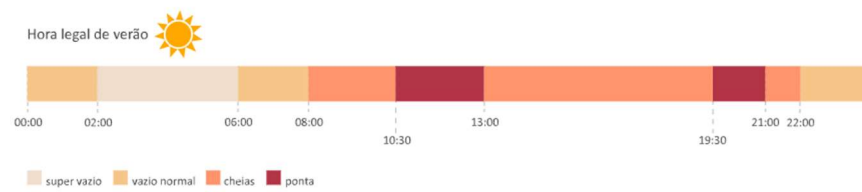


Figura 19 - Ciclo diário para MAT, AT, MT, horário verão. Fonte: [31].

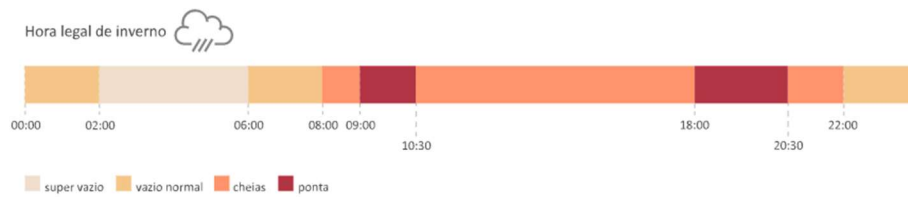


Figura 20 - Ciclo diário para MAT, AT, MT, horário inverno. Fonte: [31].

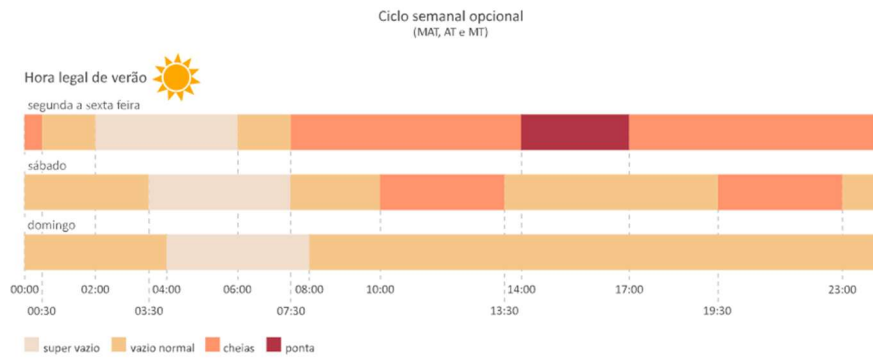


Figura 21 - Ciclo semanal para MAT, AT, MT, horário verão. Fonte: [31].

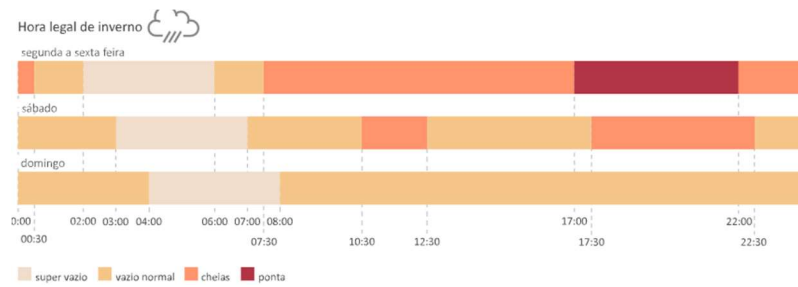


Figura 22 - Ciclo semanal para MAT, AT, MT ,horário inverno. Fonte: [31].

Para uma melhor visualização da diferença de precificação, foram dispostos gráficos nas Figuras 23, 24, 25.

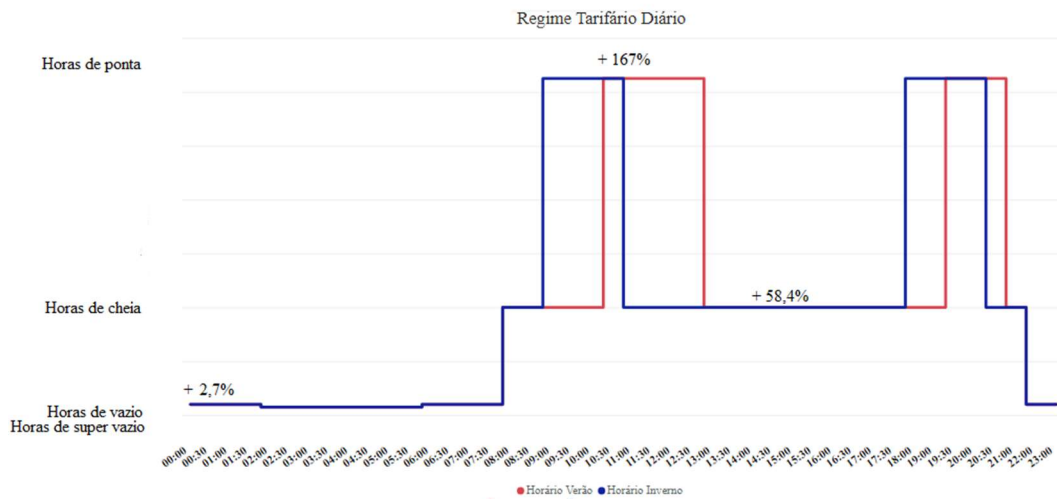


Figura 23 - Gráfico da variação do custo da energia ao longo do dia, no regime de tarifário diário.

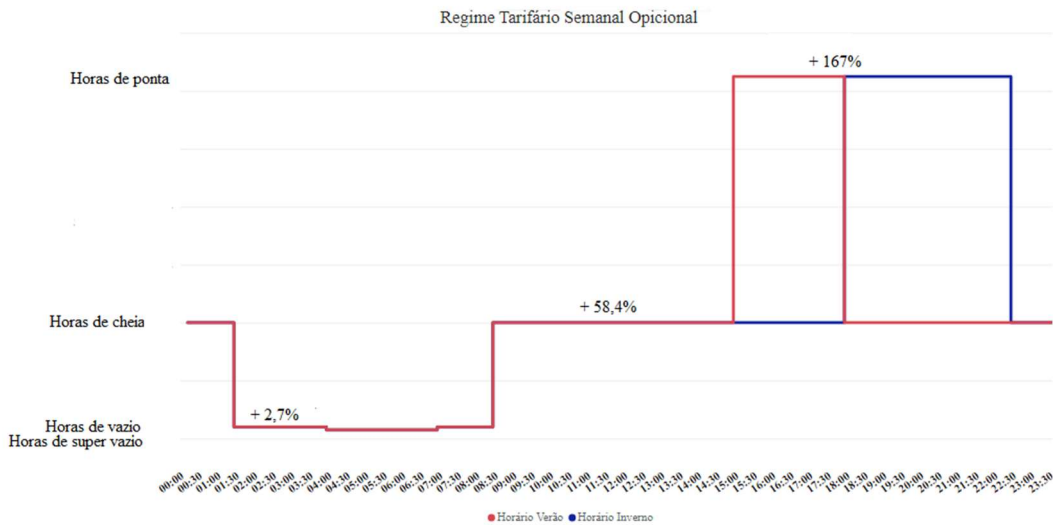


Figura 24 - Gráfico da variação do custo da energia ao longo do dia, no regime de tarifário semanal opcional.

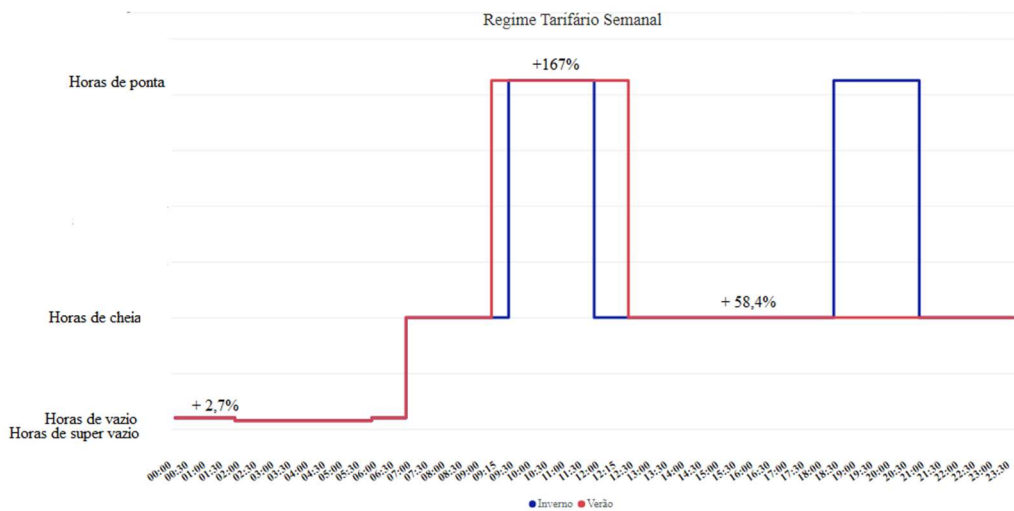


Figura 25 - Gráfico da variação do custo da energia ao longo do dia, no regime de tarifário semanal

2.16 Dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte.

A eficácia e a durabilidade dos sistemas fotovoltaicos têm como variável de pesquisa os eventos climáticos adversos, como chuvas de granizo, neve e descargas atmosféricas. Devido a estes eventos climáticos que podem afetar a estrutura e funcionabilidade do gerador por conta de sua instalação ser sempre em ambientes abertos, este tópico abordará a importância dos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas em instalações fotovoltaicas [32].

Ao longo deste tópico, serão abordados alguns métodos de proteção existentes concebidos para salvaguardar tanto os painéis solares quanto os inversores e demais componentes do sistema.

No entanto, apesar da evidente importância dos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas em sistemas fotovoltaicos, este trabalho não abordará o dimensionamento específico desses sistemas. A decisão se fundamenta na complexidade inerente à instalação desses dispositivos, nos potenciais aumentos de custo associados e o fator do local da instalação. O intuito é concentrar-se em aspectos mais amplos da otimização do sistema fotovoltaico, sem negligenciar a relevância da proteção contra eventos climáticos extremos.

Devido à sua composição diversificada de sistemas eletrônicos, o gerador fotovoltaico enfrenta riscos significativos em situações de descargas atmosféricas, as quais podem resultar em um aumento abrupto de corrente, potencialmente atingindo valores superiores a 200 kA [32]. Baseando-se nesse pressuposto, surgem duas situações relevantes a serem consideradas em relação aos impactos das descargas atmosféricas (raios) nos sistemas fotovoltaicos, descarregar atmosféricas diretas e indiretas [32].

As descargas atmosféricas diretas ocorrem quando o raio atinge diretamente as instalações ou a rede elétrica, a descarga se propaga, gerando valores elevados de sobretensões em diversos pontos da instalação, influenciados pelas impedâncias dos caminhos percorridos. Em situações em que uma edificação não possui um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), as correntes procurarão rotas alternativas para a terra, resultando em sobretensões ao longo de toda a estrutura e causando danos substanciais, inclusive com o risco de incêndio [32].

Nas localidades onde as redes são aéreas, descargas atmosféricas nas linhas de distribuição de energia elétrica de média e alta tensão são eventos frequentes [32]. São considerado descargas atmosféricas indiretas quando um raio atinge perto de uma instalação elétrica, a energia do raio pode se transferir para a instalação, causando picos de tensão nos circuitos [32].

Com o propósito de minimizar danos nos sistemas fotovoltaicos, é essencial adotar dispositivos de proteção contra surtos (DPS) adequados. A instalação desses dispositivos está sujeita a critérios pré-estabelecidos, conforme proposto pela norma IEC 61643-32 [32].

Além disso, deve-se considerar fatores como a densidade de descargas para a terra (N_g - descargas/km²/ano), as características do sistema de energia de baixa tensão, a capacidade de

sustentação dos equipamentos diante de sobretensões e a presença ou ausência de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) [32].

No que diz respeito à resistência dos equipamentos nas linhas de corrente contínua, os DPS devem oferecer proteção inferior à capacidade dos dispositivos. A Tabela 1 apresenta os valores de resistência a tensões impulsivas para os componentes de um sistema fotovoltaico, destacando a máxima tensão do sistema fotovoltaico em corrente contínua ($U_{OC\ MÁX}$) e a resistência dos equipamentos a sobretensões impulsivas (U_w), essa tabela é regida pela norma acima citada, norma IEC 61643-32 [32].

Tabela 1 - Suportabilidade a picos tensões de equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico [32].

$U_{OC\ MÁX}$ (V)	Suportabilidade a Tensões Impulsivas - U_w (KV)			
	Módulos Classe B Isolamento básico	Inversor	Outros Equipamentos	Modulo Classe A Isolamento reforçada
100	0.8		0.8	1.5
150	1.5		1.5	2.5
300	2.5	2.5 (Mínimo)	2.5	4
424	4		4	4
600	4		4	6
800	5	4	5	6
849	6		6	8
1000	6	6	6	8
1500	8	8	8	12

Em áreas com baixa probabilidade de ocorrência de descargas atmosféricas diretas, é possível optar pela instalação de proteção contra surtos induzidos por descargas que afetam as proximidades dos módulos fotovoltaicos e das linhas de energia. O diagrama da Figura 26 ilustra a localização e o tipo de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) instalados em um sistema fotovoltaico conectado à rede, visando a proteção contra surtos causados por descargas atmosféricas indiretas. Essa consideração é feita assumindo que a edificação não conta com um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) [32].

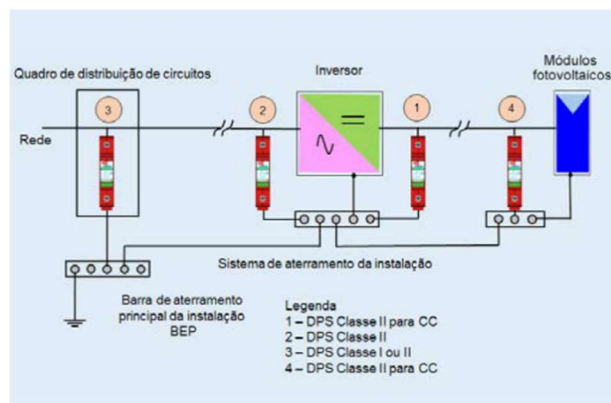


Figura 26 - Diagrama de localização e tipo de DPS em um sistema fotovoltaico. Fonte: [32].

A tabela 2 sugere os tipos de DPS serão utilizados nesse caso

Tabela 2 - Modelos e especificações de DPS sugeridos para proteção contra descargas atmosféricas indiretas [32].

Item	Modelo	Classe	Tensão máxima de Operação contínua U_{CPV}	Corrente de descarga máxima $I_{Máx}$	Corrente de descarga total I_{Total}	Corrente de descarga Nominal $I_{Nominal}$	Nível de Proteção U_p
1 e 4	Clamper Solar 150V 40kA	II	150Vcc	20kA	40kA	10kA	0.4kV
	Clamper Solar 300V 40kA	II	300Vcc	20kA	40kA	10kA	0.8kV
	Clamper Solar 600V 40kA	II	600Vcc	20kA	40kA	10kA	1.2kV
	Clamper Solar 1000V 40kA	II	1000Vcc	20kA	40kA	10kA	2.5kV
2	VCL SP 275V 20kA	II	275Vcc	20kA	-	10kA	1.2kV
3	VCL SP 275V 20kA	II	275Vcc	20kA	-	10kA	1.2kV

***nota: Os modelos indicados para aplicação em corrente contínua possuem 3 módulos integrados, preparados para conexão tipo estrela, conforme detalhado em "Sistemas com os dois pólos não aterrados"**

Sempre que a distância é inferior a 10m o DPS 2 e DPS 4 não se fazem necessários, sendo a distância considerada para o DPS 2 entre o quadro de distribuição e o inversor, e para o DPS 4 a distância entre os módulos fotovoltaicos e inversores [32].

A Figura 27 apresenta a disposição de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) no lado CC, juntamente com os comprimentos dos cabos de conexão, L1 e L2. A soma total dos comprimentos (L1 + L2) deve ser menor que 0,5 metros [32].

