

ANSELMO LUÍS DOMINGOS

**SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA
EM INFRAESTRUTURAS AEROPORTUÁRIAS**



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

2024

ANSELMO LUÍS DOMINGOS

**SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA
EM INFRAESTRUTURAS AEROPORTUÁRIAS**

**Mestrado em Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores
Especialidade em Sistemas de
Energia e Controlo**

Trabalho efetuado sob a orientação
de: Professor Doutor Luís Manuel de
Oliveira



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

2024

SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA EM INFRAESTRUTURAS AEROPORTUÁRIAS

DECLARAÇÃO DE AUTORIA DE TRABALHO

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.

(Anselmo Luís Domingos)

Copyright © 2024 por Anselmo Luís Domingos

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.

AGRADECIMENTOS

Após esta longa jornada, repleta de desafios, adversidades, conquistas e acima de tudo resiliência, gostaria de expressar o meu profundo agradecimento ao Professor Luís Oliveira pela dedicação e apoio incondicional ao longo deste trabalho. O seu contributo foi fundamental para consolidar os conhecimentos que fui adquirindo ao longo deste período.

Estendo também o meu agradecimento a todos os professores com quem me cruzei ao longo dos anos na Universidade do Algarve. Foram tempos desafiantes para todos, marcados por grandes adaptações e mudanças, onde assistimos ao virar de uma página no ensino e na sua forma de ser. Com o vosso empenho e dedicação, aprendi e desenvolvi competências essenciais, tanto académicas quanto pessoais.

Um agradecimento especial à ANA Aeroportos de Portugal pela oportunidade de realizar o estágio numa empresa de referência, não só pela atividade que desenvolve, como também pelas boas práticas que promove, o que me permitiu crescer profissionalmente. Como colaborador desta empresa, deixo igualmente um reconhecimento à minha chefia e colegas de equipa, pelo suporte prestado ao longo deste percurso. Sem eles, os desafios teriam sido muito mais difíceis de superar.

Por fim, mas com grande importância, quero agradecer à minha família, amigos e em especial, à minha companheira, pelo carinho, força, paciência e por acreditarem nas minhas capacidades, mostrando-me sempre que eu seria capaz de ultrapassar os obstáculos que surgiram nesta jornada.

A todos, o meu sincero agradecimento. Desejo-vos o melhor!

RESUMO

O presente relatório de estágio documenta o trabalho desenvolvido na ANA - Aeroportos de Portugal, focando-se no desenvolvimento de um sistema de painéis fotovoltaicos adaptado ao diagrama de carga do Aeroporto Gago Coutinho. O objetivo deste modelo visa otimizar a produção de energia ao longo do dia, sem comprometer de forma significativa o pico de produção. Foram utilizados sistemas computacionais, como o PVGIS e o SAM, além de um sistema de teste experimental, para realizar simulações que quantificam a produção de energia fotovoltaica. Os dados foram processados em MATLAB para calcular a variação da produção de energia em diferentes cenários e identificar as respetivas relações causa-efeito.

Durante o estágio, foi também acompanhada a substituição de lâmpadas convencionais por tecnologia LED, com o intuito de aumentar a eficiência energética e reduzir os custos operacionais. Este processo envolveu a seleção de tecnologias adequadas, promovendo a sustentabilidade nas instalações do aeroporto.

Outro projeto relevante foi a remodelação de um posto de transformação, que incluiu a escolha de novas tecnologias para substituir equipamentos, bem como a definição da sua disposição, considerando a expansão das infraestruturas do edifício. Esse trabalho colaborativo visou melhorar a eficiência e funcionalidade das instalações.

Além disso, o relatório aborda a participação no programa AFIF, cujo objetivo é a substituição de equipamentos movidos a combustíveis fósseis por alternativas elétricas, em alinhamento com as políticas de descarbonização da União Europeia. As implementações bem-sucedidas desses projetos representam um passo importante em direção à sustentabilidade ambiental e energética dos aeroportos portugueses, contribuindo para um futuro mais sustentável.

Palavras-chave: Produção fotovoltaica, diagrama de carga, sustentabilidade, descarbonização, eficiência energética.

ABSTRACT

The present internship report documents the work developed at ANA - Aeroportos de Portugal, focusing on the development of a photovoltaic panel system adapted to the load diagram of Gago Coutinho Airport. The objective of this model is to optimize energy production throughout the day without significantly compromising peak production. Computational systems such as PVGIS and SAM, along with an experimental testing system, were used to perform simulations that quantify photovoltaic energy production. The data were processed in MATLAB to calculate energy production variations in different scenarios and to identify the corresponding cause-effect relationships.

During the internship, the replacement of conventional lamps with LED technology was also monitored, aiming to increase energy efficiency and reduce operational costs. This process involved selecting appropriate technologies, promoting sustainability within the airport's facilities.

Another relevant project was the renovation of a power transformation station, which included the selection of new technologies to replace equipment, as well as defining their layout, considering the expansion of the building's infrastructure. This collaborative work aimed to improve the efficiency and functionality of the installations.

Additionally, the report covers participation in the AFIF program, whose objective is to replace fossil fuel-powered equipment with electric alternatives, in alignment with the European Union's decarbonization policies. The successful implementation of these projects represents an important step towards environmental and energy sustainability in Portuguese airports, contributing to a more sustainable future.

Keywords: Photovoltaic production, load profile, sustainability, decarbonization, energy efficiency.

ÍNDICE

1. Introdução.....	1
1.1. Caracterização da empresa	3
2. Atividades Desenvolvidas ao longo do Estágio	7
2.1. Substituição de Lâmpadas Convencionais por LED	7
2.1.1. Levantamento das peças a substituir e consulta	8
2.2. Renovação do Posto de Transformação 3	10
2.2.1. Atividades desenvolvidas	11
2.2.2. Distribuição da rede de energia elétrica do AGC	15
2.3. Programa AFIF	17
3. Produção Solar e Adequação ao Diagrama de Cargas	21
3.1. Características da Produção Solar	21
3.1.1. Ângulos solares	21
3.1.2. Radiação solar	25
3.1.3. Energia solar fotovoltaica.....	26
3.2. Central Fotovoltaica do AGC	27
3.3. Diagramas de carga do AGC	30
3.3.1. Análise de dados de consumo da rede e da CF	32
3.3.2. Impacto da central fotovoltaica na transição energética do AGC	37
3.4. Análise da produção solar com simuladores	39
3.4.1. Simulações com o <i>software</i> PVGIS	39
3.4.1.1. Análise dos resultados.....	42
3.4.1.2. Casos de estudo selecionados	48
3.4.2. Simulações com o <i>software</i> SAM	53
3.4.2.1. Casos de estudo selecionados	57
3.5. Procedimento experimental	59
3.6. Análise e comparação de resultados	73
3.6.1. Escala reduzida (3 painéis).....	73
3.6.2. Escala real (2.9 MWp)	77
3.7. Comparação à escala real dos modelos	81
3.7.1. Comparação da produção com 2.9 MWp de potência instalada	84
3.7.2. Comparação da produção com 150% de potência instalada (4,35 MWp)	86

3.7.3. Comparação da produção com 200% de potência instalada (5,8 MWp)	88
3.7.4. Resultados e discussões.....	90
4. Conclusões	93
Referências Bibliográficas	95
ANEXOS.....	97
ANEXO I.....	99
ANEXO II.....	105
ANEXO III	111
ANEXO IV	115
ANEXO V.....	119
ANEXO VI	123
ANEXO VII.....	131
ANEXO VIII.....	137
ANEXO IX	143
ANEXO X.....	147
ANEXO XI	151
ANEXO XII.....	171
ANEXO XIII.....	177
ANEXO XIV	181

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Logotipo ANA Aeroportos de Portugal [8].	4
Figura 1.2 - Logotipo Aeroporto de Faro [8].	4
Figura 1.3 - Acreditação ACA 4+ [8].	5
Figura 2.1 - Posto de Transformação 3.	11
Figura 2.2 - GCS Eletronic Control Module [12].	12
Figura 2.3 - Desenho da proteção mecânica proposta para a GCS [12].	12
Figura 2.4 - Vista frontal da GCS.	13
Figura 2.5 - Imagem das 10 celas de MT durante os ensaios.	14
Figura 2.6 - Desenho técnico da disposição das celas de MT [12].	14
Figura 2.7 - Disjuntor de corte de MT.	14
Figura 2.8 - Ligações entre a Subestação dos Braciais ao ACG [13].	16
Figura 2.9 - Anel Aerogare [14].	16
Figura 2.10 - Anel Operacional [14].	16
Figura 3.1 - Definição de latitude, ângulo horário e declinação solar [18].	24
Figura 3.2 - Caminho diário do sol no céu, do nascer ao pôr do sol [18].	24
Figura 3.3 - Posição do recetor (inclinação β e azimute α) e ângulo de incidência dos raios solares θ [19].	25
Figura 3.4 - Características ampere-volt e watt-volt [23].	26
Figura 3.5 - Modelo estendido de uma célula fotovoltaica com um diodo [23].	27
Figura 3.6 - Central Fotovoltaica AGC.	28
Figura 3.7 - Planta da central fotovoltaica do AGC [12].	28
Figura 3.8 - Inversor Sungrow SG250HX [24].	28
Figura 3.9 - Transformador Elevador 800/15000V.	28
Figura 3.10 - Posto de Transformação da central fotovoltaica do AGC.	29
Figura 3.11 - Efeito do vidro texturizado [12].	30
Figura 3.12 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora de janeiro de 2023.	31
Figura 3.13 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora de julho de 2023.	32
Figura 3.14 - Consumo médio horário CF e Rede – janeiro.	33
Figura 3.15 - Consumo médio horário CF e Rede - julho.	33
Figura 3.16 - Estação metrológica da CF do AGC.	35
Figura 3.17 - Produção média mensal horária - janeiro.	35
Figura 3.18 - Produção média mensal horária - julho.	36
Figura 3.19 - Página para seleção de dados no PVGIS [27].	41
Figura 3.20 - Seleção da inclinação e orientação no PVGIS [27].	41
Figura 3.21 - Ângulos de inclinação e orientação [27].	42
Figura 3.22 - Dados CSV retirados do PVGIS [27].	42
Figura 3.23 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de dezembro, com painéis a oeste e sudoeste.	43

Figura 3.24 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de agosto, com painéis a oeste e sudoeste.....	44
Figura 3.25 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de dezembro, com painéis a este e sudeste.	45
Figura 3.26 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de agosto, com painéis a este e sudeste.....	45
Figura 3.27 - Variação da diferença relativa de produção de energia em relação ao caso sul.	48
Figura 3.28 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro, com os painéis a oeste e sudoeste.	49
Figura 3.29 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro, com os painéis a este e sudeste.	50
Figura 3.30 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto, com os painéis a oeste e sudoeste.....	50
Figura 3.31 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto, com os painéis a este e sudeste.....	51
Figura 3.32 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro.....	52
Figura 3.33 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto.....	52
Figura 3.34 - Seleção da base de dados para a localização da instalação[30].....	54
Figura 3.35 - Ajuste da quantidade de módulos a simular no SAM [30].	54
Figura 3.36 - Ajuste na inclinação e orientação dos módulos no SAM [30].....	55
Figura 3.37 - Variáveis do módulo utilizado no SAM [30].....	55
Figura 3.38 - Variáveis do microinversor no SAM [30].	56
Figura 3.39 - Sumário retirado do SAM (produção anual) [30].....	56
Figura 3.40 - Sumário retirado do SAM (perdas de energia e energia AC num ano) [30].	57
Figura 3.41 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro.....	57
Figura 3.42 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto.	58
Figura 3.43 - Sistema fotovoltaico para o estudo experimental.	59
Figura 3.44 - Microinversor Deye SUN2000G3.	59
Figura 3.45 - Quadro elétrico do ensaio experimental.....	59
Figura 3.46 - Esquema unifilar do ensaio experimental.....	60
Figura 3.47 - Esquema de ligações entre o microinversor, à rede e à internet.	61
Figura 3.48 - Painel principal do Solarman com a produção diária [31].	61
Figura 3.49 - Painel de visualização de um módulo independente [31].	61
Figura 3.50 - Estrutura de alumínio de suporte para os painéis.	62
Figura 3.51 - Nível, para ajuste do nivelamento da estrutura de alumínio.	63
Figura 3.52 - Display com informação de temperatura do painel e radiação solar.	63
Figura 3.53 - Display com informação da temperatura ambiente e da radiação solar.	63
Figura 3.54 - Display com informação da inclinação e bússola.....	63
Figura 3.55 - Curva de produção do dia 03/03/2024 [31].	64

Figura 3.56 - Curva de produção do dia 01/04/2024 [31].	64
Figura 3.57 - Curva de produção do dia 30/04/2024 [31].	65
Figura 3.58 - Curva de produção do dia 31/05/2024 [31].	66
Figura 3.59 – Produção diária (média mensal) do caso 0 - março.	68
Figura 3.60 - Produção diária (média mensal) do caso 1 - abril.	69
Figura 3.61 - Produção diária (média mensal) do caso 2 - maio.	69
Figura 3.62 - Produção diária (média mensal) do caso 3 - junho.	70
Figura 3.63 - Produção diária (média mensal) total do sistema do caso 0 - março.	71
Figura 3.64 - Comparação da produção diária (média mensal) do caso 1 - abril vs caso 0 - abril.	71
Figura 3.65 - Comparação da produção diária (média mensal) do caso 2 - maio vs caso 0 - maio.	72
Figura 3.66 - Comparação da produção diária (média mensal) do caso 3 – junho vs caso 0 - junho.	72
Figura 3.67 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 0 - março.	73
Figura 3.68 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 1 - abril.	74
Figura 3.69 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 2 - maio.	74
Figura 3.70 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 3 - junho.	75
Figura 3.71 - Gráfico de irradiação global obtido com os dados do PVGIS e do SAM.	76
Figura 3.72 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – dezembro.	78
Figura 3.73 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – agosto.	79
Figura 3.74 - Gráfico de irradiação global obtido com os dados do PVGIS, do SAM e da CF do AGC.	79
Figura 3.75 - Gráfico de consumo diário (medio mensal) vs energia produzida e consumida vs energia produzida e não consumida do caso 0 – dezembro.	83
Figura 3.76 - Gráfico de consumo diário (medio mensal) vs energia produzida e consumida vs energia produzida e não consumida do caso 0 – agosto.	83
Figura 3.77 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia consumida anual, em relação à produção com potência instalada de 2,9 MWp.	85
Figura 3.78 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia produzida e consumida anual, em relação ao consumo anual do AGC (2,9 MWp).	86
Figura 3.79 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia consumida anual, em relação à produção com potência instalada de 4,35 MWp.	87
Figura 3.80 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia produzida e consumida anual, em relação ao consumo anual do AGC (4,35 MWp).	88
Figura 3.81 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia consumida anual, em relação à produção com potência instalada de 5,8 MWp.	89
Figura 3.82 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia produzida e consumida anual, em relação ao consumo anual do AGC (5,8 MWp).	90

Figura II.1 Configuração da CF.....	107
Figura II.2 - Dados dos Painéis Fotovoltaicos da Central.....	108
Figura II.3 - Dados dos inversores da CF.....	108
Figura II.4 - Dados do transformador da CF.	108
Figura II.5 - Dados do transformador auxiliar da CF.....	109
Figura III.1 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora, de janeiro a julho de 2023 (continua).....	113
Figuras IV.1 - Consumo médio horário CF e Rede de janeiro a dezembro de 2023 (continua)	117
Figura V.1 - Produção média mensal horária de janeiro a dezembro de 2023 (continua).....	121
Figura VII.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, para os meses de janeiro a dezembro, com painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste (continua).....	133
Figura VIII.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, para os meses de janeiro a dezembro, com painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste - PVGIS (continua)....	139
Figura IX.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro - PVGIS (continua).....	145
Figura X.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro - SAM (continua).....	149
Figura XI.1 - Manual Microinverter Deve SUN2000G3 (continua).....	153
Figura XI.2 - Ficha técnica painel fotovoltaico 450 W (continua).....	155
Figura XI.3 - Folha de dados, disjuntor de um polo mais neutro 16A, curva C (continua).....	157
Figura XI.4 - Folha de dados Interruptor bipolar de 25A (continua).....	161
Figura XI.5 - Folha de dados, medidor de consumo 32A.....	164
Figura XI.6 - Ficha de dados, dispositivo de proteção contra surtos (continua).....	165
Figura XI.7 - Ficha de dados técnicos cabo de 4mm ²	170
Figura XII.1 - Ficha de dados técnicos, Fluke IRR1-SOL (continua).....	173
Figuras XIII.1 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – janeiro a dezembro.	180

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Lista de Preços Unitários Lote 1 [12].....	9
Tabela 2.2 - Lista de Preços Unitários Lote 22 [12].....	9
Tabela 3.1 - Consumo mensal da rede e da CF.	34
Tabela 3.2 - Energia mensal consumida, não produzida, produção total e percentagem de energia não produzida pela CF.	37
Tabela 3.3 - Casos de estudo preliminar.....	40
Tabela 3.4 - Tabela de comparação das curvas e produção.....	47
Tabela 3.5 - Amostras de dados do dia 03/03/2024.....	64
Tabela 3.6 - Amostras de dados do dia 01/04/2024.....	65
Tabela 3.7 - Amostras de dados do dia 30/04/2024.....	65
Tabela 3.8 - Amostras de dados do dia 31/05/2024.....	66
Tabela 3.9 - Dados de produção mensal, diferença absoluta e diferença percentual dos meses de março, abril, maio e junho para os casos, 0; 1; 2 e 3.....	77
Tabela 3.10 - Dados de produção da CF, PVGIS e SAM; Diferença de produção em [kWh] e em [%] do PVGIS vs CF e SAM vs CF.	80
Tabela 3.11 - Tabela de percentagens de distribuições de painéis para cada caso e distribuição.	82
Tabela 3.12 - Distribuição para os casos e distribuições com 2,9 MWp de potência instalada.	85
Tabela 3.13 - Distribuição para os casos e distribuições com 4,35 MWp de potência instalada.	87
Tabela 3.14 - Distribuição para os casos e distribuições com 5,8 MWp de potência instalada.	89
Tabela I.1 - Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas, potência unitária e total. Potência unitária e total de lâmpadas convencionais (continua).....	101
Tabela I.1 - Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas, potência unitária e total. Potência unitária e total de lâmpadas convencionais (continua).....	102
Tabela I.1 - Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas, potência unitária e total. Potência unitária e total de lâmpadas convencionais.	103
Tabela VI.1 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).....	125
Tabela VI.1 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).....	126
Tabela VI.1 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).....	127
Tabela VI.2 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).....	127
Tabela VI.2 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT, no município de Faro no ano de 2023.	128
Tabela VI.3 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT, na freguesia de Montenegro no ano de 2023.....	129

Tabela VI.4 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, na freguesia de Montenegro no ano de 2023.	129
Tabela XIV.1 - Dados de produção, percentagem de energia consumida relativamente à produção, percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC, para cada caso e distribuição – 2,9 MWp	183
Tabela XIV.2 - Dados de produção, percentagem de energia consumida relativamente à produção, percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC, para cada caso e distribuição – 4,35 MWp	184
Tabela XIV.3 - Dados de produção, percentagem de energia consumida relativamente à produção, percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC, para cada caso e distribuição – 5,8 MWp	185

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	Corrente Alternada
ACA	Airport Carbon Accreditation
ACI	Airport Council International Europe
AFIF	Alternative Fuels Infrastructure Facility
ANA	ANA Aeroportos de Portugal S.A.
AGC	Aeroporto Gago Coutinho
APU	Auxiliar Power Unit
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
AVAC	Alimentação, Ventilação e Ar-Condicionado
BT	Baixa Tensão
CEF	Connecting Europe Facility
CF	Central Fotovoltaica
DC	Corrente Contínua
DCOMP	Direção de Compras
DEGA	Direção de Engenharia e Gestão de Ativos
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FAT	Factory Acceptance Testing
GPU	Ground Power Unit
GPS	Ground Power Supply
GE	Grupo Eletrogéneo
ISE	Instituto Superior de Engenharia
LED	Light Emitting Diode
MDJ	Memória Descritiva e Justificativa
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MT	Média Tensão
NSRBD	National Solar Radiation Database
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PCA	Pre Conditioned Air
PT	Posto de Transformação
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System.

QE	Quadro Elétrico
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RES	Renewable Energy Sources
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SAM	System Advisor Model
STE	Sistema de Teste Experimental
TEN-T	Trans-European Transport Network
TSA	Tempo Solar Aparente
UALG	Universidade do Algarve
VE	Veículos Elétricos

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Coeficiente definido pela ASHRAE
B	Coeficiente definido pela ASHRAE
C	Coeficiente definido pela ASHRAE
$\Delta P\%$	Diferença relativa de produção entre a diferença absoluta e a produção do painel de referência (%)
$ \Delta P $	Diferença absoluta de produção entre a produção de um caso e da produção do painel de referência (kWh)
$\Delta E\%$	Diferença relativa em percentagem entre a produção simulada e experimental (%)
$ \Delta E $	Diferença absoluta da produção entre a produção simulada e experimental (Wh)
D	Radiação solar difusa (W/m^2)
$\Delta MED\%$	Média das diferenças relativas entre as produções simuladas e experimentais (%)
E_{CP}	Percentagem de energia consumida em relação à energia produzida (%)
E_{CC}	Percentagem de energia consumida em relação ao consumo (%)
E_{PVGIS}	Produção mensal com os dados do PVGIS (kWh)
E_{EXP}	Produção mensal com os dados do teste experimental (kWh)
E_{SAM}	Produção mensal com os dados do SAM (kWh)
G	Radiação solar global (W/m^2)
H	Ângulo horário (rad/graus)
I_n	Radiação solar direta (W/m^2)
N	Dia específico do ano
R_s	Resistência em série (Ω)
R_{sh}	Resistência de fuga (Ω)
V_{mpp}	Tensão no ponto de máxima potência (V)
α	Ângulo de altitude solar (rad/graus)
β	Ângulo de inclinação da superfície (rad/graus)
δ	Ângulo de declinação (rad/graus)
γ	Azimute solar (rad/graus)
θ	Ângulo de incidência (rad/graus)

θ_z	Ângulo de azimute solar (rad/graus)
\emptyset	Latitude do local (rad/graus)
Φ	Ângulo de zenith (rad/graus)
ω	Hora oficial local (rad/graus)

1. INTRODUÇÃO

O presente relatório de estágio foi elaborado no âmbito do estágio curricular do mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, realizado no Aeroporto Gago Coutinho (AGC), sob a supervisão da ANA Aeroportos de Portugal S.A. (ANA) e do professor Luís Manuel Ramos de Oliveira do Instituto Superior de Engenharia (ISE) da Universidade do Algarve (UALG). O estágio teve como objetivo principal contribuir para o desenvolvimento de soluções sustentáveis e eficientes no âmbito da gestão energética das infraestruturas aeroportuárias.

A crescente preocupação com a sustentabilidade energética e a redução das emissões de gases poluentes tem impulsionado a adoção de práticas mais responsáveis na gestão de energia. Neste contexto, a ANA tem assumido um compromisso sólido com a implementação de soluções inovadoras para reduzir o consumo de energia e promover o uso de fontes renováveis.

A energia elétrica desempenha um papel crucial no desenvolvimento humano e económico. Contudo, o aumento exponencial do consumo de energia e as ameaças ambientais associadas aos recursos não renováveis têm levado à procura por alternativas sustentáveis, como os sistemas de energia renovável. Entre essas alternativas, a energia solar tem-se destacado como uma excelente opção para atender às necessidades energéticas futuras de forma ecologicamente sustentável. A geração de energia solar ocorre quando a luz do sol incide sobre um painel solar, composto por células fotovoltaicas que convertem essa luz em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Para maximizar a eficiência desses painéis é fundamental posicioná-los perpendicularmente aos raios solares incidentes, o que pode ser alcançado com recurso a sistemas de seguimento solar em tempo real. Essa abordagem tem sido alvo de intensa pesquisa, procurando aumentar a eficiência dos painéis solares e maximizar o aproveitamento da energia solar, contribuindo assim para resolver a crise energética global [1].

A energia solar é abundante e disponível em todo o mundo. Nos últimos anos, os custos dos equipamentos de parques fotovoltaicos têm diminuído significativamente, tornando a energia solar mais competitiva do que a energia baseada em combustíveis fósseis [2]. No entanto, as fontes de energia renovável, como a solar e a eólica, apresentam desafios ao nível da gestão do fornecimento de energia, uma vez que a sua produção é variável. As instalações solares em Portugal são tipicamente montadas com uma inclinação de cerca de 20–35° para sul, de forma a alcançar o maior rendimento anual de eletricidade. À medida que a tecnologia dos módulos

fotovoltaicos evoluiu para a bifacialidade, surgiram novas possibilidades para a geração de energia em diferentes horários do dia [3].

A energia solar, além de ser uma fonte renovável de fácil acesso, é uma alternativa eficaz para reduzir as emissões de gases poluentes, em comparação com as fontes de combustíveis fósseis [4]. Entre as diversas fontes de energia renovável, a energia solar destaca-se pela ausência de partes rotativas, pela não emissão de poluentes atmosféricos e pelos custos operacionais e de manutenção reduzidos [5]. No entanto, a variabilidade da produção solar, aliada aos requisitos de funcionamento das instalações, apresenta desafios significativos no aproveitamento da radiação solar. Assim, torna-se crucial investigar e desenvolver métodos para otimizar a produção de energia solar, maximizando a sua eficiência e garantindo a compatibilidade com as exigências do diagrama de carga das instalações.

O presente trabalho propõe explorar a otimização da curva de produção solar por meio do ajuste do posicionamento, da orientação e da inclinação dos painéis fotovoltaicos. Esta estratégia permite maximizar a produção solar durante a manhã e ao entardecer [6]-[7]. O objetivo é utilizar dispositivos fixos, com custos e necessidades de manutenção reduzidos. Após uma análise de viabilidade, pretende-se aplicar a solução proposta na ampliação da Central Fotovoltaica (CF) do AGC.

Para avaliar a adequação da produção solar ao diagrama de cargas, foram realizados estudos e simulações de sistemas de produção renovável. Os *softwares* utilizados para conduzir essas simulações incluíram o PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) e o SAM (*System Advisor Model*). Para validar os resultados obtidos nas simulações, foi projetado um sistema de teste experimental, que permitirá confirmar os dados em condições reais.

Este relatório descreve também as atividades desenvolvidas no âmbito do estágio, com foco em três áreas principais:

- Substituição das lâmpadas convencionais por lâmpadas de Diodos Emissores de Luz (*Light Emitting Diode*, LED);
- Renovação do Posto de Transformação (PT) 3;
- Programa de instalação de infraestruturas para combustíveis alternativos (*Alternative Fuels Infrastructure Facility*, AFIF).

No que diz respeito à substituição das lâmpadas convencionais por LED, foi realizado um levantamento das lâmpadas existentes, incluindo modelos, marcas e potências instaladas, seguido de uma análise comparativa do consumo de energia.

A renovação do PT3, que inclui a substituição dos transformadores, das celas de Média Tensão (MT) e de Baixa Tensão (BT), bem como a ampliação das infraestruturas do edifício, constitui também uma das tarefas que foi desenvolvida no estágio.

No âmbito do programa AFIF, foi conduzido um estudo de viabilidade para a instalação de carregadores de Veículos Elétricos (VE), Unidades de Potência de Terra (*Ground Power Units*, GPU) e Sistemas de Pré-condicionamento de Ar (*Pre Conditioned Air*, PCA) nos *stands* no AGC. Este estudo envolveu o dimensionamento dos equipamentos para atender às necessidades energéticas das aeronaves em solo, substituindo os sistemas a combustíveis fósseis por alternativas elétricas. O GPU trata-se de uma unidade conversora ligada à rede elétrica que fornece energia às aeronaves quando estacionadas, enquanto o PCA garante a climatização interna das aeronaves.

Em suma, as atividades desenvolvidas incluíram a pesquisa bibliográfica sobre energia solar, a simulação do sistema de produção renovável para diversas condições de funcionamento, a avaliação da tecnologia LED e comparação com as lâmpadas existentes, a análise das condições do Posto de Transformação 3 e o acompanhamento das obras e, ainda, o estudo para o projeto AFIF. A recolha e análise de dados foram fundamentais para avaliar as decisões e recomendações apresentadas.

Este estágio não apenas proporcionou a oportunidade de aplicar os conhecimentos adquiridos ao longo do percurso académico, como também, contribuiu significativamente para a adoção de práticas sustentáveis no setor aeroportuário, promovendo um futuro mais consciente e eficiente em termos energéticos.

1.1. Caracterização da empresa

A ANA Aeroportos de Portugal S.A., integrante do grupo VINCI *Airports International* S.A., desde 2013 (logotipo na Figura 1.1), desempenha um papel fundamental na gestão dos aeroportos em Portugal Continental e Ilhas. Para além das operações aeroportuárias, a ANA conecta o país ao mundo, promove o desenvolvimento económico e oferece serviços de qualidade aos passageiros e companhias aéreas. Comprometida com a sustentabilidade e a responsabilidade ambiental, a empresa tem como missão gerir eficientemente as infraestruturas

aeroportuárias, contribuir para o desenvolvimento das regiões onde opera e proporcionar serviços de alta qualidade.



Figura 1.1 - Logotipo ANA Aeroportos de Portugal [8].

O Aeroporto Gago Coutinho (logotipo na Figura 1.2), localizado em Faro, é um importante centro turístico e económico, atendendo às regiões do Algarve e Huelva. Desde julho de 1965, o aeroporto tem apresentado um rápido desenvolvimento, impulsionado pelo crescimento exponencial do turismo internacional na região. Dotado de infraestruturas modernas e funcionais, o AGC oferece acesso a uma região turística de excelência, com uma diversificada oferta natural, histórica e cultural.



Figura 1.2 - Logotipo Aeroporto de Faro [8].

A ANA tem como principal foco a gestão ambiental e a redução das emissões de carbono desde 2010, participando no ACA (*Airport Carbon Accreditation*) da ACI Europe (*Airport Council International Europe*) para reduzir as emissões de CO₂ e obter certificações. Comprometida com a neutralidade carbónica até 2050, estabeleceu metas ambiciosas, como reduzir a pegada de carbono em 50% até 2030. Alinhada com a VINCI *Airports*, a ANA tem vindo a adotar medidas de gestão para reduzir o impacto ambiental, obtendo resultados significativos, como a acreditação ACA 4+ em 10 aeroportos (Figura 1.3). A empresa segue uma estratégia ambiental de longo prazo, implementando, desde 2008, um Sistema de Gestão Integrado certificado pela

Norma ISO 14001, alinhado com o AIRPACT 2030 para abordar áreas-chave como energia, alterações climáticas, economia circular, gestão de resíduos, água e ambiente natural.



Figura 1.3 - Acreditação ACA 4+ [8].

2. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS AO LONGO DO ESTÁGIO

Durante o período de estágio nas instalações do AGC foram desenvolvidas várias atividades, abrangendo diferentes áreas de intervenção. Este capítulo apresenta uma visão geral das principais tarefas executadas, desde a substituição de lâmpadas convencionais por tecnologia LED, a renovação do PT3 e a participação no programa AFIF. Cada subseção descreve as etapas envolvidas em cada uma das atividades, desde a pesquisa inicial e avaliação da viabilidade até à implementação prática das soluções propostas.

Essas atividades estão diretamente alinhadas com as políticas ambientais e de sustentabilidade da ANA, que têm como objetivo a minimização dos impactos ambientais decorrentes das operações aeroportuárias. A ANA compromete-se com a aplicação de princípios de desenvolvimento sustentável em todas as suas atividades, incluindo a eficiência energética, a redução de emissões de gases de efeito de estufa, a promoção de soluções de energia renovável e a adoção de práticas que promovam a economia circular [9]. Ao longo do estágio, foi possível observar a aplicação prática dessas políticas, especialmente na substituição de lâmpadas convencionais por LED e a remodelação das infraestruturas energéticas do AGC, o que contribuiu para a redução dos consumos de energia e das emissões de carbono, alinhando-se com os objetivos de sustentabilidade da empresa [10].

2.1. Substituição de Lâmpadas Convencionais por LED

A ANA decidiu implementar a instalação de lâmpadas LED em todos os seus aeroportos. A aplicação dessa tecnologia será transversal a todos os edifícios, percursos de circulação, áreas públicas, arruamentos, incluindo a iluminação da pista, com o objetivo de tornar as infraestruturas 100% LED.

Os benefícios da substituição de lâmpadas convencionais por lâmpadas LED são significativos. As lâmpadas LED oferecem menores custos de manutenção, maior durabilidade, facilidade de manuseamento e emitem luz fria, mantendo níveis de conforto comparáveis ou superiores, proporcionando um ambiente com uma iluminação mais natural. Os LED apresentam também um consumo de energia muito menor em comparação com qualquer outro tipo de fonte de iluminação [11].

Este tipo de lâmpadas torna-se, assim, mais eficiente em termos energéticos, consumindo menos eletricidade e, conseqüentemente, resultando em custos operacionais mais baixos. Além disso, o facto de terem uma vida útil mais longa, permite a redução das despesas de manutenção e substituição. A adoção da tecnologia LED está alinhada com o compromisso da ANA com a sustentabilidade e a eficiência energética. Ao fazer a transição para a iluminação LED, a ANA demonstra a sua dedicação em reduzir as emissões de carbono e promover a responsabilidade ambiental nas suas operações.

2.1.1. Levantamento das peças a substituir e consulta

No decorrer do estágio, uma das principais atividades consistiu em acompanhar os trabalhos de substituição das lâmpadas convencionais por LED nas infraestruturas do AGC. Neste contexto, esta tarefa permitiu adquirir conhecimentos sobre o processo da adjudicação das empreitadas. Na área da manutenção elétrica, foi designada uma equipa para realizar o levantamento detalhado do número e tipo de lâmpadas e luminárias a substituir. Sob a coordenação do responsável pela manutenção elétrica, foi constituído um grupo de trabalho multidisciplinar, com o objetivo de elaborar a Memória Descritiva e Justificativa (MDJ), bem como a lista de peças e procedimentos que constituíram a documentação entregue aos interessados no concurso.

O concurso foi dividido em 27 lotes, permitindo aos concorrentes apresentar as propostas para cada lote. Após a fase inicial de consulta, as propostas submetidas pelas entidades participantes foram analisadas pelo grupo de trabalho. Algumas entidades foram excluídas por não cumprirem os requisitos solicitados ou por não apresentarem os meios e conhecimentos técnicos necessários para executar a empreitada. Este tipo de concurso pode ter várias fases até à seleção final da(s) entidade(s) vencedora(s).

Nas Tabelas 2.1 e 2.2, são apresentados os modelos de preços unitários referentes a dois lotes, utilizados pelo departamento de compras no processo de consulta.

ATIVIDADES DESENVOLVIDAS AO LONGO DO ESTÁGIO

Tabela 2.1 - Lista de Preços Unitários Lote 1 [12].

Item	Descrição	Un.	Qtd.	Preço Unitário (IVA excl.)	Preço Total (IVA excl.)
Lote 1 - Fornecimento e instalação de Luminárias LED - ATEs Aerogare					
1.1	Luminárias estanques com 1 lâmpada tubular LED, 1,5m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1500 ou equivalente	Un.	19		
1.2	Luminárias estanques com 2 lâmpadas tubulares LED, 1,5m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1500 ou equivalente	Un.	49		
1.3	Serviços de desinstalação e instalação de luminárias (100% em horário diurno), incluindo todos os materiais, acessórios, adaptações e meios de elevação e serviços necessários à correta execução do trabalho	Vg.	1		
1.4	Serviços de transporte para vazadouro licenciado	Vg.	1		
				Total Lote 1	

Tabela 2.2 - Lista de Preços Unitários Lote 22 [12].

Item	Descrição	Un.	Qtd.	Preço Unitário (IVA excl.)	Preço Total (IVA excl.)
Lote 22 - Fornecimento e instalação de Iluminação LED Edifício 65 - PT6					
22.1	Luminárias estanques com 1 lâmpada tubular LED, 1,5m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1500 ou equivalente.	Un.	20		
22.2	Luminárias estanques com 2 lâmpadas tubulares LED, 1,5m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1500 ou equivalente.	Un.	38		
22.3	Luminárias estanques com 2 lâmpadas tubulares LED, 1,2m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1200 ou equivalente	Un.	17		
22.4	Luminárias encastradas LED 60x60cm, UGR < 19, 4000K, > 4000lm, tipo Painel Slim Performer, da OPPLÉ ou equivalente, incluindo acessórios de fixação em teto metálico 60x60cm perfil oculto.	Un.	12		
22.5	Luminárias encastradas downlight LED, redondas, 4000K, furo no teto de diâmetro 20cm, tipo Downlight Performer HG 23W, da OPPLÉ ou equivalente.	Un.	10		
22.6	Luminárias downlight salientes LED, estanques, redondas, brancas, tipo LEDVANCE SF BLKH 250,10W.	Un.	2		
22.7	Luminárias de bloco autónomo LED, 2 horas autonomia, mantida/não mantida, tipo EATON LEDUS16 ou equivalente.	Un.	20		
22.8	Serviços de desinstalação e instalação de luminárias, incluindo todos os materiais, acessórios, adaptações e meios de elevação e serviços necessários à correta execução do trabalho	Vg.	1		
22.9	Serviços de transporte para vazadouro licenciado	Vg.	1		
				Total Lote 22	

Após a conclusão do concurso, foram selecionadas as entidades vencedoras, cuja proposta foi a mais baixa. Posteriormente, realizaram-se reuniões com os adjudicatários para alinhar os detalhes dos trabalhos a serem executados. Durante a execução da obra, cabe à área da manutenção elétrica, nomeadamente ao coordenador e engenheiros responsáveis, avaliar, acompanhar e fiscalizar o progresso, garantindo o cumprimento do que foi especificado na MDJ. A equipa de ambiente também desempenhou um papel essencial, garantindo que todas as atividades estavam em conformidade com as políticas ambientais da empresa.

Neste tópico, serão enumerados os modelos e potências das lâmpadas substituídas e das lâmpadas instaladas, com o objetivo de calcular a diferença da potência instalada e avaliar a eficácia e viabilidade da substituição das lâmpadas. O Anexo I apresentada a tabela onde constam os modelos e quantidades de lâmpadas instaladas. No total, foram instaladas 3444 lâmpadas LED de diferentes formatos, aplicações e potências, totalizando uma potência de 92.911 W. Estas lâmpadas substituíram as lâmpadas convencionais, cuja potência era de 261.715 W. Com base nestes dados, e assumindo que o perfil de consumo de iluminação nas instalações do AGC se manteve inalterado, pode-se afirmar que a substituição levou a uma redução de 64% no consumo energético. Visto que a iluminação representa aproximadamente

10% do consumo do total do aeroporto, estima-se que o consumo de energia relacionado com a iluminação tenha baixado para 3,6%.

Este processo de transição para a tecnologia LED representa um passo fundamental para a ANA, ao alinhar-se com as suas metas de eficiência energética e sustentabilidade. A redução do consumo energético reflete-se diretamente na diminuição dos custos operacionais e na menor necessidade de manutenção, devido à maior durabilidade das lâmpadas LED. Além disso, a menor pegada de carbono associada ao uso de LED contribui significativamente para os objetivos ambientais da ANA, que procura reduzir as suas emissões e adotar práticas mais sustentáveis nas suas operações.

Esta medida não só melhora a eficiência operacional, como também prepara as infraestruturas para os desafios futuros da transição energética global, ajudando a ANA a cumprir as crescentes exigências regulatórias e de mercado em termos de eficiência energética e responsabilidade ambiental.

2.2. Renovação do Posto de Transformação 3

Ao longo do estágio, foram acompanhados os trabalhos de remodelação do PT3 (Figura 2.1), um projeto de grande relevância para a modernização das infraestruturas energéticas do AGC. Embora o projeto ainda não esteja concluído, foram iniciadas várias fases e alcançados progressos significativos.

O projeto está dividido em três fases distintas. A primeira fase, iniciada em março de 2024 e ainda em execução, envolve a ampliação e modernização das infraestruturas do PT3, incluindo a substituição das celas de MT, a alteração da disposição dos transformadores, a renovação das calhas de MT e BT, o deslocamento das celas de BT e a instalação de novos quadros elétricos.

A segunda fase, já planeada e ainda não implementada, consiste na substituição dos transformadores por unidades mais modernas e eficientes, capazes de suportar as crescentes exigências energéticas do aeroporto. A terceira e última fase envolve a substituição dos Grupos Eletrogéneos (GE) e está prevista ocorrer dentro de um prazo de 10 anos, garantindo que o PT3 continue a fazer face às necessidades energéticas do AGC.



Figura 2.1 - Posto de Transformação 3.

2.2.1. Atividades desenvolvidas

No âmbito da primeira fase, coincidente com o período de estágio, presenciei o desenvolvimento da MDJ e das peças de procedimentos, elaboradas em colaboração com a equipa de manutenção elétrica do AGC e a Direção de Engenharia e Gestão de Ativos (DEGA). Uma vez finalizada esta documentação, foi lançado o processo de consulta para a seleção da empresa responsável pela execução do projeto de renovação do PT3.

A empresa selecionada ficou encarregue de realizar o estudo e dimensionamento dos novos equipamentos, bem como de elaborar o projeto de arquitetura para a expansão das instalações. Neste campo de ação, acompanhei a preparação do caderno de encargos, desenvolvido por um grupo de trabalho composto por várias áreas da empresa, incluindo a equipa de manutenção elétrica do AGC, a Direção de Compras (DC), DEGA, e os departamentos Jurídicos, Seguradoras, Ambiente, e Higiene e Segurança.

Após a adjudicação da obra, a equipa de manutenção elétrica do AGC acompanhou o desenvolvimento do projeto, participando em reuniões com a empresa responsável, com a finalidade de garantir que a execução da obra fosse conduzida de acordo com o planeado, cumprindo os prazos e as condições de trabalho estabelecidas.

Durante a obra, surgiram alguns desafios. A remodelação foi um processo moroso, devido às necessidades de manter as instalações em funcionamento enquanto os trabalhos decorriam. Também, foi necessário adotar medidas rigorosas de segurança, como a vedação das áreas de demolição para minimizar a libertação de poeiras e detritos para o interior do edifício.

Durante este período, foram instalados os novos Módulos de Controlo Eletrónico (*Electronic Control Module*, GCS) nos grupos eletrogéneos, conforme recomendado pelo fabricante (Figura 2.2). A substituição dos módulos foi necessária devido à previsão de manutenção dos GE por mais 10 anos. A indisponibilidade de fornecimento de peças de reposição para os módulos antigos, por parte do fabricante, justificou a atualização para os novos GCS assegurando assim a continuidade e fiabilidade do equipamento.

Após a visita do representante do fabricante para a instalação do primeiro GCS, verificou-se que os módulos seriam instalados sem proteção mecânica adequada e que as cablagens do motor seriam conectadas diretamente ao GCS através de barramentos, ao invés de recorrerem à utilização de uma tomada. Nesse sentido, foi conduzida uma reunião com o representante, que resultou na proposta de uma solução - a aplicação de uma tomada para conectar a cablagem do motor ao GCS e a execução de uma estrutura de proteção para a unidade (Figuras 2.3 e 2.4).

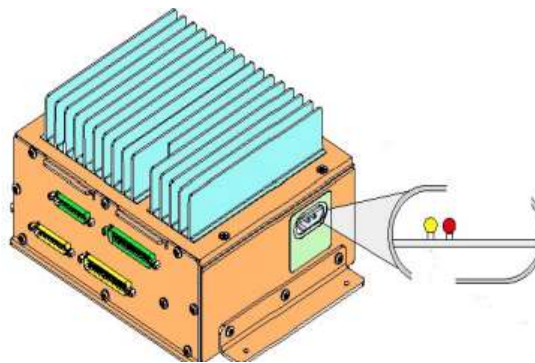


Figura 2.2 - GCS Eletronic Control Module [12].

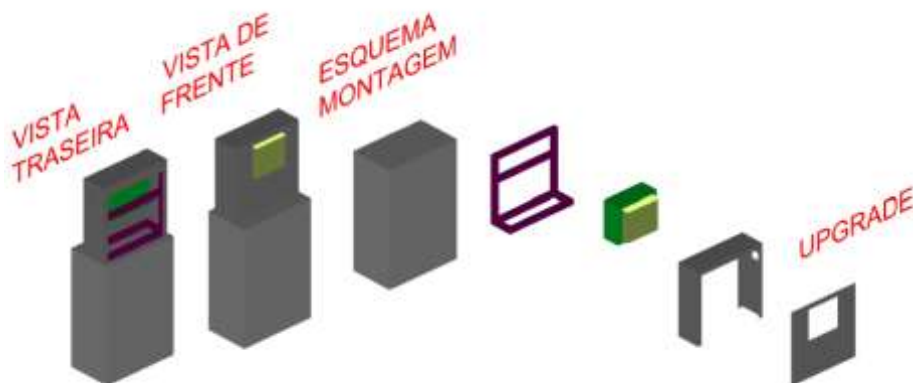


Figura 2.3 - Desenho da proteção mecânica proposta para a GCS [12].

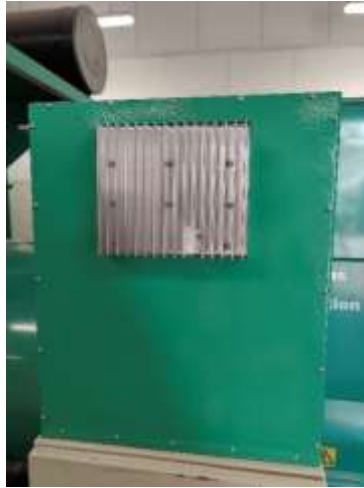


Figura 2.4 - Vista frontal da GCS.

Mais recentemente, já próximo do final do estágio, a equipa da manutenção elétrica do AGC realizou uma visita ao fabricante das celas de MT para efetuar os Ensaios de Aceitação em Fábrica (*Factory Acceptance Testing*, FAT). Foram testadas dez celas de MT, incluindo cinco celas de transformadores, duas de chegada/saída do anel da aerogare e três celas interbarras (Figura 2.5). Essas celas operam a uma tensão de 15 kV, com uma corrente de operação de até 630 A.

A disposição das celas conforme mostrado na Figura 2.5, segue o esquema estabelecido no desenho técnico da instalação (Figura 2.6).

Celas de MT e as suas funções:

2 celas de entrada/saída do anel aerogare: conectam a energia proveniente do PT1 e PT2.

3 celas InterBarras: facilitam a conexão entre os barramentos das celas de entrada/saída e os transformadores. Incluem dispositivos de medição de tensão e corrente, além de possibilitar a ligação à terra entre o barramento de média tensão e os transformadores.

5 celas de transformadores: contêm os disjuntores de corte de energia (Figura 2.7), que fazem a ligação entre o barramento de média tensão e os transformadores.

Os ensaios FAT são essenciais para garantir o correto funcionamento dos equipamentos e a conformidade com os parâmetros especificados. Entre os testes realizados, destacam-se os testes de disparo dos disjuntores, fundamentais para assegurar a proteção do sistema em caso de anomalias, como curtos-circuitos.



Figura 2.5 - Imagem das 10 celas de MT durante os ensaios.

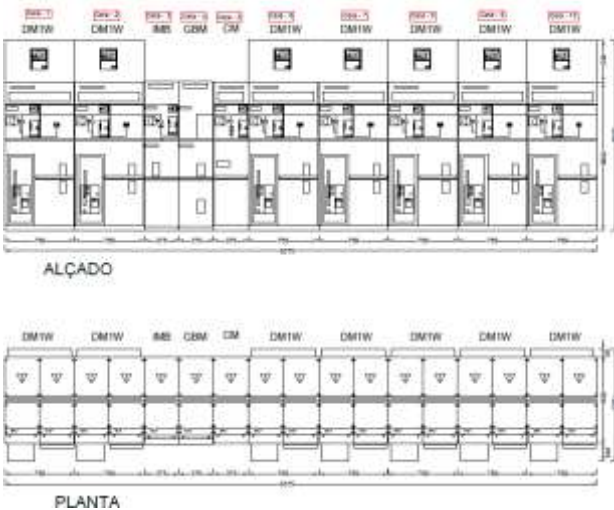


Figura 2.6 - Desenho técnico da disposição das celas de MT [12].



Figura 2.7 - Disjuntor de corte de MT.

2.2.2. Distribuição da rede de energia elétrica do AGC

O AGC dispõe de duas entradas de energia fornecidas em MT, provenientes da subestação dos Braciais (Figura 2.8). Com recurso ao mapa de distribuição de energia disponibilizado no portal *Open Data* da E-Redes [13], é apresentado na Figura 2.8 o trajeto das linhas que ligam a subestação ao AGC. Uma das linhas de energia liga diretamente a subestação ao AGC (linha azul), enquanto que a outra linha percorre vários PT's da rede de distribuição nacional antes de chegar ao AGC (linha vermelha). Ambas as linhas de MT chegam ao PT1 do AGC, com uma potência de entrada disponível proveniente da linha direta de 6500 kVA

Este tipo de ligação redundante permite que, em caso de falha na linha principal, o aeroporto continue a ser alimentado pela outra linha, evitando interrupções no fornecimento de energia.

O PT3 dispõe de cinco transformadores de 1000 kVA. Dois destes transformadores estão em operação, enquanto os outros três permanecem em redundância. Durante a última remodelação da aerogare, foi previsto um transformador adicional para os edifícios, considerando um aumento futuro das cargas, que ainda não se verificou.

As funções dos cinco transformadores são as seguintes:

- Um para os sistemas de Alimentação, ventilação e Ar-Condicionado (AVAC);
- Um para o Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) de edifícios;
- Dois redundantes para edifícios;
- Um redundante para o sistema AVAC.

A rede de energia do AGC, dispõe de seis PT, organizados em dois grupos de ligação em anel. O **anel aerogare** é composto pelo PT1, PT2 e PT3 (Figura 2.9); enquanto o **anel operacional** inclui os PT1, PT4 e PT6 (Figura 2.10).



Figura 2.8 - Ligações entre a Subestação dos Braciais ao ACG [13].



Figura 2.9 - Anel Aerogare [14].



Figura 2.10 - Anel Operacional [14].

As ligações em anel garantem a continuidade do fornecimento de energia em caso de falha numa linha ou avaria num dos PT's, permitindo que a alimentação seja mantida por outro caminho. No anel da aerogare, por exemplo, se ocorrer uma falha entre o PT1 e o PT2, o PT2 passa a ser alimentado pelo PT3.

É de referir que o PT5 não foi mencionado nas ligações ilustradas acima, pois este PT não se encontra ligado aos restantes, tendo este uma linha dedicada.

2.3. Programa AFIF

O Fundo de Infraestrutura de Combustíveis Alternativos sob a alçada do *Connecting Europe Facility* (CEF) é uma iniciativa da Comissão Europeia destinada a financiar projetos de instalação de infraestrutura de combustíveis alternativos ao longo da Rede de Transporte Transeuropeia (*Trans-European Transport Network*, TEN-T). Com um financiamento total de cerca de €352 milhões em subsídios da União Europeia, esses projetos receberão apoio adicional de instituições financeiras para aumentar o impacto dos investimentos [15].

O principal objetivo desta iniciativa é acelerar a criação de uma rede abrangente de infraestrutura de abastecimento de combustíveis alternativos, fundamentais para promover o uso generalizado de veículos de baixa e zero emissão em todos os modos de transporte. Esta decisão marca a segunda ronda de financiamento do AFIF em 2023 [15].

Os aeroportos da ANA, em conformidade com as suas políticas de descarbonização e com as normas internacionais, submeteram um pedido de apoio ao AFIF para um projeto ambicioso que visa eliminar o consumo de combustíveis fósseis nos equipamentos em terra dos aeroportos. Este projeto envolve a substituição de equipamentos movidos a combustíveis fósseis por equipamentos elétricos, como parte dos esforços da ANA para tornar os seus aeroportos mais sustentáveis e em linha com os objetivos globais de mitigação das alterações climáticas.

No âmbito deste projeto, todas as viaturas de transporte, equipamentos de apoio ao passageiro, equipamentos de *handling* e outros equipamentos de apoio operacional serão substituídos por versões elétricas. Além disso, as aeronaves, quando estacionadas, serão obrigadas a alimentar os seus sistemas através do GPU em vez de usar a Unidade de Potência Auxiliar (*Auxiliar Power Unit*, APU), contribuindo para uma redução significativa das emissões de carbono. Com o APU desativado, a climatização das aeronaves será assegurada por sistemas PCA, garantindo o conforto dos passageiros e tripulação de uma forma energeticamente eficiente.

Normalmente, durante o voo, a energia elétrica da aeronave é garantida pelos geradores acoplados aos grupos propulsores. Após a aterragem, o APU é acionado pelo comandante e quando a aeronave está estacionada no *stand*, o fornecimento de energia é garantido por GPU ou por unidades móveis a diesel. A padronização do fornecimento de energia permite que qualquer aeronave, independentemente do fabricante ou modelo, seja alimentada adequadamente. No AGC, o fornecimento de energia às aeronaves em terra é feito através de enroladores de cabos de alimentação elétrica armazenados no sistema de Fornecimento de Potência em Terra (*Ground Power Supply, GPS*), garantindo que as aeronaves tenham energia suficiente para as suas operações enquanto estão no solo.

No decorrer do estágio, foi lançado o concurso para atribuição da empreitada, no qual a empresa adjudicatária ficara responsável pela execução do projeto de arquitetura, bem como de dimensionamento da eletrificação. Além disso, será também responsável pelo lançamento do concurso para execução da obra e pelo acompanhamento dos trabalhos em curso.

Este projeto, promove a substituição de equipamentos movidos a combustíveis fósseis por alternativas elétricas, contribuindo diretamente para os objetivos da ANA no que diz respeito à sustentabilidade e à redução de emissões de carbono. Em alinhamento com as políticas ambientais da empresa, este projeto representa um passo significativo na transição energética dos aeroportos geridos pela ANA.

A política ambiental da ANA destaca a importância de adotar medidas concretas para mitigar as alterações climáticas e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa [9]. O programa AFIF, ao promover a eletrificação das operações em terra, é um exemplo claro de como a empresa está a implementar iniciativas que vão ao encontro das suas metas de neutralidade carbónica e de eficiência energética. Através deste esforço, a ANA reforça o seu compromisso em liderar a transição para operações mais sustentáveis no setor aeroportuário, em conformidade com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, nomeadamente o ODS 7 (Energia Limpa Acessível) e o ODS 13 (Ação Climática) [10].

Ao substituir equipamentos de combustíveis fósseis por alternativas elétricas, a ANA contribui não só para a redução da sua pegada ecológica, mas também para a criação de um ambiente operacional mais eficiente e seguro para todos os utilizadores das suas infraestruturas. Este projeto está perfeitamente alinhado com a estratégia de sustentabilidade da empresa, que visa garantir que os seus aeroportos estejam preparados para enfrentar os desafios da transição

energética global, promovendo práticas ambientalmente responsáveis e aumentando a eficiência das suas operações.

3. PRODUÇÃO SOLAR E ADEQUAÇÃO AO DIAGRAMA DE CARGAS

Este estudo visa avaliar a eficiência e adequação da produção solar da CF do AGC, com foco na integração dessa produção ao diagrama de cargas do aeroporto. Através de simulações e análises comparativas pretende-se identificar os melhores cenários de disposição e inclinação dos painéis fotovoltaicos, otimizando a geração e aproveitamento de energia ao longo do dia. O objetivo é maximizar o aproveitamento da produção fotovoltaica, alinhando-o ao perfil de consumo energético do AGC, com foco na sustentabilidade e na redução da dependência de fontes de energia convencionais.

3.1. Características da Produção Solar

O ângulo de inclinação ótimo de um painel fotovoltaico varia ao longo do dia devido ao movimento aparente do sol no céu [16].

Analisando as horas de sol ao longo do dia e os valores de radiação solar para diferentes momentos e variando os ângulos de inclinação e orientação do painel solar, obtêm-se os valores ótimos desses ângulos. Os valores ótimos de inclinação e orientação correspondem aos picos de radiação solar obtidos em certos ângulos de inclinação e orientação. Os valores do ângulo *zenith* fornecem o ângulo de inclinação do painel ao seguir exatamente o percurso do sol durante o dia. Nos sistemas seguidores de dois eixos, o percurso do sol é acompanhado pelo movimento tanto do ângulo de inclinação quanto do ângulo de orientação do painel. No rastreamento de inclinação de eixo único, o caminho do sol é acompanhado pelo movimento da inclinação do painel, enquanto a orientação é mantida num valor ótimo. No rastreamento de orientação de eixo único, o percurso do sol é acompanhado pela mudança da orientação do painel, enquanto a inclinação é mantida num valor fixo ótimo [17].

3.1.1. Ângulos solares

A Terra realiza uma rotação em torno de seu eixo em 24 horas e uma volta ao redor do sol em cerca de 365,25 dias, com uma órbita elíptica que resulta nas variações de distância entre periélio e afélio. A inclinação do eixo terrestre de $23,45^\circ$ em relação ao plano orbital gera variações sazonais na altura do sol no céu, o que influencia a duração do dia e da noite,

observada nos solstícios e equinócios. Para aplicações de energia solar, é essencial prever a posição do sol, descrita pelos ângulos de altitude solar (α) e azimute solar (θ_z), que são cruciais para calcular a incidência de radiação solar na Terra. Os diversos ângulos de geometria solar podem ser descritos da seguinte forma [18]:

Ângulo de Declinação (δ)

O ângulo de declinação (δ) é o ângulo entre os raios solares e o plano do equador terrestre. Este ângulo varia ao longo do ano devido à inclinação do eixo da Terra e a sua órbita em torno do sol. A declinação atinge $+23,45^\circ$ durante o solstício de verão (no Hemisfério Norte) e $-23,45^\circ$ durante o solstício de inverno.

A declinação para um dia específico do ano (N) pode ser calculada pela fórmula:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) (N + 284) \right] \quad (3.1)$$

Ângulo Horário (h)

O ângulo horário é o ângulo no qual a Terra precisa girar para alinhar o meridiano de um ponto diretamente com o sol. Ele é medido em graus a partir do meio-dia solar local, onde o ângulo horário é 0° ao meio-dia e aumenta em 15° por cada hora que passa.

$$h = 15 * (TSA - 12) \quad (3.2)$$

Onde:

TSA é o Tempo Solar Aparente.

Ângulo de Altitude Solar (α)

O ângulo de altitude solar (α) é o ângulo entre os raios solares e o plano horizontal de um ponto na superfície da Terra. Ele indica a altura do sol no céu num dado momento do dia. Quanto maior o ângulo, mais alto o sol está no céu, o que influencia diretamente a intensidade da radiação solar recebida.

$$\sin \alpha = \sin \delta \sin \varnothing + \cos \delta \cos \omega \cos \varnothing \quad (3.3)$$

Onde:

- \varnothing é a latitude do local,

- h é o ângulo horário,
- ω é a hora oficial local.

Ângulo Zenith (Φ)

O ângulo zenith (Φ) é o complemento do ângulo de altitude solar, ou seja, é o ângulo entre os raios solares e a vertical. Quando o sol está diretamente acima, o ângulo zenith é 0° .

$$\Phi = 90^\circ - \alpha \quad (3.4)$$

Ângulo de Azimute Solar (θ_z)

O ângulo de azimute solar (θ_z) é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte-sul. No Hemisfério Norte, o ângulo de azimute é medido a partir do sul verdadeiro, enquanto no Hemisfério Sul, é medido a partir do norte verdadeiro.

Para calcular o ângulo de azimute solar:

$$\sin \theta_z = \frac{\cos \delta * \sin h}{\cos \alpha} \quad (3.5)$$

Esta fórmula assume que o ângulo horário e a latitude estão corretamente orientados, levando em consideração as convenções de sinal associadas.

Ângulo de Incidência (θ)

O ângulo de incidência é o ângulo entre os raios solares e a normal à superfície sobre a qual incidem. Para superfícies horizontais, o ângulo de incidência e o ângulo zenith são iguais.

Para uma superfície inclinada, o ângulo de incidência é dado por:

$$\cos \theta = \sin \alpha * \cos \beta + \cos \alpha * \sin \beta * \cos \gamma \quad (3.6)$$

Onde:

- β é o ângulo de inclinação da superfície,
- γ é o ângulo de orientação da superfície em relação ao norte (azimute solar).

A Figura 3.1 ilustra a definição do ângulo de declinação, representando a variação ao longo do ano e a sua relação com a latitude e o ângulo horário. Na Figura 3.2 é apresentada a trajetória do sol no céu, mostrando a relação entre o ângulo de altitude, o ângulo de *zenith* e a posição do sol ao longo do dia. A Figura 3.3 apresenta a posição do recetor, definida pela inclinação (*slope*)

β e o azimute α , determina como os raios solares incidem sobre uma superfície, resultando no ângulo de incidência dos raios solares θ . O ângulo de inclinação β refere-se ao ângulo entre o plano do painel o plano horizontal, enquanto o azimute α é o ângulo entre a direção sul e a projeção horizontal do painel. O Ângulo de incidência θ é crucial para determinar a quantidade de energia solar que atinge a superfície e maximizar a eficiência do sistema fotovoltaico [19].

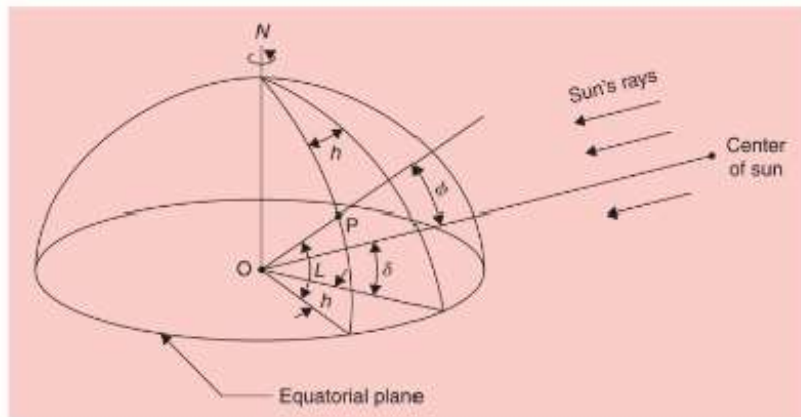


Figura 3.1 - Definição de latitude, ângulo horário e declinação solar [18].

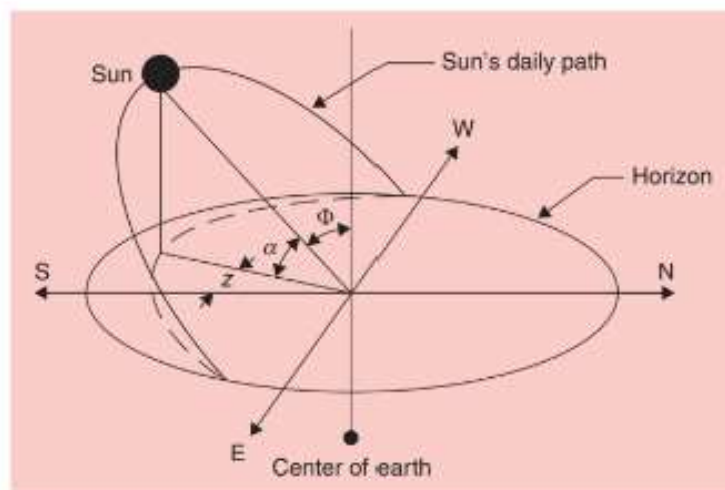


Figura 3.2 - Caminho diário do sol no céu, do nascer ao pôr do sol [18].

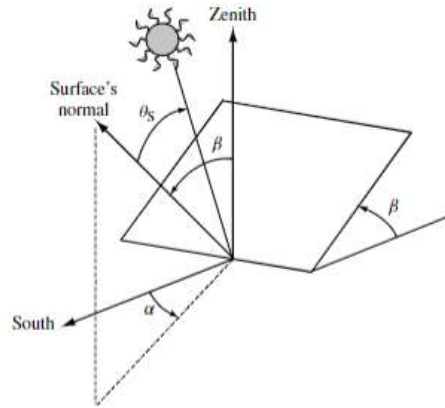


Figura 3.3 - Posição do receptor (inclinação β e âzime α) e ângulo de incidência dos raios solares θ [19].

O conhecimento dos ângulos solares é fundamental para a análise e o dimensionamento de sistemas solares, como coletores solares fotovoltaicos e térmicos. Esses ângulos permitem prever a quantidade de radiação solar disponível numa superfície, levando em consideração fatores como a hora do dia, a data no ano, a latitude e a inclinação da superfície. Cada ângulo desempenha um papel crucial nos cálculos e no desempenho geral dos sistemas de aproveitamento da energia solar [18].

3.1.2. Radiação solar

A radiação solar é a potência proveniente do sol incidente (por metro quadrado) numa superfície horizontal na Terra, na forma de radiação eletromagnética. Para medir a energia radiante liberada na atmosfera circundante durante esse período, a irradiância solar também é incorporada ao longo de um intervalo de tempo específico [20]. A radiação solar horária, conforme proposta pela *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers* (ASHRAE) [21], pode ser estimada com base na radiação solar global, que consiste em dois componentes: radiação solar direta e radiação solar difusa. A radiação solar direta é a radiação de feixe solar na direção dos raios, e a radiação solar difusa ocorre num dia claro sobre uma superfície horizontal. A radiação solar global (G), direta (I_n) e difusa (D) podem ser calculadas, respectivamente, usando as seguintes equações:

$$G = I_n \cos \theta_z + D \quad (3.7)$$

$$I_n = A * e^{\frac{-\beta}{\cos \Phi}} \quad (3.8)$$

$$D = C * I_n \quad (3.9)$$

Os valores de A, B e C são os coeficientes retirados do manual da ASHRAE.

Posto isto, o valor médio da constante solar é de 1367 W/m^2 [22].

3.1.3. Energia solar fotovoltaica

Um painel fotovoltaico é composto por células solares de material semicondutor, como as células policristalinas. Cada célula age como uma grande área de díodo que converte a luz solar diretamente em eletricidade. Quando exposta à luz, a célula gera uma corrente elétrica proporcional à radiação solar, enquanto a tensão da célula é determinada pela relação entre a corrente de saturação e a tensão na célula. Os sistemas fotovoltaicos podem operar com ou sem sistemas de armazenamento e podem injetar energia na rede elétrica ou funcionar de maneira isolada. A máxima potência gerada por um painel fotovoltaico ocorre no ponto de máxima potência (V_{mpp}) (Figura 3.4), onde a corrente e a tensão resultam no maior valor de potência. O modelo elétrico da célula inclui a resistência série (R_s) e a resistência de fuga (R_{sh}), que afetam a eficiência do sistema (Figura 3.5) [23]. O comportamento dos módulos fotovoltaicos depende da temperatura ambiente. Tal como ocorre com a radiação solar, por vezes é necessário determinar como este parâmetro varia ao longo do dia [19].

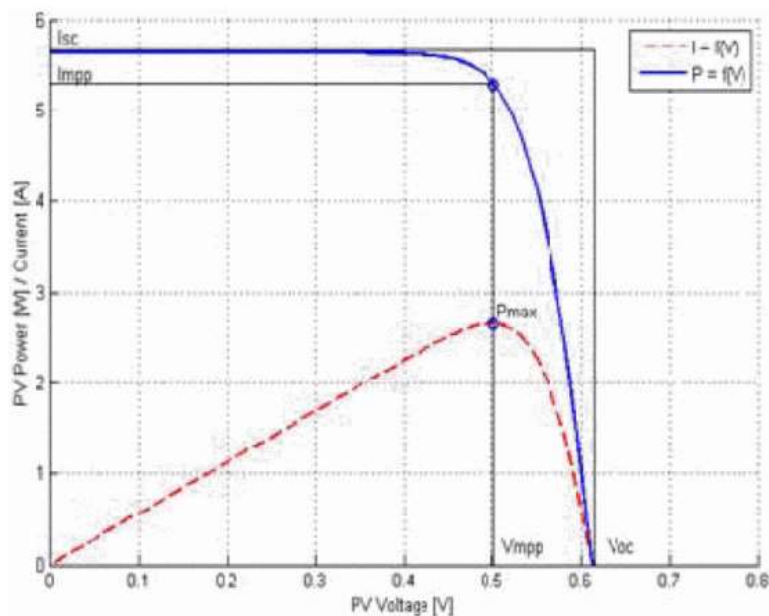


Figura 3.4 - Características ampere-volt e watt-volt [23].

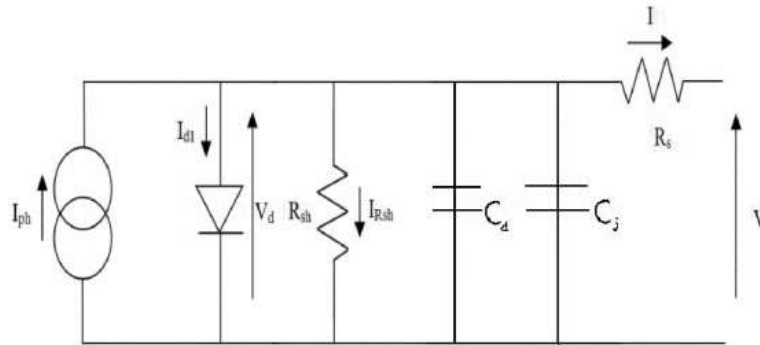


Figura 3.5 - Modelo estendido de uma célula fotovoltaica com um diodo [23].

3.2. Central Fotovoltaica do AGC

Durante o ano de 2022, foi implementada no Aeroporto Gago Coutinho (AGC) uma Central Fotovoltaica (CF) (Figura 3.6), representando um marco importante no compromisso do aeroporto com a transição para fontes de energia renovável. A central tem uma capacidade de produção de 2,375 MVA em Corrente Alternada (AC), com 2,91 MWp de potência total instalada. A instalação conta com 4000 painéis de 450 Wp e 2440 painéis de 455 Wp, dispostos em 230 *strings* (fileiras), sendo que cada *string* é constituída por 28 painéis. A Figura 3.7, apresentada a planta da CF, onde o detalhe 1 indica o PT da central e o detalhe 2 mostra o portão de acesso à central.

No total, foram instalados 10 inversores da marca Sungrow (Figura 3.8), com potência de 250 kW, cuja tensão máxima de entrada é de 1500 V DC e saída trifásica de 800 V AC, trabalhando à frequência da rede nacional de 50 Hz. Por sua vez, os inversores são ligados a um transformador elevador (Figura 3.9) que converte a tensão de 800 V para 15 kV, com uma potência nominal de 2500 kVA. Este transformador está instalado num PT dedicado à central (Figura 3.10). Por sua vez, o transformador liga a uma cela de MT dedicada, localizada no PT1. O PT da CF contem os equipamentos necessários, como quadros elétricos, bastidores e servidores, todos eles alimentados por um transformador auxiliar de 10 kVA.



Figura 3.6 - Central Fotovoltaica AGC.

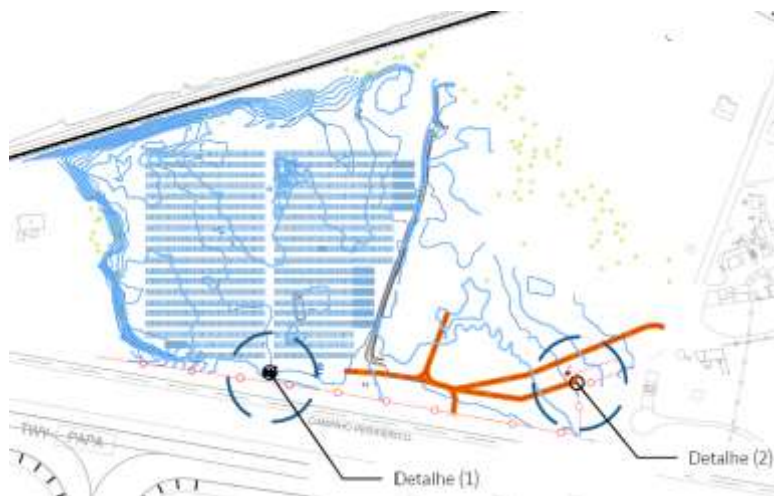


Figura 3.7 - Planta da central fotovoltaica do AGC [12].



Figura 3.8 - Inversor Sungrow SG250HX [24].



Figura 3.9 - Transformador Elevador 800/15000V.



Figura 3.10 - Posto de Transformação da central fotovoltaica do AGC.

Devido à proximidade da instalação com o aeroporto foi considerado o risco de reflexos dos painéis solares, de modo a não afetar as operações das aeronaves. Para mitigar esse efeito, foram instalados painéis solares com vidro texturizado, o qual dispersa os raios solares, reduzindo a intensidade luminosa refletida (Figura 3.11).

As tabelas presentes no Anexo II contêm dados detalhados dos equipamentos da CF. Devido à grande potência gerada, não é possível injetar energia excedente na rede externa ao aeroporto. Portanto, o consumo e a produção são monitorizados continuamente para garantir que não ocorra injeção de energia. Quando o consumo do aeroporto proveniente da rede externa é inferior a 100 kW, mas as suas necessidades não são nulas, o sistema de não injeção entra em operação. Nesse cenário, os inversores ajustam automaticamente a produção de energia através da tecnologia de Rastreamento de ponto Máximo de Potência (*Maximum Power Point Tracking*, MPPT).

O MPPT é uma tecnologia utilizada nos inversores fotovoltaicos para maximizar a potência extraída dos painéis solares, ajustando a relação entre tensão e corrente de acordo com as condições climáticas [25]. Quando o consumo do aeroporto é inferior à produção dos painéis solares, os inversores ajustam a curva de operação do MPPT, permitindo a redução da potência gerada para operar abaixo do ponto de máxima potência. Dessa forma, garante-se que a produção de energia seja sempre alinhada ao consumo, prevenindo a injeção de energia na rede externa e otimizando o desempenho do sistema.

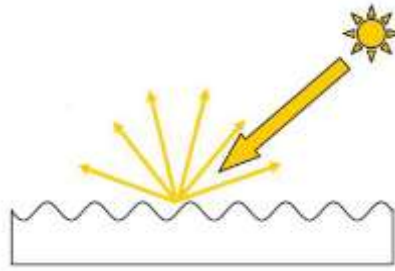


Figura 3.11 - Efeito do vidro texturizado [12].

3.3. Diagramas de carga do AGC

Foram analisados os dados de consumo energético do aeroporto e a produção da CF do AGC. Os dados de consumo da rede, fornecidos em formato Excel, contêm tabelas com informação de energia ativa, energia reativa e dados de faturação para cada mês. Para este estudo, foram extraídos os valores de energia ativa, em kWh, sendo que para cada mês são fornecidos os consumos diários com intervalos de 15 minutos.

Os dados de produção e consumo da CF foram também disponibilizados em Excel, estes dados incluem uma tabela mensal com informações como a potência ativa total, energia produzida e consumida, irradiação solar e energia não produzida. Esses dados são fornecidos com uma periodicidade de 10 minutos.

Para processar e analisar esses dados, foram desenvolvidos algoritmos personalizados em MATLAB, que permitem a visualização dos perfis de consumo que podem ser visualizados no Anexo III.

Na Figura 3.12 é apresentado o gráfico do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora, para o mês de janeiro de 2023. O gráfico do consumo mínimo representa o dia com menor consumo do mês, enquanto que o gráfico do consumo máximo representa o dia com maior consumo do mês.

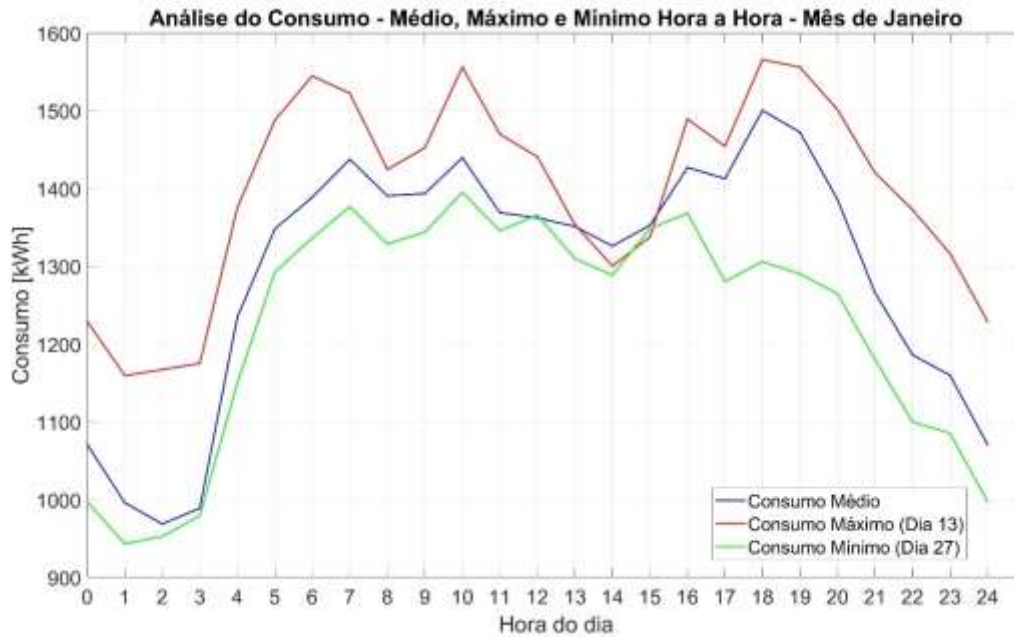


Figura 3.12 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora de janeiro de 2023.