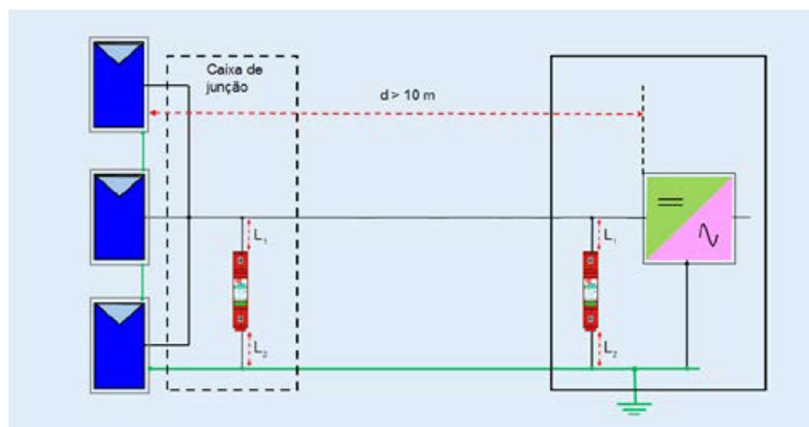


Figura 27 - Esquema de instalação de DPS no lado CC de sistema fotovoltaico. Fonte: [32].

No cenário em que os módulos fotovoltaicos estão instalados em edificações desprovidas de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) externo ou não estão conectados a um sistema de proteção, conforme exemplificado na Figura 28, mesmo mantendo a distância de separação entre os módulos do sistema fotovoltaico e os componentes do SPDA, a ocorrência de uma descarga atmosférica resultará em uma parcela de corrente induzida e conduzida por meio das linhas de energia elétrica [32].

Nesse contexto, é necessário que o dispositivo de proteção contra Surtos (DPS) 3 seja designado como Classe I, ou seja, com a capacidade de dissipar uma porção da corrente gerada pela descarga. A presença do DPS 2 torna-se dispensável caso o inversor esteja posicionado adjacente ao quadro de distribuição de circuitos, conectado à mesma barra de terra (PE) do quadro, e o DPS 3 seja Classe I, oferecendo o nível de proteção necessário para resguardar o inversor. A tabela 4 sugere os DPS que devem ser utilizados nessa instalação [32].

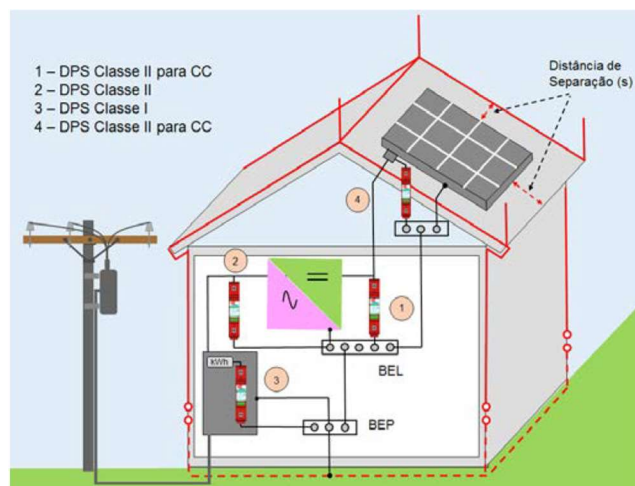


Figura 28 - Esquema de localização e tipo dos DPS em um sistema fotovoltaico com módulos não conectados ao SPDA. Fonte: [32].

A tabela 3 sugere os tipos de DPS serão utilizados nesse caso

Tabela 3 - Modelos e especificações de DPS indicados para proteção no caso de módulos fotovoltaicos não conectados ao SPDA [32].

Item	Modelo	Classe	Máxima tensão de Operação contínua U_{CPV}	Corrente de descarga máxima $I_{Máx}$	Corrente de descarga total I_{Total}	Corrente de descarga Nominal $I_{Nominal}$	Nível de Proteção U_p
1 e 4	Clamper Solar 150V 40kA	II	150Vcc	20kA	40kA	10kA	0.4kV
	Clamper Solar 300V 40kA	II	300Vcc	20kA	40kA	10kA	0.8kV
	Clamper Solar 600V 40kA	II	600Vcc	20kA	40kA	10kA	1.2kV
	Clamper Solar 1000V 40kA	II	1000Vcc	20kA	40kA	10kA	2.5kV
2	VCL SP 275V 20kA	II	275Vcc	20kA	-	10kA	1.2kV
3	VCL SP 275V 12.5/60kA	II	275Vcc	60kA	-	30kA	1.3kV

*nota: Os modelos indicados para aplicação em corrente contínua possuem 3 módulos integrados, preparados para conexão tipo estrela, conforme detalhado em "Sistemas com os dois pólos não aterrados"

Em situações em que os módulos fotovoltaicos são instalados em um edifício com um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) externo e estão conectados a esse SPDA, os condutores de energia, tanto de corrente alternada quanto de corrente contínua,

encontram-se em paralelo aos condutores de aterramento. Como resultado, estão sujeitos a receber uma porção da corrente originada de uma descarga atmosférica [32].

A parcela dessa corrente que será desviada através do Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) dependerá de vários fatores, incluindo:

- O nível de proteção do SPDA, conforme especificado na norma NBR 5419;
- A impedância do sistema de aterramento da edificação;
- O número de condutores de descida do SPDA;
- A distância entre os módulos, o inversor e a barra de aterramento local;
- A impedância do DPS (seja ela de curto-circuito ou limitadora de tensão).

Na figura 29 podemos visualizar como seria a distribuição de corrente em uma instalação de SPDA com dois cabos de descida [32].

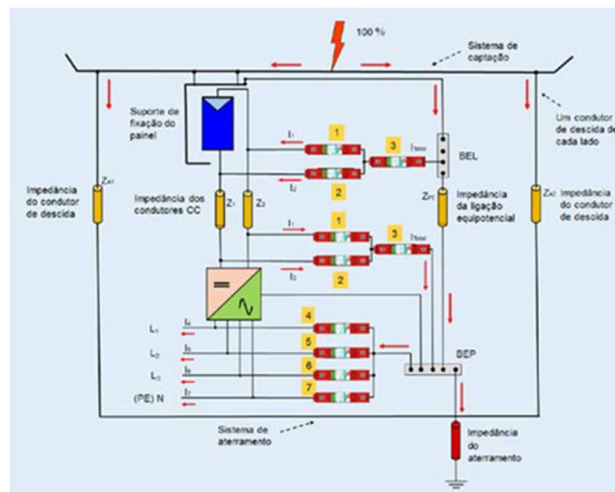


Figura 29 - Diagrama de instalações dos DPS em estrutura com dois cabos de descida do SPDA. Fonte: [32].

A Tabela 4 exibe os valores mínimos para corrente nominal (I_n) e corrente de impulso (I_{imp}) destinados aos Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) do tipo limitador de tensão, a serem implementados nas linhas de corrente contínua. O número de cabos de descida desempenhará um papel na proporção da corrente que será desviada através dos condutores do sistema fotovoltaico, conforme preconizado na referência mencionada na norma IEC 61643-32 [32].

Tabela 4 - Valores estimados de I_n e I_{imp} para DPS do tipo limitador de tensão, para instalação nas linhas de corrente contínua [32].

		Número de condutores de descida							
		<4				>4			
Nível de proteção do SPDA- Corrente de descarga		Valores mínimos de I_n para @8/20 μ s e I_{imp} para @10/350 μ s para seleção de DPS							
		IDPS1=IDPS2		IDPS3 = IDPS1 + IDPS2 = ITotal		IDPS1=IDPS2		IDPS3 = IDPS1 + IDPS2 = ITotal	
		I_n @8/20 μ s	I_{imp} @10/350 μ s	I_n @8/20 μ s	I_{imp} @10/350 μ s	I_n @8/20 μ s	I_{imp} @10/350 μ s	I_n @8/20 μ s	I_{imp} @10/350 μ s
I		17	10	34	20	10	5	20	10
II		12.5	7.5	25	15	7.5	3.75	15	7.5
III e IV		8.5	5	17	10	5	2.5	10	5

CAPÍTULO 3

3. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Na presente seção, será realizado o dimensionamento da geração fotovoltaica, no contexto da Comunidade de Energia, no Instituto Politécnico de Bragança. Esta comunidade engloba quatro centros produtores e quatorze centros consumidores, distribuídos nos edifícios localizados em Bragança. A abordagem adotada neste projeto segue as orientações estabelecidas pelo AVISO - i007962 DE ABERTURA DE CONCURSO - Apoio à Concretização de Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo.

Este capítulo representa uma etapa crucial para a implementação prática do sistema fotovoltaico global, alinhando-se às diretrizes do concurso e contribuindo para a eficácia e sustentabilidade da comunidade de energia em questão.

3.1 Dados Gerais das Instalações de Utilização

O presente documento tem como finalidade descrever as condições gerais e técnicas do projeto de execução de Autoconsumo Coletivo (ACC).

O projeto em análise contempla 14 Códigos de Ponto de Entrega (CPE) com um consumo agregado 2 381 640,4 kWh/ano a que corresponde um custo de 442 985,04€/ano, valor calculado utilizando os custos da energia ativa previstos para 2024. Com o intuito de aliviar o impacto negativo do custo de energia, foram dimensionadas 4 Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs), cuja potência instalada é de 500 kW e a produção estimada é de 731 182kWh/ano, resultando uma percentagem de energia autoconsumida de 85,3%.

O projeto, na sua globalidade, terá um investimento de 500 000.0€, um retorno de investimento estimado de 5 anos, uma consequente redução de consumo de energia elétrica 731 182kWh/ano e uma diminuição da fatura em cerca de 116 009,8 €/ano, com valores para 2024. Por fim e de suma importância, uma eliminação de gases de efeitos de estufa em CO₂ equivalente de 105,29 tep/ano, valor calculado de acordo com o Despacho (extrato) n.º 15793-D/2013.

3.2 Localização:

Tabela 5 - Coordenadas da localização das instalações

	Localização	
	Latitude	Longitude
ESE PT1	41.797	-6.769
ESTiG PT1	41.797	-6.769
ESA PT1	41.797	-6.767
ESA PT2	41.797	-6.768

3.3 Dimensionamento do sistema

O dimensionamento do sistema foi deliberadamente estabelecido em 500 kWp, levando em consideração as exigências orçamentárias do projeto. Nesse processo, diversas potências foram avaliadas, e foi a potência de 500 kWp que se destacou como a opção mais vantajosa em termos de autoconsumo. A escolha dessa potência específica não apenas atendeu às restrições financeiras do projeto, mas também demonstrou ser a configuração que oferece o melhor desempenho em termos de utilização eficiente da energia gerada, alinhando-se de maneira otimizada com os objetivos e as demandas do sistema estudado.

3.3.1 Análise de Consumos

A análise metódica dos consumos, fundamentada nos diagramas de carga detalhados a cada intervalo de 15 minutos e nas informações contidas nas faturas de eletricidade fornecidas, constitui um elemento informacional fundamental. Essa análise é essencial para a construção de um perfil preciso, na Figura 30 está a exemplificação deste perfil de forma detalhada, deparando as potências por períodos horários, proporcionando uma base sólida que permitirá a definição criteriosa do dimensionamento do sistema fotovoltaico.

A partir da percentagem do consumo de cada CPE (código do ponto de entrega), definimos o percentual de consumo de cada UPAC e dessa forma, distribuímos a produção por diferentes locais de produção dentro do PT's. Na Figura 31 pode-se perceber a demonstração da eficácia da instalação dimensionada.

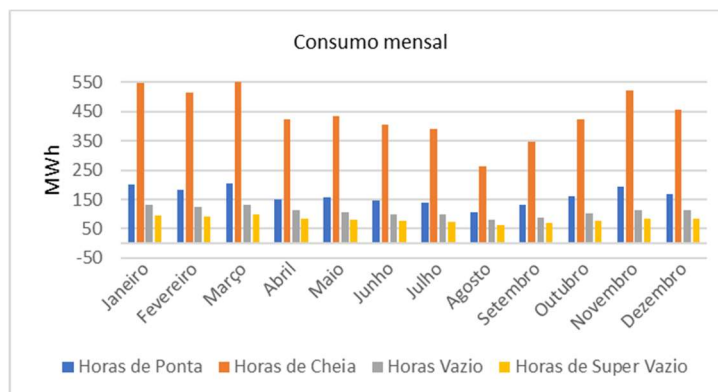


Figura 30 - Consumo mensal do IPB por período horário

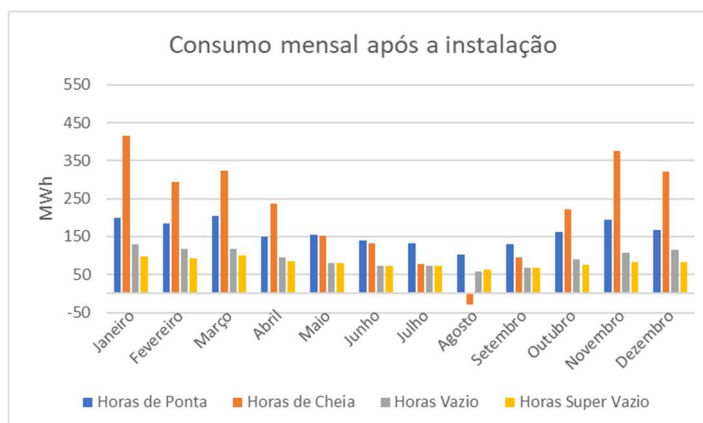


Figura 31 - Consumo mensal em kWh, após a instalação

3.3.2 Análise dos ângulos para melhorar o autoconsumo.

Depois de distribuídas as potências por PT's, avaliamos o autoconsumo que teríamos em cada angulação dos módulos. É primordial a análise do posicionamento dos módulos fotovoltaicos para a melhor eficiência na captação da radiação solar.

Utilizando o programa PVSyst, simulamos os ângulos de azimute e inclinação para a análise de perdas, previstas pelo programa em relação ao azimute zero e inclinação 35°. Observando os gráficos de perdas, que podemos ver abaixo na Figura 33 e na Figura 33, é perceptível que a melhor inclinação para o verão é de 20° e para o inverno a inclinação de 56°, os dois com inclinação a Sul, mantendo assim as perdas inferior a 1%.

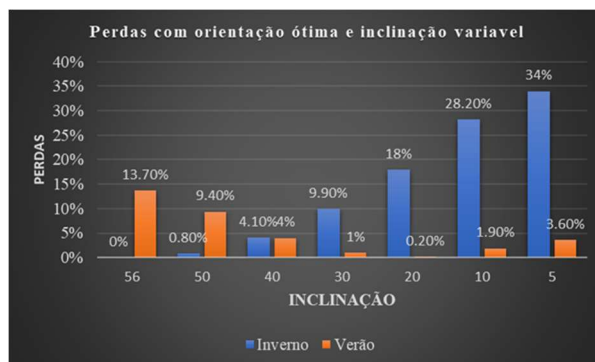


Figura 32 - Gráfico das perdas no verão e inverno com azimute 0°

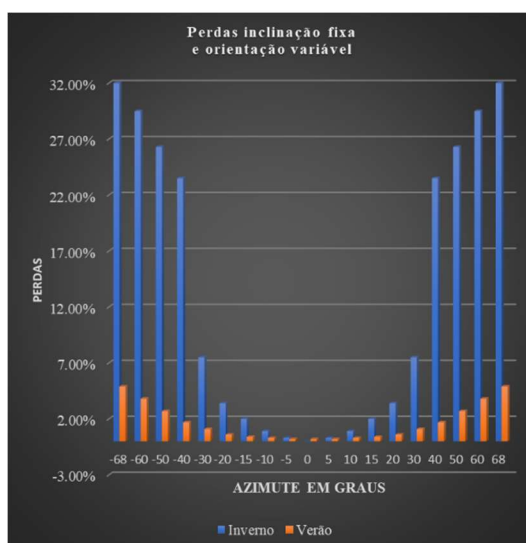


Figura 33 - Gráfico das perdas no verão (inclinação 20°) e inverno (inclinação 56°).