Na Figura 3.12 é perceptível que as curvas do consumo mínimo e máximo se assemelham à curva do consumo médio. Essas curvas ilustram o perfil diário de consumo de energia, evidenciando que entre as 23 h e as 3 h o consumo de energia é mais baixo, comparativamente com o consumo entre as 5 h e as 20 h em que a média de energia permanece relativamente estável. Verifica-se ainda que entre as 5 h e as 20 h ocorre uma queda de consumo por volta das 14 h.

Na Figura 3.13 é apresentado o gráfico do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora, para o mês de julho de 2023. Julho é um dos meses em que ocorre um maior processamento de passageiros no AGC, traduzindo-se assim num consumo mais elevado de energia. Além disso, durante o período noturno não ocorre uma queda tão acentuada no consumo, em comparação com o mês de janeiro, em que, há um menor tráfego aéreo.

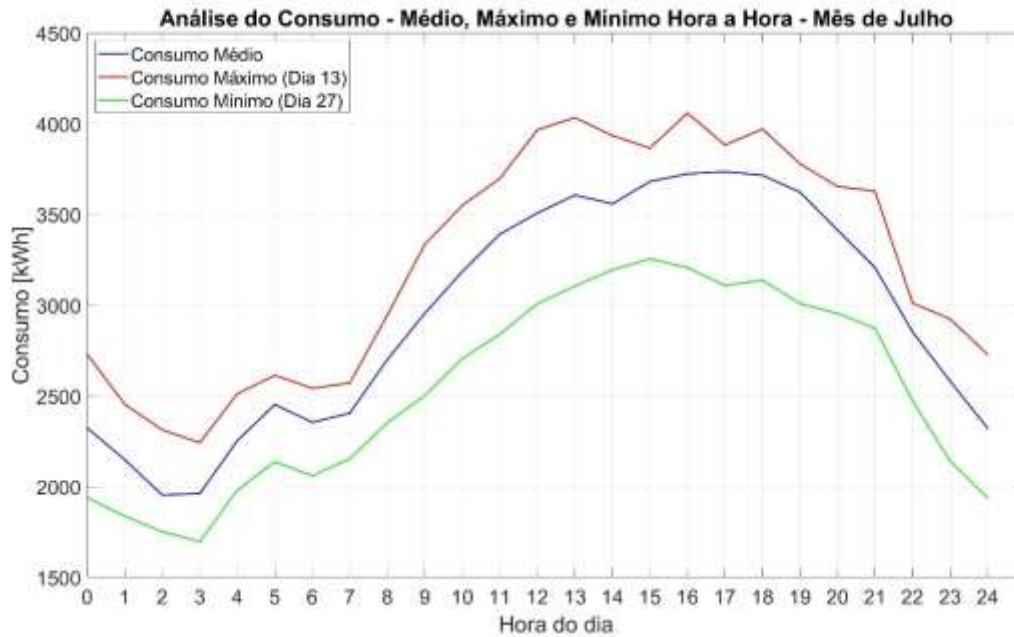


Figura 3.13 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora de julho de 2023.

Esta análise revelou padrões sazonais e diários no consumo, fornecendo uma base sólida para os estudos subsequentes, nos quais será conduzida uma análise aprofundada para avaliar a eficácia e a viabilidade das diferentes configurações de orientação e inclinação dos painéis solares. Isso incluirá a comparação das produções simuladas com os dados reais, bem como a identificação de tendências e padrões nos dados analisados. Essa análise permitirá selecionar as configurações mais eficientes e adequadas para a implementação no simulador, com o propósito de otimizar o desempenho do sistema fotovoltaico em estudo.

3.3.1. Análise de dados de consumo da rede e da CF

Com recurso aos mesmos dados utilizados para traçar o perfil de consumo do AGC foi desenvolvido um algoritmo capaz de gerar gráficos mensais que apresentam os consumos médios mensais horários. Esses gráficos que podem ser visualizados no Anexo IV, destacam em cores diferentes a energia consumida proveniente da rede e a energia consumida produzida pela CF.

A Figura 3.14 ilustra o consumo médio horário no mês de janeiro, onde coincide um menor consumo de energia e a menor produção da CF ao longo do ano. Observa-se que, durante a hora de pico de produção, a energia fornecida pela CF quase atende totalmente às necessidades de consumo do AGC, resultando numa redução significativa do consumo de energia da rede.

Por outro lado, a Figura 3.15, que ilustra o consumo médio horário no mês de julho, mostra que durante a hora de maior produção da CF esta não consegue satisfazer a mesma percentagem de consumo, apesar da produção ser maior do que em janeiro. Isso resulta num maior consumo de energia proveniente da rede, uma vez que o consumo de energia do aeroporto é mais elevado nesse mês.

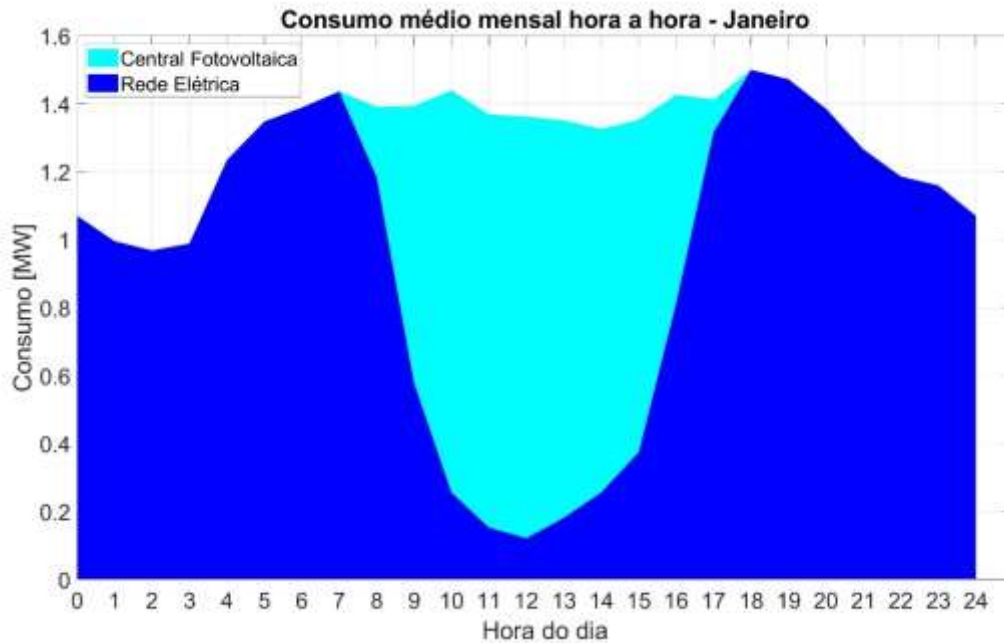


Figura 3.14 - Consumo médio horário CF e Rede – janeiro.

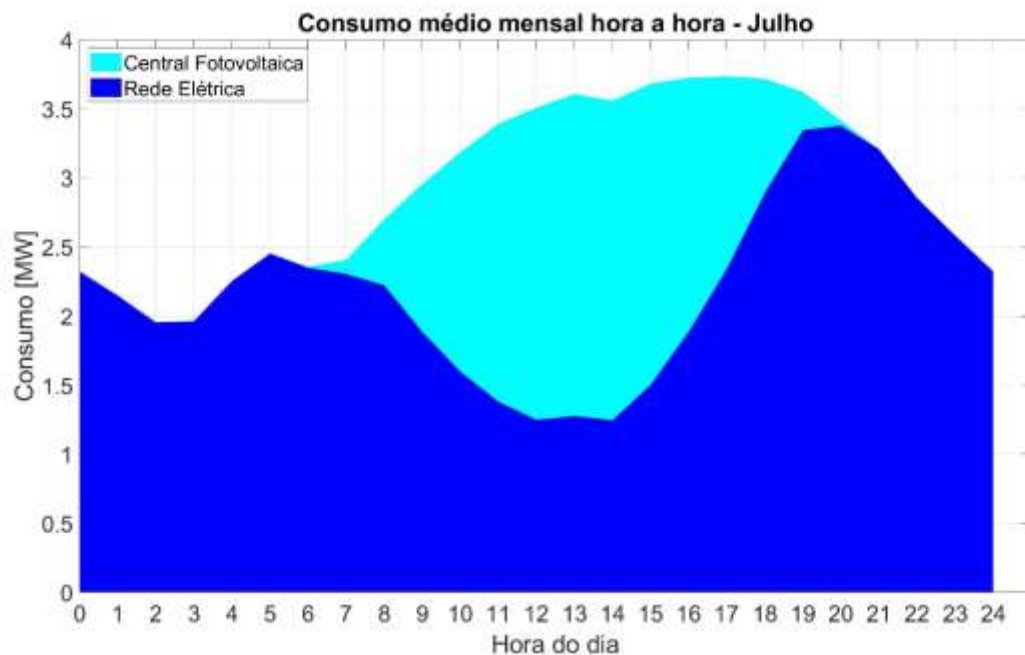


Figura 3.15 - Consumo médio horário CF e Rede - julho.

Na Tabela 3.1 é possível visualizar em maior detalhe o consumo mensal da energia proveniente da rede externa do aeroporto e da CF, o consumo total mensal, a percentagem de energia consumida da CF em relação ao consumo total, e a produção total da CF. A análise desses dados, mostra que a CF forneceu ao AGC 28,38% da energia total consumida em 2023.

Tabela 3.1 - Consumo mensal da rede e da CF.

Mês	Consumo Rede [kWh]	Consumo CF [kWh]	Consumo Mensal [kWh]	Percentual Consumo da CF [%]	Produção Total da CF [kWh]
Janeiro	701 977	266 156	968 133	27,49	328 446
Fevereiro	609 505	261 471	870 976	30,02	323 085
Março	650 294	378 865	1 029 159	36,81	478 199
Abril	760 649	504 940	1 265 590	39,90	546 684
Maio	945 638	554 210	1 499 848	36,95	558 708
Junho	1 343 498	527 581	1 871 078	28,20	527 581
Julho	1 630 557	579 743	2 210 299	26,23	579 844
Agosto	1 765 406	534 594	2 300 000	23,24	534 594
Setembro	1 356 495	452 341	1 808 836	25,01	453 886
Outubro	1 286 083	353 524	1 639 607	21,56	354 979
Novembro	723 184	295 131	1 018 315	28,98	331 509
Dezembro	736 306	249 469	985 775	25,31	286 361
Total	12 509 592	4 958 022	17 467 614	28,38	5 303 875

Conforme mencionado anteriormente, após a análise da Tabela 3.1, verificou-se que, caso o AGC tivesse um maior consumo em alguns meses a CF poderia fornecer mais energia. No entanto, através do ajuste da curva MPPT os inversores não produzem essa energia caso o consumo do aeroporto da rede seja inferior a 100 kW como já explicado anteriormente. Com recurso aos dados da irradiação, recolhidos na estação metrológica da central do AGC (Figura 3.16), o inversor calcula qual seria a energia que poderia produzir.

As Figuras 3.17 e 3.18, referentes aos meses de janeiro e julho respetivamente, ilustram em cores distintas a mancha da energia efetivamente produzida e consumida (Energia Consumida) e a mancha da energia que poderia ser produzida (Energia Não Produzida). Os gráficos dos restantes meses são apresentados no Anexo V.



Figura 3.16 - Estação metrológica da CF do AGC.

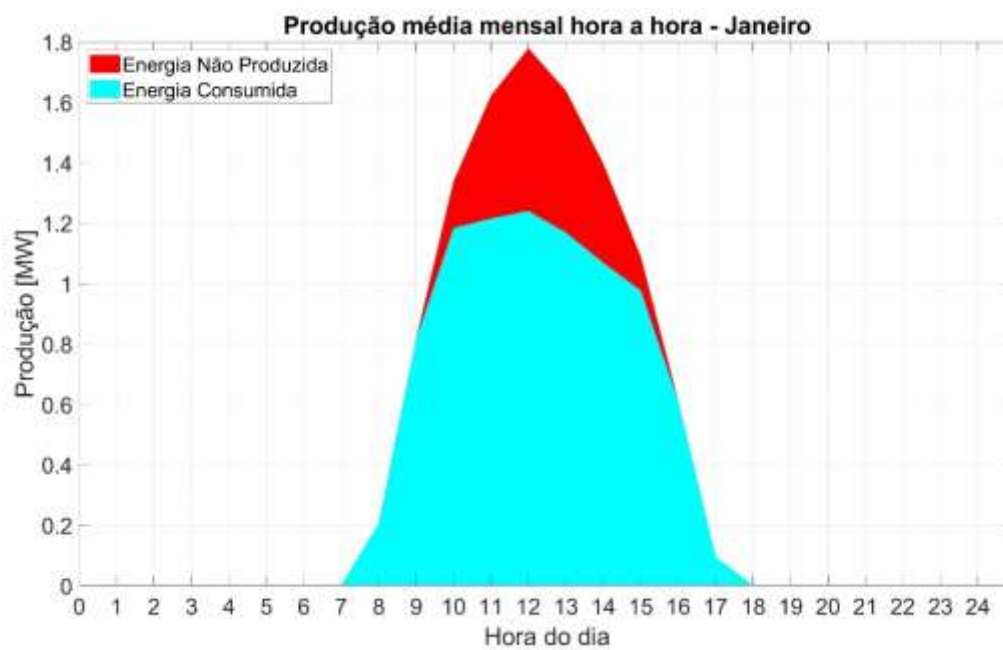


Figura 3.17 - Produção média mensal horária - janeiro.

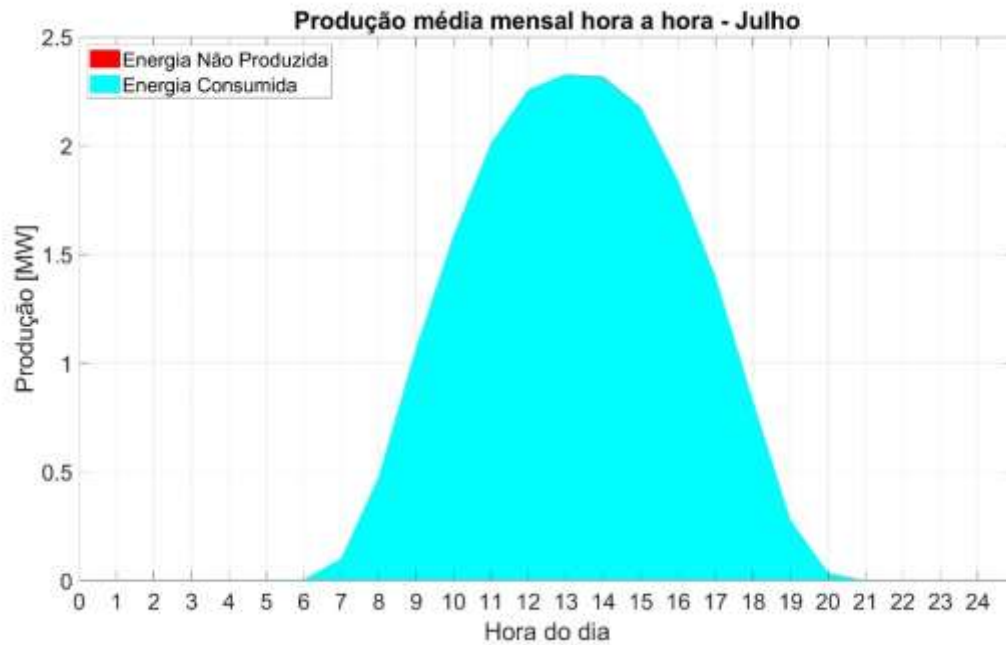


Figura 3.18 - Produção média mensal horária - julho.

A Tabela 3.2 apresenta os valores da energia mensal consumida da CF, a energia não produzida, a produção total e a percentagem de energia não produzida. Com esses dados conclui-se que entre os meses de maio e outubro praticamente toda a energia é consumida. Entre novembro e abril, a CF poderia entregar mais energia chegando a situações como o mês de março onde a percentagem de energia não produzida chega aos 20,77%. Contudo, durante o ano de 2023 apenas existiu 6,52% de excesso de produção, demonstrando assim que a CF se encontra adequada à instalação.

Tabela 3.2 - Energia mensal consumida, não produzida, produção total e percentagem de energia não produzida pela CF.

Mês	Consumo da CF [kWh]	Não Produzida da CF [KWh]	Produção Total da CF [kWh]	Percentual Não Produzida da CF [%]
Janeiro	266 156	62 290	328 446	18,97
Fevereiro	261 471	61 614	323 085	19,07
Março	378 865	99 334	478 199	20,77
Abril	504 940	41 743	546 684	7,64
Maio	554 210	4 499	558 708	0,81
Junho	527 581	0	527 581	0,00
Julho	579 743	101	579 844	0,02
Agosto	534 594	0	534 594	0,00
Setembro	452 341	1 546	453 886	0,34
Outubro	353 524	1 456	354 979	0,41
Novembro	295 131	36 379	331 509	10,97
Dezembro	249 469	36 892	286 361	12,88
Total	4 958 022	345 853	5 303 875	6,52

3.3.2. Impacto da central fotovoltaica na transição energética do AGC

A análise dos dados de consumo da rede e da energia produzida pela CF demonstra o alinhamento da ANA com os compromissos de sustentabilidade e eficiência energética. A instalação da CF permitiu uma redução de 28,38% no consumo de energia proveniente da rede elétrica.

Utilizando os dados (*datasets*) disponibilizados pela E-Redes através do portal *Open Data* [26] foi possível calcular o consumo energético total da freguesia e do município onde o AGC está inserido. Este cálculo visa avaliar o impacto direto que a instalação da CF representa para a comunidade envolvente.

Foram selecionados dados de consumo mensal de energia elétrica de todas as freguesias do município de Faro, considerando o ano de 2023. Os dados, que incluem os níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, foram agregados para fornecer uma visão completa do consumo energético na região.

Em 2023, o consumo do AGC foi de 17 467 MWh. A partir dos dados extraídos e apresentado nas tabelas do ANEXO VI, foram realizados os cálculos necessário que resultaram nos seguintes dados:

- **Consumo total de energia para os níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT no município de Faro em 2023: 268 120 MWh;**
- **Consumo total de energia para os níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT no município de Faro em 2023: 77 634 MWh;**
- **Consumo total de energia para os níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT na freguesia de Montenegro em 2023: 47 419 MWh;**
- **Consumo total de energia para os níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT na freguesia de Montenegro em 2023: 24 526 MWh.**

Esses cálculos permitiram uma análise detalhada do impacto do consumo do AGC em relação ao consumo energético total da região. Os resultados demonstram que:

- O Consumo do AGC representa 6,52% do consumo total de energia no município de Faro, considerando os níveis de tensão (Muito Alta, Alta MT e BT). Caso o AGC consumisse toda a energia da rede, essa percentagem aumentaria para 8,36%
- Em comparação com os outros grandes consumidores do município, o AGC representa 22,5% do consumo de energia nos níveis de Muito Alta, Alta e MT, percentagem que subiria para 28,9% se todo o consumo fosse proveniente da rede.
- No contexto mais localizado da freguesia de Montenegro, o AGC é o maior consumidor de energia, representando 36,84% do consumo total de energia em todos os níveis de tensão, valor que subiria para 47,3% se toda a energia fosse obtida da rede. Considerando apenas os grandes consumidores, o AGC representa 71,22% do consumo total, podendo atingir 91,43%.

Esta análise demonstra que a CF não só beneficia diretamente a comunidade aeroportuária, como também exerce um impacto positivo e significativo na transição energética da região envolvente, contribuindo para a sustentabilidade e eficiência energética de uma forma que vai além dos limites do próprio aeroporto.

3.4. Análise da produção solar com simuladores

Os simuladores selecionados para a este estudo foram o PVGIS e o SAM. O PVGIS foi escolhido pela sua facilidade de utilização, permitindo ajustes rápidos nos parâmetros de entrada como a orientação e inclinação dos painéis, e a obtenção de resultados imediatos. Já o SAM foi selecionado por ser uma ferramenta mais abrangente, permitindo a utilização de diferentes bases de dados, a personalização detalhada das características técnicas dos equipamentos, como painéis solares, inversores e microinversores e também pelo facto de ser possível definir a quantidade de painéis que se pretende instalar e qual a sua disposição. Além disso, ambos os softwares são gratuitos, o que facilita o seu acesso e aplicação.

3.4.1. Simulações com o *software* PVGIS

Tal como referido anteriormente, o PVGIS apresenta uma facilidade na sua utilização, permitindo introduzir a potência do sistema que se pretende estudar, bem como, a orientação e inclinação desse sistema. A recolha de dados foi realizada, iniciando-se com uma análise preliminar utilizando o PVGIS [27]. Foram inseridos dados específicos para um único painel solar, correspondendo à potência dos painéis utilizados na CF do AGC e no simulador instalado na UALG. Essa análise preliminar permitiu a seleção de diversas orientações e inclinações para os painéis, com o objetivo de traçar perfis de curvas que melhor se adequassem ao sistema em estudo.

Os casos de estudo selecionados cobrem uma ampla gama de orientações e inclinações. Esta escolha foi feita para garantir um espectro abrangente de possibilidades, permitindo a comparação entre painéis voltados para diferentes direções, como **Este** e **Oeste**, **Sudeste** e **Sudoeste**. Isso possibilita a análise da captação de energia solar ao longo do dia em diferentes cenários. Além disso, foram testadas diversas inclinações, desde painéis com inclinação de 0 graus até 90 graus, de forma a avaliar o impacto da inclinação na produção de energia. Esta abordagem permite explorar o desempenho dos painéis em diversas condições e identificar a inclinação e orientação ideais para otimizar a produção de energia no sistema fotovoltaico em estudo. Através de uma função que o PVGIS disponibiliza, foram simulados casos em que foi atribuída uma orientação específica e para essa orientação o PVGIS apresenta qual a inclinação ideal, denominada de “*optimum slope*”.

Na Tabela 3.3, são apresentados os dados dos casos da análise preliminar, onde os casos que contêm “Opt” no nome atribuído, são casos onde foi aplicada a função de “*optimum slope*”. A

Figura 3.19, exibe a página do software PVGIS, destacando o ponto com as coordenadas onde as simulações foram conduzidas. Neste caso, as coordenadas (37.028, -7.99) correspondem ao edifício U do ISE, onde o estudo com o protótipo desenvolvido foi realizado, conforme será apresentado neste capítulo.

Tabela 3.3 - Casos de estudo preliminar.

Caso	Inclinação [°]	Orientação [°]	Nome atribuído
A	0	90	Oeste – Slope 0
B	1	-90	Este – Slope 1
C	27	-45	Sudeste – Slope 27
D	28	45	Sudoeste – Slope 28
E	30	0	Sul
F	30	45	Sudoeste
G	30	-45	Sudeste
H	30	90	Oeste
I	30	-90	Este
J	40	90	Oeste – Opt Slope 40
K	60	-90	Este – Opt Slope 60
L	70	45	Sudoeste – Opt Slope 70
M	80	-45	Sudeste – Opt Slope 80
N	90	45	Sudoeste – Slope 90
O	90	-45	Sudeste – Slope 90
P	90	90	Este – Slope 90
Q	90	-90	Oeste – Slope 90

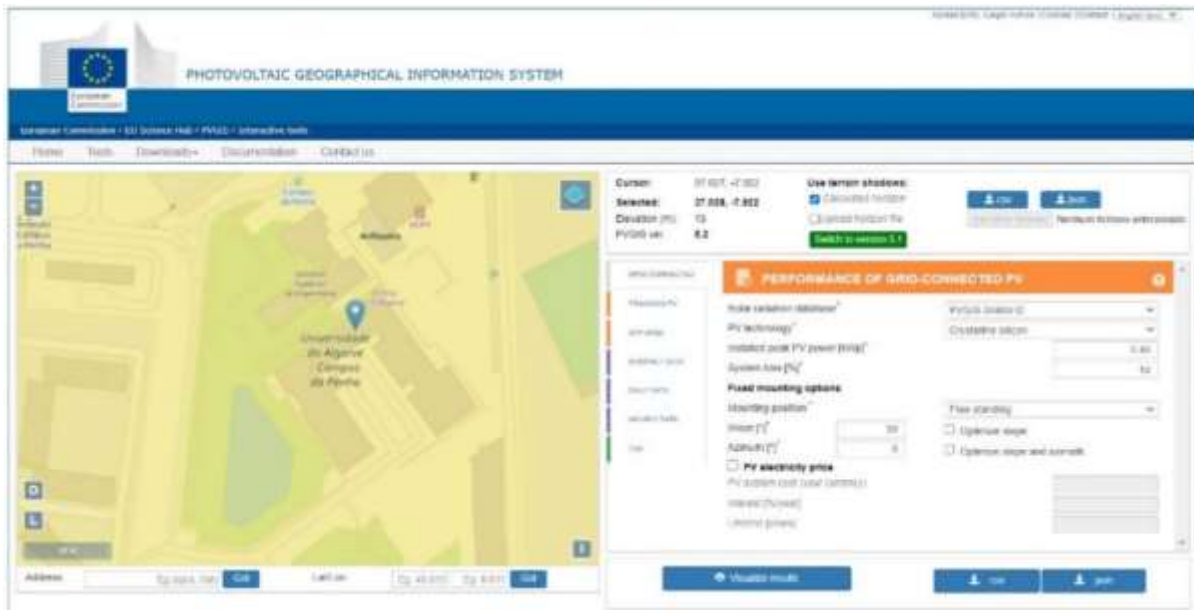


Figura 3.19 - Página para seleção de dados no PVGIS [27].

Nesta página (Figura 3.19), também são inseridos os dados, como a potência em kWp do módulo, as perdas, o tipo de montagem, a inclinação e a orientação, (denominadas por *Slope* e *Azimuth* respetivamente, conforme mostrado na Figura 3.20), além da base de dados com a qual se pretende trabalhar.

Conforme ilustrado na Figura 3.21, a inclinação (*slope*), é o ângulo dos módulos fotovoltaicos em relação ao plano horizontal, enquanto que a orientação (*azimuth*) é o ângulo dos módulos fotovoltaicos em relação à direção sul, onde -90° corresponde a este, 0° a sul e 90° a oeste.

Com recurso aos dados da base de dados PVGIS-SARAH2 (2005 a 2020) [28], com registos horários, o PVGIS fornece dados em formato CSV (conforme a Figura 3.22), que incluem a produção de energia para o painel selecionado ao longo de todo o ano.

Fixed mounting options

Mounting position *

Free-standing

Slope [°]*

30

Optimize slope

Azimuth [°]*

0

Optimize slope and azimuth

Figura 3.20 - Seleção da inclinação e orientação no PVGIS [27].

Inclination angle or slope

Orientation angle or azimuth



Figura 3.21 - Ângulos de inclinação e orientação [27].

Latitude (decimal degrees):37.028			
Longitude (decimal degrees):-7.922			
Elevation (m):13			
Radiation database:PVGIS-SARAH2			
Slope: 30 deg.			
Azimuth: 0 deg.			
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):0.5			
System losses (%):14.0			
time,P,G(i),H_sun,T2m,WS10m,Int			
20200101:0009,0.0,0.0,0.0,10.94,2.76,0.0			
20200101:0109,0.0,0.0,0.0,11.09,2.9,0.0			
20200101:0209,0.0,0.0,0.0,11.46,3.17,0.0			
20200101:0309,0.0,0.0,0.0,11.8,3.31,0.0			
20200101:0409,0.0,0.0,0.0,11.96,3.38,0.0			

Figura 3.22 - Dados CSV retirados do PVGIS [27].

3.4.1.1. Análise dos resultados

Os dados obtidos nas simulações do PVGIS foram processados em MATLAB para calcular a produção média mensal diária. Esta análise possibilitou examinar as curvas de produção para cada caso de orientação e inclinação, permitindo compreender as respectivas relações causa-efeito, as quais serão utilizadas na fase subsequente do estudo.

Na Figura 3.23 a na Figura 3.24 são apresentadas as curvas de produção para os meses de dezembro e agosto, para os painéis orientados a oeste e sudoeste. Apresenta-se a produção para os meses de dezembro e agosto porque correspondem aos meses com menor e maior produção, respetivamente. No Anexo VII apresentam-se as curvas para os restantes meses. De forma

análoga, na Figura 3.25 e na Figura 3.26 Figura 3.26 apresentam-se as curvas de produção quando os painéis estão orientados a este e a sudeste, também para os meses de dezembro e agosto (curvas dos restantes meses são apresentadas no Anexo VII).

Em cada gráfico é representada a curva de produção de referência (com a área preenchida), correspondente à produção de um painel com a orientação e ângulo otimizados para o local da instalação (painel de referência), neste caso, utilizou-se uma inclinação de 30° com orientação a sul (caso E) pelos motivos já apresentados.

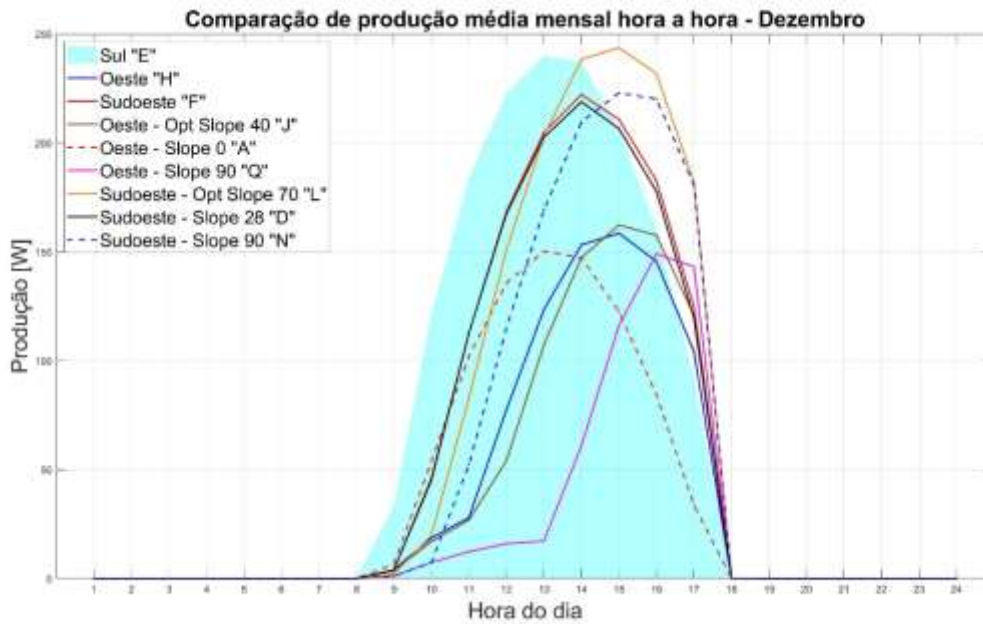


Figura 3.23 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de dezembro, com painéis a oeste e sudoeste.

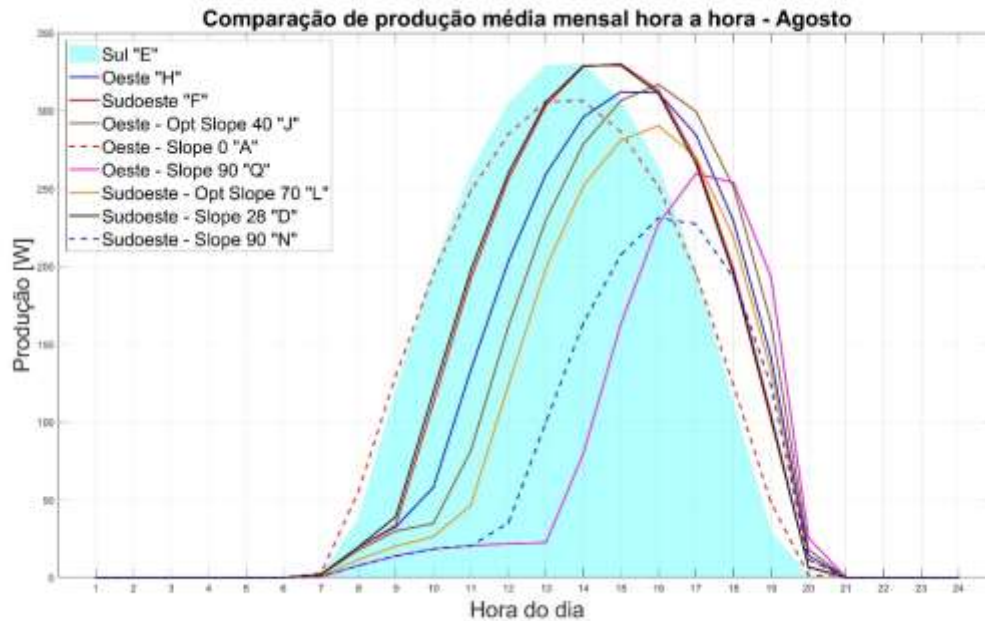
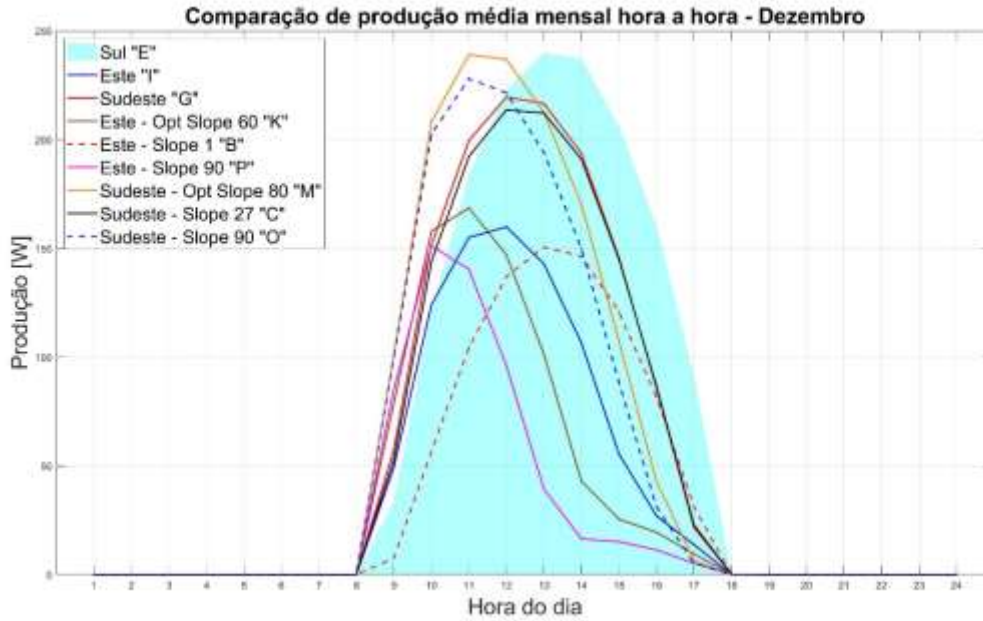


Figura 3.24 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de agosto, com painéis a oeste e sudoeste.

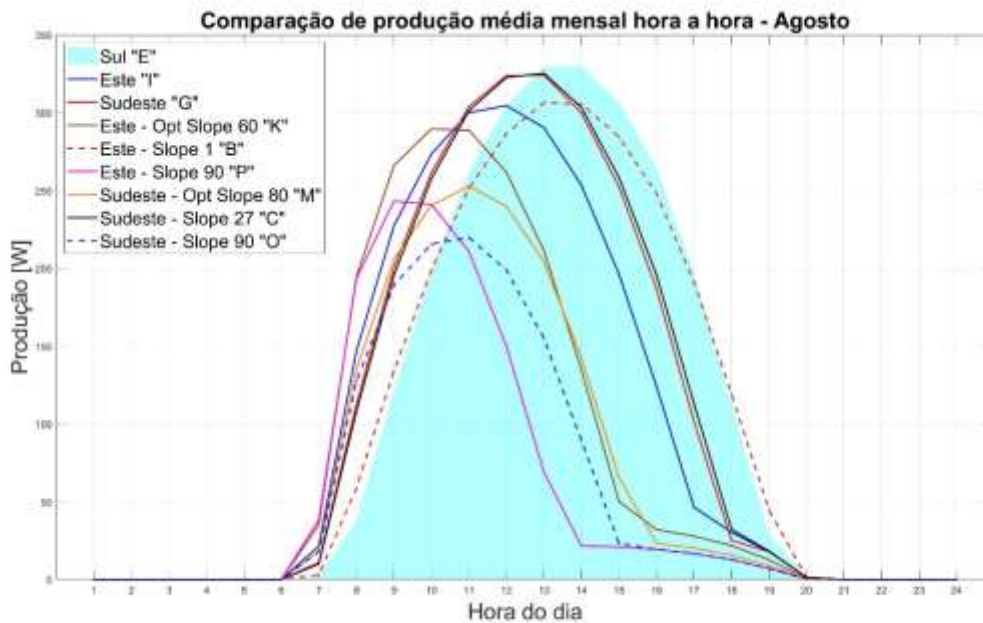
Orientando os painéis para oeste e sudoeste a curva de produção desloca-se globalmente para horas mais próximas do entardecer, à exceção do caso A (painel orientado a oeste com ângulo de zero graus) conforme ilustrado nas figuras 3.23 e 3.24. Na Figura 3.23 relativa ao mês de dezembro, verifica-se que nos casos A, H, J e Q, nos quais os painéis estão voltados a oeste, ocorre uma redução significativa na produção, comparando com o caso de referência. Nestes casos verifica-se também que o pico de produção se desloca para as horas mais próximas do entardecer à medida que o ângulo de inclinação dos painéis aumenta. O caso L onde o painel está voltado a sudoeste com um ângulo de 70 graus, apresenta um pico de produção maior e um deslocamento no pico de produção de duas horas comparativamente ao caso de referência.

A Figura 3.24 relativa ao mês de agosto, revela que os casos N e Q onde o ângulo de inclinação é de 90 graus, ocorre uma redução significativa na produção. Os casos H, J e L revelam ser os casos onde a curva de produção mais se desloca em relação à curva de referência. Por outro lado, as curvas dos casos D e F, com uma inclinação de 28 e 30 graus, respetivamente, apresentam um pico de produção mais próximo do pico de produção da curva de referência.



25

Figura 3.25 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de dezembro, com painéis a este e sudeste.



26

Figura 3.26 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora para o mês de agosto, com painéis a este e sudeste.

Nas figuras 3.25 e 3.26 onde os painéis são orientados a este e sudoeste a curva de produção desloca-se, globalmente, para horas mais próximas do amanhecer. À semelhança do caso anterior, o caso B (painel orientado a este com inclinação de 1 grau) não apresenta um deslocamento com relação à curva de referência. Na Figura 3.25 relativa ao mês de dezembro,

verifica-se que os casos B, I, K e P, nos quais os painéis estão voltados a este, ocorre uma redução significativa na produção comparando com o caso de referência, nestes casos verifica-se também que o pico de produção se desloca mais para as horas mais próximas do amanhecer à medida que o ângulo de inclinação dos painéis aumenta.

Em relação à Figura 3.26 relativa ao mês de agosto, verifica-se o mesmo fenômeno (redução significativa na produção) observado na Figura 3.24, para os casos M, O e P em que os painéis são simulados com uma inclinação de 80 e 90 graus. Os casos I e K revelam ser os casos onde a curva de produção mais se desloca em relação à curva de referência. As curvas dos casos C e G, com uma inclinação de 27 e 30 graus, respectivamente, apresentam um pico de produção próximo do pico de produção da curva de referência.

O desempenho dos vários casos em análise varia ao longo do ano, de mês para mês. Alguns casos têm um bom aproveitamento no verão, mas com menor desempenho no inverno e vice-versa.

As figuras anteriores evidenciam as diferenças de produção para os diferentes cenários analisados. Para facilitar essa compreensão, foi elaborada a Tabela 3.4, que identifica as relações de produção para cada caso, classificando-os como bom, mau ou a ponderar. Um caso é considerado mau quando a produção de energia é demasiado baixa ou quando a curva não se desvia da curva de referência. Por outro lado, um caso é considerado bom quando o pico de geração não sofre uma diminuição significativa, comparativamente com o caso de referência e em simultâneo a curva de produção está temporalmente deslocada da curva de referência. Os casos a ponderar referem-se àqueles onde a curva de produção se desvia da curva de referência, mas com pico de geração não excessivamente baixo.

Para analisar a diferença na produção anual entre os vários casos e o caso do painel de referência desenvolveu-se um algoritmo em MATLAB para calcular a variação da diferença absoluta e relativa na produção de energia. Os cálculos da variação absoluta e relativa foram calculados de acordo com as fórmulas apresentadas abaixo:

$$|\Delta P| = |\text{produção do caso} - \text{produção painel de referência}| \quad (3.10)$$

$$\Delta P\% = \frac{|\Delta P|}{\text{produção painel de referência}} * 100 \quad (3.11)$$

onde,

- $|\Delta P|$ é a diferença absoluta da produção em kWh, entre a produção de um caso e da produção do painel de referência;
- $\Delta P\%$ é a diferença relativa da produção em percentagem, entre a diferença absoluta (3.10) e a produção do painel de referência.

Esta análise permite identificar quais os casos que apresentam uma produção mais próxima da produção com o painel de referência. Na Figura 3.27 é apresentado o gráfico da diferença relativa.

Tabela 3.4 - Tabela de comparação das curvas e produção.

Caso	Inclinação [°]	Orientação [°]	Nome atribuído	Dezembro	Agosto
A	0	90	Oeste – Slope 0	Mau	A ponderar
B	1	-90	Este – Slope 1	Mau	A ponderar
C	27	-45	Sudeste – Slope 27	A ponderar	Bom
D	28	45	Sudoeste – Slope 28	A ponderar	Bom
E	30	0	Sul	Referência	Referência
F	30	45	Sudoeste	A ponderar	Bom
G	30	-45	Sudeste	A ponderar	Bom
H	30	90	Oeste	Mau	A ponderar
I	30	-90	Este	Mau	A ponderar
J	40	90	Oeste – Opt Slope 40	Mau	A ponderar
K	60	-90	Este – Opt Slope 60	Mau	A ponderar
L	70	45	Sudoeste – Opt Slope 70	Bom	A ponderar
M	80	-45	Sudeste – Opt Slope 80	Bom	A ponderar
N	90	45	Sudoeste – Slope 90	A ponderar	Mau
O	90	-45	Sudeste – Slope 90	A ponderar	Mau
P	90	90	Este – Slope 90	Mau	Mau
Q	90	-90	Oeste – Slope 90	Mau	Mau

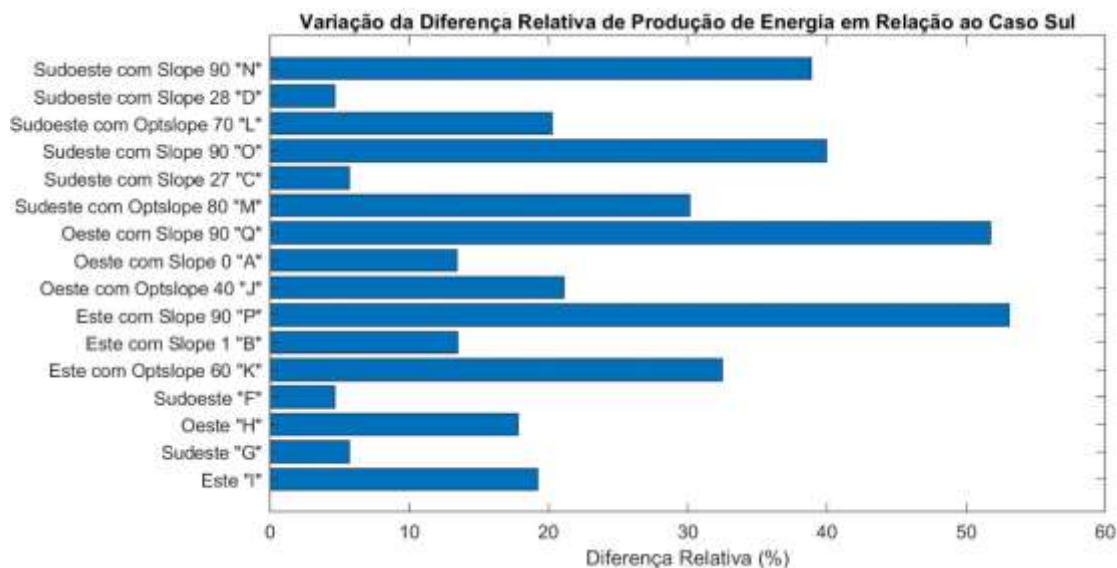


Figura 3.27 - Variação da diferença relativa de produção de energia em relação ao caso sul.

Analisando a Figura 3.27 é evidente que alguns casos apresentam uma diferença significativa na produção anual relativa, indicando que esses casos podem ser descartados devido à considerável perda de produção. A próxima etapa do estudo envolverá uma análise mais detalhada das curvas selecionadas, com o objetivo de encontrar configurações que se aproximem ao compromisso desejado entre não ter um pico de produção muito baixo e ter uma curva de produção que se desloque da linha do painel de referência.

3.4.1.2. Casos de estudo selecionados

Após a análise dos casos anteriores, foram excluídos aqueles que apresentavam os piores resultados. Nas figuras 3.28 a 3.31 são apresentadas as curvas de produção para dezembro e agosto, onde é possível visualizar a produção diária de energia para cada um dos casos selecionados (ver restantes meses no Anexo VIII).

Tal como no capítulo 3.4.1.1 são apresentados os dados de produção para os meses dezembro e agosto, que representam, os períodos mensais com menor e maior produção, respetivamente. A seleção dos casos F (orientação sudoeste com ângulo de 30 graus), G (orientação sudeste com inclinação de 30 graus), L (orientação sudoeste com ângulo de 70 graus), e M (orientação sudeste com ângulo de 80 graus) deveu-se ao facto de que, ao longo do ano o pico de produção é semelhante ao pico de produção do caso de referência e a curva de produção desloca-se fora da curva de produção do caso de referência.

Por sua vez a seleção dos casos H (orientação oeste com ângulo de 30 graus) e I (orientação oeste com ângulo de 30 graus) deve-se ao facto de que nos meses de verão o pico de produção é semelhante ao pico da curva de referência e com produção fora da curva de referência.

Já os casos A (orientação a oeste com ângulo de 0 graus) e B (orientação a este com ângulo de 1 grau) foram seleccionados porque nos meses de verão têm um pico de produção perto do caso de referência e por apresentarem um alargamento da base da curva de produção, o que lhes permite produzir energia fora da curva de produção do caso de referência.

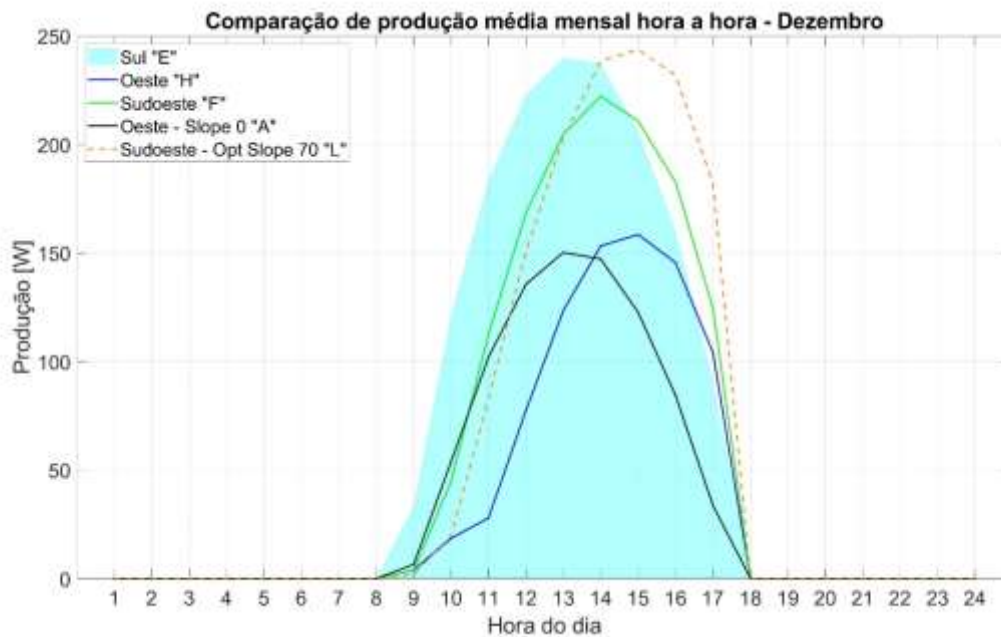


Figura 3.28 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos seleccionados para o mês de dezembro, com os painéis a oeste e sudoeste.

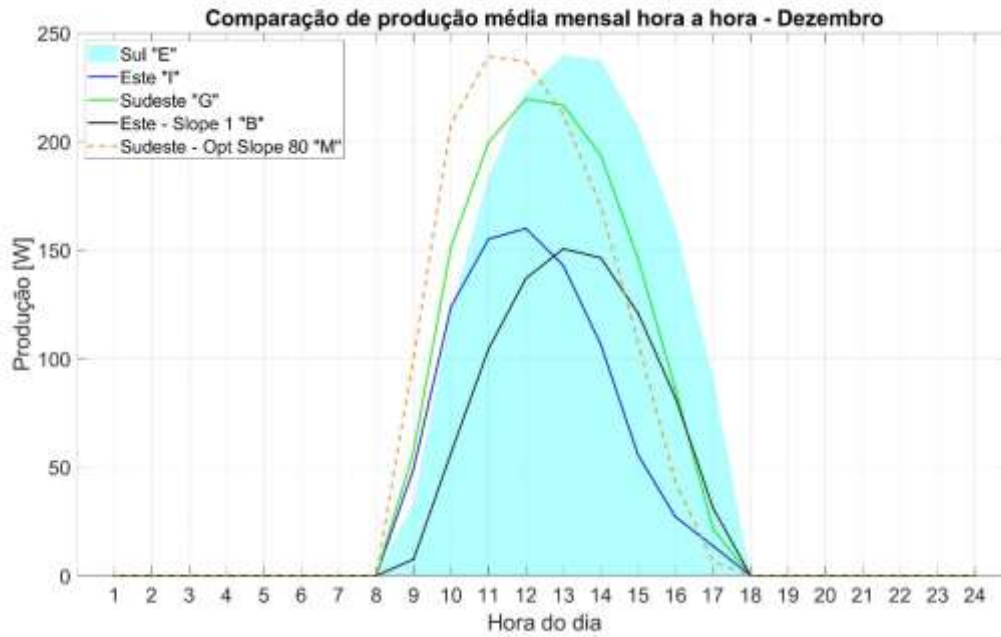


Figura 3.29 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro, com os painéis a este e sudeste.

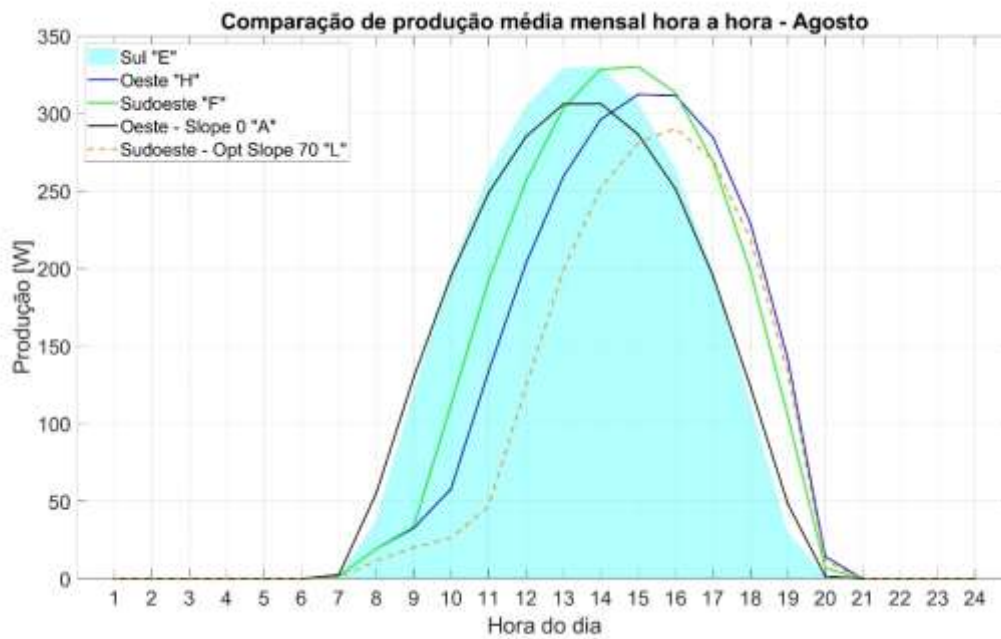


Figura 3.30 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto, com os painéis a oeste e sudoeste.

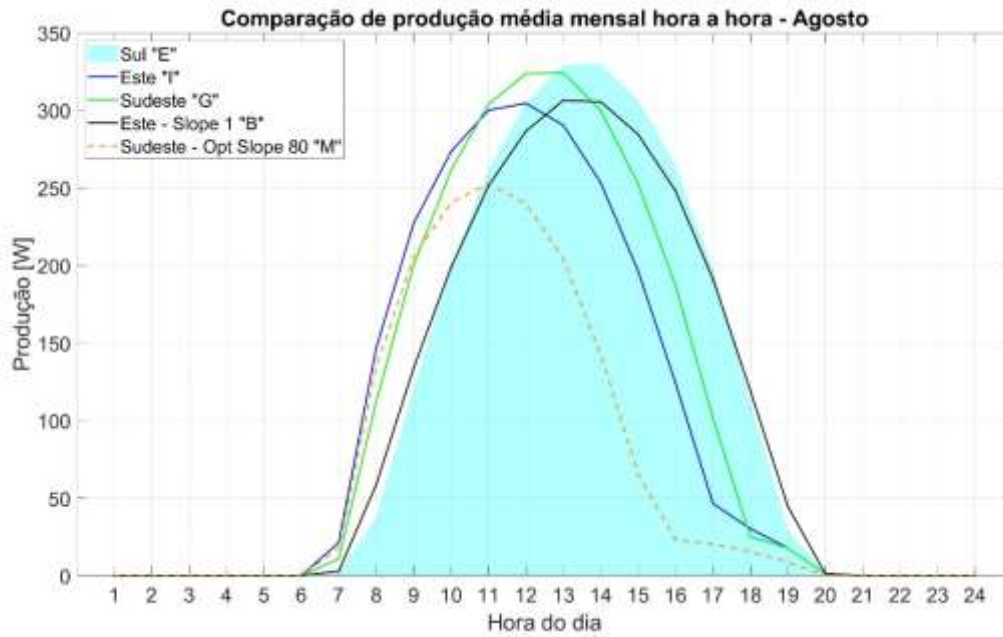


Figura 3.31 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto, com os painéis a este e sudeste.

A análise das figuras 3.28 a 3.31 revela que entre as diferenças dos casos, verificam-se casos com melhor desempenho nos meses de inverno enquanto que outros apresentam melhor desempenho nos meses de verão como já referido anteriormente.

Para os casos selecionados, foram calculadas as curvas de produção de um sistema com três painéis, cada um com diferentes ângulos e/ou inclinações. Os casos selecionados para o estudo são os seguintes:

Caso 0 - 3 painéis a sul com inclinação de 30 graus (modelo de referência);

Caso 1 - 1 painel a sudeste + 1 painel a sul + 1 painel a sudoeste (inclinação de 30 graus);

Caso 2 - 1 painel a este + 1 painel a sul + 1 painel a oeste (inclinação de 30 graus);

Caso 3 - 1 painel a este (inclinação de 1 grau) + 1 painel a sul (inclinação de 30 graus) + 1 painel a oeste (inclinação de 0 graus);

Caso 4 - 1 painel a sudeste (inclinação de 80 graus) + 1 painel a sul (inclinação de 30 graus) + 1 painel a sudoeste (inclinação de 70 graus).

Nas figuras 3.32 e 3.33 são apresentadas as curvas de produção dos meses de dezembro e agosto, respetivamente (ver restantes meses no Anexo IX).

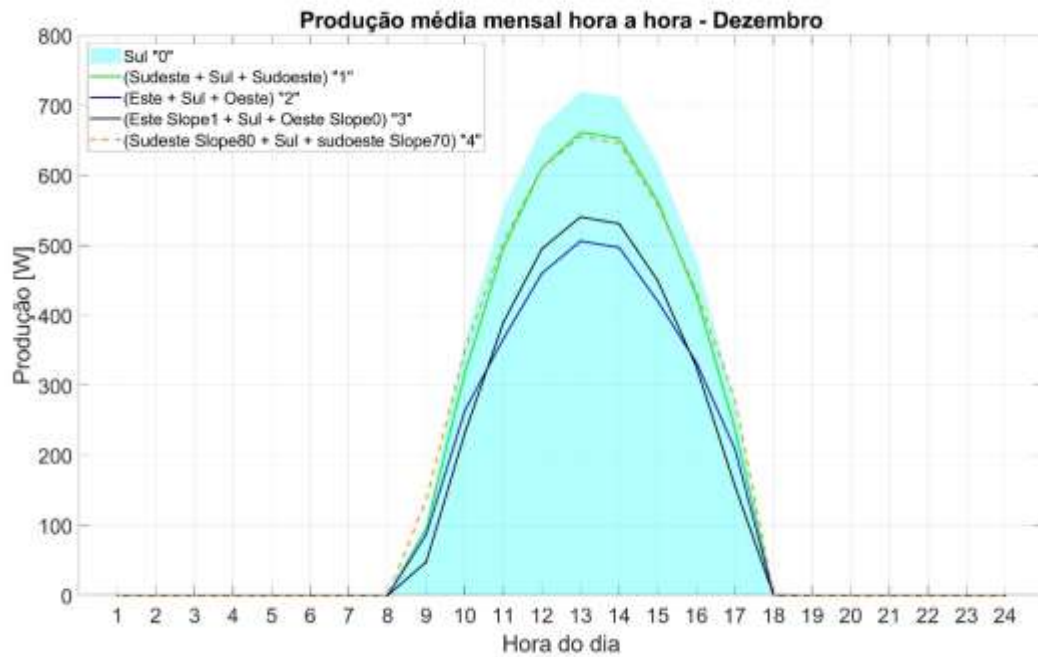


Figura 3.32 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro.

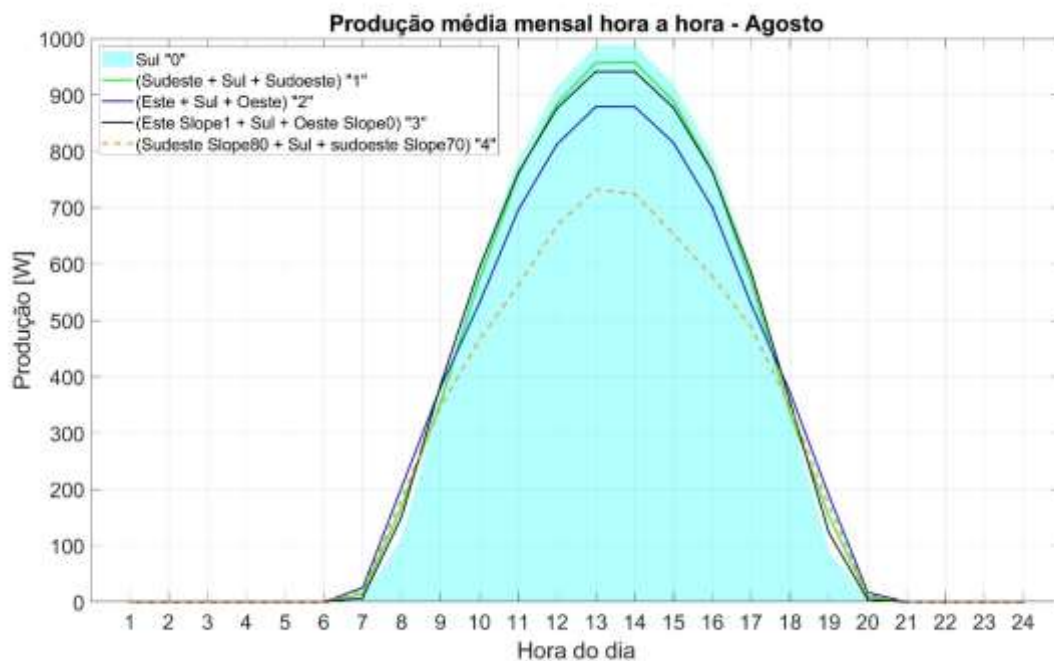


Figura 3.33 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto

A análise das figuras 3.32 e 3.33 revela que, no mês de dezembro, os **casos 1 e 4** apresentam picos de produção mais próximos do caso de referência, sendo que o **caso 4** tem uma pequena

percentagem de produção fora da curva do caso de referência. Na figura relativa ao mês de agosto, os **casos 1 e 3** apresentam picos de produção muito próximo do pico de produção do caso de referência e produzem alguma percentagem de energia fora da área da curva do caso de referência. O **caso 4**, embora produza energia fora da curva de referência, tem o pico de produção mais baixo. Já o **caso 2** destaca-se por produzir uma quantidade maior de energia fora da curva de referência, embora tenha um pico de produção de 100 W abaixo dos picos de produção dos **casos 1 e 3**, apresentando um maior compromisso em termos de desempenho para esse mês.

3.4.2. Simulações com o *software* SAM

Os casos de estudo selecionados foram também analisados com o software SAM [29]. Como explicado anteriormente, esta ferramenta comparativamente ao PVGIS tem a vantagem de permitir a criação e simulação de sistemas fotovoltaicos completos, possibilitando a escolha de bases de dados diferentes (conforme Figura 3.34), ajustar a quantidade de módulos e a sua distribuição (Figura 3.35), bem como definir individualmente a inclinação e orientação dos painéis (Figura 3.36).

O SAM permite ainda a seleção do modelo do painel solar (Figura 3.37) e do inversor (Figura 3.38), o que possibilita considerar as características semelhantes ao dos equipamentos utilizados no procedimento experimental. A ferramenta oferece estimativas da produção anual e mensal de energia, permitindo comparações com os dados obtidos no PVGIS para cada configuração de painel. A base de dados utilizada pelo SAM é a NSRBD (*National Solar Radiation Database*) [30].

Essas funcionalidades permitem uma análise abrangente e a implementação dos diferentes casos de estudo.

Como exemplo ilustrativo, as Figura 3.39 e Figura 3.40 apresentam os resultados preliminares obtidos para a simulação do caso de referência, incluindo a produção de energia e as perdas no sistema. Esses dados serão validados posteriormente com base nos resultados experimentais.

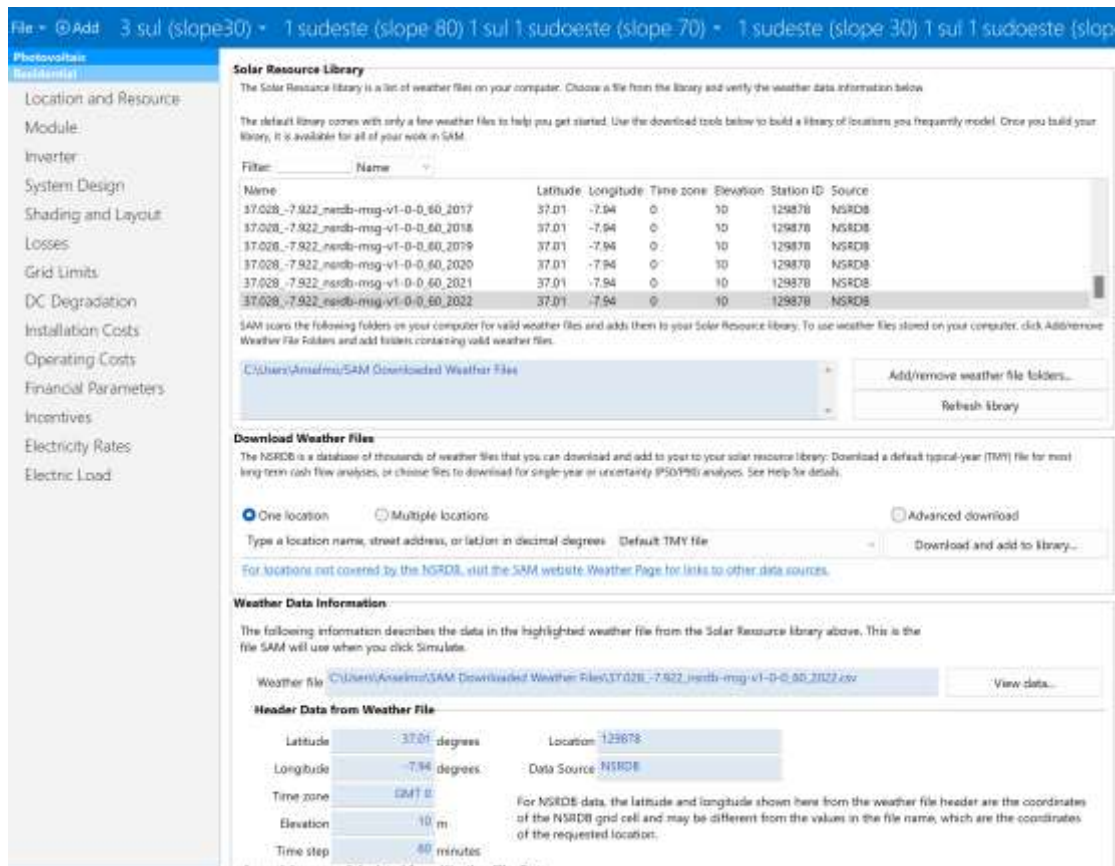


Figura 3.34 - Seleção da base de dados para a localização da instalação[30].

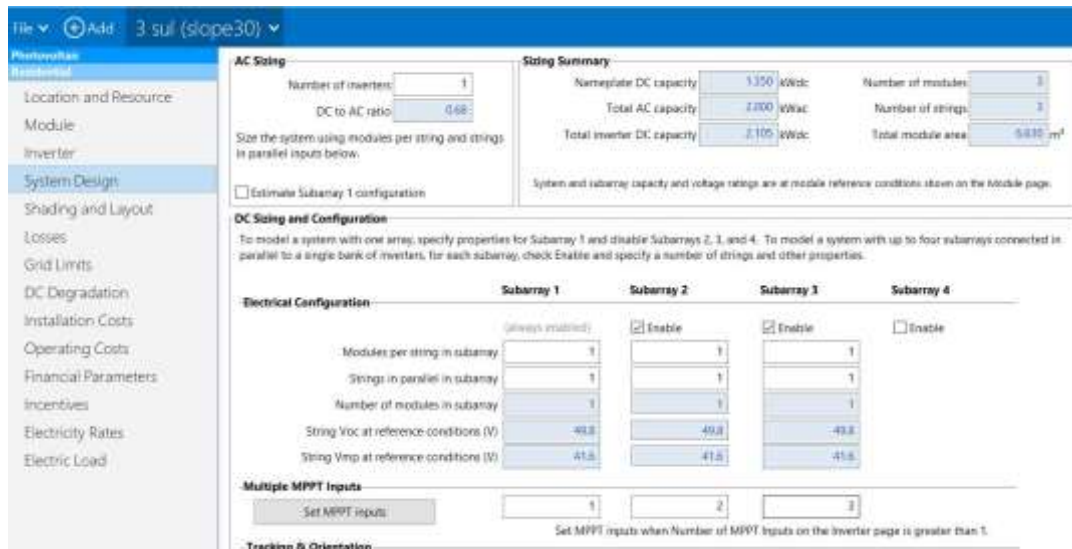


Figura 3.35 - Ajuste da quantidade de módulos a simular no SAM [30].

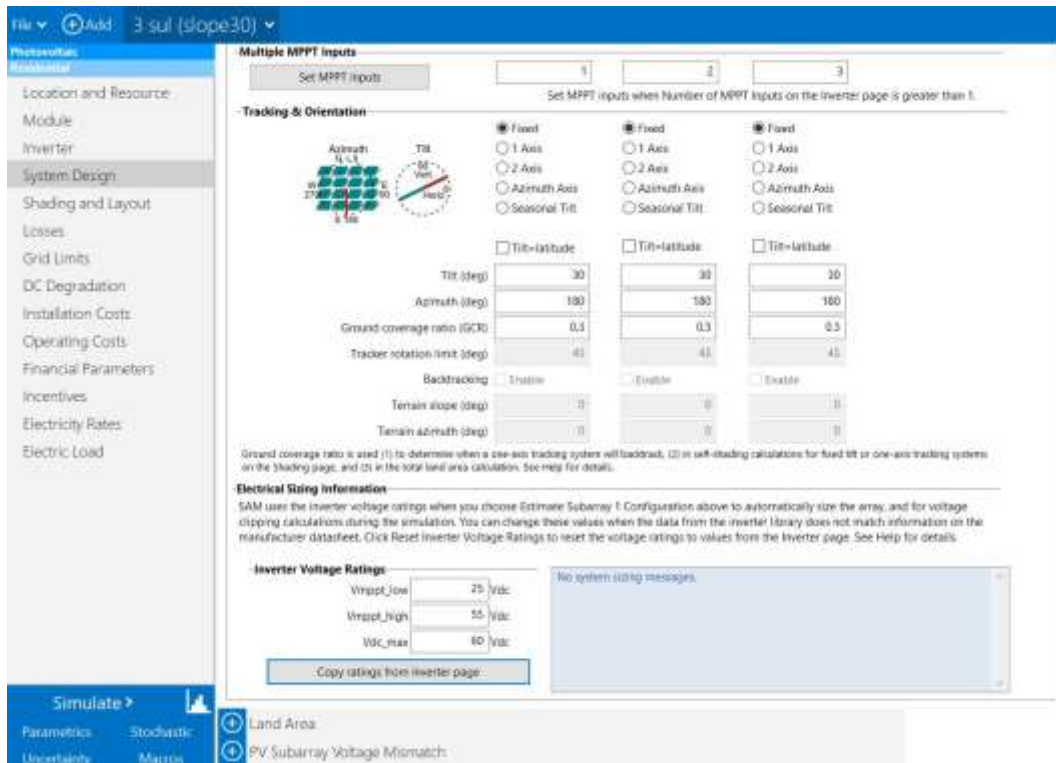


Figura 3.36 - Ajuste na inclinação e orientação dos módulos no SAM [30].

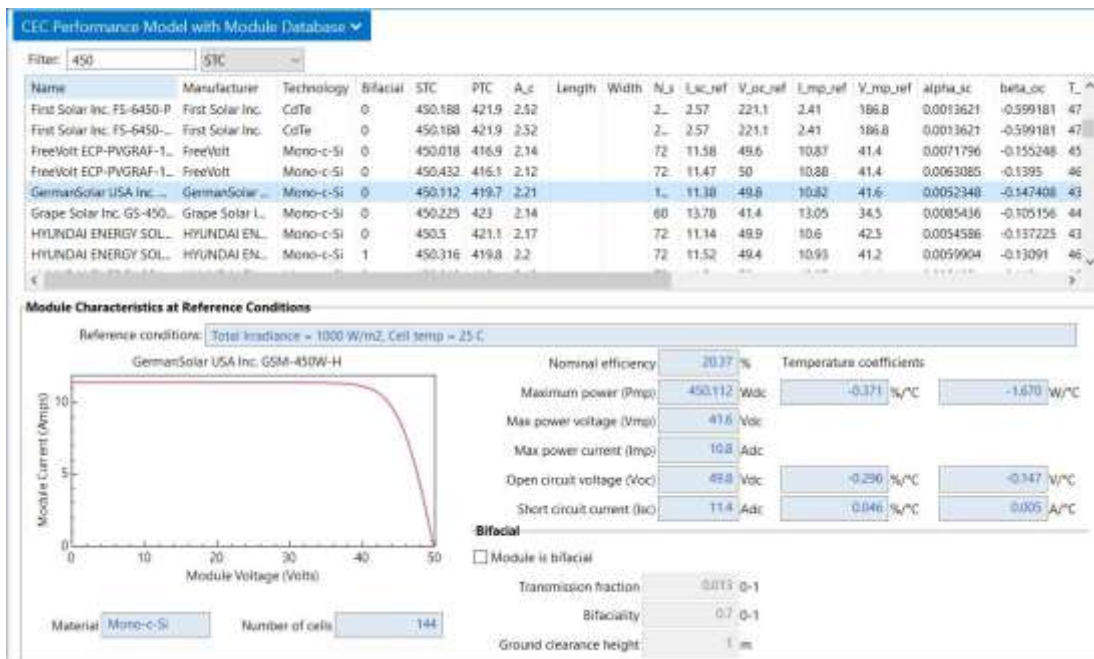


Figura 3.37 - Variáveis do módulo utilizado no SAM [30].

Inverter Datasheet ▾

Power Ratings

Maximum AC output power: Wac

Weighted efficiency: %

Manufacturer efficiency: %

Maximum DC input power: Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges

Nominal AC voltage: Vac

Maximum DC voltage: Vdc

Maximum DC current: Adc

Minimum MPPT DC voltage: Vdc

Nominal DC voltage: Vdc

Maximum MPPT DC voltage: Vdc

Number of MPPT inputs:

Losses

Power consumption during operation: Wdc Suggested value

Power consumption at night: Wac Suggested value

If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Figura 3.38 - Variáveis do microinversor no SAM [30].

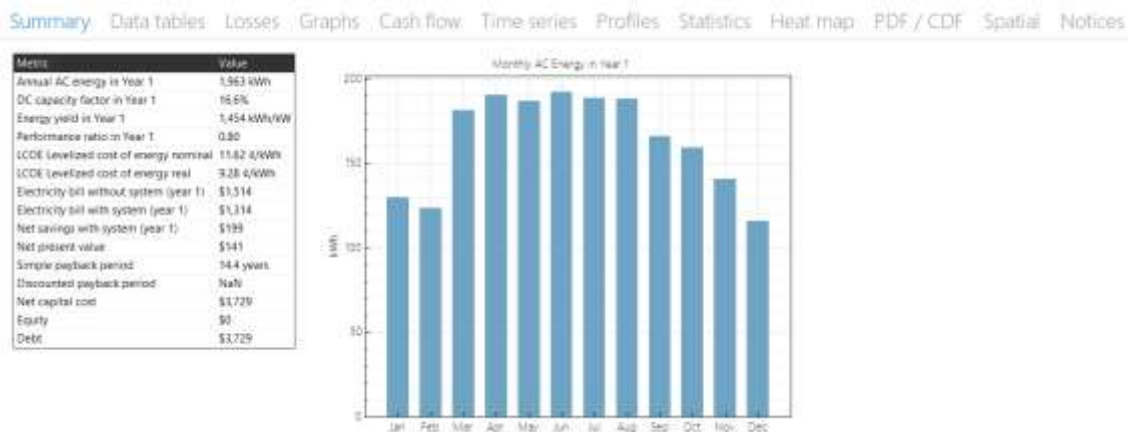


Figura 3.39 - Sumário retirado do SAM (produção anual) [30].

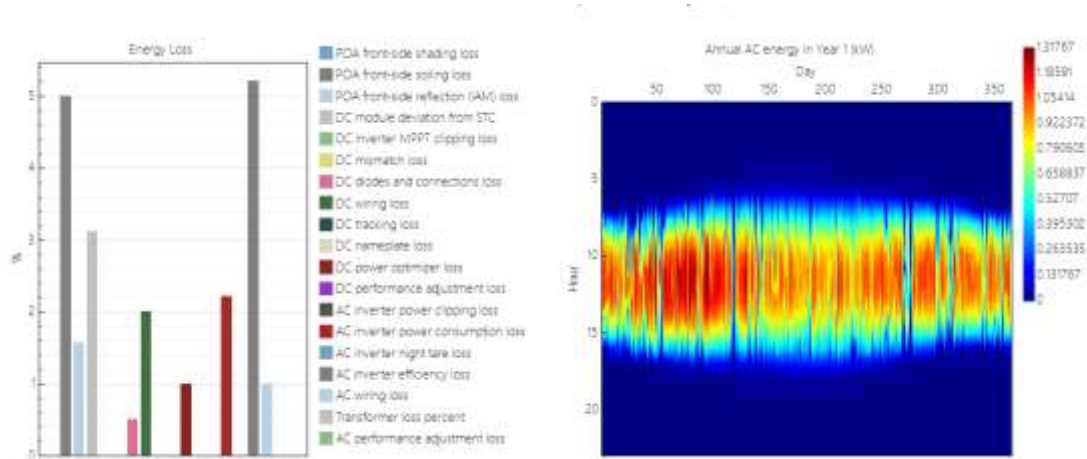


Figura 3.40 - Sumário retirado do SAM (perdas de energia e energia AC num ano) [30].

3.4.2.1. Casos de estudo selecionados

As figuras 3.41 e 3.42 apresentam a curva de produção para os meses de dezembro e agosto, utilizando os dados obtidos do SAM. As curvas apresentadas são relativas aos mesmos casos analisados com o *software* PVGIS.

As curvas relativas aos restantes meses, são apresentadas no anexo X. A análise dos respectivos resultados conduz às mesmas conclusões aqui apresentadas.