Com base nessas informações, concluímos que, embora haja perdas durante o verão devido à inclinação de 56°, essa configuração representa uma escolha a ser considerada por ter 86,6% de autoconsumo. No entanto, optamos por alinhar nossa instalação com as diretrizes e preferências ideais, destacando considerações estruturais e financeiras. Isso se deve ao fato de que investir em estruturas com inclinações diferentes das comuns no mercado resultaria em custos adicionais para a estruturação, e não proporcionaria um aumento substancial no autoconsumo.

Tabela 6 - Detalhamento do autoconsumo e excedente para orientação a sul e inclinação variável.

		Excedentes e autoconsumo							
		Geral	ESE PT1	ESTiG PT1	ESA PT1	ESA PT2	Aumento Produção	Aumento Autoconsumo	
Autoconsumo	56°	86.6%	63.5%	83.8%	84.5%	82.8%			
excedente		13.4%	-36.5%	-16.2%	-15.5%	-17.2%	-5.5%	1.50%	
Autoconsumo	50°	86.1%	62.8%	83.2%	83.8%	82.3%			
excedente		13.9%	-37.2%	-16.8%	-16.2%	-17.7%	-2.9%	0.89%	
Autoconsumo	45°	85.8%	62.4%	83.0%	83.4%	82.1%			
excedente		14.2%	-37.6%	-17.0%	-16.6%	-17.9%	-1.4%	0.55%	
Autoconsumo	40°	85.6%	62.1%	82.8%	83.1%	81.9%			
excedente		14.4%	-37.9%	-17.2%	-16.9%	-18.1%	-0.4%	0.38%	
Autoconsumo	35°	85.3%	85.6%	61.9%	82.8%	83.1%			
excedente		14.7%	-14.4%	-38.1%	-17.2%	-16.9%	0.0%	0.00%	
Autoconsumo	30°	85.7%	62.0%	83.0%	83.2%	82.0%			
excedente		14.3%	-38.0%	-17.0%	-16.8%	-18.0%	-0.2%	0.47%	

3.3.3 Sistemas fotovoltaicos:

Os módulos fotovoltaicos serão posicionados nas coberturas dos edifícios. Estes módulos fotovoltaicos estarão conectados em série e serão ligados a inversores, que realizarão a conversão da corrente contínua para corrente alternada.

A energia solar gerada pelo conjunto de 4 sistemas fotovoltaicos, a instalar na ESTIG, ESE, ESA_1 e ESA_2, por ser uma fonte renovável, reduzirá a dependência dos edifícios em relação à rede de serviço público, além de possibilitar uma diminuição dos custos com eletricidade.

A tecnologia escolhida para os módulos é a monocristalina, por ser uma tecnologia melhor para lugares com espaço limitado, pois produzem mais eletricidade em uma escala menor [33]. Como comparando no tópico 2.3.2, na Figura 6, os módulos fotovoltaicos monocristalinos demonstram uma capacidade maior de captação de radiação solar, apresentando uma eficiência energética maior em relação ao silício policristalino [34]. Além disso, o declínio da produção do silício policristalino tornou essa tecnologia mais difícil de ser encontrada no mercado, como podemos ver na Figura 6, vista no capítulo dois, tópicos 2.3.1 [13].

Para a escolha da marca que utilizaremos para as simulações, utilizamos um estudo realizado pelo laboratório Renewable Energy Test Center (RETC), um laboratório de teste e certificação para a indústria de energia solar dos Estados Unidos.

De acordo com a edição de 2023 do PV Module Index Report [35], os fabricantes com pontuação mais alta são :

1. Astronergy: A Astronergy é uma empresa chinesa que produz uma variedade de módulos solares monocristalinos e policristalinos.

2. JA Solar: A JA Solar é outra empresa chinesa na indústria solar.

3. Jinko Solar: A Jinko Solar é um dos maiores fabricantes de módulos solares do mundo [35],

Realizando a comparação dos 3 fabricantes na tabela 7, conseguimos perceber que a eficiência deles é a mesma, por isso indefere a escolha do fabricante em quesito eficiência, por esse motivo utilizamos a JinKo Solar para fim de cálculos.

Tabela 7 - Comparação dos módulos solares.

Parâmetros	Astronergy	JA Solar	Jinko solar
Modelo	CHSM72M-HC	JAM72S30 525-550/MR/1500V	JKM550M-72HL4-V
Potência	550Wp	550Wp	550Wp
Eficiência	21.30%	21.30%	21.30%
Tipo de tecnologia	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Peso	28.9 kg	26.9 kg	28.6kg
Dimensão	2274×1134×35mm	2278 x 1134 x 35 mm	2279 x 1134 x 35 mm

Fonte: [36] [37] [38]

3.3.4 Espaçamento entre módulos

O Distanciamento entre os módulos tem como objetivo principal evitar que um painel sombreie o outro, devido a inclinação dele (Figura 34) [25].

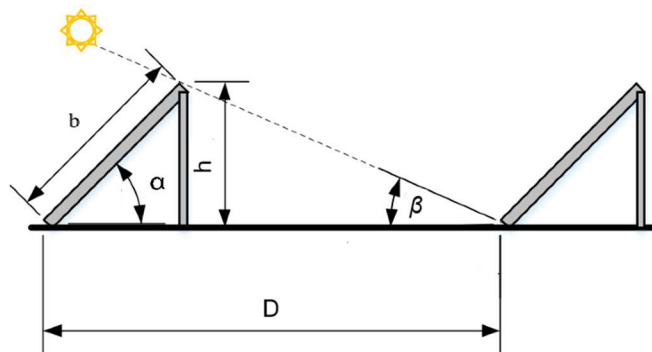


Figura 34 - Módulos orientados a horizontal. Imagem adaptada Fonte: [25].

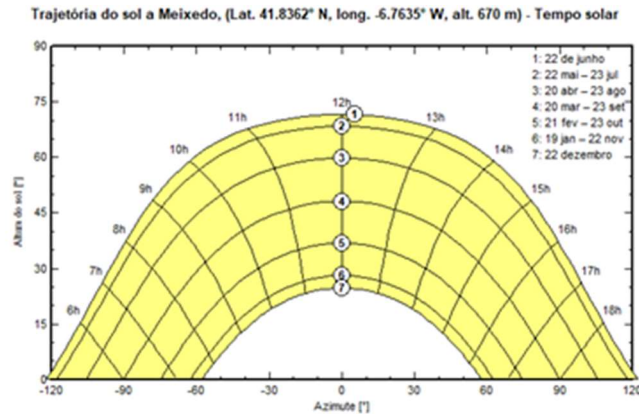


Figura 35 - Altura e azimute do sol. Fonte: [39]

Para realizar os cálculos, é necessário saber o ângulo correspondente à altura que corresponde à menor das alturas máximas diárias, que como é observado na figura 37 a altura mínima do sol é no dia 22 de dezembro, onde o sol se encontra mais baixo, isso acontece devido ao Solstício que ocorre em dois momentos: no início do verão quanto do inverno. Durante o acontecimento deste fenômeno, têm-se o dia mais longo e a noite mais curta na estação do verão ou o dia mais curto com a noite mais longa no inverno [24]. Essa escolha leva em consideração a eficiência energética para atividades que dependem da luz solar, como o uso de módulos fotovoltaicos.

Considerando que a montagem será feita num plano horizontal, deve-se utilizar a seguinte expressão para o cálculo:

$$D = b \times \left(\cos \alpha + \frac{\text{sen} \alpha}{\text{tg} \beta} \right) \quad (2)$$

- D : Afastamento entre as fileiras de módulos;
- b : comprimento/largura (consoante a posição vertical/horizontal) do módulo fotovoltaico;
- h : altura ;
- β : ângulo corresponde à menor das alturas máximas diárias do sol;
- α : ângulo de inclinação dos módulos.

$$D = 1,134\text{m} \times \left(\cos 35^\circ + \frac{\text{sen} 35^\circ}{\text{tg} 25^\circ} \right) = 2,3\text{m}$$

Então o espaçamento necessário afim de evitar sombreamentos é de pelo menos 2,3m entre as fileiras.

A formulação do cálculo para o hangar teve como peculiaridade à inclinação de 9° para o Norte. Esse detalhe específico foi incorporado na equação com o propósito de prevenir

sombreamentos nos módulos (Figura 36). Ao considerar os 9° de inclinação em relação ao Norte, a fórmula foi ajustada para garantir uma precisão adequada, levando em conta a inclinação singular da cobertura do hangar e otimizando assim a eficiência da geração fotovoltaica, evitando possíveis interferências causadas pelo sombreamento.

Para a inclinação da ESA1, deve:

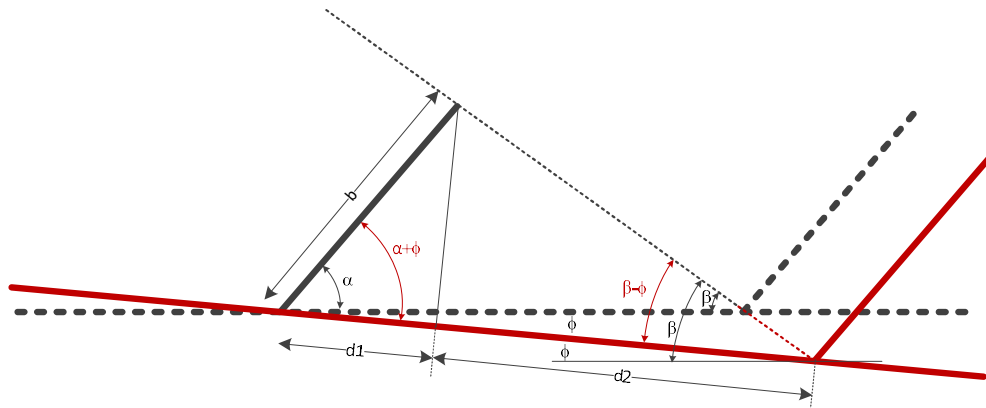


Figura 36 - Módulos orientados em telhado com angulação.

Imagem adaptada fonte: [25].

$$d2 = b \left(\frac{\text{sen}(\alpha + \phi)}{\text{tg}(\beta - \phi)} \right) \quad (3)$$

- ϕ : ângulo de inclinação da cobertura

$$d2 = 1,134 \text{ m} \left(\frac{\text{sen}(35 + 9)}{\text{tg}(25 - 9)} \right) = 2,74 \text{ m}$$

no prédio do hangar o espaçamento necessário afim de evitar sombreamentos é de pelo menos 2,74m entre as fileiras

3.3.5 Condições expectáveis de funcionamento dos módulos fotovoltaicos:

A radiação e a temperatura são os principais fatores que podem alterar as características elétricas de um módulo fotovoltaico como vimos no tópico 2.3.6. A radiação é o principal fator para a transformação da energia solar em elétrica, sendo a base do processo, porque sem ela não haveria produção elétrica [9].

A corrente elétrica aumenta, linearmente, com a radiação. Por outro lado, a tensão diminui com o aumento de temperatura, sendo reduzida a eficiência do módulo, variando assim o ponto de operação de potência máxima gerada [9].

No inverno, durante as horas de maior radiação, as temperaturas em Bragança, raramente caem abaixo de 4°C ou ultrapassam 18°C, já no verão as temperaturas variam de 15 °C e 29 °C em média. Entretanto as temperaturas podem chegar a 40°C no verão e no dimensionamento, o que interessa são os valores reais (instantâneos), por isso deve-se considerar a temperatura expectável de funcionamento dos módulos, não a ambiente a temperatura funcionamento.

Durante o inverno em Bragança, a probabilidade de um dia exclusivamente chuvoso diminui de 24% para 18%. Enquanto isso, a probabilidade de um dia com ocorrência simultânea de chuva e neve permanece praticamente constante, mantendo-se em 1% ao longo de todo o período. Além disso, a probabilidade de um dia exclusivamente com neve permanece essencialmente inalterada, mantendo-se em 0% durante toda a estação [40].

Com o intuito de realizar um dimensionamento mais preciso, examinamos os impactos dos gradientes de temperatura nas correntes e tensões dos módulos. Dessa forma, adquirimos uma previsão das variações dessas grandezas em cenários atípicos, permitindo uma abordagem mais abrangente e eficaz.

3.3.6 Inversor

A escolha do inversor é um dos passos mais importantes para iniciar o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos. A configuração do sistema, determina o número de inversores, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores. [41]

- **Escolha da potência do inversor**

Para a escolha do inversor é utilizada uma razão entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de 1:1.

$$Coef(PN) = \frac{PDC(Inversor)}{Ppico(gerador\ fotovoltaico)} \quad (4)$$

Qualquer eventual desvio deverá ser considerado com base nesta razão, e é definido para o seguinte intervalo de potência:

$$0,7xP(gerador\ fotovoltaico) < Pmax.inv < 1,2xP(gerador\ fotovoltaico) \quad (5)$$

- **Quantidade de módulos fotovoltaicos necessária para o sistema**

Para calcular o número de módulos que será utilizado é preciso conhecer os dados de catálogo.

Para encontrar o número de módulos (Nm) necessários para o sistema, divide-se a potência do gerador pela potência nominal dos módulos, para o trabalho em questão [41]

$$Nm = \frac{\text{Potência gerador}}{\text{Potência módulo}} \quad (6)$$

- **Número de módulos por inversor**

Para determinar a quantidade de módulos que será conectada a cada inversor, deve-se respeitar as seguintes condições:

- Número máximo de módulos em série por entrada MPPT:

- Condição 1: a quantidade de módulos em série é limitada pela tensão máxima que o inversor suporta. Para esta condição deve-se encontrar a quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série em condições normais de operação e em condições de menor temperatura ambiente, em ambos os casos a tensão de entrada máxima do MPPT deve ser respeitada. Para isso é utilizada a tensão de circuito aberto do módulo (V_{oc}), a tensão máxima do inversor ($V_{DCinversor}$) e o coeficiente de temperatura do módulo ($coef_{temp}(V_{oc})$) é aplicada as seguintes equações [41]:

$$Nms_{max} = \frac{V_{DCinversor}}{V_{ocmódulo}} \quad (7)$$

$$Nms_{máx} = \frac{V_{DCinversor}}{V_{oc} \times (1 + coef_{temp}(V_{oc}(\%/^{\circ}C)) \times (T_{min} - 25))} \quad (8)$$

- V_{ocmp} → tensão de circuito aberto do módulo(V)
- T_{min} → Temperatura mínima de funcionamento do módulo
- $coef_{temp}(V_{oc})$ → coeficiente de variação, da tensão de circuito aberto do módulo, com a temperatura ($\%/^{\circ}C$)

Onde Nms_{max} corresponde ao número máximo de módulos que podem ser conectados em série e T o valor mínimo de temperatura de funcionamento dos módulos, será utilizado $0^{\circ}C$. Deve se escolher o menor valor entre os dois resultados para ser assegurado o limite de tensão na entrada dos MPPTs.

- Condição 2: a quantidade mínima de módulos em série deve assegurar que a tensão mínima de partida do inversor seja atingida. Para esta condição deve-se encontrar a quantidade mínima de módulos que devem ser conectados em série em condições de valor máximo de temperatura de funcionamento dos módulos (será considerado $70^{\circ}C$), de tal forma que o conjunto de módulos alcance a tensão mínima de partida do inversor. [41]

Para isso é utilizada a tensão de operação do módulo (V_{oc}) e o coeficiente de temperatura ($coef_{temp}(V_{oc})$) e aplicado a seguinte equação:

$$Nms_{min} = \frac{V_{start}}{V_{start} \times (1 + coef_{temp}(V_{oc}(\%/^{\circ}C)) \times (T_{máx} - 25))} \quad (9)$$

- V_{start} → a tensão de operação (V)
- $T_{máx}$ → Temperatura máxima de funcionamento do módulo

- Número máximo de fileiras em paralelo por entrada MPPT:

Na folha de dados dos inversores encontra-se que a corrente máxima por entrada MPPT.