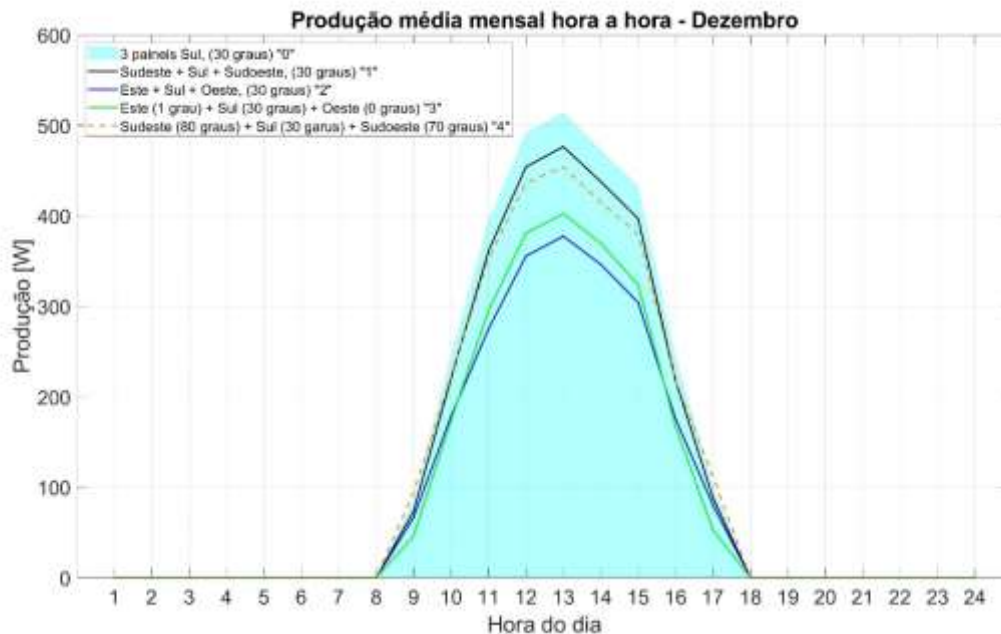


Figura 3.41 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de dezembro.

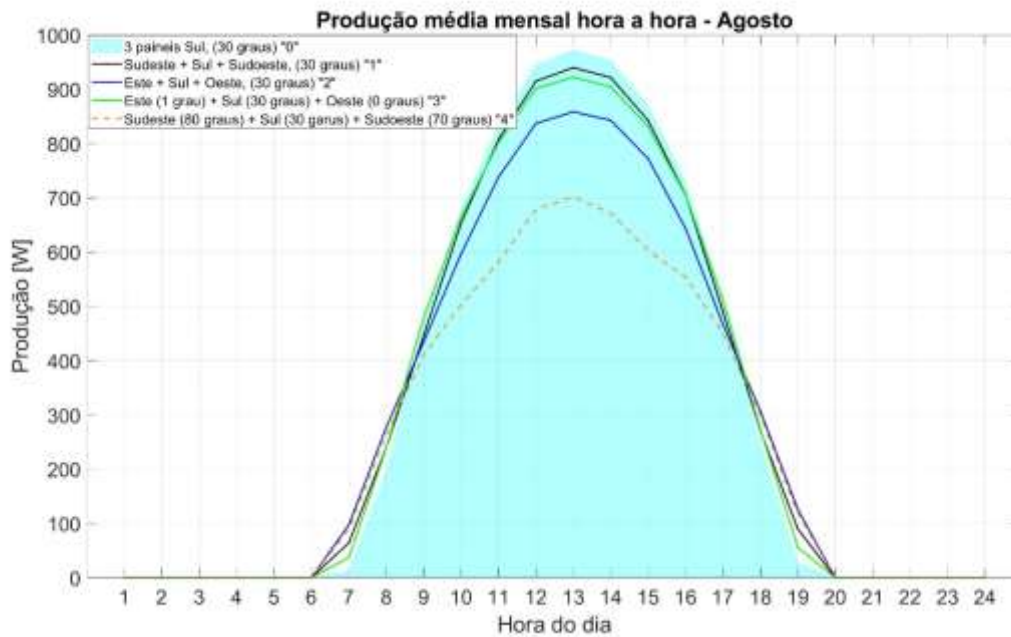


Figura 3.42 - Gráfico de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para o mês de agosto.

A análise das curvas geradas pelo SAM demonstra um comportamento semelhante ao observado nas simulações realizadas com os dados do PVGIS. O padrão de produção de energia ao longo do dia mantém-se consistente, com as diferentes configurações de painéis a apresentar variações nos picos de produção e na distribuição horária da energia gerada.

Ao comparar as curvas geradas pelas duas ferramentas (PVGIS e SAM), observa-se que:

- **Caso 0** (modelo de referência), com todos os painéis voltados a sul, apresenta o pico de produção mais concentrado ao meio-dia, como esperado para uma inclinação otimizada a sul.
- **Casos 1, 2 e 3**, onde os painéis são distribuídos em diferentes orientações (este, sudeste, sul, oeste e sudoeste), o padrão de produção é mais "distribuído" ao longo do dia, com picos de produção ligeiramente deslocados para o início da manhã ou final da tarde, dependendo da orientação dos painéis.
- **Caso 4**, com painéis inclinados a 80 e 70 graus, apresenta um desempenho mais atípico, com picos mais suaves e uma menor produção total devido às inclinações elevadas e à menor captação de luz solar durante as horas centrais do dia.

Essas variações nas curvas refletem as características das diferentes orientações e inclinações dos painéis, sendo consistentes com os resultados observados no PVGIS.

3.5. Procedimento experimental

Para implementar o ensaio experimental, foi instalado nas instalações da UALG um conjunto composto por três painéis fotovoltaicos de 450 W cada, conectados a um microinversor solar de 2000 W, equipado com quatro saídas MPPT individuais (Figura 3.43 e Figura 3.44). O microinversor foi ligado a um quadro elétrico (Figura 3.45), que por sua vez, foi conectado a uma tomada da UALG conforme o esquema unifilar apresentado na Figura 3.46.



Figura 3.43 - Sistema fotovoltaico para o estudo experimental.



Figura 3.44 - Microinversor Deye SUN2000G3.



Figura 3.45 - Quadro elétrico do ensaio experimental.

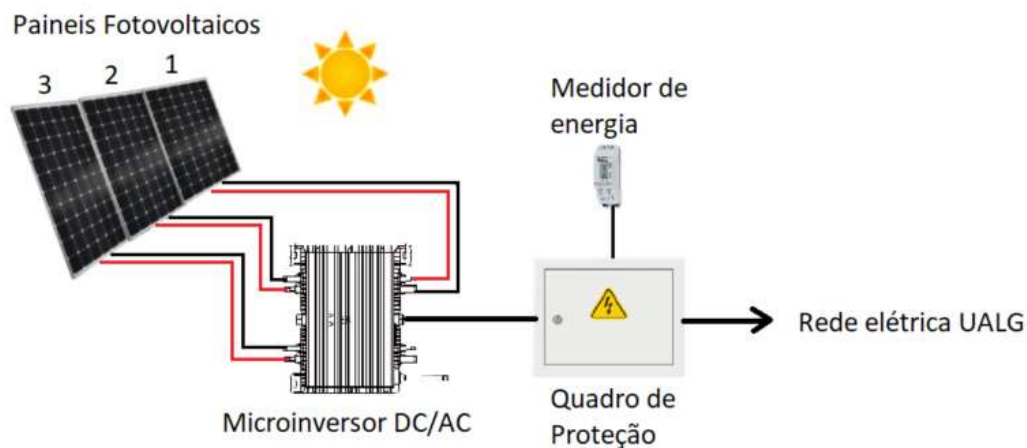


Figura 3.46 - Esquema unifilar do ensaio experimental.

No quadro elétrico, foram instalados os seguintes dispositivos de proteção e monitorização:

- Um interruptor de dois polos de 25 A;
- Um disjuntor de um polo mais neutro de 16 A, curva C;
- Um Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS);
- Um medidor de consumo 32 A.

A ligação entre o microinversor e o quadro elétrico foi realizada com recurso a um cabo de três condutores (fase, neutro, terra), com uma secção de 4 mm^2 . Foi efetuado o cálculo da queda de tensão, a qual está dentro dos limites aceitáveis definidas pelas Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT).

As fichas técnicas dos equipamentos e cabo instalado encontram-se no Anexo XI.

O microinversor equipado com um *datalogger* permite o envio de dados para a nuvem, possibilitando a visualização, análise e recolha dos dados de produção de cada painel individualmente, através de uma *interface web* [31]. A conexão do *datalogger* é feita via Wi-Fi, estabelecendo-se uma ligação com um router 3G dedicado. O esquema de ligações é ilustrado na Figura 3.47.

A Figura 3.48 e a Figura 3.49 ilustram dois dos painéis de visualização da *interface web* (Solarman) do microinversor:

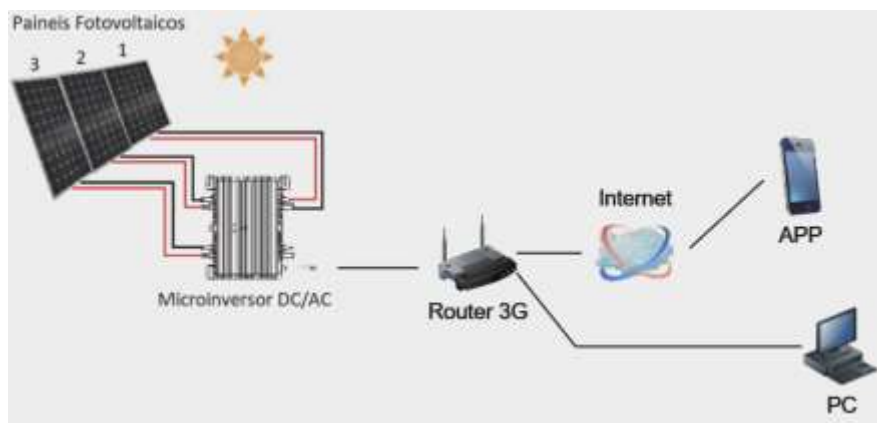


Figura 3.47 - Esquema de ligações entre o microinversor, à rede e à internet.



Figura 3.48 - Painel principal do Solarman com a produção diária [31].



Figura 3.49 - Painel de visualização de um módulo independente [31].

Entre os meses de março a junho, foram implementados os seguintes casos de estudo no sistema experimental, permitindo a recolha de dados:

Caso 0 (março) - 3 painéis a sul com inclinação de 30 graus, (modelo de referência);

Caso 1 (abril) – PV1 painel a sudeste + PV2 painel a sul + PV3 painel a sudoeste (inclinação de 30 graus);

Caso 2 (maio) – PV1 painel a este + PV2 painel a sul + PV3 painel a oeste (inclinação de 30 graus);

Caso 3 (junho) - PV1 painel a este (inclinação de 1 grau) + PV2 painel a sul (inclinação de 30 graus) + PV3 painel a oeste (inclinação de 0 graus).

A cada mês, os painéis foram reposicionados e ajustados utilizando o equipamento de medida *Fluke* IRR1-SOL (documentação no Anexo XII). Este dispositivo permite medir a radiação solar, inclinação, temperatura do painel, temperatura ambiente e possui uma bússola integrada. O aparelho da *Fluke* foi essencial para medir a inclinação, temperaturas e orientações dos painéis sempre que eram reposicionados.

O telhado da UALG possui inclinações voltadas para sudeste e noroeste, sendo necessário uma estrutura em alumínio (Figura 3.50) para nivelar a base de apoio dos painéis, a qual foi nivelada a cada reposicionamento (Figura 3.51).



Figura 3.50 - Estrutura de alumínio de suporte para os painéis.



Figura 3.51 - Nível, para ajuste do nivelamento da estrutura de alumínio.

Na Figura 3.52 é possível visualizar o *display* do *Fluke* IRR1-SOL que exibe a temperatura do painel e a radiação solar. Na Figura 3.53 é mostrado o modo do *display* que indica a temperatura ambiente e a radiação. A Figura 3.54 apresenta a informação de inclinação e a bússola.



Figura 3.52 - *Display* com informação de temperatura do painel e radiação solar.



Figura 3.53 - *Display* com informação da temperatura ambiente e da radiação solar.



Figura 3.54 - *Display* com informação da inclinação e bússola.

Foram recolhidas algumas amostras de dados sempre que a posição dos painéis foi alterada (Tabelas 3.5 a 3.8). Os dados de inclinação, orientação, temperatura do painel, temperatura ambiente e radiação foram recolhidos com o aparelho da *Fluke*. Já os dados de produção, medidos na entrada do microinversor, foram extraídos dos gráficos de produção diária disponíveis no *Solarman* (Figuras 3.55 a 3.58). Mediu-se a produção dos painéis no horário exato da recolha dos dados nos painéis, correlacionando assim a produção no momento da amostragem.

Nota: Os dados de orientação visualizados no aparelho da *Fluke* são apresentados da seguinte forma. Norte (0°); Este (90°); Sul (180°); Oeste (270°).

Dia 03/03/2024 às 12h00:

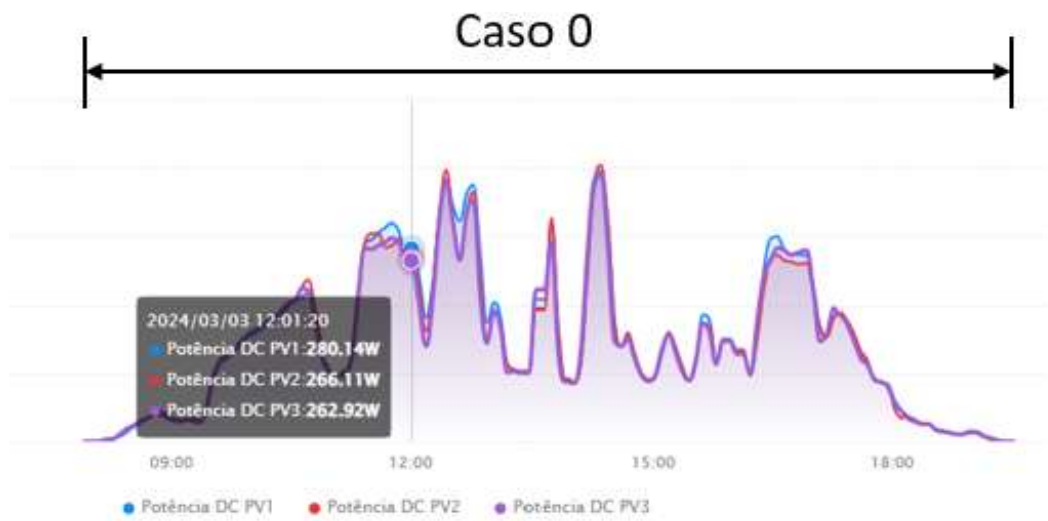


Figura 3.55 - Curva de produção do dia 03/03/2024 [31].

Tabela 3.5 - Amostras de dados do dia 03/03/2024.

Março	Inclinação [°]	Orientação [°]	Temp. Painel [°C]	Temp. amb. [°C]	Radiação [W/m ²]	Produção [W]
Painel Sul (PV1)	30	180	28,9	19,3	926	280,14
Painel Sul (PV2)	30	180	29,1	19,3	927	266,11
Painel Sul (PV3)	30	180	28,9	19,3	926	262,92

Dia 01/04/2024 às 11h30:

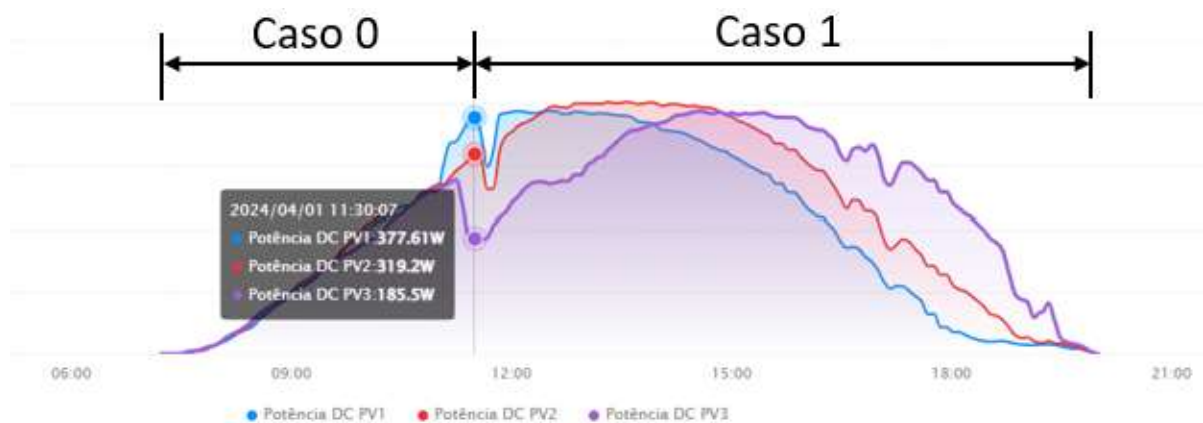


Figura 3.56 - Curva de produção do dia 01/04/2024 [31].

Tabela 3.6 - Amostras de dados do dia 01/04/2024.

Abril	Inclinação [°]	Orientação [°]	Temp. Painei [°C]	Temp. amb. [°C]	Radiação [W/m ²]	Produção [W]
Painel Sudeste (PV1)	29,8	135	30,7	25,1	971	377,61
Painel Sul (PV2)	29,8	178	29,9	26,5	911	319,2
Painel Sudoeste (PV3)	29,8	224	29,6	24,8	646	185,5

Dia 30/04/2024 às 16h50:

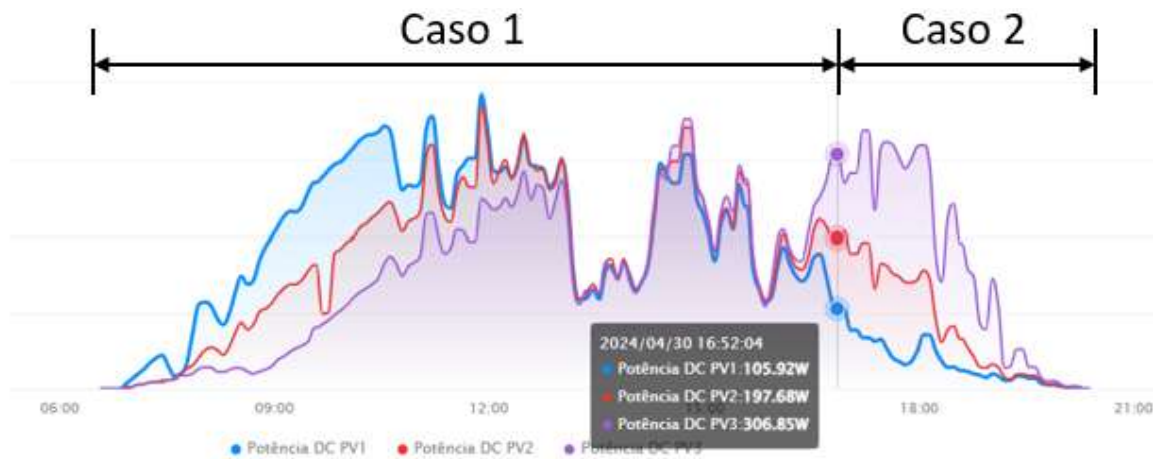


Figura 3.57 - Curva de produção do dia 30/04/2024 [31].

Tabela 3.7 - Amostras de dados do dia 30/04/2024.

Maio	Inclinação [°]	Orientação [°]	Temp. Painei [°C]	Temp. amb. [°C]	Radiação [W/m ²]	Produção [W]
Painel Este (PV1)	29,8	90	23,7	22,6	84	105,92
Painel Sul (PV2)	29,8	178	27,8	25,4	156	197,68
Painel Oeste (PV3)	30,1	269	31,2	26	538	306,85

Dia 31/05/2024 às 19h25:

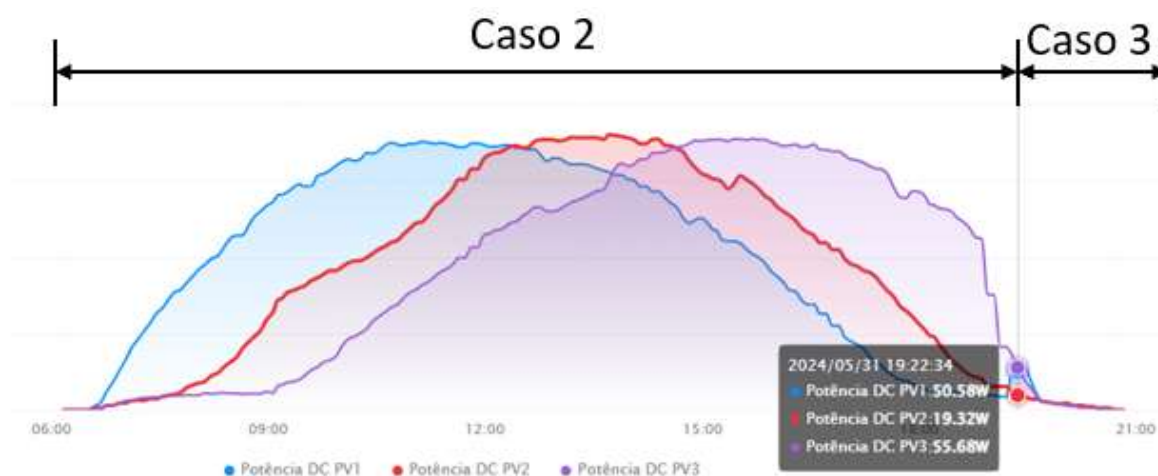


Figura 3.58 - Curva de produção do dia 31/05/2024 [31].

Tabela 3.8 - Amostras de dados do dia 31/05/2024.

Junho	Inclinação [°]	Orientação [°]	Temp. Painel [°C]	Temp. amb. [°C]	Radiação [W/m ²]	Produção [W]
Painel Este (PV1)	0,3	91	28	28,9	54	50,58
Painel Sul (PV2)	29,6	178	28,2	28,5	22	19,32
Painel Oeste (PV3)	0,1	270	29,9	27,2	69	55,68

Os dados da Figura 3.55 mostram que no mês de março, quando foi aplicado o caso com três painéis direcionados a sul, a curva de produção dos três módulos é muito semelhante, como era esperado. Na Tabela 3.5 verifica-se uma diferença significativa entre a temperatura dos painéis e a temperatura ambiente. A relação entre a radiação e a produção mostra que a diferença de produção entre os painéis, para a mesma radiação, não é muito significativa.

Em abril, no caso 1, após os painéis serem reposicionados, as curvas de produção dos três painéis, que anteriormente estavam sobrepostas passaram a apresentar desvios entre elas conforme se pode verificar na Figura 3.56. A diferença entre a temperatura ambiente e a temperatura dos painéis não é tão significativa, comparativamente com os dados de março. Isto deve-se ao facto de ser um dia pouco nublado e menos ventoso, o que reduz a capacidade de dissipação térmica dos painéis. Consultando a Tabela 3.6 consegue-se relacionar a radiação e a produção, revelando que o painel orientado a sudeste, tem mais produção que os outros painéis. Já o painel orientado a sudoeste, que captava menos radiação no momento da recolha dos dados, produziu menos energia, conforme esperado dadas as suas condições de exposição solar.

No último dia de abril, quando foi aplicado o caso 2 para recolha de dados em maio, a curva de produção da Figura 3.57 indica que foi um dia duplado, mas com temperaturas elevadas conforme se pode visualizar na Tabela 3.7. Tal como no caso de abril, a diferença entre as temperaturas dos painéis e do ambiente foi relativamente baixa pelos mesmos motivos apresentados. A relação entre radiação e produção inverte-se em relação ao caso de abril, pois as amostras foram recolhidas às 16h50, período em que o sol estava posicionado a sudoeste. Assim, o painel voltado a oeste tem maior produção do que os outros painéis.

No caso 3 (Figura 3.58), aplicado no último dia de maio, para recolha de dados em junho, observa-se um deslocamento na produção dos três painéis, ainda posicionados a este, sul, oeste. Após os painéis serem reposicionados conforme o caso 3, as amostras foram recolhidas. A Tabela 3.8 revela que durante esse período mais quente, com temperaturas elevadas, as temperaturas ambiente e dos painéis eram praticamente iguais, indicando que a capacidade de dissipação dos painéis era quase nula. A relação entre a radiação e a produção mostra que os painéis direcionados a este e a oeste, com inclinação de zero graus, produziram mais do que o dobro do que o pelo painel virado a sul, com inclinação de 30 graus. Isso sugere que esses painéis captaram mais radiação próximo da hora do por do sol.

As condições climáticas desempenham um papel crucial na produção de energia fotovoltaica, influenciando diretamente a eficiência dos painéis solares. Fatores como a radiação solar, temperatura ambiente, humidade relativa do ar, precipitação e velocidade do vento afetam a quantidade de energia gerada. Durante períodos de maior radiação solar e menor humidade relativa do ar, a produção tende a ser maximizada. Por outro lado, em dias nublados ou chuvosos, a redução na radiação e o aumento da humidade do ar diminuem significativamente a eficiência dos painéis. Além disso, a temperatura elevada dos módulos fotovoltaicos pode reduzir ainda mais a produção, a menos que haja uma ventilação adequada proporcionada pelo vento [32].

Nas figuras 3.59 a 3.62, são apresentados os gráficos da produção diária (média mensal) de cada painel para os meses de março, abril, maio e junho. As curvas PV1, PV2 e PV3 referem-se às curvas de produção de cada um dos painéis.

Os gráficos mostram, como esperado, um padrão semelhante ao observado com os dados do PVGIS e do SAM:

- O Caso 0 - março (Figura 3.59), com três painéis voltados para o sul, apresenta curvas de produção semelhantes.

- O Caso 1 – abril (Figura 3.60) e o Caso 2 – maio (Figura 3.61), mostram um deslocamento nas curvas de produção, devido à orientação dos painéis. No Caso 2, onde os painéis estão orientados a este, sul e oeste, o desvio é mais acentuado.

- No Caso 3 – junho (Figura 3.62), em que os painéis orientados para este e oeste têm uma inclinação de zero graus, verifica-se um achatamento do pico de produção e uma pequena produção nas primeiras e últimas horas de radiação, comparativamente com o painel virado a sul.

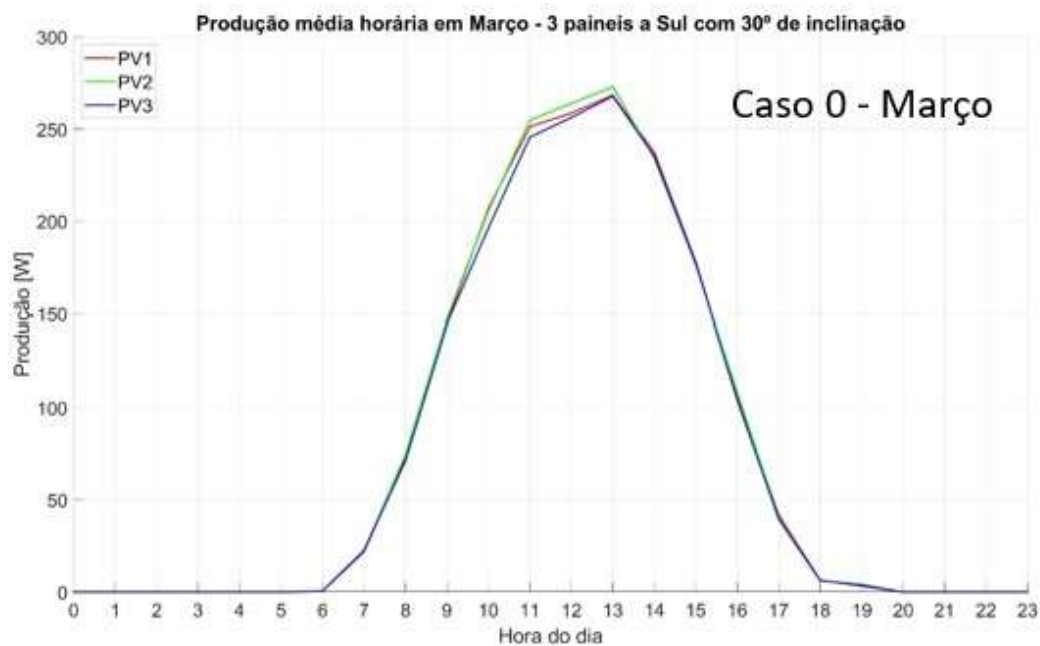


Figura 3.59 – Produção diária (média mensal) do caso 0 - março.

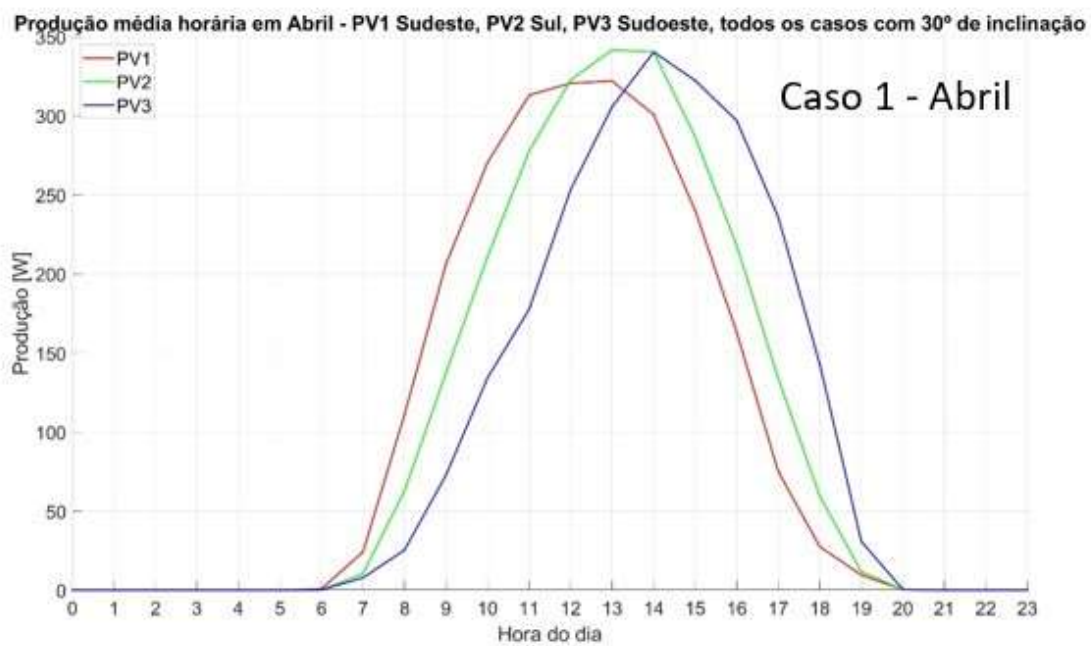


Figura 3.60 - Produção diária (média mensal) do caso 1 - abril.

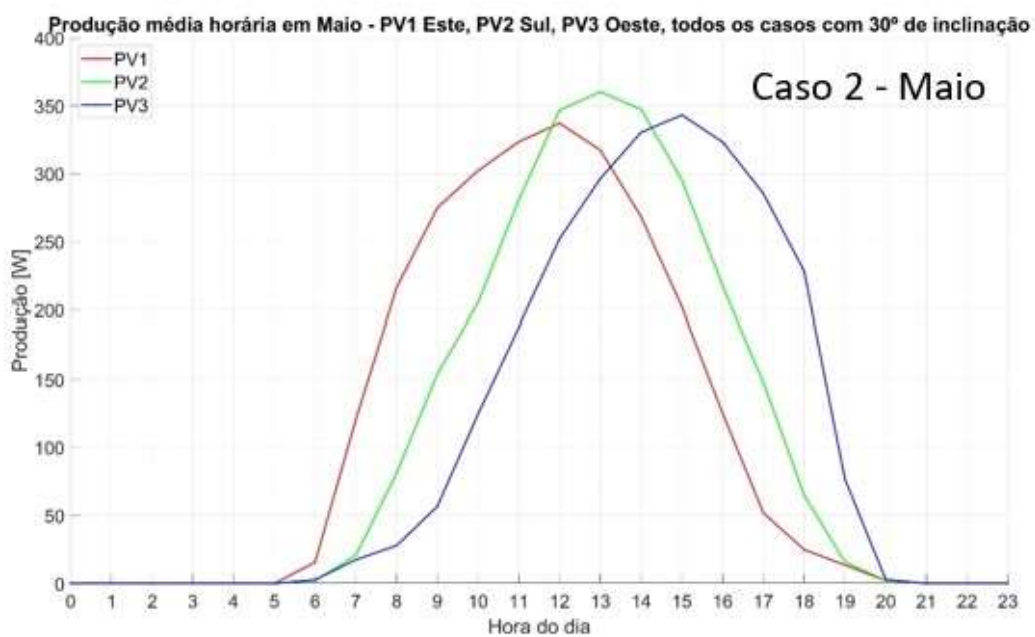


Figura 3.61 - Produção diária (média mensal) do caso 2 - maio.

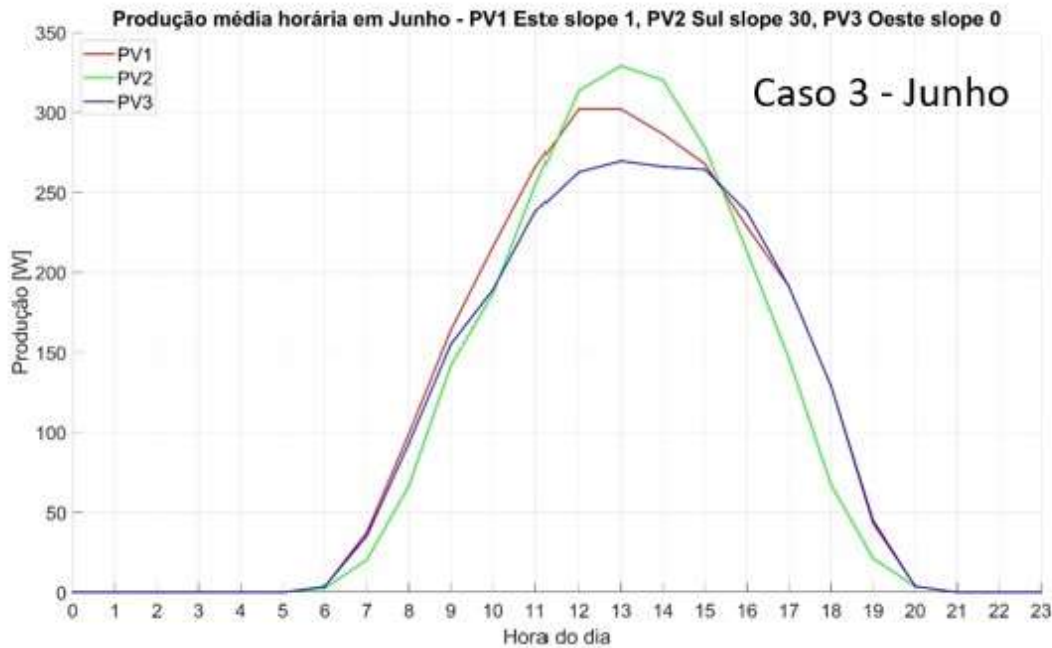


Figura 3.62 - Produção diária (média mensal) do caso 3 - junho.

Nas Figuras 3.63 a 3.66, são apresentados os gráficos que mostram os casos de estudo em que são somados os valores de produção dos três painéis de cada caso. Para comparar a produção dos casos com o cenário de referência (todos os painéis estão direcionados a sul), foi considerada uma curva multiplicando por três a produção do painel virado a sul.

As figuras apresentam resultados idênticos aos obtidos através do PVGIS e do SAM, onde:

- No caso 1 - abril [PV1 painel a sudeste + PV2 painel a sul + PV3 painel a sudoeste (inclinação de 30 graus)], o pico de produção é ligeiramente inferior ao do caso com três painéis direcionados a sul, mas o centro da curva de produção está ligeiramente deslocada em relação ao caso de referência.

- No caso 2 - maio [PV1 painel a este + PV2 painel a sul + PV3 painel a oeste (inclinação de 30 graus)], o pico de produção é mais baixo, comparativamente ao caso 2. No entanto, a base da curva é mais larga, mostrando que a produção de energia começa mais cedo e termina mais tarde.

- No caso 3 - junho [PV1 painel a este (inclinação de 1 grau) + PV2 painel a sul (inclinação de 30 graus) + PV3 painel a oeste (inclinação de 0 graus)], verifica-se que a diminuição do pico de produção é semelhante à observada no caso 2. No período da manhã, a curva está ligeiramente adiantada em relação ao caso de referência, indicando que a produção de energia

começa mais cedo. No período da tarde, comparativamente com o caso 2, a área de produção fora da curva de referência é maior, indicando que, após as 15 h, este sistema produz mais energia.

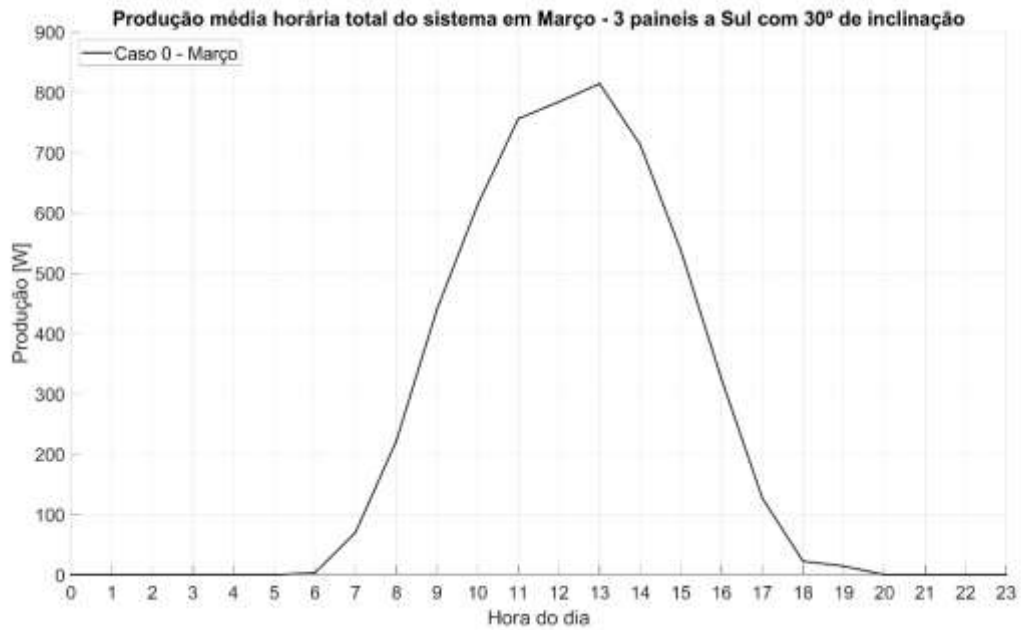


Figura 3.63 - Produção diária (média mensal) total do sistema do caso 0 - março.

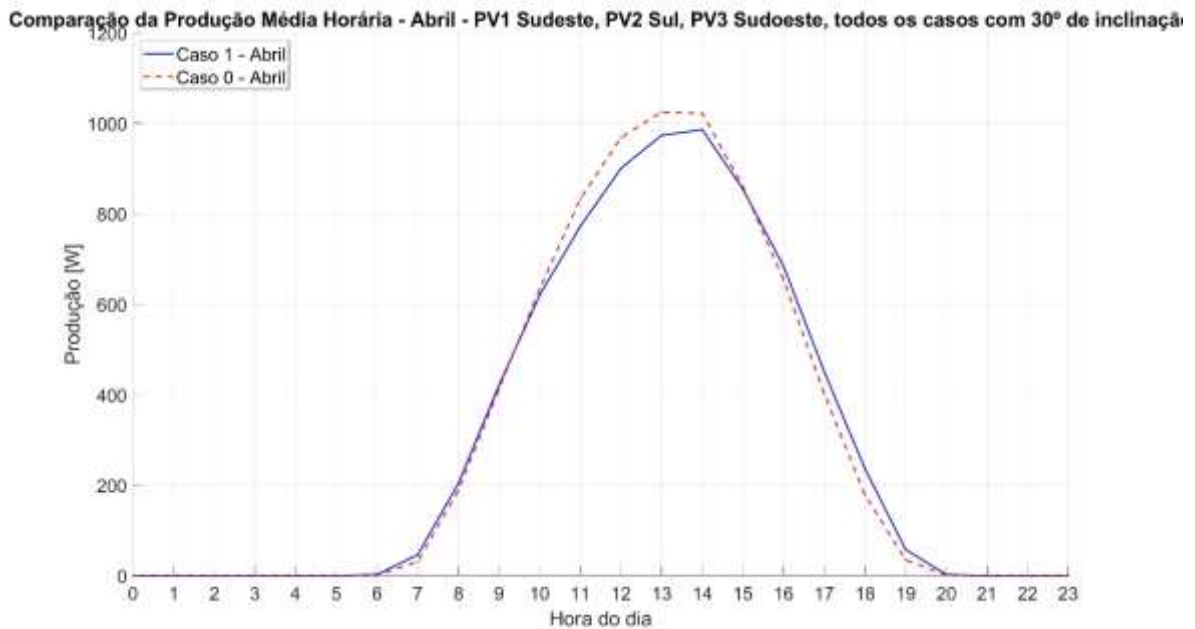


Figura 3.64 - Comparação da produção diária (média mensal) do caso 1 - abril vs caso 0 - abril.

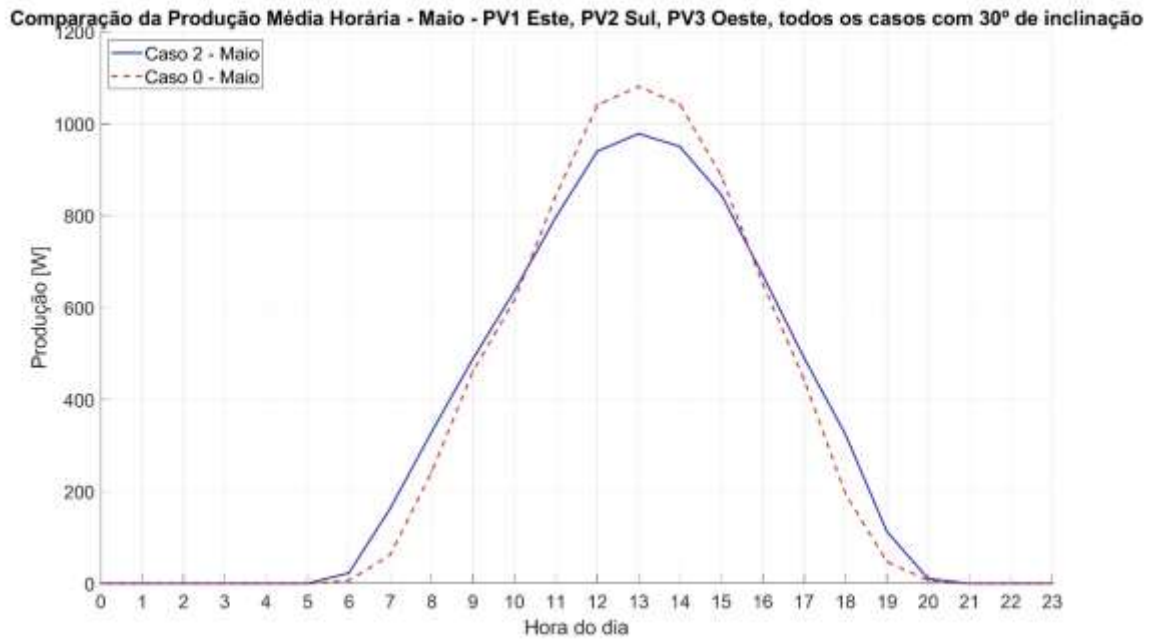


Figura 3.65 - Comparação da produção diária (média mensal) do caso 2 - maio vs caso 0 - maio.

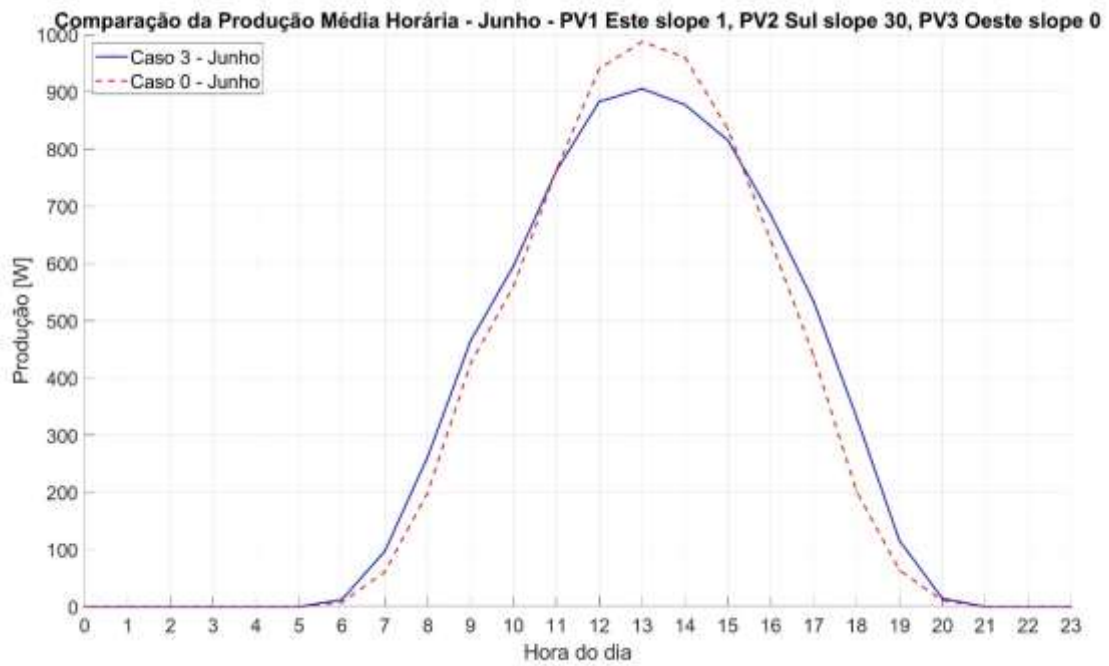


Figura 3.66 - Comparação da produção diária (média mensal) do caso 3 - junho vs caso 0 - junho.

3.6. Análise e comparação de resultados

Neste capítulo são comparados os resultados obtidos no ensaio experimental e nas simulações com o PVGIS e o SAM. Com base nesta análise pretende-se selecionar o modelo mais adequado para a simulação à escala real.

Inicialmente considerou-se um sistema com escala reduzida, para comparar diretamente as simulações do PVGIS e do SAM com os resultados experimentais. Seguidamente optou-se por efetuar uma comparação à escala real, multiplicando os dados das simulações de forma a que a potência seja comparável com a produção da CF do aeroporto.

3.6.1. Escala reduzida (3 painéis)

A análise dos resultados à escala reduzida é efetuada através dos dados obtidos com o PVGIS, SAM e do ensaio experimental. Estes resultados foram obtidos somando a produção de três painéis de 450 W, com inclinações e orientações diferentes. Tendo em conta que com o sistema experimental apenas foram adquiridos dados ao longo de quatro meses, apenas é possível comparar com os correspondentes meses dos casos de simulação.

Nas Figuras 3.67 a 3.70, são apresentadas as curvas de produção diária (média mensal) para os meses de março a junho, onde em cada gráfico é possível visualizar as curvas obtidas com os ensaios experimentais e com a simulação do PVGIS e do SAM.

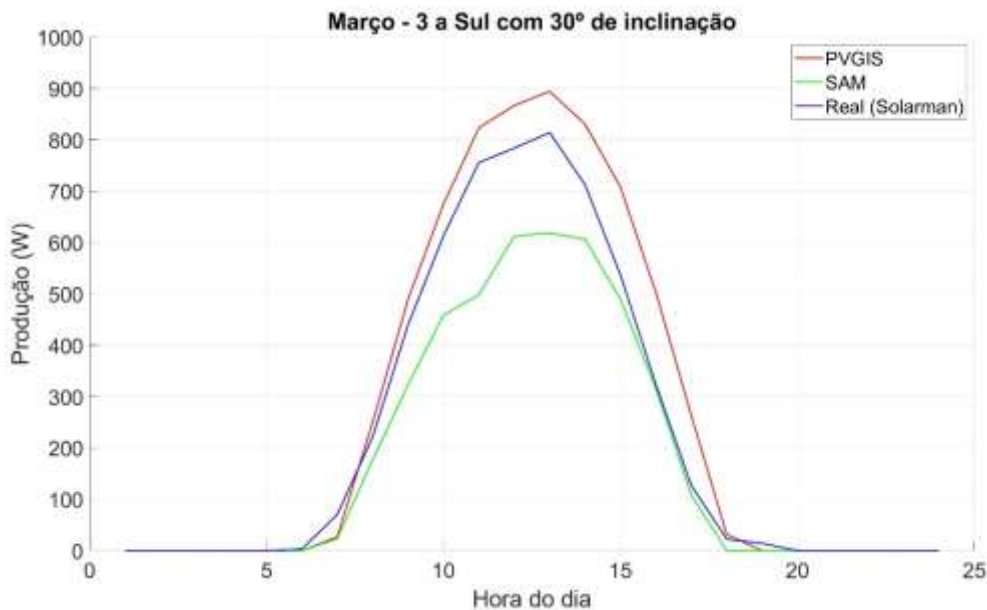


Figura 3.67 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 0 - março.

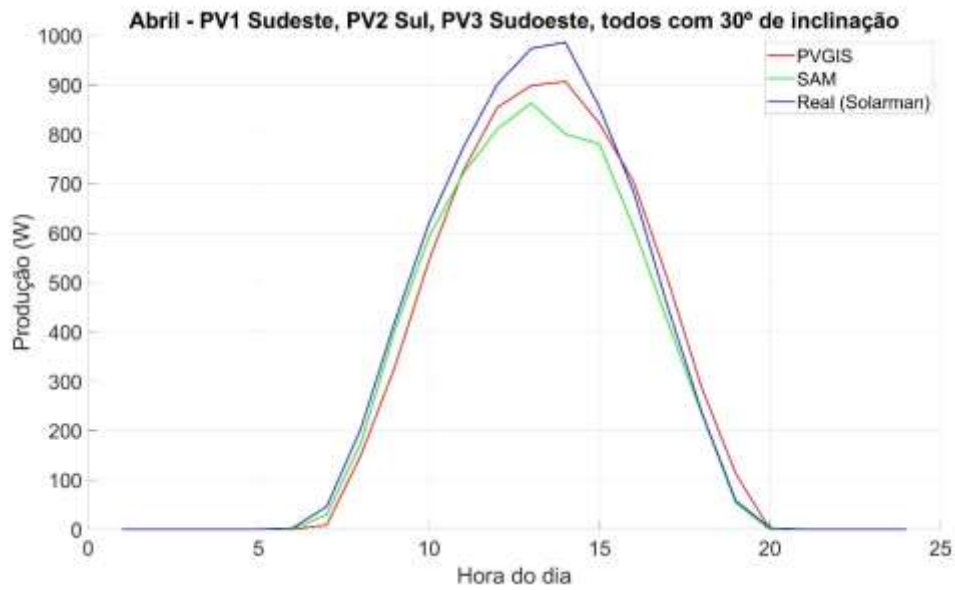


Figura 3.68 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 1 - abril.

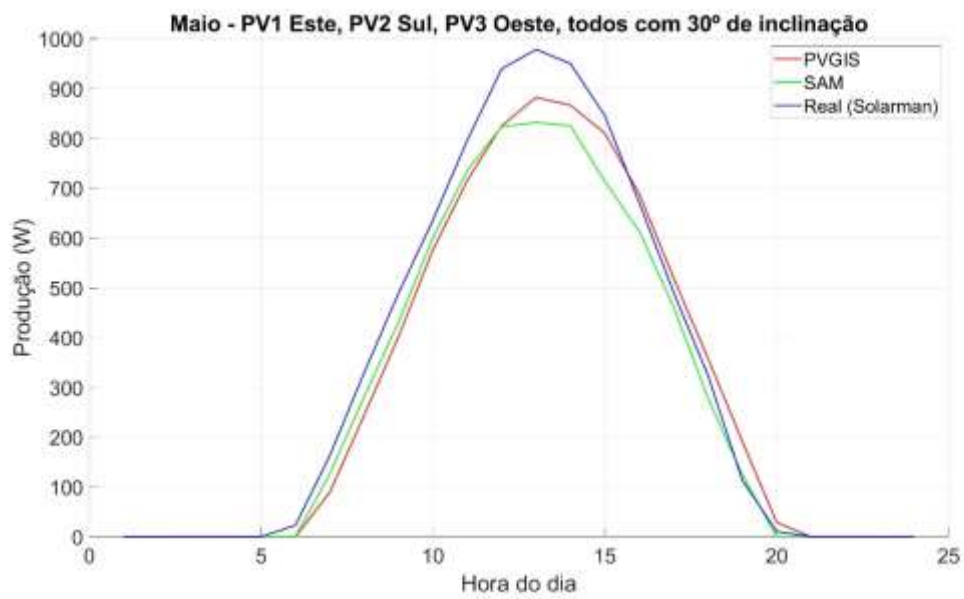


Figura 3.69 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 2 - maio.

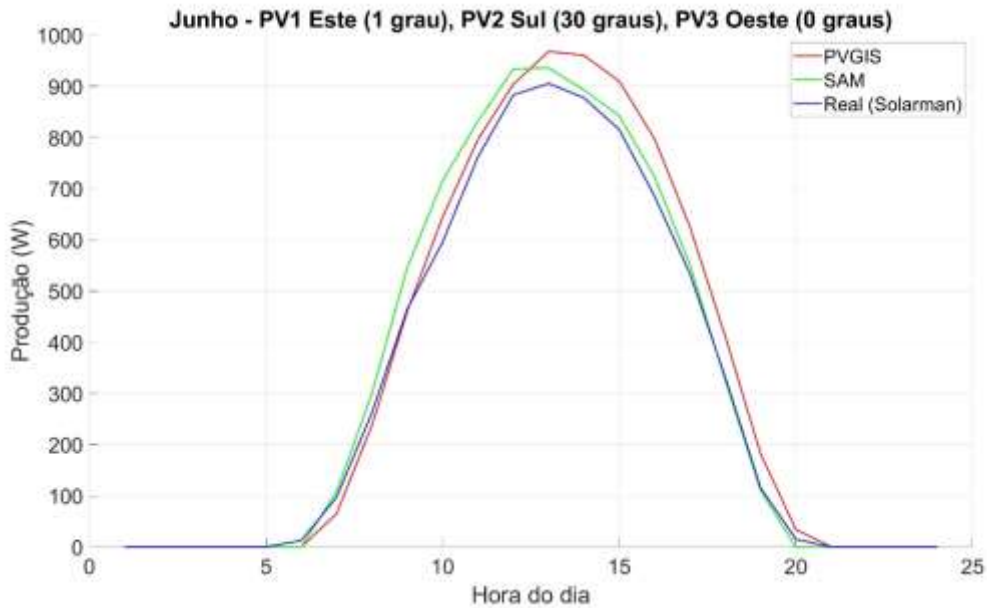


Figura 3.70 - Comparação da produção do PVGIS, SAM e Ensaio Experimental, caso 3 - junho.

Pode concluir-se que as três curvas de produção, obtidas pelo PVGIS, SAM e ensaios experimentais são bastante similares. As discrepâncias existentes podem ser justificadas pelas diferentes bases de dados da radiação e temperatura dos softwares utilizados e das condições reais de funcionamento dos ensaios experimentais, pois estas variáveis meteorológicas influenciam significativamente a produção solar. De facto, os dados do PVGIS resultam da média de uma base de dados (radiação e temperatura) de 16 anos e os do SAM da média de uma base de dados de 25 anos, enquanto os resultados experimentais apenas têm em consideração os valores reais do mês onde decorreu a experiência. A maior discrepância verifica-se no mês de março (Figura 3.67), onde a produção real é semelhante aos resultados obtidos pelo PVGIS, mas difere dos resultados do SAM. De facto, neste caso em particular a disparidade ocorre entre as curvas geradas pelas duas aplicações computacionais, o que pode resultar das diferentes bases de dados de cada sistema.

A informação relativa à radiação está disponível no PVGIS e no SAM, sendo apresentada na Figura 3.71 a correspondente evolução mensal. Verifica-se que existem diferenças significativas na base de dados dos dois softwares. A produção solar depende também da temperatura, mas essa informação não está disponível em ambos os softwares, não sendo assim possível correlacionar de forma rigorosa os resultados das duas ferramentas de cálculo computacional. Apesar disso, verifica-se que a radiação solar no mês de março é muito inferior na base de dados do SAM, comparativamente com a do PVGIS, o que é coerente com a respetiva produção solar calculada pelos dois softwares.

Em resumo, pode concluir-se que as curvas simuladas e experimentais se encontram em razoável concordância, tendo em consideração as discrepâncias entre a radiação e as temperaturas reais e aquelas utilizadas nas simulações.

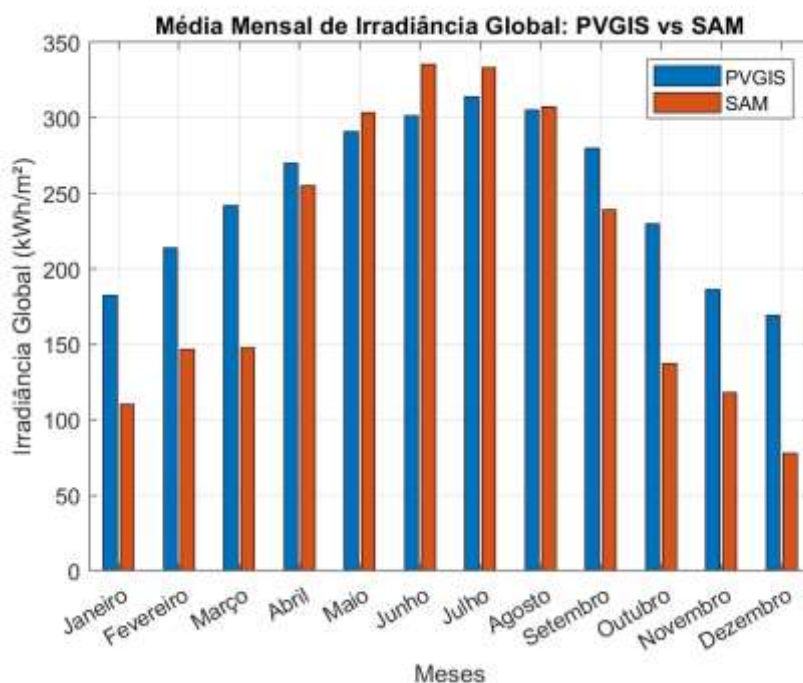


Figura 3.71 - Gráfico de irradiação global obtido com os dados do PVGIS e do SAM.

A energia produzida mensal foi calculada para cada um dos três resultados obtidos (PVGIS, SAM e experimental), sendo apresentada na Tabela 3.9. A diferença absoluta e a diferença relativa percentual de produção entre as simulações do PVGIS e do SAM e do ensaio experimental são também apresentadas na Tabela 3.9. Esses dados foram calculados através das seguintes formulas:

$$|\Delta E| = |\text{produção simulada} - \text{produção experimental}| \quad (3.12)$$

$$\Delta E\% = \frac{|\Delta E|}{\text{produção experimental}} * 100 \quad (3.13)$$

$$\Delta MED\% = \frac{(\Delta E\% \text{ março}) + (\Delta E\% \text{ abril}) + (\Delta E\% \text{ maio}) + (\Delta E\% \text{ junho})}{4} \quad (3.14)$$

onde,

- $|\Delta E|$ é a diferença absoluta da energia entre a produção simulada e experimental;
- $\Delta E\%$ é a diferença relativa em percentagem entre a produção simulada e experimental;

- $\Delta MED\%$ é a média das diferenças relativas em percentagem entre as produções simuladas e experimentais.

Tabela 3.9 - Dados de produção mensal, diferença absoluta e diferença percentual dos meses de março, abril, maio e junho para os casos, 0; 1; 2 e 3.

	E_{PVGIS}	E_{SAM}	E_{EXP}	$E_{PVGIS} - E_{EXP}$		$E_{SAM} - E_{EXP}$	
	kWh	kWh	kWh	kWh	%	kWh	%
Caso 0	190 889	126 920	163 144	27 746	17	4 832	22
Caso 1	205 309	194 713	216 310	11 001	5	21 597	10
Caso 2	215 931	205 464	232 812	16 881	7	27 348	12
Caso 3	239 755	234 351	220 573	19 183	9	13 778	6
Média	---	---	---	---	10	---	13

Os erros obtidos entre os resultados experimentais e as simulações estão dentro dos valores admissíveis, de $\pm 30\%$ ao mês e de $\pm 10\%$ ao ano [19].

3.6.2. Escala real (2.9 MWp)

A análise dos dados à escala real envolve a comparação da produção estimada pelos modelos PVGIS e SAM com a produção real da CF do AGC. O objetivo é identificar qual dos modelos se aproxima mais da produção efetiva da CF.

Para realizar essa análise, foi desenvolvido um algoritmo em MATLAB, capaz de processar os dados fornecidos pelo PVGIS e pelo SAM. Considerando que os dados de produção do PVGIS correspondem a um único painel de 450Wp, esses dados foram multiplicados por 6.468 para ajustar a potência total à da CF do AGC. No caso dos dados do SAM, que correspondem a 3 painéis de 450Wp, estes foram multiplicados por 2.156, de forma a igualar à potência total da CF.

A CF do AGC tem 4000 painéis de 450Wp e 2440 painéis de 455Wp, totalizando uma potência instalada de 2.910.200 Wp. A potência dos casos simulados para comparação é de 2.910.600 Wp, resultante da multiplicação da potência de um painel de 450Wp por 6.468 (número total de painéis instalados).

Os dados foram comparados exclusivamente para o caso de painéis direcionados a sul, com uma inclinação de 30 graus, permitindo assim uma comparação direta entre as produções estimadas pelas simulações e pela produção real da CF do AGC.

Nas Figuras 3.72 e 3.73, são apresentadas as curvas de produção dos meses de dezembro e agosto, respectivamente, geradas com os dados do PVGIS, SAM e da CF do AGC referentes ao ano de 2023 (restantes meses no Anexo XIII).

Na Figura 3.74 é apresentado o gráfico de irradiação solar mensal obtido com os dados retirados dos *softwares* do PVGIS e do SAM e dos dados da CF do AGC. Tal como mencionado anteriormente os dados de irradiação do PVGIS e do SAM são provenientes de bases de dados diferentes e os dados da CF do AGC são provenientes da central meteorológica da CF.

Na Tabela 3.10, são apresentados os dados de produção mensais e anuais da CF do AGC, bem como os dados de produção mensais e anuais resultantes das simulações com os dados do PVGIS e do SAM. Além disso, são exibidas as diferenças de produção em kWh e em percentagem, comparando a produção entre os dados do PVGIS e da CF do AGC, assim como entre os dados do SAM e da CF do AGC.

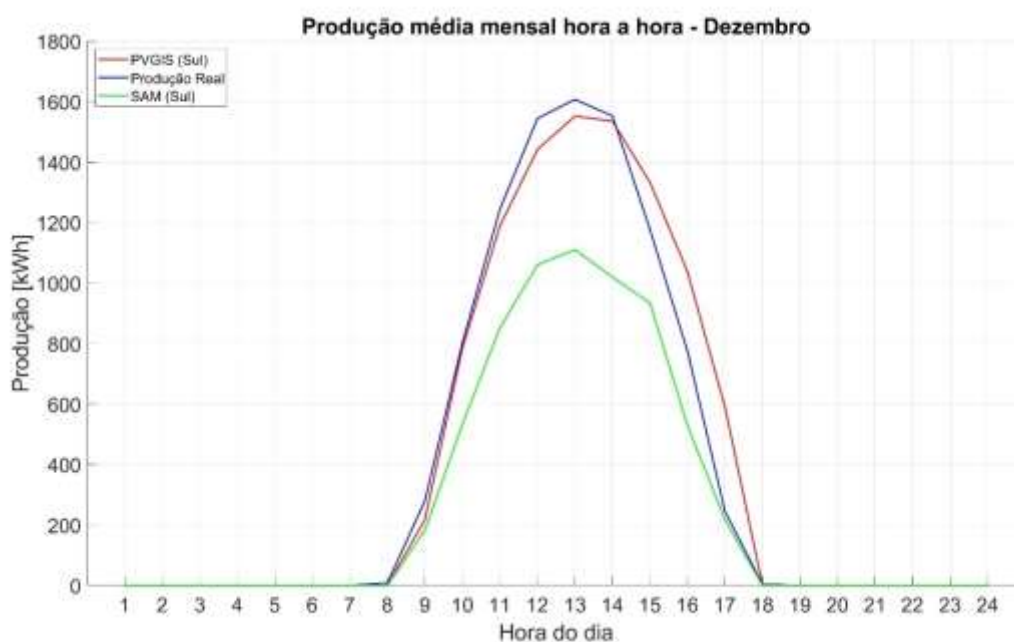


Figura 3.72 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – dezembro

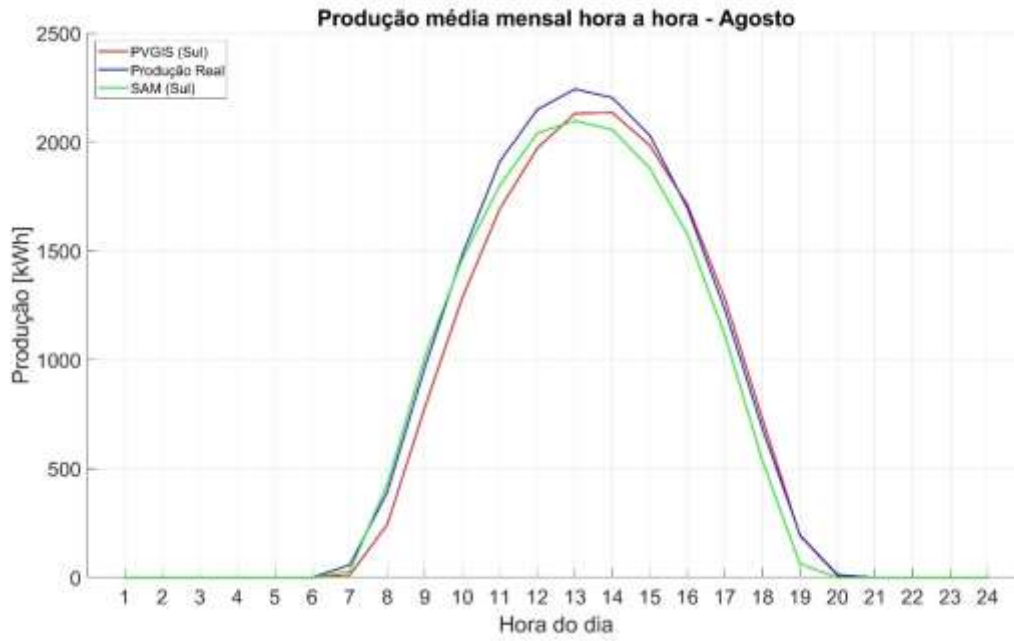


Figura 3.73 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – agosto.

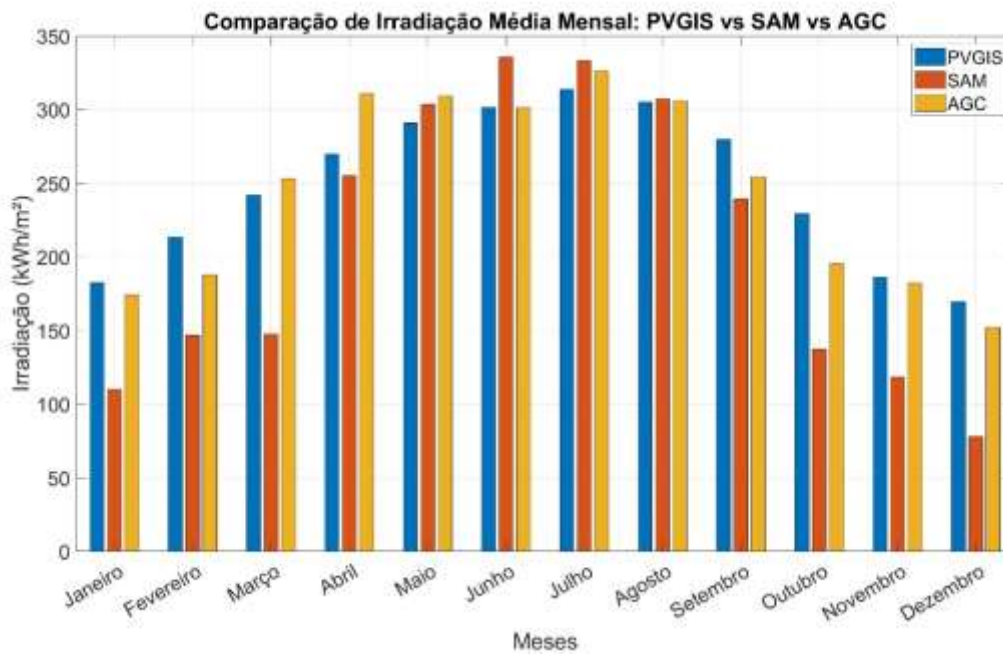


Figura 3.74 - Gráfico de irradiação global obtido com os dados do PVGIS, do SAM e da CF do AGC.

Tabela 3.10 - Dados de produção da CF, PVGIS e SAM; Diferença de produção em [kWh] e em [%] do PVGIS vs CF e SAM vs CF.

Mês	Produção Real [kWh]	Produção PVGIS [kWh]	Diferença PVGIS [kWh]	Percentual PVGIS [%]	Produção SAM [kWh]	Diferença SAM [kWh]	Percentual SAM [%]
Janeiro	328 446	323 496	4 950	-2	300 157	28 289	-9
Fevereiro	323 085	341 661	-18 577	6	311 160	11 925	-4
Março	478 199	425 276	52 923	-11	282 760	195 439	-41
Abril	546 684	451 950	94 733	-17	428 751	117 932	-22
Mai	558 708	492 885	65 823	-12	471 463	87 246	-16
Junho	527 581	487 973	39 607	-8	476 559	51 022	-10
Julho	579 844	517 002	62 841	-11	492 002	87 842	-15
Agosto	534 594	500 648	33 946	-6	498 867	35 727	-7
Setembro	453 886	446 580	7 306	-2	438 516	15 370	-3
Outubro	354 979	382 476	-27 497	8	273 119	81 860	-23
Novembro	331 509	313 334	18 176	-5	289 964	41 545	-13
Dezembro	286 361	300 054	-13 693	5	199 515	86 846	-30
Total	5 303 875	4 983 338	320 538	-6	4 462 833	841 043	-16

A análise da Figura 3.72 revela que, no mês de dezembro, ocorre uma diferença acentuada entre a curva de produção gerada com os dados do SAM e a curva de produção da CF do AGC. A curva de produção gerada com os dados do PVGIS está mais próxima da curva de produção da CF. Em relação ao mês de agosto, verifica-se uma grande proximidade entre as curvas de produção dos três modelos, com um pico de produção ligeiramente inferior nos casos do PVGIS e do SAM, comparativamente à curva gerada com os dados da CF do AGC.

Na Figura 3.74 é possível identificar que para o mês de dezembro os valores de radiação medidos e os usados no PVGIS são próximos, enquanto os do SAM são muito inferiores. Esta situação é coerente com a respetiva produção solar obtida com os resultados de simulação e reais (Figura 3.72). Verifica-se também que em agosto a radiação real é idêntica aos dados do PVGIS e SAM, o que se revela consistente com as curvas de produção apresentadas. Conforme referido anteriormente, os dados da temperatura não estão disponíveis, não sendo possível clarificar a origem das discrepâncias e relacionar a respetiva causa-efeito.

A Tabela 3.10 mostra que tanto os dados de produção do PVGIS quanto os dados do SAM apresentam uma produção total anual inferior à produção da CF do AGC. Destaca-se que os

dados do PVGIS apresentam alguns meses com maior produção e outros com menor produção em relação à CF. Já os dados do SAM são consistentemente mais baixos em todos os meses, resultando numa diferença anual de -6% na produção para os dados do PVGIS e de -16% na produção com os dados do SAM comparativamente à CF.

Neste contexto, optou-se por continuar o estudo utilizando apenas os dados PVGIS, pois a sua base de dados de radiação adequa-se mais aos valores reais medidos na central fotovoltaica do AGC.

3.7. Comparação à escala real dos modelos

O objetivo desta comparação à escala real é avaliar o desempenho dos casos de estudo propostos em relação à produção da CF do AGC, de forma a identificar quais os casos que apresentam um desempenho superior em relação à produção da CF existente (caso 0).

Casos de estudo propostos:

Caso 0 – Painéis Sul, (30 graus), (modelo de referência, igual à CF do AGC);

Caso 1 – Sudeste + Sul + Sudoeste, (30 graus);

Caso 2 – Este + Sul + Oeste, (30 graus);

Caso 3 – Este (1 grau) + Sul (30 graus) + Oeste (0 graus);

Caso 4 – Sudeste (80 graus) + Sul (30 graus) + Sudoeste (70 graus).

Este estudo foi realizado para três situações de potência instalada:

1. **Comparação da produção dos casos de estudo com a produção da CF**, considerando a mesma potência instalada (2,9 MWp).
2. **Comparação com 150% da potência instalada**, em relação à CF do AGC (4,35 MWp).
3. **Comparação com 200% da potência instalada**, em relação à CF do AGC (5,8 MWp).

As situações com 150% e 200% da potência referem-se a possíveis cenários de aumento da capacidade instalada no AGC, para satisfazer futuras necessidades de consumo e reduzir o impacto ambiental do aeroporto.

Para cada situação, foram consideradas cinco distribuições diferentes da quantidade de painéis, para cada caso, conforme apresentado na Tabela 3.11. O caso 0 é igual para todas as distribuições, porque todos os painéis estão orientados a sul.

Tabela 3.11 - Tabela de percentagens de distribuições de painéis para cada caso e distribuição.

	Distribuição 1	Distribuição 2	Distribuição 3	Distribuição 4	Distribuição 5
Caso 1	33% - Sudeste 33% - Sul 33% - Sudoeste	15% - Sudeste 70% - Sul 15% - Sudoeste	25% - Sudeste 50% - Sul 25% - Sudoeste	40% - Sudeste 20% - Sul 40% - Sudoeste	50% - Sudeste 0% - Sul 50% - Sudoeste
Caso 2	33% - Este 33% - Sul 33% - Oeste	15% - Este 70% - Sul 15% - Oeste	25% - Este 50% - Sul 25% - Oeste	40% - Este 20% - Sul 40% - Oeste	50% - Este 0% - Sul 50% - Oeste
Caso 3	33% - Este (1°) 33% - Sul 33% - Oeste (0°)	15% - Este (1°) 70% - Sul 15% - Oeste (0°)	25% - Este (1°) 50% - Sul 25% - Oeste (0°)	40% - Este (1°) 20% - Sul 40% - Oeste (0°)	50% - Este (1°) 0% - Sul 50% - Oeste (0°)
Caso 4	33% - Sudeste (80°) 33% - Sul 33% - Sudoeste (70°)	15% - Sudeste (80°) 70% - Sul 15% - Sudoeste (70°)	25% - Sudeste (80°) 50% - Sul 25% - Sudoeste (70°)	40% - Sudeste (80°) 20% - Sul 40% - Sudoeste (70°)	50% - Sudeste (80°) 0% - Sul 50% - Sudoeste (70°)

Foi desenvolvido um algoritmo em MATLAB, para simular a produção de energia dos diferentes casos e distribuições propostas. O algoritmo calcula o consumo total do AGC, a produção de cada caso e a energia produzida e consumida (energia utilizada dentro da curva de consumo do AGC). Além disso, calcula a energia produzida e não consumida (energia produzida fora da curva de consumo). A partir desses valores, é determinada a percentagem de energia consumida em relação ao total produzido e a percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC. Nas Figuras 3.75 e 3.76, são apresentados os gráficos do mês de dezembro e do mês de agosto onde é possível visualizar a área que representa o perfil de consumo do aeroporto (lilás + azul), a área da energia produzida e consumida (azul), e a área da energia produzida fora da área do perfil de consumo (energia não consumida a vermelho). No gráfico do mês de dezembro é possível visualizar a área da energia não consumida, o que indica que para o caso apresentado ocorreu produção fora da área do perfil de consumo. No gráfico do mês de agosto verifica-se que toda a curva de produção se encontra dentro da área do perfil de consumo, o que indica que para este caso e mês não houve excedente de produção.

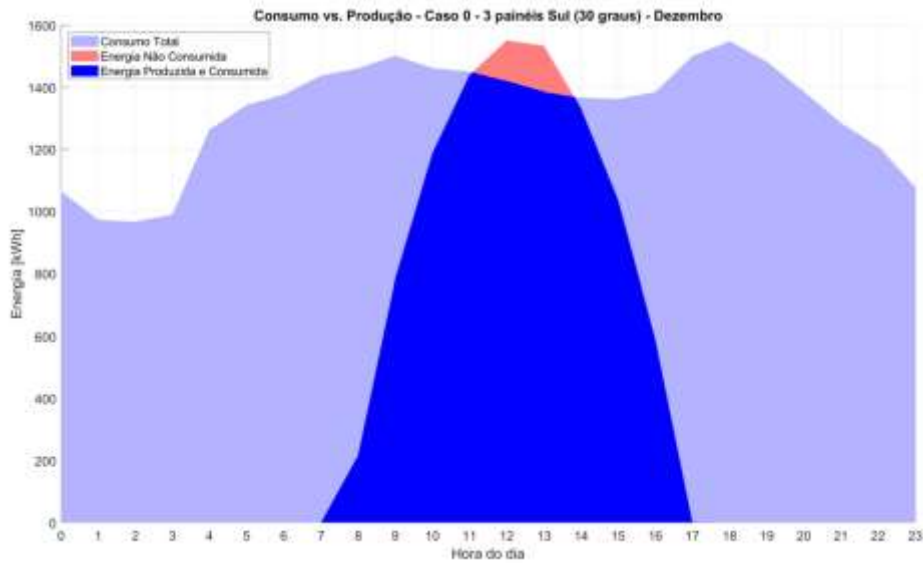


Figura 3.75 - Gráfico de consumo diário (medio mensal) vs energia produzida e consumida vs energia produzida e não consumida do caso 0 – dezembro.