- Condição 3: O número máximo de fileiras que podem ser conectados em paralelo, por cada entrada MPPT, deve respeitar a corrente máxima de curto-circuito do inversor na pior situação possível, curto-circuito nos módulos [41]:

$$N_{máxstring} = \frac{I_{scinversor}}{I_{sc \text{ módulo}}} \quad (10)$$

Também se deve verificar a compatibilidade e segurança entre inversor/gerador fotovoltaico. O critério de compatibilidade impõe que os valores do gerador fotovoltaico devem estar dentro dos valores limites do inversor (tensão e corrente) nas condições de temperatura extremas, considerado os limites de tensão e corrente e gama de funcionamento do MPP [41].

- **Critério de segurança aplicado ao gerador fotovoltaico/ inversor**

Os valores $U_{oc}(T_{min})$ e $I_{sc}(T_{máx})$ têm de ser menores que os valores máximos de entrada U_{dc} e I_{dc} do inversor.

$$U_{oc}(T_{min}) = U_{oc(stc)} + (25^{\circ}C - T_{min}) \times coef(U_{oc}) \times U_{oc(stc)} \quad (11)$$

$$I_{sc}(T_{máx}) = I_{sc(stc)} + (25^{\circ}C - T_{máx}) \times coef(I_{sc}) \times I_{sc(stc)} \quad (12)$$

- **Critério da gama de funcionamento**

$U_{mpp}(T_{min})$ e $U_{mpp}(T_{máx})$ devem estar dentro da gama mpp do inversor [41]

$$U_{mpp}(Tx) = U_{mpp(stc)} + (25^{\circ}C - Tx) * coef(U_{oc}) \times U_{mpp(stc)} \quad (13)$$

$$U_{mpp,min(inversor)} \leq U_{mpp(fileira)} \leq U_{mpp,max(inversor)} \quad (14)$$

$$U_{mpp}(T_{máx}) \leq U_{mpp(fileira)} \leq U_{mpp}(T_{min}) \quad (15)$$

3.3.7 Características técnicas (STC) dos módulos:

Os módulos escolhidos para o Sistema foram os módulos de 550W, monocristalinos da JINKO SOLAR, modelo JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN. O DataSheet do módulo encontra-se no Anexo B, no final deste documento.

Tabela 8 - Características técnicas do módulo JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EM nas condições STC [42].

Data Sheet		
	Marca	JINKo Solar
	Modelo	JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN
	Tecnologia do Módulo	Monocristalino
	Potência Máx	550W
	Eficiência	21.33%
Módulos Fotovoltaicos	Vmp	40.9V
	Imp	13.45A
	Voc	49.62V
	Isc	14.03A
	Coeficiente de Temp Pmax	-0.35%/ °C
	Coeficiente de Temp Voc	-0.28%/ °C
	Coeficiente de Temp Isc	0.048%/ °C

3.3.8 Características técnicas dos inversores :

O DataSheet dos inversores dispostos a seguir, encontram-se no Anexo C,D,E e F, no final deste documento.

Tabela 9 - Características técnicas do inversor SUN2000-20KTL-M2 [43].

Entrada (DC)	
Máx tensão de entrada	1080V
Máx corrente por MPPT	27A
Máxima Corrente de Curto-Circuito por MPPT	39A
Tensão mínima de operação	200V
Faixa de tensão operacional MPPT	160V ~ 950V
Tensão de entrada nominal	600V
Número de entradas	2
Número de rastreadores MPP	2
Saída (AC)	
Potência nominal	20kWp
Máx. Potência aparente CA	22kVA
Tensão nominal de saída	230/400Vac
Frequência nominal da rede CA	50 Hz/60 Hz
Corrente Máx.de saída	33.5A
Máx. Distorção Harmônica Total	<3%

Tabela 10 - Características técnicas do inversor SUN2000-30KTL-M3 [43].

Entrada (DC)	
Máx tensão de entrada	1100V
Máx corrente por MPPT	26A
Máxima Corrente de Curto-Circuito por MPPT	40A
Tensão mínima de operação	200V
Faixa de tensão operacional MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensão de entrada nominal	600V
Número de entradas	8
Número de rastreadores MPP	4
Saída (AC)	
Potência nominal	30kWp
Máx. Potência aparente CA	33kVA
Tensão nominal de saída	230Vac
Frequência nominal da rede CA	50 Hz/60 Hz
Corrente de saída nominal	43,3A
Corrente Máx.de saída	47,9A
Máx. Distorção Harmônica Total	<3%

Tabela 11 -Características técnicas do inversor SUN2000-50KTL-M3 [43].

Entrada (DC)	
Máx tensão de entrada	1100V
Máx corrente por MPPT	30A
Máxima Corrente de Curto-Circuito por MPPT	40A
Tensão mínima de operação	200V
Faixa de tensão operacional MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensão de entrada nominal	600V
Número de entradas	8
Número de rastreadores MPP	4
Saída (AC)	
Potência nominal	50kWp
Máx. Potência aparente CA	55kVA
Tensão nominal de saída	400Vac/480Vac
Frequência nominal da rede CA	50 Hz/60 Hz
Corrente de saída nominal	72.2A
Corrente Máx.de saída	79.8A
Máx. Distorção Harmônica Total	<3%

Tabela 12 - Características técnicas do inversor SUN2000-100KTL-M1 [43].

Entrada (DC)	
Máx tensão de entrada	1100V
Máx corrente por MPPT	26A
Máxima Corrente de Curto-Circuito por MPPT	40A
Tensão mínima de operação	200V
Faixa de tensão operacional MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensão de entrada nominal	600V
Número de entradas	20
Número de rastreadores MPP	10
Saída (AC)	
Potência nominal	100kWp
Máx. Potência aparente CA	110kVA
Tensão nominal de saída	400V
Frequência nominal da rede CA	50 Hz/60 Hz
Corrente de saída nominal	144.4A
Corrente Máx.de saída	160.4A
Máx. Distorção Harmônica Total	<3%

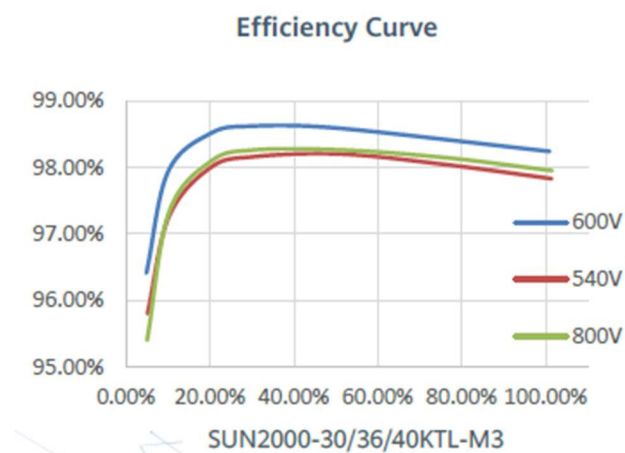


Figura 37 - Curva de eficiência inversor Sun200-30/36/40KTL-M3. [43]

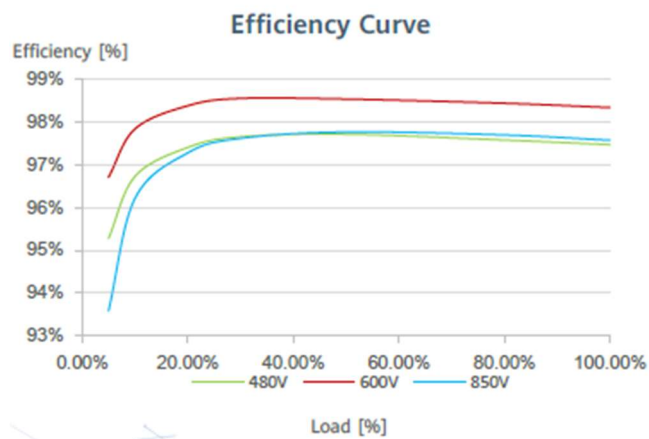


Figura 38 - Curva de eficiência inversor SUN2000-12/15/17/20KTL-M03. Fonte: [43]

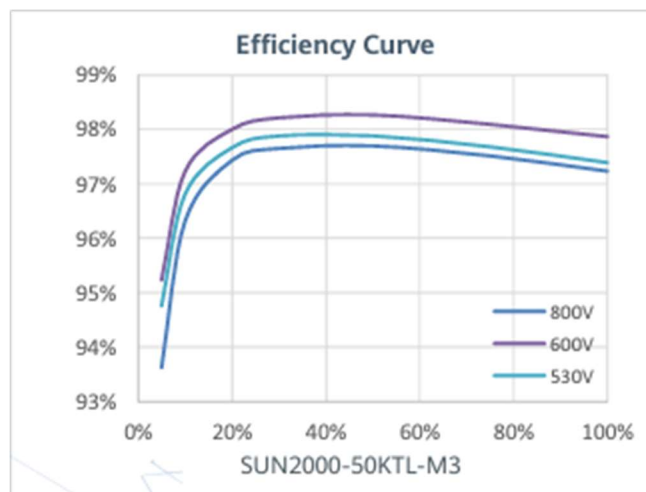


Figura 39 - Curva de eficiência inversor SUN2000-50KTL-M3. Fonte: [43]

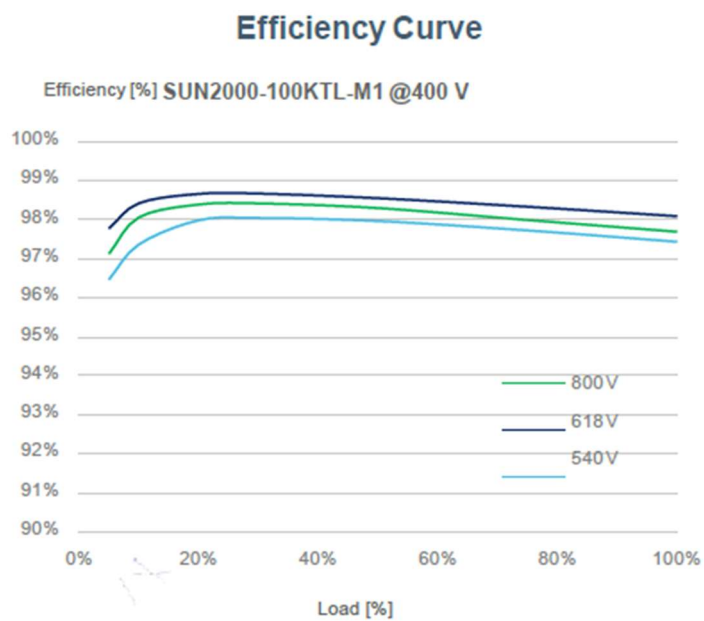


Figura 40 - Curva de eficiência inversor SUN2000-100KTL-M1. Fonte: [43]

Tabela 13 - Limites das condições expectáveis de funcionamento dos módulos fotovoltaicos [42].

Condições de funcionamento do módulo		
Uoc(0°C)=	53.09	V
Uoc(70°C)=	43.37	V
Isc(0°C)=	13.86	A
Isc(70°C)=	14.33	A
Umpp(0°C)=	43.76	V
Umpp(70°C)=	35.75	V

3.3.9 Aspectos das instalações

Nesse tópico foi tratada a configuração dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 14 - Aspectos da instalação ESTiG, ESE, ESA_2

Aspectos técnicos da instalação	
Inclinação	35°
Orientação	0°
Posição dos Módulos	Horizontal
Espaçamento entre as fileiras	2.3 m
Forma de implementação nas coberturas	em plano horizontal
Configuração de ligação	Série
Tensão por módulo (VOC)	49.62

Tabela 15 - Aspectos da instalação ESA_1

Aspectos técnicos da instalação	
Inclinação	35°
Orientação	31°
Posição dos Módulos	Horizontal
Espaçamento entre as fileiras	2.74 m
Forma de implementação nas coberturas	em plano levemente inclinado a 9°
Configuração de ligação	Série
Tensão por módulo (VOC)	49.62

3.3.10 Sistema ESE:

O sistema fotovoltaico está vinculado à instalação de utilização identificada pelo CPE PT0002000078435534HV. Ele será instalado nas coberturas do edifício, com uma potência estimada de 50kWp, representando 10% da potência total instalada e equivalendo a 7,46% do consumo total da Comunidade de Energia.

Tabela 16 - Configuração do inversor.

Parâmetros	Configuração do sistema SUN2000-50KTL-M3
Potência Total (kWp)	49.5
Nº Total de Módulos	90
Nº de inversores	1
Nº de módulos por fileira	15
Nº de fileiras em paralelo na entrada A	2
Nº de fileiras em paralelo na entrada B	2
Nº de fileiras em paralelo na entrada C	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada D	0
Nº de entradas MPPT	4
Corrente máxima de entrada no MPPT (A)	26.90
Tensão máxima por entrada MPPT (V)	613.5
Gama tensão MPPT das fileiras (V)	650.5 V ~796.40V
Eficiência esperada	98.00%

Tabela 17 - Divisão por MPPT.

SUN2000-50KTL-M3				
Entrada A	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
String 1//String 2	15	26.9	613.5	16500
Entrada B				
String 1//String 2	15	26.9	613.5	16500
Entrada C				
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada D				
String 1	15	13.45	613.5	8250



Figura 41 - Esquema de implementação do sistema fotovoltaico ESE. Fonte: [44].

3.3.11 Sistema fotovoltaico ESTiG

O sistema fotovoltaico será vinculado à instalação de utilização identificada pelo CPE PT0002000070173991NM. Ele está instalado nas coberturas do edifício, com uma potência estimada de 180kWp, representando 36% da potência total instalada e equivalendo a 31,54% do consumo total da Comunidade de Energia.

Tabela 18 - Configuração dos inversores

Parâmetros	Configuração do sistema	Configuração do sistema	Configuração do sistema
	SUN2000-100KTL-M1	SUN2000-50KTL-M3	SUN2000-30KTL-M1
Potência Total (kWp)	99	49.5	33
Nº Total de Módulos	180	90	60
Nº de inversores	1	1	1
Nº de módulos por fileira	20	15	15
Nº de fileiras em paralelo na entrada A	2	2	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada B	2	2	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada C	2	0	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada D	2	0	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada E	2	-	-
Nº de entradas MPPT	5	4	4
Corrente máxima de entrada no MPPT (A)	26.90	26.90	13.45
Tensão máxima por entrada MPPT (V)	736.2	613.5	613.5
Gama tensão MPPT das fileiras (V)	867.36 V ~ 1061.87 V	650.5 V ~ 796.40V	650.5 V ~ 796.40V
Eficiência esperada	98.00%	98.00%	98.00%

Tabela 19 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1				
	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
Entrada A				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada B				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada C				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada D				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada E				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800

Tabela 20 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-50KTL-M3

SUN2000-50KTL-M3				
Entrada A	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
String 1//String 2	30 (15//15)	26.9	613.5	16500
Entrada B				
String 1//String 2	30 (15//15)	26.9	613.5	16500
Entrada C				
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada D				
String 1	15	13.45	613.5	8250

Tabela 21 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-30KTL-M3

SUN2000-30KTL-M3				
Entrada A	Nº de módulos por fileira	Corrente(A)	Tensão (V)	Potência(W)
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada B				
String 1	15	13.45	613.5	8250
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada D				
String 1	15	13.45	613.5	8250



Figura 42 - Esquema de implementação do sistema fotovoltaico ESTIG. Fonte: [44].

3.3.12 Sistema fotovoltaico ESA_1

O sistema fotovoltaico será vinculado à instalação de utilização identificada pelo CPE PT0002000070173989NA. Ele está instalado nas coberturas do edifício, com uma potência estimada de 90kWp, representando 18% da potência total instalada e equivalendo a 15,36% do consumo total da Comunidade de Energia.

O arranjo do sistema fotovoltaico do ESA_1 por questões estruturais, ficou 50kWp sobre o Hangar e 20kWp no prédio próximo ao hangar, visto isso, necessitávamos enquadrar os módulos nos seus prédios para que fosse possível chegar a essa potência, por isso analisamos as perdas anuais, sendo elas 3,88% da produção anual seria perdida com esse arranjo.

Tabela 22 - Configuração dos inversores

Parâmetros	Configuração do sistema SUN2000-50KTL-M3	Configuração do sistema SUN2000-20KTL-M0
Potência Total (kWp)	49.5	17.6
Nº Total de Módulos	90	32
Nº de inversores	1	2
Nº de módulos por fileira	15	11
Nº de fileiras em paralelo na entrada A	2	2
Nº de fileiras em paralelo na entrada B	2	2
Nº de fileiras em paralelo na entrada C	0	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada D	0	0
Nº de entradas MPPT	4	4
Corrente máxima de entrada no MPPT (A)	26.90	30A
Tensão máxima por entrada MPPT (V)	613.5	1100V
Gama tensão MPPT das fileiras (V)	650.5 V ~796.40V	200 V ~ 1000 V
Eficiência esperada	98.00%	96.50%

Tabela 23 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-50KTL-M3

SUN2000-50KTL-M3				
Entrada	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
Entrada A String 1//String 2	30 (15//15)	26.90	613.5	16500
Entrada B String 1//String 2	30 (15//15)	26.90	613.5	16500
Entrada C String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada D String 1	15	13.45	613.5	8250

Tabela 24 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-20KTL-M0

SUN2000-20KTL-M2				
Entrada A	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
String 1//String 2	30(15//15)	26.90	613.5	8800
Entrada B				
String 1	15	13.45	613,5	8800



Figura 43 - Esquema de implementação do sistema fotovoltaico ESA_1. Fonte: [44].

3.3.13 Sistema fotovoltaico ESA_2

O sistema fotovoltaico será vinculado à instalação de utilização identificada pelo CPE PT0002000070173989NA. Ele está instalado nas coberturas do edifício, com uma potência estimada de 180kWp, representando 36% da potência total instalada e equivalendo a 32,31% do consumo total da Comunidade de Energia.

O Sistema foi dividido em três modelos de inversores, como podemos ver na tabela 18, 19 e 20.

Tabela 25 - Configuração dos inversores

Parâmetros	Configuração do sistema	Configuração do sistema	Configuração do sistema
	SUN2000-100KTL-M1	SUN2000-50KTL-M3	SUN2000-30KTL-M1
Potência Total (kWp)	99	49.5	33
Nº Total de Módulos	180	90	60
Nº de inversores	1	1	1
Nº de módulos por fileira	20	15	15
Nº de fileiras em paralelo na entrada A	2	2	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada B	2	2	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada C	2	0	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada D	2	0	0
Nº de fileiras em paralelo na entrada E	2	-	-
Nº de entradas MPPT	5	4	4
Corrente máxima de entrada no MPPT (A)	26.90	26.90	13.45
Tensão máxima por entrada MPPT (V)	736.2	613.5	613.5
Gama tensão MPPT das fileiras (V)	867.36 V ~ 1061.87 V	650.5 V ~ 796.40V	650.5 V ~ 796.40V
Eficiência esperada	98.00%	98.00%	98.00%

Tabela 26 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1				
	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
Entrada A				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada B				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada C				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada D				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800
Entrada E				
String 1//String 2	36 (18//18)	26.9	736.2	19800

Tabela 27 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-50KTL-M3

SUN2000-50KTL-M3				
Entrada A	Nº de módulos por fileira	Imp (A)	Vmp (V)	Wp
String 1//String 2	30 (15//15)	26.9	613.5	16500
Entrada B				
String 1//String 2	30 (15//15)	26.9	613.5	16500
Entrada C				
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada D				
String 1	15	13.45	613.5	8250

Tabela 28 - Divisão por MPPT inversor SUN2000-30KTL-M3

SUN2000-30KTL-M3				
Entrada A	Nº de módulos por fileira	Corrente(A)	Tensão (V)	Potência(W)
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada B				
String 1	15	13.45	613.5	8250
String 1	15	13.45	613.5	8250
Entrada D				
String 1	15	13.45	613.5	8250



Figura 44 - Esquema de implementação do sistema fotovoltaico ESA_2. Fonte: [44].

3.4 Orçamento básico e período de retorno do projeto

O estudo da viabilidade econômica do projeto fotovoltaico desempenha um papel essencial na avaliação do retorno financeiro e na sustentabilidade a longo prazo da iniciativa. Ao considerar fatores como o investimento inicial, os custos operacionais, os incentivos fiscais e as economias geradas pela produção de energia solar, busca-se determinar a atratividade financeira do projeto. Além disso, a análise da viabilidade econômica permite identificar potenciais obstáculos e oportunidades para otimizar o desempenho financeiro do sistema fotovoltaico. Por meio deste estudo, busca-se não apenas quantificar o impacto econômico do projeto, mas também embasar decisões estratégicas que promovam a sustentabilidade econômica em consonância com os objetivos ambientais e sociais do empreendimento [45].

O valor por Watt-Pico (Wp) para o projeto em questão foi estabelecido em €1, considerando o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Essa precificação foi determinada após uma extensa pesquisa de mercado, que visava compreender os custos associados à instalação do sistema fotovoltaico [45].

Além disso, a estimativa de retorno financeiro do investimento (ROI) está fundamentada na consideração do tempo de vida útil dos equipamentos, conforme especificado pelos fabricantes. A análise dessas informações técnicas, aliada à pesquisa de mercado, proporciona uma perspectiva sólida sobre a viabilidade econômica do projeto. O valor estimado de retorno, reflete a projeção de ganhos ao longo do período de vida útil dos dispositivos fotovoltaicos, representando um indicativo valioso para a análise econômica e financeira do empreendimento [45].

Cálculo da viabilidade de Retorno (Payback).

Para efetuar o cálculo desse indicador de maneira simplificada, é preciso dividir o custo total do investimento pela economia gerada anualmente. Adicionalmente, no processo de cálculo, outras variáveis são consideradas, incluindo as tarifas de energia [45].

O valor por kWh na eletricidade fornecida oscila de acordo com a escolha do plano tarifário, a potência elétrica contratada e o respectivo ciclo horário, por isso foi utilizado como base o valor de kWh para o ano de 2024, 0,186 €/kWh, com IVA de 23%

$$Payback = \frac{\text{Valor investido}}{\text{Valor poupado com a instalação}} \quad 16$$

$$Payback = \frac{1\text{€/Wp} \times 500\text{kWp}}{116\ 009\text{€}} = 4,31 \text{ anos}$$

3.5 Dimensionamento com Programa

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, contamos com o auxílio do programa PvSyst, utilizado para validar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos *on grid* e *off grid*. Trata-se de uma das ferramentas computacionais mais utilizadas para esta finalidade, por possuir várias funcionalidades como, cálculo de perdas por sombreamento e sujeira nos módulos, estimativa de produção de energia considerando a eficiência de cada equipamento do sistema, entre outras.

Para a utilização da ferramenta foi feito o download no site oficial (<https://www.pvsyst.com>).

Para o dimensionamento no PvSyst, é necessário que seja feita a escolha da localização, a fim de obter os dados meteorológicos da região. O programa possui uma vasta opção de localizações que contam com informações como dados da irradiação mensal, temperatura, umidade e posição solar.

3.6 Sistema

Para compreender as especificações detalhadas do grupo fotovoltaico, recomenda-se consultar o Anexo A correspondente a este documento. Neste tópico em particular, abordaremos exclusivamente informações sobre as potências instaladas, inclinações, quantidade de módulos e inversores, oferecendo uma visão geral sobre os elementos essenciais do sistema. Para uma análise mais aprofundada das características, é aconselhável consultar as informações detalhadas fornecidas no anexo correspondente.

Serão instalados 930 módulos, totalizando uma potência de 512 kWp, com inclinação e posição fixas no telhado dos edifícios e circulação de ar entre eles. O espaçamento será de 2.74m no ESA_1 e 2.3m nos demais edifícios. Os módulos serão dispostos em fileiras com inclinação de 35° e orientados para o Sul, tendo o ESA_1 uma particularidade de 9° a mais na inclinação dos módulos, devido a inclinação da edificação, como pode ser observado nos cálculos realizados no tópico 3.4.4. Para a implementação, serão empregados 10 inversores, conforme detalhado nos tópicos 3.3.10 a 3.3.13, esses resultados podem ser verificados na Figura 45.

O dimensionamento realizado no programa tem como objetivo validar os cálculos previamente realizados no Capítulo 3.

Resumo do sistema			
Sistema acoplado à rede		Sem desenho 3D de sombras, sem sombras	
Orientação do plano dos módulos		Sombras próximas	Exigências do consumidor
Plano fixo		Sem sombras	Definição ext. por ficheiro
Inclinação/Azimute	35 / 0 °		perfil de carga-utilizado.CSV
Informação do sistema			
Grupo FV		Inversores	
Nr. de módulos	930 unidades	Número de unidades	10 unidades
Pnom total	512 kWp	Pnom total	500 kWca
		Rácio Pnom	1.023

Figura 45 - Resumo do Sistema no PVSyst.

Na Figura 46, apresentamos um resumo dos resultados obtidos no Sistema

Resumo dos resultados					
Energia produzida	800563 kWh/ano	Produção específica	1565 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	81.79 %
Energia utilizada	2381640 kWh/ano			Fração solar	28.27 %

Figura 46 - Resumo dos resultados

3.7 Perdas no sistema

As perdas do sistema levam em consideração os parâmetros predefinidos pelo programa utilizado para cálculos. A consideração desses elementos permitiu uma estimativa precisa das perdas totais no sistema fotovoltaico, totalizando 15,7% de perdas. Essas perdas são essenciais para garantir a eficiência e confiabilidade do projeto. Ao incorporar essas perdas predefinidas nas análises, buscamos assegurar que o dimensionamento e o desempenho do sistema se alinhem de maneira realista com as condições práticas, contribuindo para resultados mais precisos e robustos nos cálculos realizados. Para uma análise mais detalhada das perdas, recomenda-se consultar o anexo.

CAPÍTULO 4

4. Resultados e discussões

Os cálculos realizados no Capítulo 3 basearam-se em dados de produção do programa PVGIS para o ano de 2020, contudo, sem levar em consideração o modelo específico de módulos e inversores a serem utilizados. Por outro lado, o dimensionamento realizado pelo programa PVSyst incorpora as características dos módulos e inversores, mas não oferece a capacidade de inserir uma janela temporal que permita a comparação direta com os dados do PVGIS, além dessa particularidade da janela temporal, também temos um problema devido ao PVSyst limitar apenas uma inclinação e orientação para a montagem geral do sistema, com isso não foi possível inserir a particularidade do Hangar no sistema ESA_2. Ambos os programas foram configurados para a localização em Bragança, no Instituto Politécnico de Bragança.

Nos cálculos do Capítulo 3, observamos um índice de autoconsumo para a instalação de 85,3%, enquanto o PVSyst retorna um valor de 84,1%. Acredita-se que a diferença de 1,2% possa ser atribuída à janela temporal, aos dados meteorológicos utilizados pelos respectivos programas e a particularidade do sistema ESA_2.

Além do índice de autoconsumo, foi identificada uma diferença de 9% na quantidade de kWh gerado pelo sistema a instalar. Essa variação também é atribuída à utilização de dados distintos pelos programas. Contudo, é notável que ambos os resultados indicam um índice de autoconsumo conforme o projetado, atendendo às exigências estabelecidas pelo aviso que fundamenta este trabalho.

Tabela 29 - Comparativo da produção em kWh pelos dois programas

Geração PV (kWh):	
PVGIS:	731,182.10
PVSyst:	800,563.00
Diferença:	69,380.90
Diferença (%):	9%

Tabela 30 - Comparativo do autoconsumo pelos cálculos realizado e pelo PVSYST

Autoconsumo	
PVGIS:	85.3%
PVSystem:	84.1%
Diferença:	1.2%

A Figura 47 realiza uma análise abrangente do sistema como um todo, evidenciando as perdas por absorção e a energia útil gerada pelo sistema, ou seja, pela saída dos inversores, conforme previsto anteriormente. Como antecipado, a produção mais elevada ocorreu durante o verão, em consonância com os dias mais ensolarados. Apesar de inicialmente considerada uma possível preocupação, dada a maior demanda nos meses de inverno, essa dinâmica não impactou de forma significativa o índice de autoconsumo. Isso determina que o sistema se revela uma opção viável para a instituição.

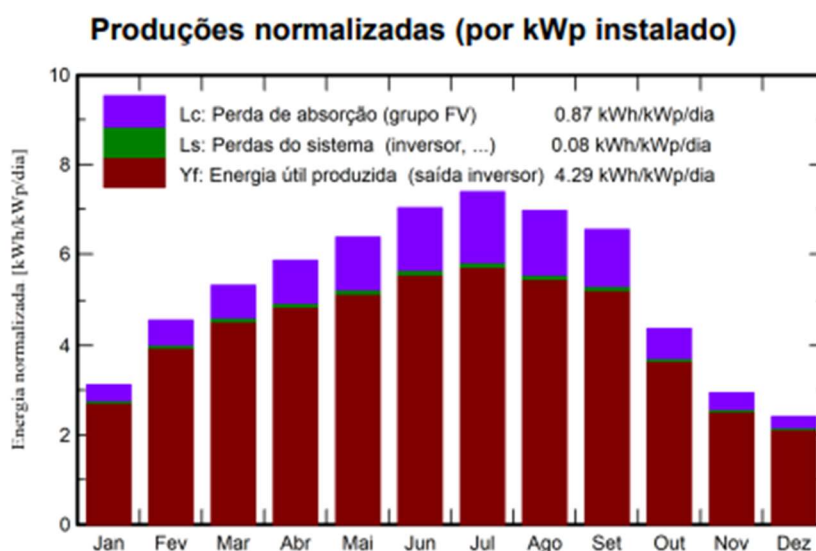


Figura 47 -Produção normalizada por Kwp instalado

4.1 Considerações

Em suma, a presente pesquisa demonstrou de maneira convincente que a adoção de sistemas fotovoltaicos representa uma alternativa altamente vantajosa para a redução de custos na instituição de ensino em questão. A análise detalhada revelou benefícios significativos, como a diminuição das despesas com energia elétrica a longo prazo, a sustentabilidade ambiental e a potencial independência energética.

Contudo, é crucial reconhecer que a implementação ideal do projeto pode ser impactada por desafios práticos, notadamente em relação à limitação de espaço e às complexidades estruturais.

Essas considerações práticas podem exigir adaptações no plano original, comprometendo parcialmente a viabilidade do sistema fotovoltaico conforme proposto na dissertação.

Portanto, embora a tese reforce a validade da instalação de sistemas fotovoltaicos como uma estratégia eficaz para a redução de custos, é imprescindível avaliar as condições específicas da instituição, reconhecendo os desafios logísticos e estruturais que podem impactar a implementação. A flexibilidade e a abertura para ajustes no projeto serão fundamentais para garantir uma transição suave em direção a uma fonte de energia mais sustentável e econômica.

CAPÍTULO 5

5. Conclusão

O projeto de geração fotovoltaica, desenvolvido neste trabalho, foi realizado num contexto inovador, no qual a energia produzida é utilizada para autoconsumo de uma Comunidade de Energia Renovável (CER), a constituir pelo Instituto Politécnico de Bragança (IPB). A CER será constituída por 4 Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs), com uma potência total instalada de 500 kW e por 14 Códigos de Ponto de Entrega (CPE), que integram quase todos os edifícios do IPB, em Bragança.

A geração fotovoltaica foi estrategicamente dimensionada para os 4 CPEs de Média Tensão (maior consumo), localizados na Escolas Superiores de Educação (ESE), de Tecnologia e Gestão (ESTiG) e a Agrária, esta última com dois contratos, ESA1 e ESA2. A potência fotovoltaica (500 kW, na ligação à rede), foi distribuída de acordo com o peso do consumo, de cada um destes CPEs, relativamente ao consumo total, ou seja, 10%, 36%, 18% e 36%, respetivamente.

A energia gerada será distribuída pelos 14 CPEs, de acordo com o mesmo princípio. As chaves de partilha correspondem, assim, à percentagem de consumo de cada CPE, relativamente ao consumo total.