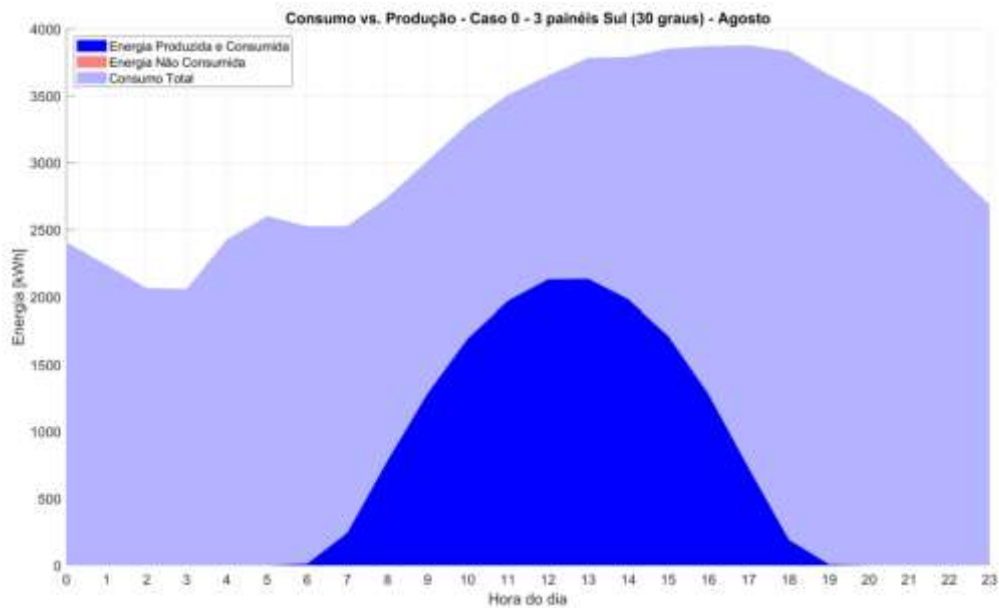


Figura 3.76 - Gráfico de consumo diário (medio mensal) vs energia produzida e consumida vs energia produzida e não consumida do caso 0 – agosto.

O método aplicado em MATLAB permite identificar quais configurações produzem mais energia consumível pelo AGC face ao seu perfil de consumo, destacando os casos com melhor aproveitamento de energia. Para o efeito foi aplicada a seguinte fórmula:

$$E_{CC} = \frac{\text{Energia consumida}}{\text{Consumo total AGC}} * 100 \quad (3.15)$$

onde,

- E_{CC} , é a percentagem de energia consumida em relação ao consumo total.

Além disso, o método possibilita também identificar as soluções que produzem uma maior quantidade de energia consumível em relação à produção total anual, evidenciando os casos com maior eficiência do sistema.

$$E_{CP} = \frac{\text{Energia consumida}}{\text{Produção Total Anual}} * 100 \quad (3.16)$$

onde,

- E_{CP} , é a percentagem de energia consumida em relação à energia produzida;

Os cálculos foram efetuados para avaliar a performance dos sistemas ao longo de um ano, isto permitirá identificar qual ou quais os melhores casos a implementar.

Os resultados da produção anual, produção consumida anual, percentagem de consumo em relação à produção e percentagem de consumo em relação ao consumo total do AGC para cada situação, são apresentados no Anexo XIV. O consumo anual do AGC já apresentado anteriormente é de 17 468 MWh.

3.7.1. Comparação da produção com 2.9 MWp de potência instalada

Na comparação de produção com a mesma potência instalada, à semelhança do que foi efetuado na comparação da produção do PVGIS, SAM e da CF do AGC, o total da potência instalada em cada caso representa os 2.910 MWp. A distribuição dos painéis para cada situação é apresentada na Tabela 3.12. A Figura 3.77 apresenta o gráfico de barras da percentagem de energia consumida em relação à energia produzida para cada caso e distribuição, já na Figura 3.78 é apresentada a percentagem de energia consumida em relação ao consumo do AGC.

Tabela 3.12 - Distribuição para os casos e distribuições com 2,9 MWp de potência instalada.

	Distribuição 1	Distribuição 2	Distribuição 3	Distribuição 4	Distribuição 5	Disposição
Caso 1	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	Sudeste Sul Sudoeste
	2156 painéis	4528 painéis	3234 painéis	1294 painéis	0 painéis	
	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	
Caso 2	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	Este Sul Oeste
	2156 painéis	4528 painéis	3234 painéis	1294 painéis	0 painéis	
	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	
Caso 3	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	Este (1°) Sul Oeste (0°)
	2156 painéis	4528 painéis	3234 painéis	1294 painéis	0 painéis	
	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	
Caso 4	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	Sudeste (80°) Sul Sudoeste (70°)
	2156 painéis	4528 painéis	3234 painéis	1294 painéis	0 painéis	
	2156 painéis	970 painéis	1617 painéis	2587 painéis	3234 painéis	

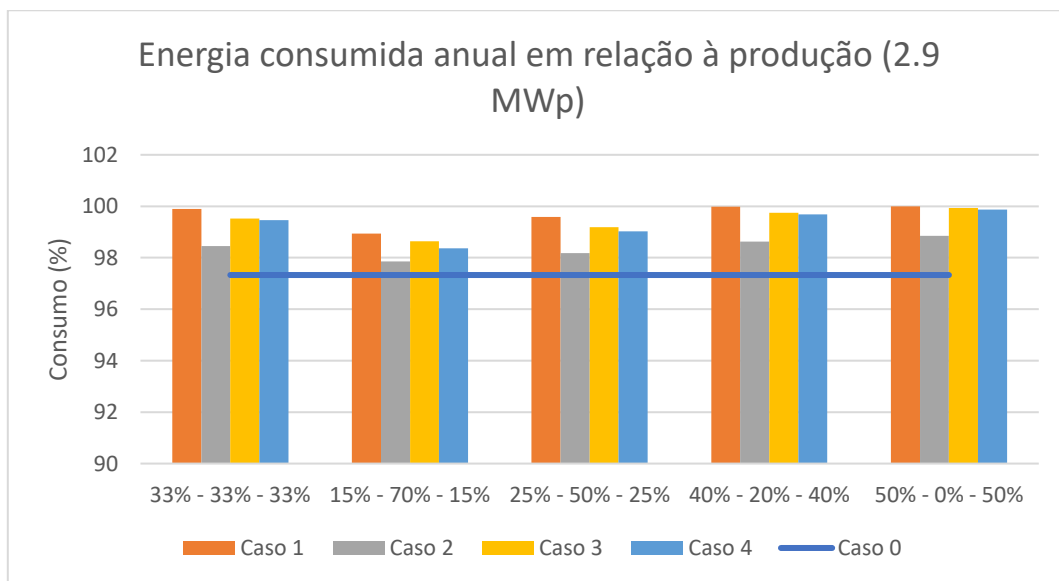


Figura 3.77 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia consumida anual, em relação à produção com potência instalada de 2,9 MWp.

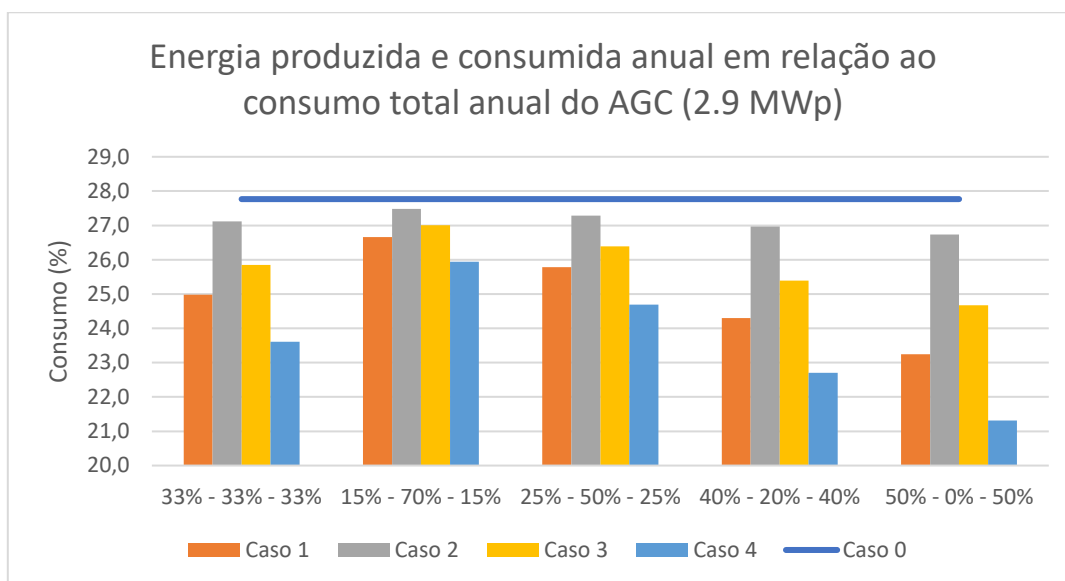


Figura 3.78 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia produzida e consumida anual, em relação ao consumo anual do AGC (2,9 MWp).

A análise dos dados das simulações para os casos e distribuições com a potência instalada de 2,9 MWp, mostra que nenhum dos modelos fornece mais energia consumível ao AGC do que o caso de referência, que fornece 27,8% de energia. O caso com melhor desempenho é o Caso 2 (Sudeste + Sul + Sudoeste com 30° de inclinação) com a Distribuição 2 (|15%|70%|15%|), que representaria 27,5% da energia total consumida pelo AGC. Por outro lado, em relação à energia consumida em relação à produção, verifica-se que todos as situações em análise apresentam um melhor aproveitamento da energia produzida com relação ao caso de referência.

3.7.2. Comparação da produção com 150% de potência instalada (4,35 MWp)

Para a comparação com 4,35 MWp de potência instalada, a distribuição dos painéis para cada distribuição é realizada conforme apresentado na Tabela 3.13. Nas Figuras 3.79 e 7.80 são apresentados os gráficos de barras, que apresentam as percentagens de energia consumida com relação à produção e ao consumo anual do AGC.

Tabela 3.13 - Distribuição para os casos e distribuições com 4,35 MWp de potência instalada.

	Distribuição 1	Distribuição 2	Distribuição 3	Distribuição 4	Distribuição 5	Disposição
Caso 1	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Sudeste
	3234 painéis	6791 painéis	4851 painéis	1940 painéis	0 painéis	Sul
	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Sudoeste
Caso 2	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Este
	3234 painéis	6791 painéis	4851 painéis	1940 painéis	0 painéis	Sul
	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Oeste
Caso 3	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Este (1°)
	3234 painéis	6791 painéis	4851 painéis	1940 painéis	0 painéis	Sul
	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Oeste (0°)
Caso 4	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Sudeste (80°)
	3234 painéis	6791 painéis	4851 painéis	1940 painéis	0 painéis	Sul
	3234 painéis	1455 painéis	2426 painéis	3881 painéis	4851 painéis	Sudoeste (70°)

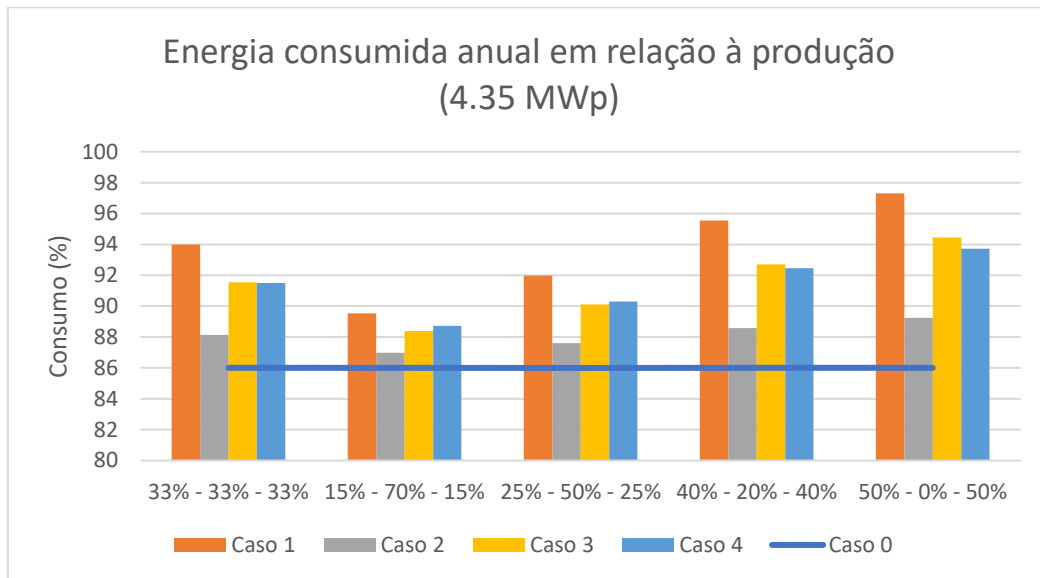


Figura 3.79 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia consumida anual, em relação à produção com potência instalada de 4,35 MWp.

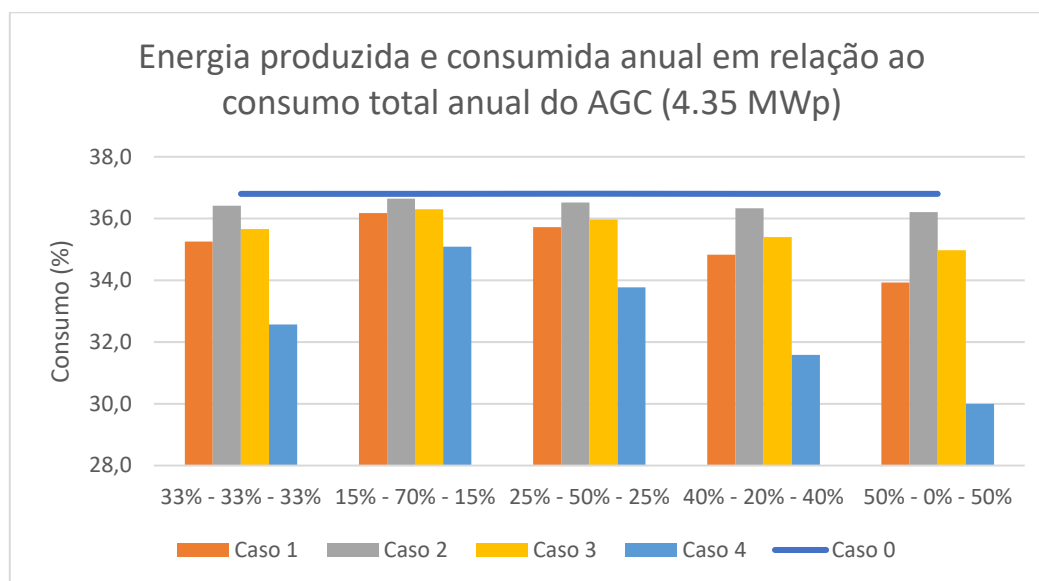


Figura 3.80 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia produzida e consumida anual, em relação ao consumo anual do AGC (4,35 MWp).

À semelhança do caso anterior verifica-se que os modelos em estudo, apresentam um melhor aproveitamento da energia produzida com relação ao caso de referência. A análise aos dados das simulações e ao gráfico da Figura 3.80, para os casos e distribuições com 4,35 MWp de potência instalada, observa-se que a energia produzida em relação ao consumo é superior em todos os casos, atingindo valores superiores a 30%. O Caso 0 continua a ser o caso com maior energia fornecida, representando 36,8% do consumo do aeroporto. O caso com melhor desempenho continua a ser o Caso 2 com a Distribuição 2, que representa 36,6% da energia total consumida pelo AGC, no entanto, neste caso apenas 87% da energia produzida é aproveitada conforme Figura 3.79.

3.7.3. Comparação da produção com 200% de potência instalada (5,8 MWp)

Para a comparação com 5,8 MWp de potência instalada, a distribuição dos painéis para cada distribuição é apresentada na Tabela 3.14. As Figuras 3.81 e 3.82, apresentam os gráficos de barras, que apresentam as percentagens de energia consumida com relação à produção e ao consumo.

Tabela 3.14 - Distribuição para os casos e distribuições com 5,8 MWp de potência instalada.

	Distribuição 1	Distribuição 2	Distribuição 3	Distribuição 4	Distribuição 5	Disposição
Caso 1	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Sudeste
	4312 painéis	9055 painéis	6468 painéis	2587 painéis	0 painéis	Sul
	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Sudoeste
Caso 2	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Este
	4312 painéis	9055 painéis	6468 painéis	2587 painéis	0 painéis	Sul
	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Oeste
Caso 3	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Este (1°)
	4312 painéis	9055 painéis	6468 painéis	2587 painéis	0 painéis	Sul
	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Oeste (0°)
Caso 4	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Sudeste (80°)
	4312 painéis	9055 painéis	6468 painéis	2587 painéis	0 painéis	Sul
	4312 painéis	1940 painéis	3234 painéis	5174 painéis	6468 painéis	Sudoeste (70°)

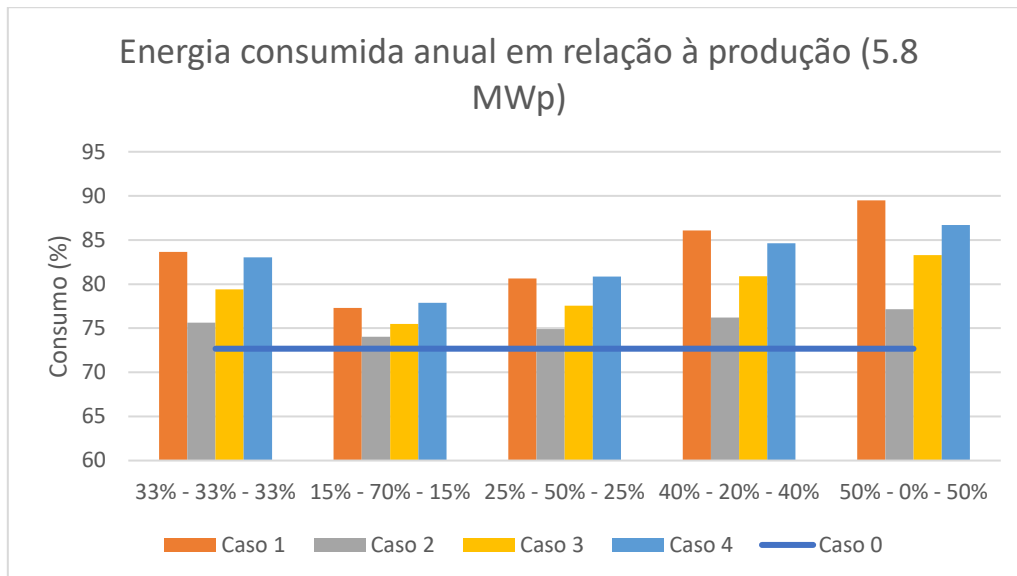


Figura 3.81 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia consumida anual, em relação à produção com potência instalada de 5,8 MWp.

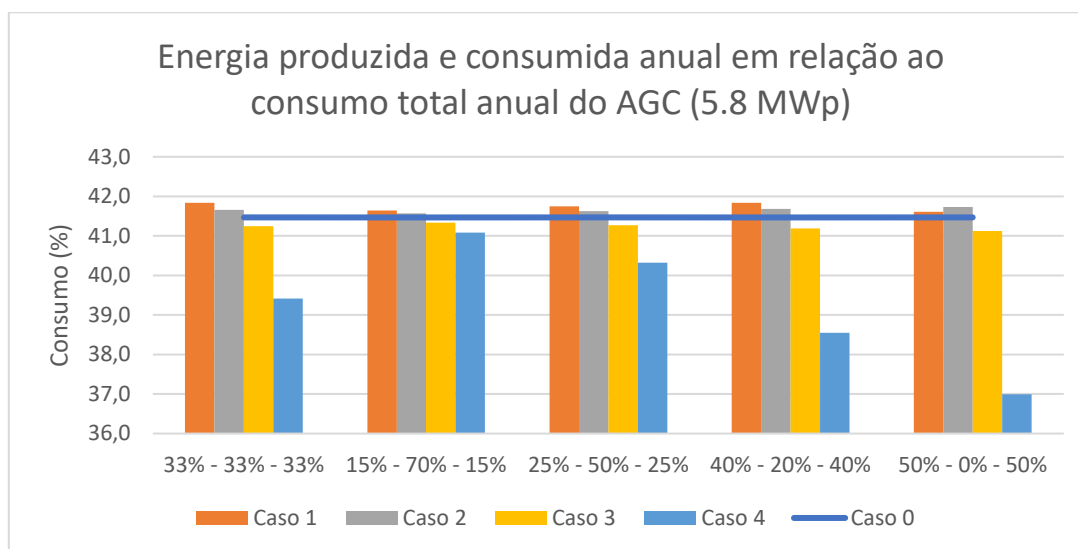


Figura 3.82 - Gráfico comparativo em percentagem, de energia produzida e consumida anual, em relação ao consumo anual do AGC (5,8 MWp).

Os dados das simulações para os casos e distribuições com 5,8 MWp de potência, apresentam resultados favoráveis para os modelos de estudo propostos. A energia fornecida é superior, como esperado, e os casos capazes de fornecer mais energia consumível deixaram de ser o caso 0, que tem a mesma distribuição da CF atual, com todos os painéis voltados a sul. Neste cenário, destacam-se dois modelos capazes de fornecer mais energia consumível, sendo estes: o Caso 1 com a Distribuição 1 ou o Caso 1 com a Distribuição 4, ambos representam 41,8% do consumo total do AGC, valor superior ao Caso 0 que representa 41,5%. Além disso, a energia aproveitada do sistema é superior nesses casos, com o Caso 1 - Distribuição 4 a apresentar uma maior eficiência de 86% de energia consumida em relação à produzida, em comparação com 84% do Caso 1 - Distribuição 1.

3.7.4. Resultados e discussões

Neste subcapítulo, são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir das simulações realizadas com o algoritmo MATLAB, comparando os diferentes casos de estudo e distribuições de painéis solares em relação à produção de energia da CF do AGC. Os resultados são analisados sob três perspectivas:

- Mesma potência instalada (2,9 MWp);
- 150% de potência instalada (4,35 MWp);
- 200% de potência instalada (5,8 MWp).

A análise tem como objetivo identificar quais as configurações de painéis mais eficientes em termos de energia produzida e consumida pelo AGC.

Comparação com a Mesma Potência Instalada

Ao comparar os casos de estudo com a CF do AGC, mantendo a mesma potência instalada, os resultados mostram que o **Caso 0** (painéis voltados para o sul com inclinação de 30 graus), que constitui a configuração atual da CF, continua a fornecer a maior quantidade de energia consumível pelo AGC, com uma eficiência de 27,8%. Este resultado não é surpreendente, pois a configuração atual foi otimizada para as condições locais.

Entretanto, o **Caso 2** (painéis voltados para sudeste, sul e sudoeste, todos com inclinação de 30 graus), na Distribuição 2 (15% voltados para sudeste, 70% para sul, e 15% para sudoeste), apresentou uma eficiência muito próxima, fornecendo 27,5% da energia total, o que sugere que uma redistribuição dos painéis poderia potencialmente aumentar a eficiência do sistema.

Comparação com 150% de Potência Instalada

Quando a potência instalada foi aumentada em 50%, todos os casos e distribuições mostraram um aumento na energia produzida e consumida, como era de se esperar. O **Caso 0** continua a liderar com uma eficiência de 36,8%, confirmando que a orientação padrão para o sul com inclinação de 30 graus é altamente eficaz para a localização específica do AGC.

Notavelmente, o **Caso 2** com a Distribuição 2 também apresentou uma eficiência comparável, produzindo 36,6% da energia total consumida.

Comparação com 200% de Potência Instalada

Ao dobrar a potência instalada, os resultados mostram uma mudança interessante. Embora o **Caso 0** ainda represente uma boa opção, fornecendo 41,5% do consumo total do AGC, não é a configuração mais eficiente. Os **Casos 1** (painéis voltados para este, sul e oeste) nas **Distribuições 1 e 4** destacaram-se, fornecendo 41,8% do consumo total, o que supera o desempenho do **Caso 0** em termos de energia consumível.

Além disso, o **Caso 1** com a **Distribuição 4** apresentou a melhor eficiência de aproveitamento da energia produzida, com 86% da energia gerada a ser consumida pelo AGC, contra 73% do

Caso 0. Esse resultado sugere que, ao duplicar a potência instalada, uma redistribuição estratégica dos painéis pode resultar numa utilização mais eficaz da energia produzida.

Os resultados demonstram que, enquanto o **Caso 0** (modelo de referência) mantém uma configuração sólida e eficiente, existem outras configurações de painéis que podem oferecer vantagens específicas, especialmente quando a potência instalada é aumentada. As redistribuições de painéis que aproveitam diferentes orientações ao longo do dia podem melhorar a correspondência entre a produção e o consumo de energia, resultando numa maior eficiência.

Além disso, o estudo mostra que, para locais como o AGC, onde o perfil de consumo apresenta picos distribuídos ao longo do dia, a diversificação na orientação dos painéis pode ser uma estratégia eficaz para maximizar o aproveitamento da energia solar, especialmente quando há capacidade instalada adicional.

O aumento da potência instalada, juntamente com o alargamento e otimização da curva de produção, oferece ao aeroporto uma maior autonomia em caso de falha de energia da rede. Esse aumento na capacidade de produção garante que a energia esteja disponível por um período mais prolongado, assegurando a continuidade das operações essenciais.

As conclusões retiradas são particularmente relevantes para futuras expansões da capacidade solar no AGC ou em instalações semelhantes, sugerindo que uma análise detalhada do perfil de consumo em conjunto com a simulação de diferentes configurações pode resultar em projetos mais eficientes e sustentáveis.

As tabelas de resultados e os gráficos associados fornecem uma visão detalhada das variações de produção e consumo entre os diferentes casos, destacando as vantagens e desvantagens de cada configuração em termos de eficiência energética e utilização da produção solar.

4. CONCLUSÕES

A iniciativa de substituir as lâmpadas convencionais por lâmpadas LED nas instalações do AGC revelou-se altamente eficaz em termos de eficiência energética e redução de custos operacionais. A análise realizada ao longo do estágio demonstrou que a transição para a tecnologia LED reduziu significativamente o consumo de energia elétrica nas instalações, contribuindo diretamente para a meta de sustentabilidade da ANA e para a diminuição das emissões de carbono. O sucesso desta medida reflete-se não só na poupança energética, como também na menor necessidade de manutenção e maior durabilidade das lâmpadas instaladas. O projeto de renovação do PT3 também demonstrou um marco importante, focado na modernização das infraestruturas energéticas do aeroporto. A substituição das celas de MT e BT e a ampliação das instalações representam um passo crucial na preparação do AGC para o crescimento das suas operações e para as exigências energéticas futuras. O acompanhamento rigoroso durante as obras assegurou que todos os equipamentos instalados cumpriram com os requisitos técnicos e de segurança, resultando numa rede elétrica mais eficiente e resiliente.

No âmbito do programa AFIF, foi elaborado um estudo de viabilidade para a instalação de carregadores de VE e sistemas de fornecimento de energia em terra para as aeronaves, como o GPU e o PCA. Este projeto é fundamental para reduzir o consumo de combustíveis fósseis nas operações em terra, alinhando-se com os objetivos de descarbonização da União Europeia e das metas de sustentabilidade da ANA. A adoção de alternativas elétricas para alimentar as aeronaves quando estacionadas nos *stands*, ao invés dos sistemas a diesel, contribuirá para uma significativa redução das emissões de carbono, promovendo assim operações aeroportuárias mais limpas e eficientes.

O desenvolvimento de modelos de exposição de painéis fotovoltaicos, com base em simulações e o uso de ferramentas como o PVGIS e o SAM, possibilitou a análise para a otimização da produção solar no AGC. A compatibilização da produção solar com o diagrama de cargas do aeroporto assegura que a energia gerada é maximizada nos períodos de maior necessidade, evitando perdas e contribuindo para uma maior independência energética. A implementação futura destas estratégias na CF do aeroporto permitirá uma maior integração de fontes renováveis, reforçando o compromisso do aeroporto com a transição energética e a sustentabilidade ambiental.

Em suma, o estágio proporcionou uma visão abrangente da aplicação de soluções inovadoras e sustentáveis no setor aeroportuário. Os projetos desenvolvidos ao longo deste período não só contribuíram para a melhoria da eficiência energética do AGC, como também reforçaram o papel da ANA enquanto promotora de práticas sustentáveis, alinhadas com as políticas globais de descarbonização. Estes esforços, aliados à implementação de infraestruturas energéticas modernas, beneficiam tanto o aeroporto como a comunidade envolvente, promovendo um futuro mais limpo e energeticamente eficiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. Ramaneti, P. Kakani and S. Prakash, "Improving Solar Panel Efficiency by Solar Tracking and Tilt Angle Optimization with Deep Learning," 2021 5th International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC), Tokyo, Japan, 2021, pp. 102-106, doi: 10.1109/ICSGSC52434.2021.9490485.
- [2] <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html> [último acesso em 01-03-2024]
- [3] Sophia Reker, Jens Schneider, Christoph Gerhards, Integration of vertical solar power plants into future German energy system, *Smart Energy*, Volume 7, 2022, 100083, ISSN 2666-9552, <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100083>.
- [4] A. Kassem and M. Hamad, A microcontroller-based multifunction solar tracking system, *Systems Conference (SysCon) 2011 IEEE International*, pp. 13-16, 4-7 April 2011.
- [5] S. Roberts, *Solar Electricity, A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems*, NJ, Upper Saddle River:Prentice-Hall, 1991.
- [6] M.C. Brito, S. Freitas, S. Guimarães, C. Catita, P. Redweik, The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data, *Renewable Energy*, Volume 111, 2017.
- [7] M. Doroshenko, S. Keshav, and C. Rosenberg, Flattening the Duck Curve Using Grid-friendly Solar Panel Orientation, *Proc. 9th International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '18)*. Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, 375–377, 2018.
- [8] Apresentação ANA Aeroportos e logotipo. URL: <https://www.ana.pt/pt/institucional/a-ana/sobre-a-ana> [último acesso em 28-02-2024]
- [9] https://www.ana.pt/sites/default/files/documents/politica_de_ambiente_0.pdf [último acesso em 08-09-2024]
- [10] https://www.ana.pt/sites/default/files/2024-07/Relat%C3%B3rio_Sustentabilidade_2023.pdf [último acesso em 08-09-2024]
- [11] Soni, N.B. and Devendra, P., 2008. The Transition to LED Illumination: A Case Study on Energy Conservation. *Journal of Theoretical & Applied Information Technology*, 4(11).
- [12] Documentação interna da ANA Aeroportos de Portugal S.A.
- [13] https://e-redes.opendatasoft.com/pages/capacidade_rececao_rnd/ [último acesso em 02-09-2024]
- [14] https://www.google.pt/maps/@37.0193033,-7.9679886,2382m/data=!3m1!1e3?hl=pt-PT&entry=ttu&g_ep=EgoyMDI0MDkxMS4wIKXMDSoASAFAQAw%3D%3D [último acesso em 28-02-2024]
- [15] https://transport.ec.europa.eu/news-events/news/alternative-fuels-infrastructure-eu352-million-eu-funding-low-and-zero-emission-transport-projects-2023-09-11_en [último acesso em 02-03-2024]
- [16] R. Oprea, M. Istrate, D. Machidon and R. Beniuga, "Determination of Optimum Tilt Angle for Fixed Photovoltaic Modules in Iasi, Romania," 2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj-Napoca, Cluj, Romania, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/MPS.2019.8759661.
- [17] N. Sharma, P. K. Tiwari, G. Ahmad and H. Sharma, "Optimum Tilt and Orientation Angle Determination with Application of Solar data," 2021 *International Conference on Artificial Intelligence and Smart Systems (ICAIS)*, Coimbatore, India, 2021, pp. 477-481, doi: 10.1109/ICAIS50930.2021.9395845.
- [18] S. A. Kalogirou, *Solar energy engineering: processes and systems*, Academic Press, 2013.
- [19] Pigueiras, Eduardo. (2005). Energy Collected and Delivered by PV Modules. 10.1002/0470014008.ch20.
- [20] Nadarajah Kannan, Divagar Vakeesan, Solar energy for future world: - A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 62, 2016, Pages 1092-1105, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>.
- [21] R and A.-C. E, "American Society of Heating", 1993 *ASHRAE handbook: fundamentals*. ASHRAE, 1993.

- [22] F. A. C. Huerta, F. R. C. Soldevilla, A. Delgado and C. Carbajal, "Optimal Estimation of Solar Radiation on Flat Surfaces for the Design of Energy Systems using Artificial Neural Networks," *2019 IEEE Sciences and Humanities International Research Conference (SHIRCON)*, Lima, Peru, 2019, pp. 1-4, doi: 10.1109/SHIRCON48091.2019.9024856.
- [23] B. Cojocariu, C. Petrescu and D. Stefanoiu, "Photovoltaic Generators -- Modeling and Control," *2015 20th International Conference on Control Systems and Computer Science*, Bucharest, Romania, 2015, pp. 32-37, doi: 10.1109/CSCS.2015.96.
- [24] https://en.sungrowpower.com/upload/file/20210108/DS_20201121_SG250HX%20Datasheet_V1.5.4_EN.pdf [último acesso em 31-08-2024]
- [25] D. Radianto, G. M. Dousouky and M. Shoyama, "MPPT based on incremental conductance-fuzzy logic algorithm for photovoltaic system under variable climate conditions," *2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, Osaka, Japan, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/INTLEC.2015.7572489. [último acesso em 31-08-2024]
- [26] <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/> [último acesso em 02-09-2024]
- [27] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#api_5.2 [último acesso em 03-03-2024]
- [28] Pfeifroth, Uwe; Kothe, Steffen; Müller, Richard; Trentmann, Jörg; Hollmann, Rainer; Fuchs, Petra; Werscheck, Martin (2017): Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2, Satellite Application Facility on Climate Monitoring, DOI:10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V002 [último acesso em 31-08-2024]
- [29] <https://sam.nrel.gov/download.html> [último acesso em 01-03-2024]
- [30] <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> [último acesso em 01-03-2024]
- [31] Página de acesso à interface Solarman: <https://globalpro.solarmanpv.com/dashboard> [último acesso em 05-03-2024].
- [32] Silva, Jessica & Alvarenga, Bernardo & Pimentel, Sergio & Marra, Enes. (2019). Tratamento e Análise de Dados Solarimétricos da Estação Meteorológica da EMC/UFG. Doi: 10.22533/at.ed.67419220121

ANEXOS

ANEXO I	Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas.
ANEXO II	Equipamentos da CF do AGC.
ANEXO III	Perfis mensais de consumo do AGC.
ANEXO IV	Perfis mensais de consumo do AGC (rede elétrica e CF).
ANEXO V	Produção mensal da CF (energia consumida e energia não produzida).
ANEXO VI	Dados do portal <i>Open Data</i> (E-Redes).
ANEXO VII	Perfis de produção mensal dos casos A a Q (dados PVGIS).
ANEXO VIII	Perfis de produção mensal dos casos selecionados (dados PVGIS).
ANEXO IX	Perfis de produção mensal dos casos 0 a 4 (dados PVGIS).
ANEXO X	Perfis de produção mensal dos casos 0 a 4 (dados SAM).
ANEXO XI	Fichas técnicas do cabo e dos equipamentos utilizados no ensaio experimental.
ANEXO XII	Ficha de dados técnicos do equipamento de medida Fluke IRR1-SOL.
ANEXO XIII	Perfis de produção mensal do caso de referência (dados PVGIS, SAM e CF do AGC).
ANEXO XIV	Tabelas de dados anuais de produção e de consumo para cada situação.

ANEXO I

TABELA COM QUANTIDADE E TIPO DE LÂMPADAS LED INSTALADAS

ANEXO I - TABELA COM QUANTIDADE E TIPO DE LÂMPADAS LED INSTALADAS

Tabela I.1 - Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas, potência unitária e total. Potência unitária e total de lâmpadas convencionais (continua).

	Quantidade	Potência un. LED [W]	Total LED [W]	Potência un. Antigas [W]	Total antigas [W]
Luminárias estandes com 1 lâmpada tubular LED, 1,5m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1500 ou equivalente	345	17,7	6106,5	58	20010
Luminárias estandes com 2 lâmpadas tubulares LED, 1,5m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1500 ou equivalente	1303	35,4	46126,2	116	151148
Luminárias estandes LED, tipo LEDVANCE Floodlight 30W, Branco, 4000K ou equivalente.	41	30	1230	52	2132
Luminárias estandes com 2 lâmpadas tubulares LED, 1,2m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1200 ou equivalente.	74	24	1776	72	5328
Luminárias estandes com 1 lâmpada tubular LED, 1,2m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 1200 ou equivalente.	141	12	1692	36	5076
Luminárias LED, tipo INDU FLOOD GEN2, 63W, 4000K ou equivalente.	12	63	756	250	3000
Luminárias encastradas LED 60x60cm, UGR < 19, 4000K, > 4000lm, tipo Painel Slim Performer, da OPPLÉ ou equivalente.	185	30	5550	72	13320
Luminária encastrada downlight LED, 44W, redondas, 4000K, para furo no teto existente de diâmetro 20cm, tipo DN571B LED60S/840 PSU-E F WH PG, com aro branco, ótica facetada, da Philips ou equivalente.	77	44	3388	140	10780
Luminária encastrada downlight LED, 30W, redondas, 4000K, para furo no teto existente de diâmetro 20cm, tipo DN571B LED40S/840 PSU-E F WH PG, com aro branco, ótica facetada, da Philips ou equivalente.	11	30	330	70	770
Luminária LED PHILIPS modelo BGP283 LED120/740 I DM11 48/60S (UniStreet gen2)	1	70	70	250	250
Luminária estande com 1 lâmpada tubular LED, 0,6m, com clips de fecho em inox, tipo LEDVANCE DP Housing 600 ou equivalente - Portaria 1 (Ed. 21)	8	6,3	50,4	18	144
Luminária encastrada downlight LED, redonda, branca, 4000K, tipo Downlight LEDVANCE SLIM ROUND DN 210 18W ou equivalente - Portaria da Cave (Ed. 32)	8	18	144	36	288
Luminária estande downlight LED, redonda, branca, 4000K, tipo Downlight LEDVANCE DL IP44 DN 215 24W ou equivalente - Portaria da Cave (Ed. 32)	8	24	192	36	288

ANEXO I - TABELA COM QUANTIDADE E TIPO DE LÂMPADAS LED INSTALADAS

Tabela I.2 - Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas, potência unitária e total. Potência unitária e total de lâmpadas convencionais (continua).