O projeto desenvolvido prevê que a geração fotovoltaica seja distribuída por 4 CPEs (os de maior potência), em vez dos 3 inicialmente previstos. Desta forma, consegue-se aumentar a taxa de autoconsumo direto, isto é, sem utilização da rede pública. A estimativa de autoconsumo pela comunidade de energia, alcança uma taxa de autoconsumo aproximadamente igual a 85%. Projetando-se uma redução significativa no consumo de energia da ordem de 30%, esses números refletem a eficácia e a sustentabilidade do sistema proposto,

É importante ter presente alguns riscos inerentes associadas ao projeto, tais como dificuldades de financiamento, possíveis problemas estruturais e desafios de espaço. No entanto, essas considerações não diminuem a importância dos avanços atuais no campo do autoconsumo coletivo e das unidades produtoras para autoconsumo coletivo, evidenciados por este projeto.

Destaca-se que as comunidades de energias renováveis, como a proposta para o IPB, proporcionam benefícios notáveis. A flexibilidade geográfica na produção de energia fotovoltaica, permitindo a geração em um local e o consumo em outro, revela-se como uma

vantagem estratégica. Além disso, a introdução de chaves de partilha, proporcionais ao investimento ou consumo do usuário, contribui para a inclusão e participação efetiva de todos os membros da comunidade, fortalecendo a viabilidade e a equidade do sistema de energia renovável implementado.

Como contribuição adicional e perspectiva para futuras pesquisas, sugiro a exploração de dois temas que, embora relevantes, não puderam ser desenvolvidos durante esta pesquisa. Em primeiro lugar, recomendo a realização de um estudo aprofundado sobre a análise do fator de potência após a instalação do sistema fotovoltaico, porque prevê-se que haja necessidade compensação do fator de potência. Esta análise permitiria compreender melhor os impactos na qualidade da energia elétrica, considerando as variações na geração solar e suas implicações na estabilidade da rede.

Além disso, proponho a investigação e/ou desenvolvimento de um programa especializado para o gerenciamento eficiente das chaves de partilha em comunidades de energias renováveis. Esse programa poderia ser uma ferramenta valiosa para otimizar a alocação de chaves, levando em consideração critérios como investimento e consumo, promovendo assim a transparência e a equidade na participação da comunidade.

Estas sugestões visam enriquecer ainda mais a compreensão e a aplicabilidade prática dos sistemas fotovoltaicos em comunidades de energia, proporcionando oportunidades para avanços significativos na eficiência, sustentabilidade e gestão participativa dessas iniciativas.

Referências

- [1] P. A. Jorge, “Evolução do Solar PV em Portugal: Mitos e factos,” *Artigo de opinião APREN*, p. 4, 2020.
- [2] CINERGIA, “ENERGIA NO MEU PAÍS,” CINERGIA, 2023. [Online]. Available: <https://www.cinergia.pt/pt/energia-no-meu-pais#:~:text=Portugal%20disp%C3%B5es%20de%20diversas%20fontes,das%20necessidades%20energ%C3%A9ticas%20da%20popula%C3%A7%C3%A3o..> [Acesso em 22 Março 2023].
- [3] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro,” *Diário da República Eletrónico*, 2007. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/363-2007-629412>. [Acesso em 22 Março 2023].
- [4] Presidência do Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro,” *Diário da República Eletrónico*, 2019. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>. [Acesso em 22 Março 2023].
- [5] CME - Comunidade Solar, “A ENERGIA DO FUTURO NA SUA COMUNIDADE SOLAR,” CME - Comunidade Solar, [Online]. Available: <https://comunidadesolar.pt/#oquee>. [Acesso em 26 Outubro 2023].
- [6] Direção Geral de Energia e Geologia, “O que é uma comunidade de energia?,” Direção Geral de Energia e Geologia, [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/o-que-e-uma-comunidade-de-energia/>. [Acesso em 25 Março 2023].
- [7] GREEN POWER, Aveiro, “Partilha de energia no autoconsumo coletivo,” GREEN POWER, Julho 2020. [Online]. Available: <https://greenpower.pt/comunidades-de-energia/>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [8] J. K. et al, “Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems,” UIT Cambridge Ltd., Cambridge, 2016.
- [9] S. d. Brito, “ENERGIA SOLAR PRINCÍPIOS E APLICAÇÕES,” CRESESB, 2006. [Online]. Available: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. [Acesso em 26 Abril 2023].
- [10] Portal Solar, “Módulo Fotovoltaico,” Portal Solar, [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/modulo-fotovoltaico>. [Acesso em 26 Abril 2023].
- [11] V. Zani, “Painel solar fotovoltaico: O Gerador de Energia Solar,” E4, 23 Outubro 2018. [Online]. Available: <https://www.e4energiasrenovaveis.com.br/artigos/painel-solar-fotovoltaico>. [Acesso em 09 Dezembro 2024].

- [12] Canal Solar, "Célula fotovoltaica: tudo o que você precisa saber," Canal Solar, [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html#ancora2>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [13] M. Villalva, "Módulos monocristalinos vão dominar o mercado de energia solar," Canal Solar, 19 2019 2019. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/modulos-monocristalinos-vaodominar-o-mercado-de-energia-solar/>. [Acesso em 06 Maio 2023].
- [14] O. A. Rosyid, "Comparative performance testing of photovoltaic modules in tropical climates of Indonesia," 24 Fevereiro 2016.
- [15] M. Villalva, "Canal Solar," 10 Março 2019. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/entendendo-as-curvas-iv-e-pv-dos-modulos-fotovoltaicos/>. [Acesso em 09 Janeiro 2024].
- [16] S. A. H. et al, Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic, Cambridge: [S.I.]: UIT, 2015.
- [17] M. G. Villalva, Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações, São Paulo: Editora Érica Uda., 2012.
- [18] M. Vinturini, "Diodos de bypass e hot spots dos módulos fotovoltaicos," Canal Solar, 11 outubro 2019. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-hot-spots-dos-modulos-fotovoltaicos/>. [Acesso em 08 Maio 2023].
- [19] Canal Solar, "Entendendo o efeito das sombras parciais nos sistemas fotovoltaicos," Canal Solar, 6 Março 2020. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/efeito-das-sombras-parciais-nos-sistemas-fv/>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [20] Solarize, "Sombreamento parcial em arranjos fotovoltaicos," Solarize, 16 Fevereiro 2016. [Online]. Available: <https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/114-sombreamento-parcial-em-arranjos-fotovoltaicos>. [Acesso em 09 Janeiro 2024].
- [21] S. & C. A. SILVESTRE, "Effects of shadowing on photovoltaic module," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, nº 2, pp. 141-149, 2008.
- [22] Z. C. et al, "The balance between aesthetics and performance in build-ingintegrated photovoltaics in the tropics," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, nº 7, pp. 744-756, 2013.
- [23] Núcleo ATS, "Energia Solar Fotovoltaica," Núcleo ATS, 08 Julho 2019. [Online]. Available: <https://nucleoats.ind.br/energia-solar-fotovoltaica/#:~:text=No%20campo%20da%20energia%20solar,%2C%20referindo%2Dse%20a%20Norte..> [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [24] R. Souza, "Solstício e equinócio," Mundo Educacao, 2020. [Online]. Available: <https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/solsticios-equinocios.htm>. [Acesso em 27 Novembro 2023].

- [25] S. C. K. L. et al, "Time-Dependent Integration of Solar Thermal Technology in Industrial Processes," p. 2322, 2020.
- [26] K. J. et al., Solar Energy, Englad: UIT Cambridge.
- [27] R. R. GODOI, "Análise Comparativa de Desempenho de Inversor String e Microinversor," UFU, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, 2018.
- [28] P. Reis, "Portal Energia," 03 Outubro 2018. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/como-escolher-o-melhor-inversor-para-o-sistema-solar-da-minha-casa/>.
- [29] Presidência do Conselho de Ministros, "Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro," Diário da República Eletrônico, 15 10 2019. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>. [Acesso em 18 Abril 2023].
- [30] Republica Portuguesa, "i007962 DE ABERTURA DE CONCURSO - Apoio à concretização de Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo," 2022.
- [31] ERSE- Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, "TARIFAS E PREÇOS - ELETRICIDADE," ERSE- Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, 2023. [Online]. Available: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#periodos-horarios>. [Acesso em 30 Março 2023].
- [32] CAMPLER, "GUIA DE APLICAÇÃO PARA A PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS," *DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS ELÉTRICOS*.
- [33] E. S. Peruzzo, "Qual a Diferença entre o Módulo Monocristalino e o Policristalino," [Online]. Available: <https://blog.solarinove.com.br/qual-a-diferenca-entre-o-modulo-monocristalino-e-o-policristalino/>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [34] Soft Solar, "Diferenças entre módulos monocristalinos e policristalinos," Soft Solar, 23 Julho 2021. [Online]. Available: <https://www.softsolar.com.br/post/diferen%C3%A7as-entre-m%C3%B3dulos-monocristalinos-e-policristalinos>. [Acesso em 23 Agosto 2023].
- [35] Renewable Energy Test Center (RETC), "PV Module Index Report," Renewable Energy Test Center (RETC), Califórnia, 2023.
- [36] ENF Solar – Solar Companies and Products, "ASTRO 5 Semi CHSM72M-HC Series 535~550W," ENF Solar – Solar Companies and Products, [Online]. Available: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/50502>. [Acesso em 18 Outubro 2023].
- [37] JA Solar, "JA Solar 550W JAM72S30-550/MR Solar Panel," JA Solar, [Online]. Available: <https://suministrosdelsol.com/en/panels-from-505-to-700w/1205-ja-solar-550w-jam72s30-550-mr-solar-panel.html>. [Acesso em 18 Outubro 2023].
- [38] "Jinko Solar Tiger Pro 144 Células 550W," 18 Novembro 2023. [Online]. Available: <https://voltaicos.pt/produto/jinko-solar-tiger-pro-144-celulas-550w/>.

- [39] “PVSYST,” PVSYST, [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [40] weather spark, “Condições meteorológicas no inverno em Bragança,” [Online]. Available: <https://pt.weatherspark.com/s/33562/1/Condi%C3%A7%C3%B5es-meteorol%C3%B3gicas-m%C3%A9dias-no-ver%C3%A3o-em-Bragan%C3%A7a-Portugal#Figures-ColorTemperature>. [Acesso em 18 Novembro 2023].
- [41] ALTENER, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação,” *GREENPRO*, pp. 168-172, 2004.
- [42] JINKO Solar, “JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN,” JINKO Solar, [Online]. Available: [https://www.jinkosolar.com/uploads/5ff587a0/JKM530-550M-72HL4-\(V\)-F1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/5ff587a0/JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN.pdf). [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [43] Huawei, “Solução Smart PV e ESS comercial e industrial,” Huawei, [Online]. Available: <https://solar.huawei.com/br/professionals/all-products>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [44] SunnyDesign, “SunnyDesign,” SunnyDesign, [Online]. Available: <https://www.sunnydesignweb.com>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [45] MAYA ENERGY, “MAYA ENERGY,” MAYA ENERGY, 2 Agosto 2022. [Online]. Available: <https://mayaenergy.com.br/payback-energia-solar/>. [Acesso em 19 Dezembro 2023].
- [46] “CRESOL,” 2020. [Online]. Available: <https://blog.cresol.com.br/investindo-em-sustentabilidade-energia-solar-gera-reducao-significativa-na-emissao-de-gases-poluentes-e-no-corte-de-arvores/>. [Acesso em 22 Março 2023].
- [47] “endesa,” Energia Solar: O que é? Como funciona?, 2019 Fevereiro 23. [Online]. Available: <https://www.endesa.pt/particulares/news-endesa/sustentabilidade/energia-solar-conceito-funcionamento>. [Acesso em 23 Março 2023].
- [48] C. Aguiar, “Portugueses rendem-se à energia solar em plena crise energética,” 08 Agosto 2022.
- [49] “Damia Solar,” [Online]. Available: <https://www.damiasolar.com/pt/reguladores-pwm-com-ecra-lcd/controlador-de-carga-epever-pwm-60a-12v24v-com-ecra-e-usb-vs6024au.html>.
- [50] R. Lamberts, “Laboratório de Eficiência Energética em Edificações,” LabEEE da UFSC, 2022. [Online]. Available: [labeee.ufsc.br: https://labeee.ufsc.br/sites/default/files/disciplinas/Aula-](https://labeee.ufsc.br/sites/default/files/disciplinas/Aula-) [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [51] “Sombreamento parcial em arranjos fotovoltaicos,” Solarize, 16 Fevereiro 2016. [Online]. Available: <https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/114-sombreamento-parcial-em-arranjos-fotovoltaicos>. [Acesso em 11 Dezembro 2023].
- [52] J. G. M. (J. R. A. I. A. A. C. L. F. J. V. J. M. J. P. L. J. B. S. L. M. C. S. R. P. C. T. S. S. João Crispim (Ed.), *Comunidades de Energia Renovável*, Braga, Portugal: UMinho Editora, 2023.

- [53] “Módulo Fotovoltaico 550W - Tiger Pro 72HC - JKM550M-72HL4-V Poupança Energética Fundo Ambiental,” Obras 360, [Online]. Available: https://www.obras360.pt/0150010546sl-modulo-fotovoltaico-550w---tiger-pro-72hc---jkm550m-72hl4-v-poupanca-energetica-fundo-ambiental?gad_source=1. [Acesso em 19 Dezembro 2023].
- [54] “Empresa de Pesquisa Energética,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#:~:text=A%20gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20no%20mundo%20%C3%A9%20baseada%2C%20principalmente,e%20g%C3%A1s%20natural%2C%20em%20termel%C3%A9tricas>. [Acesso em 22 Março 2023].
- [55] E. A. F. Amaral, “Energia Solar Fotovoltaica : Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica,” São Paulo.
- [56] EcoDebate, “A concentração de CO2 na atmosfera continua aumentando,” EcoDebate, 2023. [Online]. Available: <https://www.ecodebate.com.br/2022/01/26/a-concentracao-de-co2-na-atmosfera-continua-aumentando/>. [Acesso em 22 Março 2023].

ANEXO A – Relatório gerado pelo PVsyst



Versão 7.3.4

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

Potência sistema: 512 kWp

Santa Apolónia - Portugal

Author
ESTIG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)



Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTiG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Resumo do projeto

Localização geográfica Santa Apolónia Portugal	Localização Latitude 41.80 °N Longitude -6.77 °W Altitude 685 m Fuso horário UTC	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Braganca/Cabeça Boa MeteoNorm 8.1 station - Sintético		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede	Sem desenho 3D de sombras, sem sombras		
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 35 / 0 °	Sombras próximas Sem sombras	Exigências do consumidor Definição ext. por ficheiro perfil de carga-utilizado.CSV	
Informação do sistema			
Grupo FV		Inversores	
Nr. de módulos	930 unidades	Número de unidades	10 unidades
Pnom total	512 kWp	Pnom total	500 kWca
		Rácio Pnom	1.023

Resumo dos resultados

Energia produzida	800563 kWh/ano	Produção específica	1565 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	81.79 %
Energia utilizada	2381640 kWh/ano			Fração solar	28.27 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Resultados principais	7
Diagrama de perdas	8
Gráficos predefinidos	9
Avaliação P50 – P90	10



Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTIG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 35 / 0 °

Configuração dos sheds

Não há um desenho 3D definido

Modelos utilizados

Transposição Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Cicumsolar separado

Horizonte

Sem horizonte

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Definição ext. por ficheiro
perfil de carga-utilizado.CSV

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano
243676	228339	252611	193001	195138	181998	175360	128688	159135	190302	227977	205414	2381640 kWh

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante Generic
Modelo Tiger pro 72HC
(Parâmetros definidos pelo utilizador)
Potência unitária 550 Wp
Número de módulos FV 360 unidades
Nominal (STC) 198 kWp

Grupo #1 - ESTIG

Número de módulos FV 180 unidades
Nominal (STC) 99.0 kWp
Módulos 10 Strings x 18 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 89.2 kWp
Umpp 665 V
I mpp 134 A

Grupo #4 - ESA_2

Número de módulos FV 180 unidades
Nominal (STC) 99.0 kWp
Módulos 10 Strings x 18 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 89.2 kWp
Umpp 665 V
I mpp 134 A

Módulo FV

Fabricante Generic
Modelo Tiger pro 72HC
(Parâmetros definidos pelo utilizador)
Potência unitária 550 Wp
Número de módulos FV 360 unidades
Nominal (STC) 198 kWp

Inversor

Fabricante Generic
Modelo SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Base de dados original do PVsyst)
Potência unitária 100 kWca
Número de inversores 2 unidades
Potência total 200 kWca

Número de inversores 10 * MPPT 10% 1 unidade
Potência total 100 kWca

Tensão de funcionamento 200-1000 V
Potência máx. (=>33°C) 110 kWca
Rácio Pnom (DC:AC) 0.99

Número de inversores 10 * MPPT 10% 1 unidade
Potência total 100 kWca

Tensão de funcionamento 200-1000 V
Potência máx. (=>33°C) 110 kWca
Rácio Pnom (DC:AC) 0.99

Inversor

Fabricante Generic
Modelo SUN2000-50KTL-M3-480V
(Base de dados original do PVsyst)
Potência unitária 50.0 kWca
Número de inversores 4 unidades
Potência total 200 kWca



Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTIG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Características do grupo FV

Grupo #2 - ESTIG			
Número de módulos FV	90 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 unidade
Nominal (STC)	49.5 kWp	Potência total	50.0 kWca
Módulos	6 Strings x 15 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	200-1000 V
Pmpp	44.6 kWp	Potência máx. (=>35°C)	55.0 kWca
Umpp	554 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	80 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #5 - ESA_2			
Número de módulos FV	90 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 unidade
Nominal (STC)	49.5 kWp	Potência total	50.0 kWca
Módulos	6 Strings x 15 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	200-1000 V
Pmpp	44.6 kWp	Potência máx. (=>35°C)	55.0 kWca
Umpp	554 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	80 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #7 - ESE			
Número de módulos FV	90 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 unidade
Nominal (STC)	49.5 kWp	Potência total	50.0 kWca
Módulos	6 Strings x 15 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	200-1000 V
Pmpp	44.6 kWp	Potência máx. (=>35°C)	55.0 kWca
Umpp	554 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	80 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #8 - ESA_1			
Número de módulos FV	90 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 unidade
Nominal (STC)	49.5 kWp	Potência total	50.0 kWca
Módulos	6 Strings x 15 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	200-1000 V
Pmpp	44.6 kWp	Potência máx. (=>35°C)	55.0 kWca
Umpp	554 V	Rácio Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	80 A	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Grupo #3 - ESTIG			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	Tiger pro 72HC	Modelo	SUN2000-30KTL-M3-400V
(Parâmetros definidos pelo utilizador)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	550 Wp	Potência unitária	30.0 kWca
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 unidade
Nominal (STC)	33.0 kWp	Potência total	30.0 kWca
Módulos	4 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>55°C)	33.0 kWca
Pmpp	29.72 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.10
Umpp	554 V	Não há partilha de potência entre MPPTs	
I mpp	54 A		



Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTIG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Características do grupo FV

Grupo #6 - ESA_2		Inversor	
Módulo FV		Fabricante	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	Tiger pro 72HC	Modelo	SUN2000-30KTL-M3-480V
(Parâmetros definidos pelo utilizador)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	550 Wp	Potência unitária	30.0 kWca
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 unidade
Nominal (STC)	33.0 kWp	Potência total	30.0 kWca
Módulos	4 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>50°C)	33.0 kWca
Pmpp	29.72 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.10
Ump	554 V	Não há partilha de potência entre MPPTs	
I mpp	54 A		
Módulo FV		Inversor	
Fabricante		Fabricante	
Generic		Generic	
Modelo		Modelo	
Tiger pro 72HC		SUN2000-20KTL-M2-400V	
(Parâmetros definidos pelo utilizador)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	550 Wp	Potência unitária	20.0 kWca
Número de módulos FV	90 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	49.5 kWp	Potência total	40.0 kWca
Grupo #9 - ESA_1		Grupo #10 - ESA_1	
Número de módulos FV	45 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidade
Nominal (STC)	24.75 kWp	Potência total	20.0 kWca
Módulos	3 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	160-950 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>45°C)	22.0 kWca
Pmpp	22.29 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Ump	554 V	Não há partilha de potência entre MPPTs	
I mpp	40 A		
Grupo #10 - ESA_1		Grupo #10 - ESA_1	
Número de módulos FV	45 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidade
Nominal (STC)	24.75 kWp	Potência total	20.0 kWca
Módulos	3 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	160-950 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>45°C)	22.0 kWca
Pmpp	22.29 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.24
Ump	554 V	Não há partilha de potência entre MPPTs	
I mpp	40 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	512 kWp	Potência total	500 kWca
Total	930 módulos	Número de inversores	10 unidades
Superfície módulos	2398 m ²	Rácio Pnom	1.02
		Partilha de potência definida parcialmente	

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.		Perdas diodo série	
Fração perdas	3.0 %	Temperatura módulos em função irradiância		Queda de tensão	0.7 V
		Uc (const.)	20.0 W/m ² K	Fração perdas	0.1 % em STC
		Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - "Light Induced Degradation"		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch	
Fração perdas	2.0 %	Fração perdas	-0.8 %	Fração perdas	2.0 % no MPP
Fator de perda IAM					
Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cos ^{1.5} - 1)					
Param. bo	0.05				



Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTIG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Perdas de cablagem DC

Res. global dos cabos	10 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #1 - ESTIG			
Res. global do grupo	83 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #3 - ESTIG			
Res. global do grupo	174 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #5 - ESA_2			
Res. global do grupo	116 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #7 - ESE			
Res. global do grupo	116 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #9 - ESA_1			
Res. global do grupo	232 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #2 - ESTIG			
Res. global do grupo	116 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #4 - ESA_2			
Res. global do grupo	83 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #6 - ESA_2			
Res. global do grupo	174 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #8 - ESA_1			
Res. global do grupo	116 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #10 - ESA_1			
Res. global do grupo	232 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção			
Tensão inversor	400 Vac tri		
Fração perdas	0.00 % em STC		
Inversor: SUN2000-100KTL-M1-400Vac			
Secção cabos (2 Inv.)	Cobre 2 x 3 x 50 mm ²		
Comprimento médio dos cabos	0 m		
Inversor: SUN2000-30KTL-M3-400V			
Secção cabos (1 Inv.)	Cobre 1 x 3 x 10 mm ²		
Comprimento dos cabos	0 m		
Inversor: SUN2000-50KTL-M3-480V			
Secção cabos (4 Inv.)	Cobre 4 x 3 x 16 mm ²		
Comprimento médio dos cabos	0 m		
Inversores: SUN2000-30KTL-M3-480V, SUN2000-20KTL-M2-400V			
Secção cabos (3 Inv.)	Cobre 3 x 3 x 6 mm ²		
Comprimento médio dos cabos	0 m		



Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

ESTiG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38 com v7.3.4

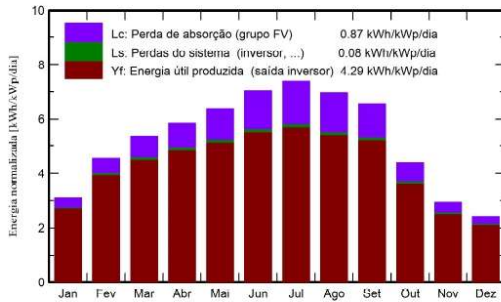
Resultados principais

Produção do sistema

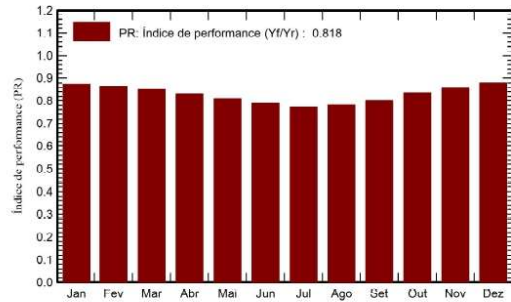
Energia produzida 800563 kWh/ano
Energia utilizada 2381640 kWh/ano

Produção específica 1565 kWh/kWp/ano
Índice de perf. PR 81.79 %
Fração solar 28.27 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	57.0	28.10	4.60	96.6	91.5	44080	243676	39710	3500	203966
Fevereiro	81.5	28.10	5.70	127.7	121.2	57628	228339	51345	5196	176994
Março	127.6	50.00	8.70	165.5	156.8	73287	252611	66404	5520	186208
Abril	159.6	63.10	10.90	175.7	166.1	76097	193001	63161	11491	129840
Mai	203.2	74.90	15.20	197.5	185.8	83346	195138	71444	10326	123694
Junho	228.1	55.60	19.60	210.8	197.8	86705	181998	72278	12771	109720
Julho	240.1	55.30	22.50	229.1	215.3	92309	175360	75632	14914	99728
Agosto	204.1	51.20	22.20	215.9	203.7	87884	128688	53343	32904	75346
Setembro	156.9	43.10	18.10	196.2	185.9	81791	159135	64662	15609	94473
Outubro	95.5	38.00	13.20	135.6	128.6	59027	190302	49276	8633	141026
Novembro	57.0	29.00	7.30	88.2	83.6	39595	227977	35404	3391	192573
Dezembro	43.4	23.00	4.59	74.8	70.8	34358	205414	30569	3082	174845
Ano	1654.0	539.40	12.76	1913.6	1807.1	816108	2381640	673227	127337	1708414

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede



Projeto: IPB

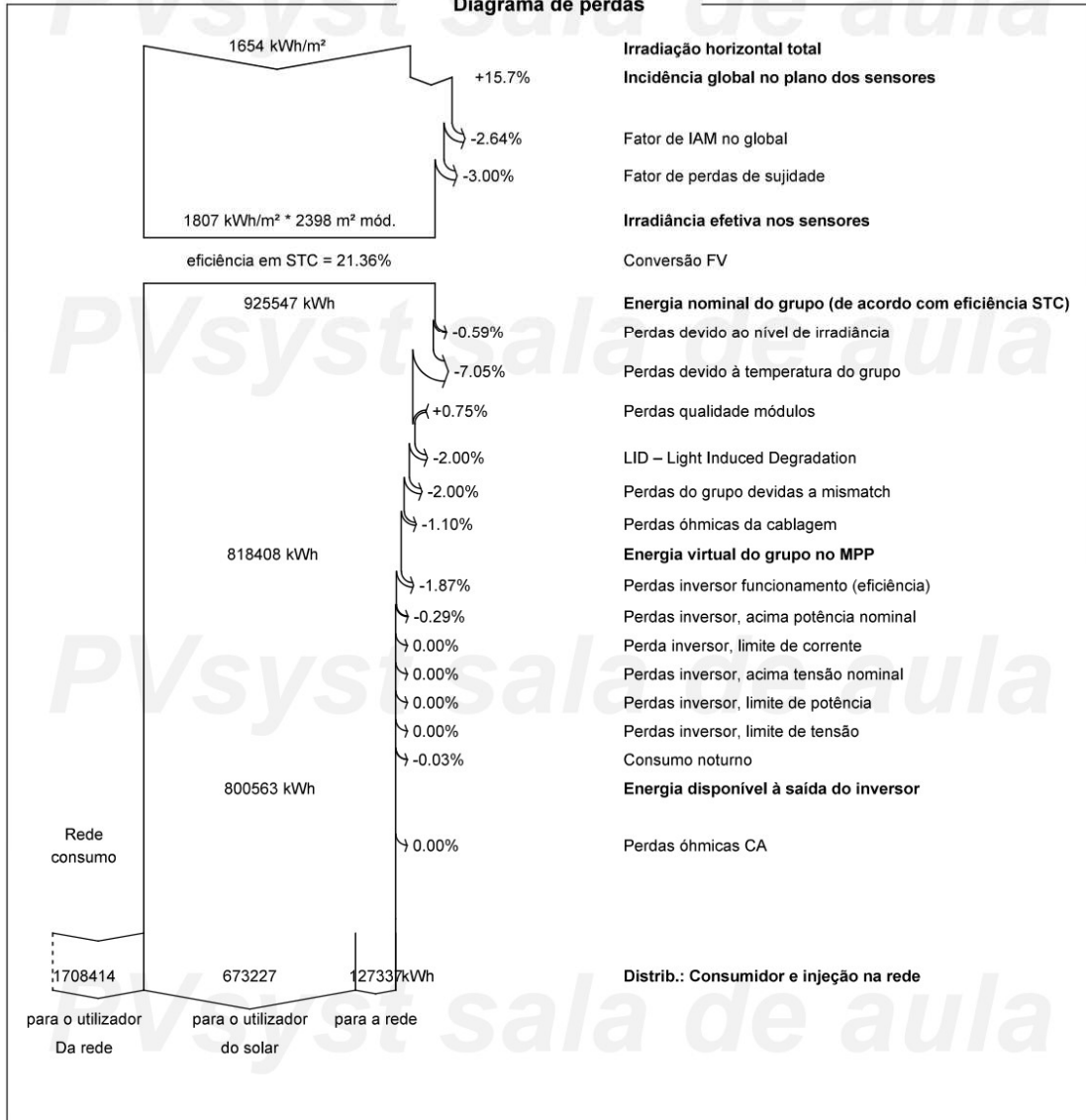
Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTiG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Diagrama de perdas





Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

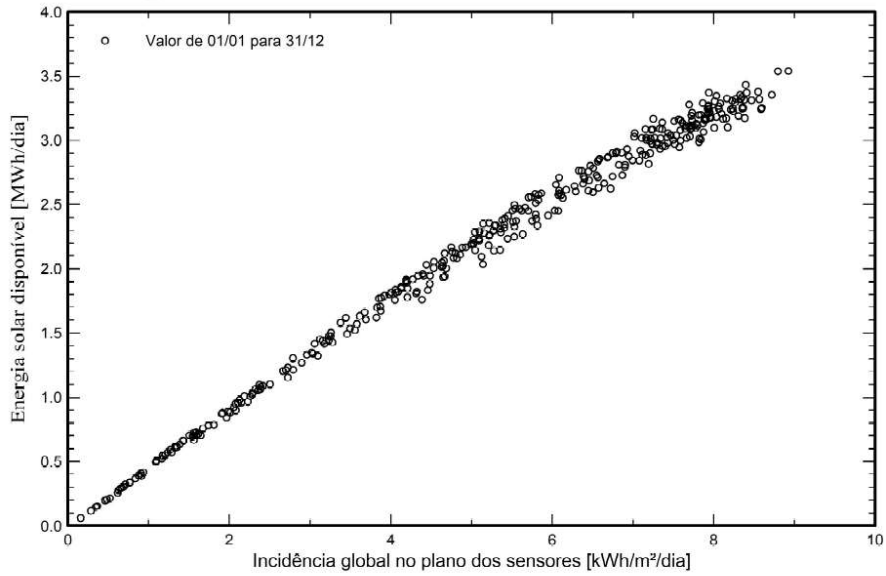
PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

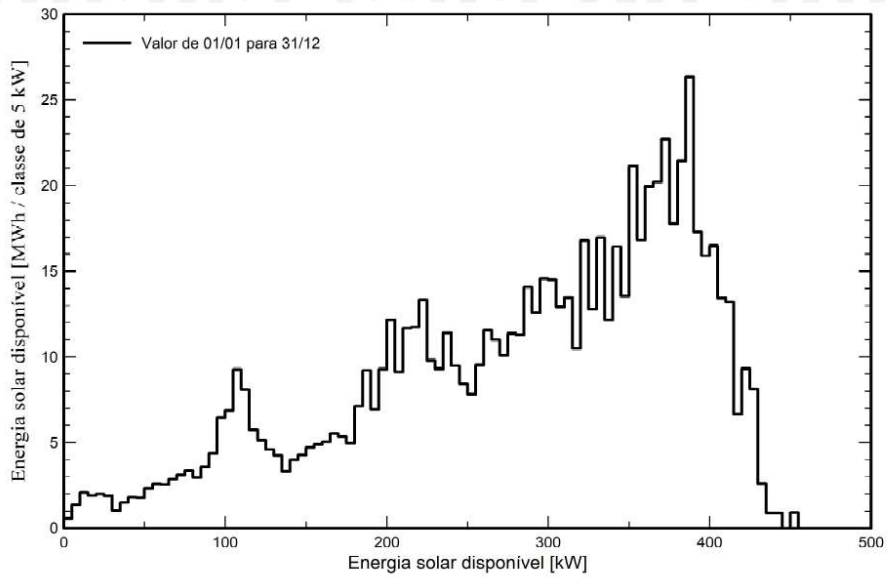
ESTiG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Gráficos predefinidos

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





Projeto: IPB

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.3.4

VC1, Data da simulação: 08/01/24 11:38
com v7.3.4

ESTiG-IPB Instituto Politécnico de Bragança (Portugal)

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Origem	MeteoNorm 8.1 station
Tipo	Médias mensais
Sintético - Média plurianual	
Varição de um ano para o outro(Variância)	4.3 %
Desvio especificado	
Mudança climática	0.0 %

Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %
Incerteza eficiência do inversor	0.5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %
Incerteza acerca da degradação	1.0 %

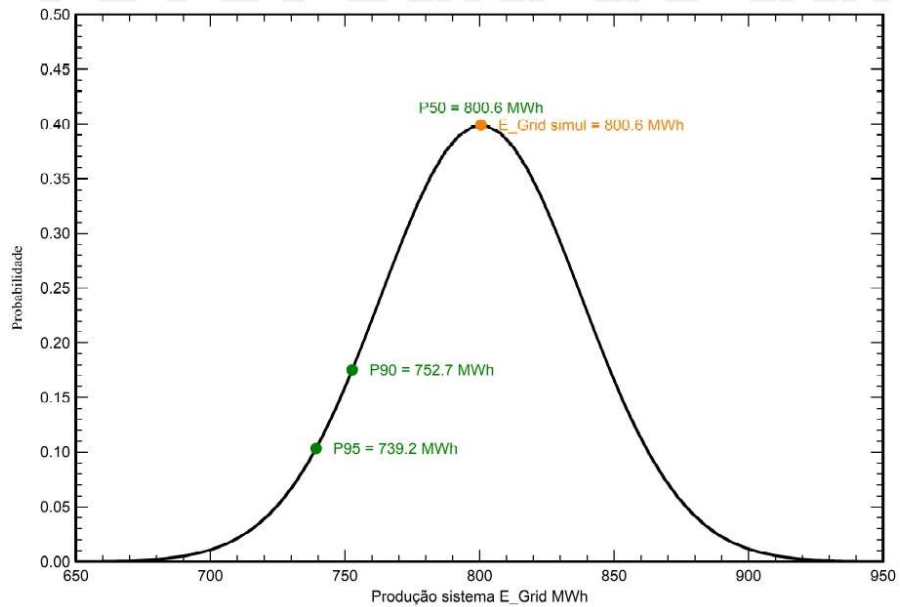
Varição global (meteorologia e sistema)

Varição (Soma quadrática)	4.7 %
---------------------------	-------

Probabilidade de produção anual

Varição	37.3 MWh
P50	800.6 MWh
P90	752.7 MWh
P95	739.2 MWh

Distribuição de probabilidade



ANEXO B – Datasheet módulo fotovoltaico Tiger Pro 72HC 530-550

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 72HC 530-550 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-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



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

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



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

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

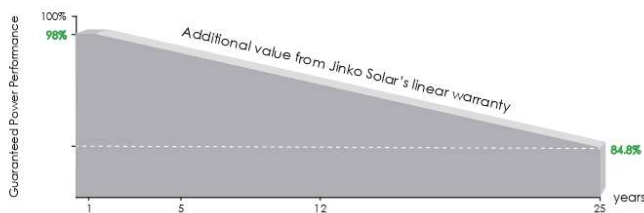


Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



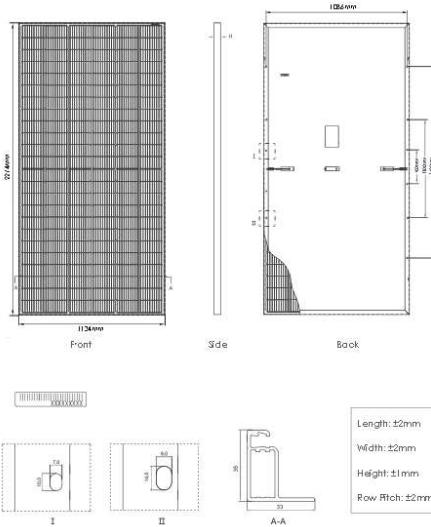
12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

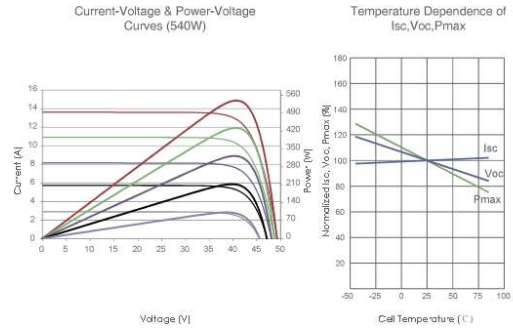
0.55% Annual Degradation Over 25 years

Watt

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
 3) pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4		JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	JKM530M-72HL4-V	JKM535M-72HL4-V	JKM540M-72HL4-V	JKM545M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

^{*}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

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

ANEXO C – Datasheet inversor Sun2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1 Smart PV Controller



Smart

Smart I-V Curve Diagnosis supported



Efficient

Max. efficiency 98.8%



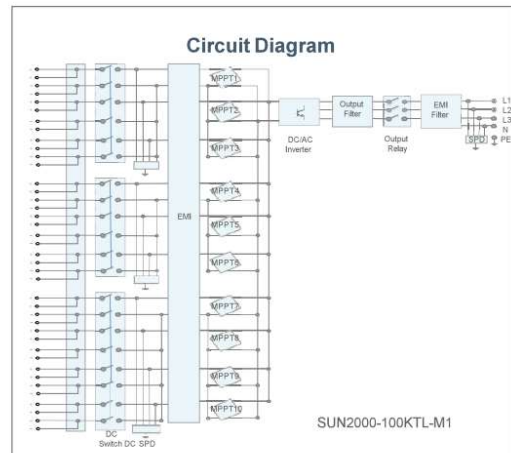
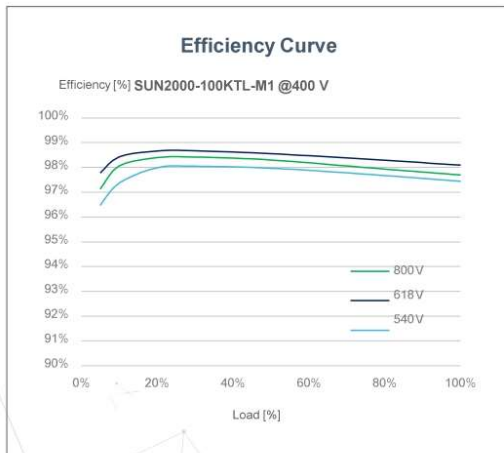
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
Efficiency	
Max. Efficiency	98.8%
European Efficiency	98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Rated AC Active Power	100,000 W
Rated AC Apparent power	100,000 VA
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Rated Output Voltage	400 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	144.4 A
Max. Output Current	160.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
RS485	Yes
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (187.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 3.5W
Country of Manufacture	China
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116
Grid Connection Standards	AS/NZS 4777.2.2020



SOLAR.HUAWEI.COM/AU/

ANEXO D – Datasheet inversor Sun2000-50KTL-M3

SUN2000-50KTL-M3
Smart PV Controller



Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



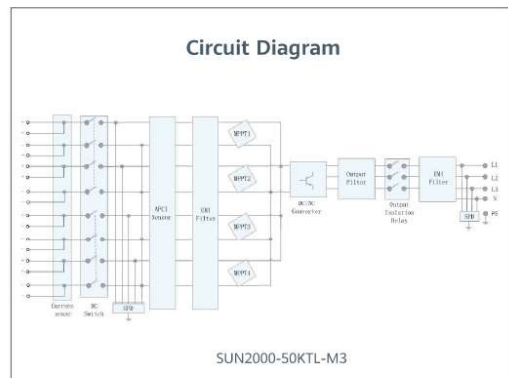
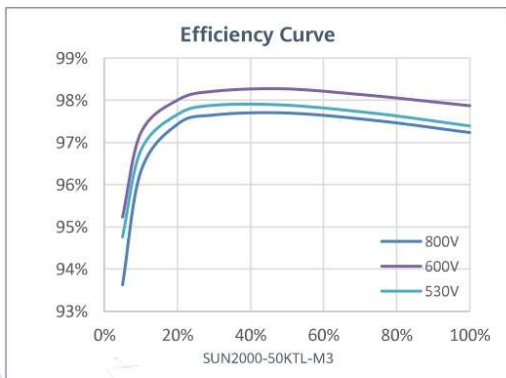
Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SUN2000-50KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
 2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
 3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (HPERT, HIT)
 4. 50KTL Platform only supports C&I Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec 30th, 2022). Refer to [HTTP://solar.huawei.com/](http://solar.huawei.com/)

ANEXO E – Datasheet inversor Sun2000-30/36/40KTL-M3

SUN2000-30/36/40KTL-M3
Smart PV Controller



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



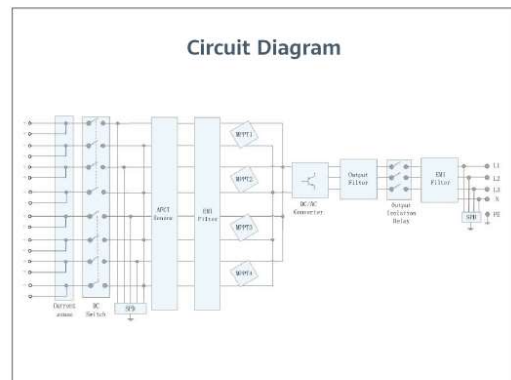
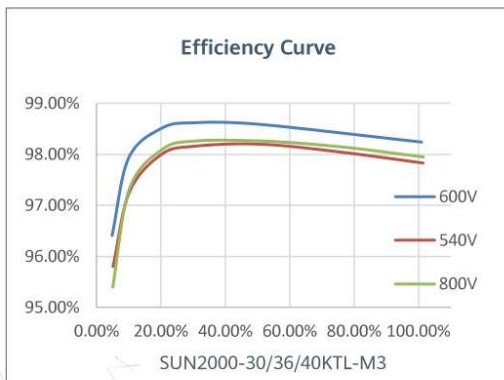
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-30/36/40KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Efficiency			
Max. Efficiency	98.7%		
European Efficiency	98.4%		
Input			
Max. Input Voltage ¹	1,100 V		
Max. Current per MPPT	26 A		
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A		
Start Voltage	200 V		
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1000 V		
Rated Input Voltage	600 V		
Number of Inputs	8		
Number of MPP Trackers	4		
Output			
Rated AC Active Power	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA ³	40,000 VA	44,000 VA
Rated Output Voltage	230 Vac / 400 Vac / 480 Vac, 3W/N+PE		
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Rated Output Current	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Max. Output Current	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD		
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%		
Protection			
Input-side Disconnection Device	Yes		
Anti-islanding Protection	Yes		
AC Overcurrent Protection	Yes		
DC Reverse-polarity Protection	Yes		
PV-array String Fault Monitoring	Yes		
DC Surge Arrester	Yes		
AC Surge Arrester	Yes		
DC Insulation Resistance Detection	Yes		
Residual Current Monitoring Unit	Yes		
Arc Fault Protection	Yes		
Ripple Receiver Control	Yes		
Integrated PID Recovery ⁴	Yes		
Communication			
Display	LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP		
RS485	Yes		
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)		
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)		
General Data			
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)		
Weight (with mounting plate)	43 kg (94.8 lb)		
Operating Temperature Range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)		
Cooling Method	Natural Convection		
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)		
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH		
DC Connector	Staubli MC4		
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal		
Protection Degree	IP 66		
Topology	Transformerless		
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W		
Optimizer Compatibility			
DC MBUS Compatible Optimizer	SUN2000-450W-P		
Standard Compliance (more available upon request)			
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683		
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA		

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
³ For Austria, German, Belgium & Ukraine the Max. AC Apparent Power will not exceed 30,000 VA (with regard to grid code: VDE-AR-N-4105, C10/11 & Austria)
⁴ SUN2000-30-40KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)

ANEXO F – Datasheet inversor Sun2000-20KTL-M2

Smart PV Controller



Active Safety

AI Powered Arcing Protection



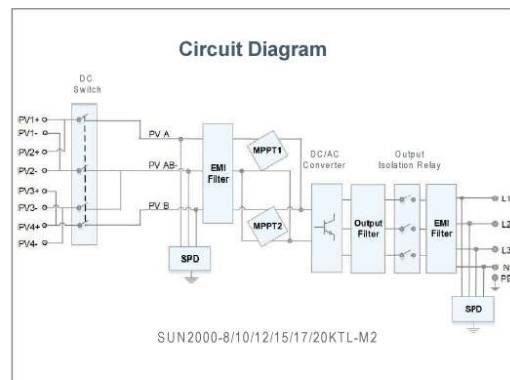
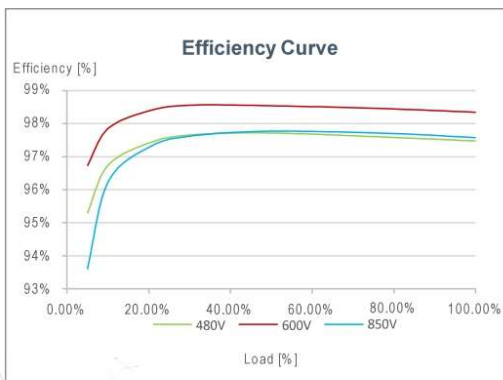
Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SUN2000-8/10/12/15/17/20KTL-M2(High Current Version)
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-8KTL-M2	SUN2000-10KTL-M2	SUN2000-12KTL-M2	SUN2000-15KTL-M2	SUN2000-17KTL-M2	SUN2000-20KTL-M2
Efficiency						
Max. efficiency	98.50%	98.50%	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	97.80%	98.00%	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%
Input						
Recommended max. PV power ¹	12,000 Wp	15,000 Wp	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Max. input voltage ²	1,080 V					
Operating voltage range ³	160 V ~ 950 V					
Start-up voltage	200 V					
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	27 A ⁴					
Max. short-circuit current	39 A					
Number of MPPT trackers	2					
Max. number of inputs	4					
Output						
Grid connection	Three phase					
Rated output power	8,000 W	10,000 W	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Rated AC Apparent power	8,000 VA	10,000 VA	12,000 VA	15,000 VA	17,000 VA	20,000 VA
Max. apparent power	8,800 VA	11,000 VA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage	230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	13.4 A	17 A	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Features & Protections						
Input-side disconnection device	Yes					
Anti-islanding protection	Yes					
AC over-current protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC over-voltage protection	Yes					
DC reverse-polarity protection	Yes					
DC surge protection	TYPE II					
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
Residual current monitoring unit	Yes					
Arc fault protection	Yes					
Ripple receiver control	Yes					
Integrated PID recovery ⁵	Yes					
General Data						
Operation temperature range	-25 ~ +60 °C (-13 °F ~ 140 °F)					
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH					
Max. operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)					
Cooling	Natural Convection					
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App					
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)					
Weight (with mounting plate)	25 kg					
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	525 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)					
Degree of protection	IP65					
Country of Manufacture	China					
Optimizer Compatibility						
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P					
Standard Compliance (more available upon request)						
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS/NZS 4777.2:2020, C10/11, ABNT, VFR 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA					

¹ Inverter max input PV power is 40,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

² The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

³ Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

⁴ The MPPT voltage of each PV string must exceed the lower limit of Full Power MPPT Voltage Range. (Full Power MPPT Voltage Range: 12KTL@360-850V, 15KTL@360-850V, 17KTL@400-850V, 20KTL@450-850V)

⁵ SUN2000-8-20KTL-M2 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly)