	Quantidade	Potência un. LED [W]	Total LED [W]	Potência un. Antigas [W]	Total antigas [W]
Luminária do tipo aplique estanque de parede, LED saliente, redonda, 4000K, branca, tipo LEDVANCE SF BLKH 250 P 10W, IP65 - Portaria da Cave (Ed. 32)	1	10	10	25	25
Luminária de bloco autônomo LED, 2 horas autonomia, mantida/não mantida, tipo EATON LEDUS8 ou equivalente - Portaria da Cave (Ed. 32)	39	1	39	8	312
Luminária estanque downlight LED, redonda, branca, 4000K, tipo Downlight LEDVANCE DL IP44 DN 190 18W ou equivalente - Portaria do Montenegro (Ed. 64)	4	18	72	36	144
Lâmpadas LED, tipo MASTER LEDtube HE, 1,2m, 16,5W, 4000K, T5, da Philips	194	16,5	3201	28	5432
Luminária encastrada downlight LED, redonda, 4000K, tipo Downlight Performer HG 23W, da OPPLÉ ou equivalente	66	23	1518	36	2376
Conversão para LED Luminária encastrada com 2 lâmpadas DULUX S, 9W, 4000K, 2 pinos (G23)	7	4,5	31,5	9	63
Luminárias downlight salientes LED, estanques, redondas, brancas, tipo LEDVANCE SF BLKH 250,10W.	34	10	340	36	1224
Luminárias de bloco autônomo LED, 2 horas autonomia, mantida/não mantida, tipo EATON LEDUS16 ou equivalente.	20	2	40	8	160
Luminárias LED, tipo INDU FLOOD GEN2, 125W, 4000K ou equivalente.	11	125	1375	400	4400
Luminárias estanques LED, tipo LEDVANCE Floodlight 10W, Branco, 4000K ou equivalente.	3	10	30	150	450
Luminárias de parede quadrados salientes LED 33x33cm, 24W, 4000K, tipo LEDVANCE SF SQUARE 330 V 24W 840 IP44 ou equivalente.	33	24	792	52	1716
Luminárias encastradas downlight LED, redondas, 4000K, furo no teto de diâmetro 22cm, tipo Downlight Performer HG 23W, da OPPLÉ ou equivalente. Fornecer luminária compatível com a furação de teto existente a confirmar no local (IS 1.1.9).	46	23	1058	36	1656
Lâmpadas LED T5, 1500mm, 26W, 4000K, tipo MASTER tubo LED InstantFit equipamentos eletrônicos T5 ou equivalente.	273	26	7098	49	13377
Lâmpadas LED T5, 1500mm, 26W, 4000K, tipo MASTER tubo LED InstantFit equipamentos eletrônicos T5 ou equivalente.	176	26	4576	35	6160

ANEXO I - TABELA COM QUANTIDADE E TIPO DE LÂMPADAS LED INSTALADAS

Tabela I.3 - Tabela com quantidade e tipo de lâmpadas LED instaladas, potência unitária e total. Potência unitária e total de lâmpadas convencionais.

	Quantidade	Potência un. LED [W]	Total LED [W]	Potência un. Antigas [W]	Total antigas [W]
Lâmpadas LED T5, 1200mm, 26W, 4000K, tipo MASTER tubo LED InstantFit equipamentos eletrônicos T5 ou equivalente.	36	26	936	54	1944
Lâmpadas LED T5, 1200mm, 16,5W, 4000K, tipo MASTER tubo LED InstantFit equipamentos eletrônicos T5 ou equivalente.	178	16,5	2937	28	4984
Projeto LED 20W 4000K Branco, tipo LEDVANCE FLOODLIGHT - FL PFM 20 W 4000 K SYM 100 WT ou equivalente.	3	20	60	150	450
Projeto LED 30W 4000K Branco, tipo LEDVANCE FLOODLIGHT - FL PFM 30 W 4000 K SYM 100 WT ou equivalente.	14	30	420	150	2100
Lâmpadas LED T5, 600mm, 10,5W, 4000K, tipo MASTER tubo LED InstantFit equipamentos eletrônicos T5 ou equivalente.	92	10,5	966	24	2208
Total	3444		92910,6		261715

ANEXO II

EQUIPAMENTOS DA CF DO AGC

CONFIG PV PLANT Aeroporto Faro		
GENERAL INFO		
Site Name	Aeroporto Faro	
Site Location	Faro, Portugal	
Coordinates	37° 1'8.71"N; 7°58'51.67"W	
Area de Implantacion:	4.7ha	
Altitude	9 m	
Pot. Instalada AC (35°C)	2,375 MVA	
Pot. Instalada DC	2,910 MWp	
Ratio DC / AC @ 35°C	1,23	
PF	1	
PV MODULES		
Manufacturer	LONGI Solar	
Model	LR4-72HPH	
Module Type	Monofacial	
Peak Power of Modules	450 Wp	455 Wp
Nº of Modules	4000	2440
Peak power	1 800 000 Wp	1 110 200 Wp
Peak total power	2 910 200 Wp	
PV Modules per string	28	
Nº Total of Strings	230	
PV INVERTERS (String Inverters)		
Manufacturer	Sungrow	
Model	SG250HX	
Nº total of Inverters	10	
Power of inverter (35°C)	237,5	
Nº strings / inverter	24 / 23 / 22	
Inverter Power Installed @35°C	2,375 MVA	
POWER STATIONS		
Manufacturer	iQUORD	
Model	PVStation - Faro Airport	
Nº of Transformation Centers	1	
CONFIG INVERTER		
Nº of Inverters	10,00	
Nº of Strings	230	
Peak Power / inverter	291 kWp	
Ratio DC / AC @ 35°C	1,23	

Figura II.1 Configuração da CF.

Brand	LONGi Solar
Model	Hi-MO 4m LR4-72HPH
Power	450 W / 455W
Module Efficiency	20,7 % / 20,9%
Dimension	2094 x 1038 x 35 mm

Figura II.2 - Dados dos Painéis Fotovoltaicos da Central.

Brand	Sungrow
Model	SG250HX
Power (@30°C)	250 kW
Max. Efficiency	99,00 %
European Efficiency	98,8 %
Max. Output Current	180.5 A
Dimension	1051 x 660 x 363 mm

Figura II.3 - Dados dos inversores da CF.

POWER TRANSFORMER	
Nominal AC output power	2500kVA
Type	Hermetic
Rated HV	15kV
Rated LV	800V
Number of phases	3
Frequency	50Hz
Connection group	Dyn11
Cooling method	ONAN
Protection relay	DGPT2
Manufacturing Standards	IEC 60076 / UNE 21428
Losses	ECO Design Tier 2

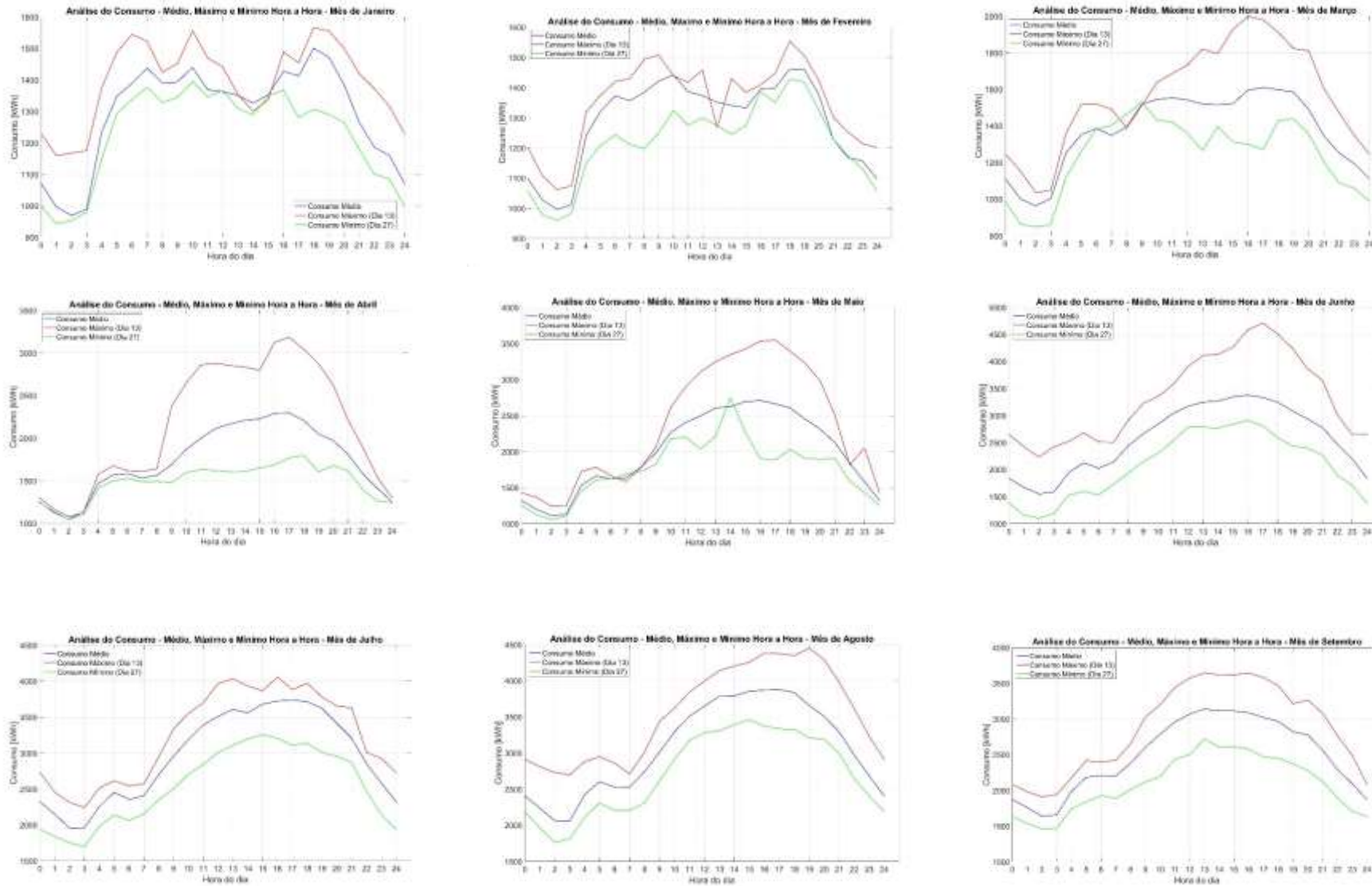
Figura II.4 - Dados do transformador da CF.

AUXILIARY TRANSFORMER	
Nominal AC output power	10 kVA
Type	Dry
Rated HV	800V
Rated LV	400V
Number of phases	3
Frequency	50Hz
Connection group	Dyn11
Max. ambient temperature	40°C
Cooling method	AN
Manufacturing Standards	UNE EN 61558 / Eco Design

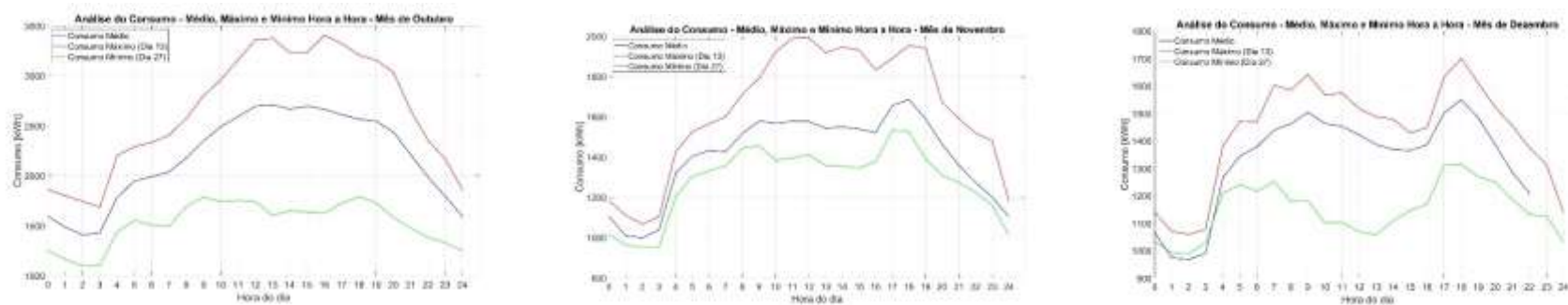
Figura II.5 - Dados do transformador auxiliar da CF.

ANEXO III

PERFIS MENSAIS DE CONSUMO DO AGC



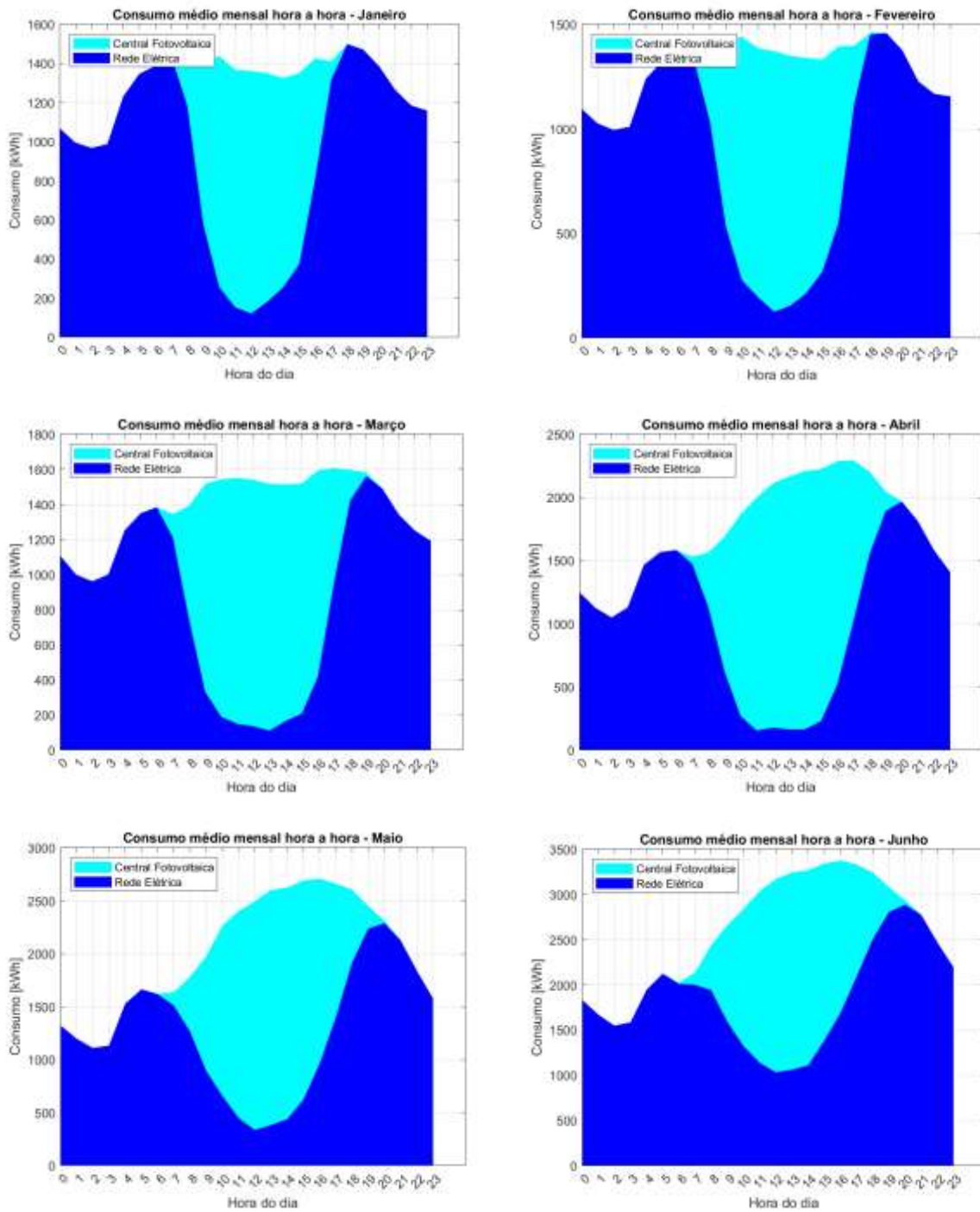
Figuras III.1 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora, de janeiro a julho de 2023 (continua).



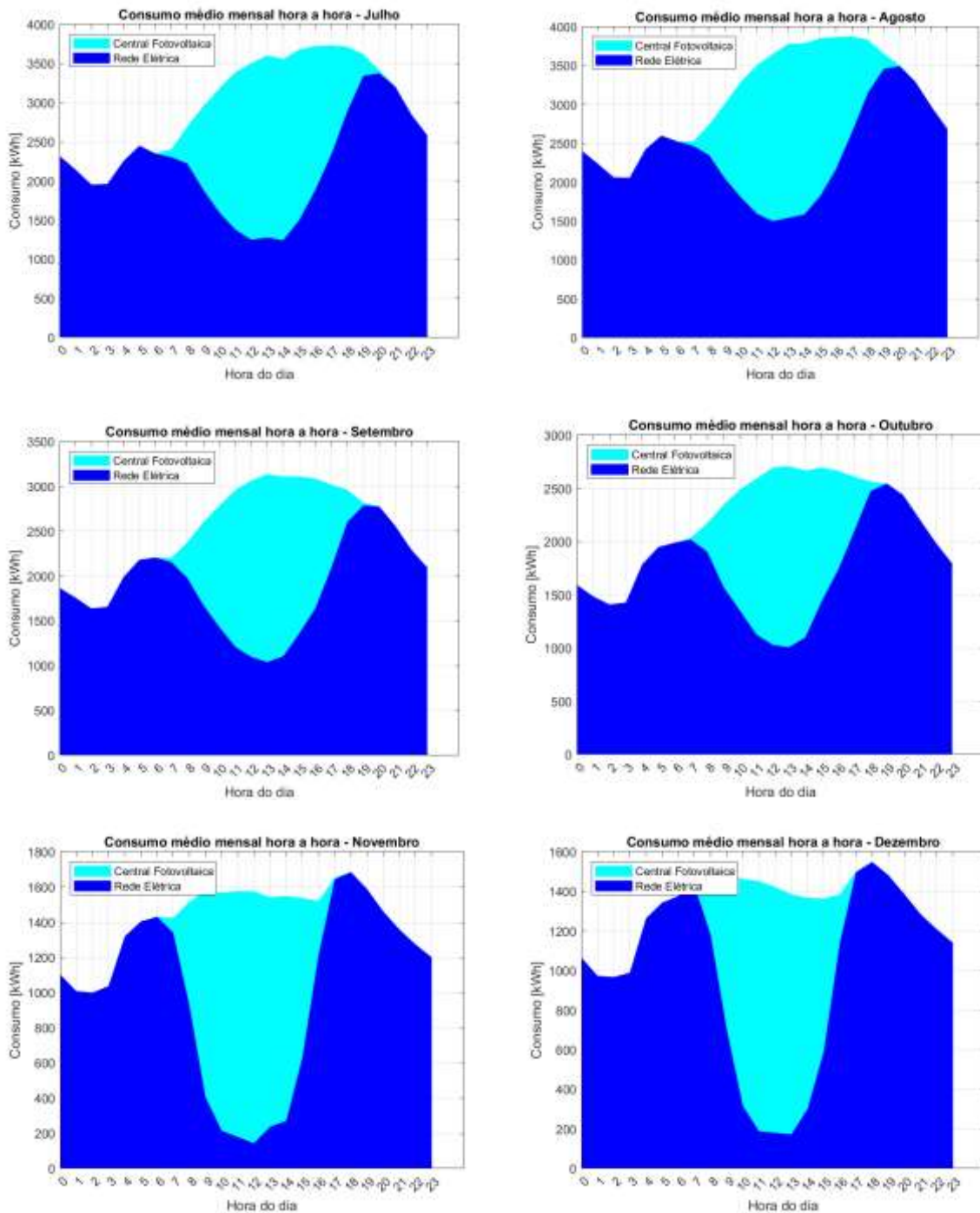
Figuras III.1 - Análise do consumo médio, mínimo e máximo, hora a hora, de janeiro a julho de 2023.

ANEXO IV

PERFIS MENSAS DE CONSUMO DO AGC (REDE ELÉTRICA E CF)



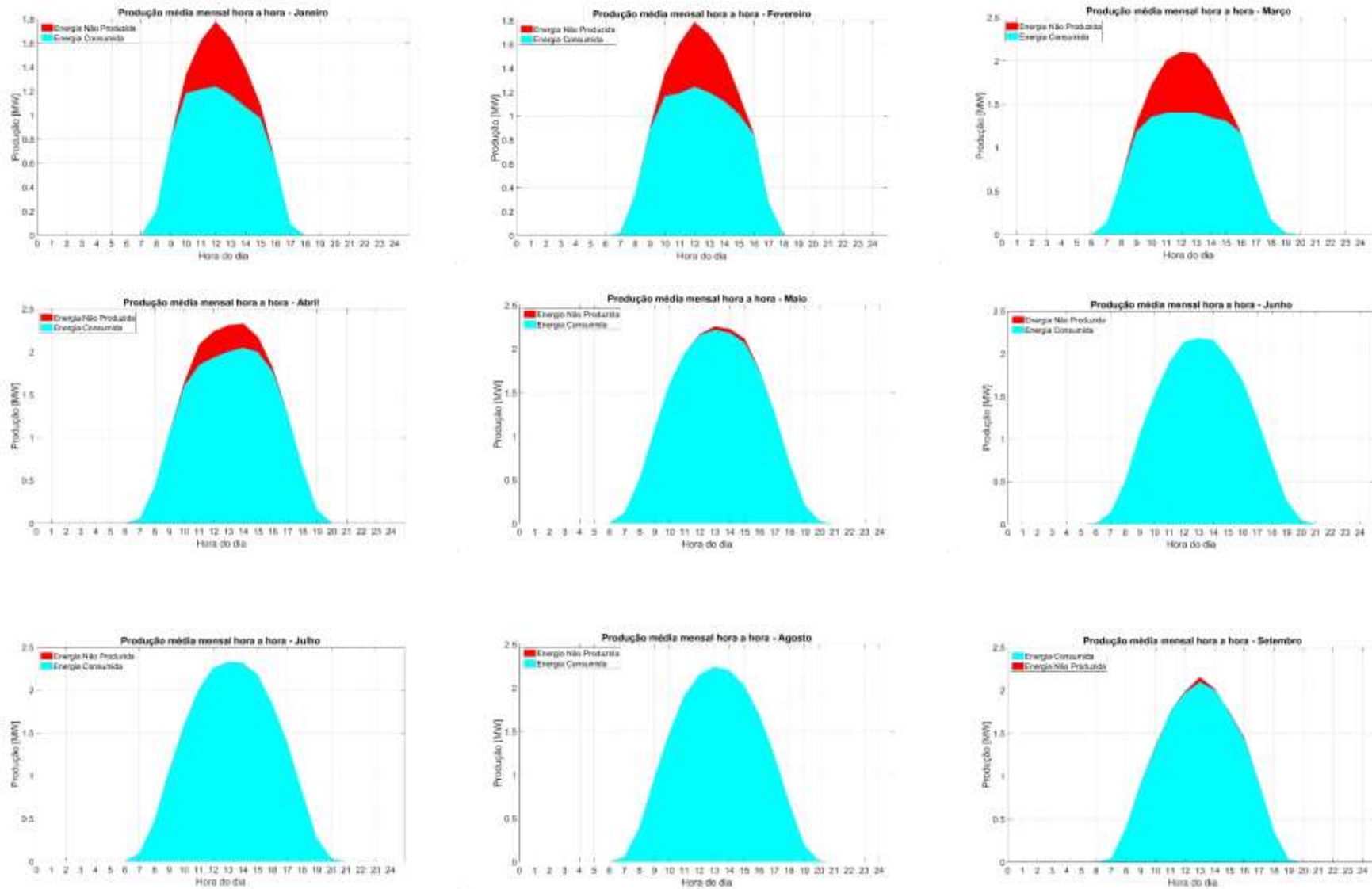
Figuras IV.1 - Consumo médio horário CF e Rede de janeiro a dezembro de 2023 (continua)



Figuras IV.1 - Consumo médio horário CF e Rede de janeiro a dezembro de 2023.

ANEXO V

PRODUÇÃO MENSAL DA CF (ENERGIA CONSUMIDA E ENERGIA NÃO PRODUZIDA)



Figuras V.1 - Produção média mensal horária de janeiro a dezembro de 2023 (continua).



Figuras V.1 - Produção média mensal horária de janeiro a dezembro de 2023.

ANEXO VI

DADOS DO PORTAL *OPEN DATA* (E-REDES)

ANEXO VI – DADOS DO PORTAL *OPEN DATA* (E-REDES)

Tabela VI.1 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).

Ano	Mês	Distrito	Concelho	Freguesia	Nível de Tensão	Energia Ativa (kWh)
2023	1	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	338 501
2023	1	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 163 880
2023	1	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 693 077
2023	1	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 601 590
2023	1	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	118 000
2023	1	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 304 613
2023	1	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	445 975
2023	1	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	10 898 495
2023	1	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 247 087
2023	2	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	284 676
2023	2	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 990 410
2023	2	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 498 190
2023	2	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 442 017
2023	2	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	106 629
2023	2	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 112 651
2023	2	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	411 756
2023	2	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	10 074 763
2023	2	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	2 890 544
2023	3	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	286 319
2023	3	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 852 238
2023	3	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 563 449
2023	3	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 421 993
2023	3	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	97 784
2023	3	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 162 821
2023	3	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	453 075
2023	3	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	9 721 374
2023	3	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 145 039
2023	4	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	250 755
2023	4	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 597 838
2023	4	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 645 904
2023	4	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 306 419
2023	4	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	90 542
2023	4	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 060 763
2023	4	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	489 336
2023	4	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	8 893 463
2023	4	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 138 375
2023	5	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	240 820
2023	5	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 658 505
2023	5	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 927 609
2023	5	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 362 338
2023	5	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	95 170
2023	5	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 210 131
2023	5	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	540 491
2023	5	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	9 436 680

ANEXO VI – DADOS DO PORTAL *OPEN DATA* (E-REDES)

Tabela VI.1 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).

2023	5	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 443 530
2023	6	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	241 474
2023	6	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 762 888
2023	6	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 381 271
2023	6	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 438 046
2023	6	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	96 168
2023	6	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 335 650
2023	6	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	562 488
2023	6	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	10 112 387
2023	6	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 609 665
2023	7	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	248 800
2023	7	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 078 513
2023	7	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 800 112
2023	7	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 627 316
2023	7	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	113 886
2023	7	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 637 880
2023	7	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	678 029
2023	7	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	11 649 824
2023	7	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	4 271 778
2023	8	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	220 446
2023	8	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 121 615
2023	8	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 912 794
2023	8	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 667 405
2023	8	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	103 852
2023	8	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 650 920
2023	8	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	685 975
2023	8	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	11 655 676
2023	8	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	4 235 425
2023	9	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	240 609
2023	9	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 826 458
2023	9	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 426 336
2023	9	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 426 928
2023	9	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	77 919
2023	9	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 295 499
2023	9	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	567 379
2023	9	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	10 149 535
2023	9	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 814 097
2023	10	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	386 446
2023	10	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 802 208
2023	10	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 357 012
2023	10	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 413 618
2023	10	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	79 207
2023	10	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 172 732
2023	10	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	521 521
2023	10	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	9 805 550

ANEXO VI – DADOS DO PORTAL *OPEN DATA* (E-REDES)

Tabela VI.1 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, no município de Faro no ano de 2023.

2023	10	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 714 571
2023	11	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	421 937
2023	11	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 842 891
2023	11	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 642 622
2023	11	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 408 963
2023	11	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	92 892
2023	11	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 042 424
2023	11	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	441 884
2023	11	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	9 420 212
2023	11	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 289 374
2023	12	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	435 744
2023	12	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 194 878
2023	12	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 677 801
2023	12	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Baixa Tensão	1 649 569
2023	12	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	117 421
2023	12	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Baixa Tensão	2 326 883
2023	12	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	451 107
2023	12	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Baixa Tensão	10 697 337
2023	12	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 272 211

Tabela VI.2 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT, no município de Faro no ano de 2023 (continua).

Ano	Mês	Distrito	Concelho	Freguesia	Nível de Tensão	Energia Ativa (kWh)
2023	1	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	338 501
2023	1	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 693 077
2023	1	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	118 000
2023	1	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	445 975
2023	1	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 247 087
2023	2	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	284 676
2023	2	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 498 190
2023	2	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	106 629
2023	2	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	411 756
2023	2	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	2 890 544
2023	3	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	286 319
2023	3	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 563 449
2023	3	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	97 784
2023	3	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	453 075
2023	3	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 145 039
2023	4	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	250 755
2023	4	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 645 904
2023	4	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	90 542
2023	4	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	489 336

ANEXO VI – DADOS DO PORTAL *OPEN DATA* (E-REDES)

Tabela VI.2 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT, no município de Faro no ano de 2023.

2023	4	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 138 375
2023	5	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	240 820
2023	5	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 927 609
2023	5	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	95 170
2023	5	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	540 491
2023	5	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 443 530
2023	6	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	241 474
2023	6	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 381 271
2023	6	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	96 168
2023	6	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	562 488
2023	6	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 609 665
2023	7	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	248 800
2023	7	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 800 112
2023	7	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	113 886
2023	7	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	678 029
2023	7	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	4 271 778
2023	8	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	220 446
2023	8	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 912 794
2023	8	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	103 852
2023	8	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	685 975
2023	8	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	4 235 425
2023	9	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	240 609
2023	9	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 426 336
2023	9	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	77 919
2023	9	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	567 379
2023	9	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 814 097
2023	10	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	386 446
2023	10	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 357 012
2023	10	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	79 207
2023	10	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	521 521
2023	10	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 714 571
2023	11	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	421 937
2023	11	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 642 622
2023	11	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	92 892
2023	11	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	441 884
2023	11	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 289 374
2023	12	FARO	Faro	FARO	Muito Alta, Alta e MT	435 744
2023	12	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 677 801
2023	12	FARO	Faro	SANTA BARBARA DE NEXE	Muito Alta, Alta e MT	117 421
2023	12	FARO	Faro	UF CONCEICAO E ESTOI	Muito Alta, Alta e MT	451 107
2023	12	FARO	Faro	UF FARO (SE E SAO PEDRO)	Muito Alta, Alta e MT	3 272 211

Tabela VI.3 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta e MT, na freguesia de Montenegro no ano de 2023.

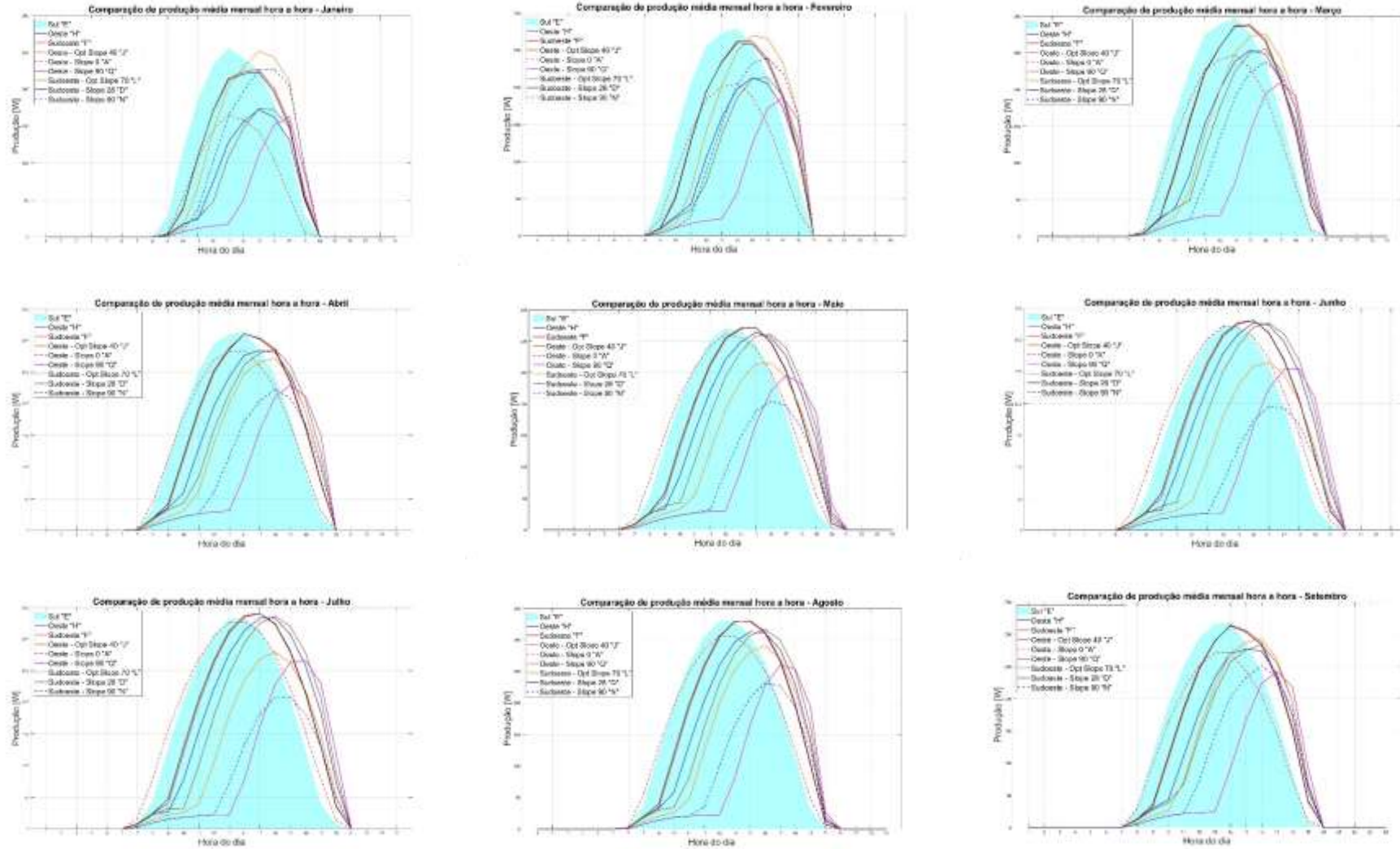
Ano	Mês	Distrito	Concelho	Freguesia	Nível de Tensão	Energia Ativa (kWh)
2023	1	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 693 077
2023	2	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 498 190
2023	3	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 563 449
2023	4	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 645 904
2023	5	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 927 609
2023	6	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 381 271
2023	7	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 800 112
2023	8	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 912 794
2023	9	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 426 336
2023	10	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	2 357 012
2023	11	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 642 622
2023	12	FARO	Faro	MONTENEGRO	Muito Alta, Alta e MT	1 677 801

Tabela VI.4 - Consumo faturado para níveis de tensão Muito Alta, Alta, MT e BT, na freguesia de Montenegro no ano de 2023.

Ano	Mês	Data	Distrito	Concelho	Freguesia	Nível de Tensão	Energia Ativa (kWh)
2023	1	2023-01	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 163 880
2023	2	2023-02	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 990 410
2023	3	2023-03	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 852 238
2023	4	2023-04	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 597 838
2023	5	2023-05	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 658 505
2023	6	2023-06	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 762 888
2023	7	2023-07	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 078 513
2023	8	2023-08	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 121 615
2023	9	2023-09	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 826 458
2023	10	2023-10	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 802 208
2023	11	2023-11	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	1 842 891
2023	12	2023-12	FARO	Faro	MONTENEGRO	Baixa Tensão	2 194 878

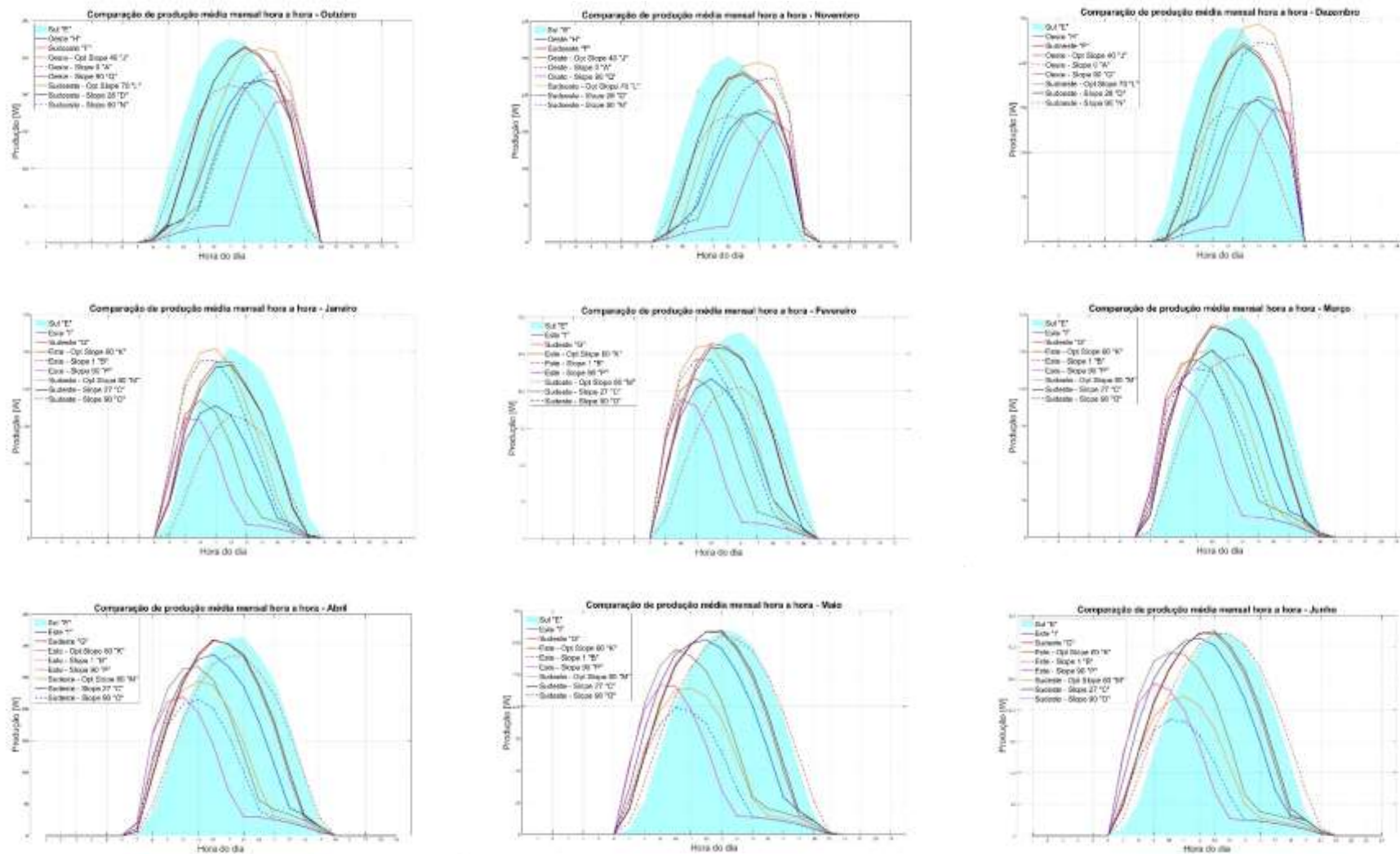
ANEXO VII

PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS A A Q (DADOS PVGIS)

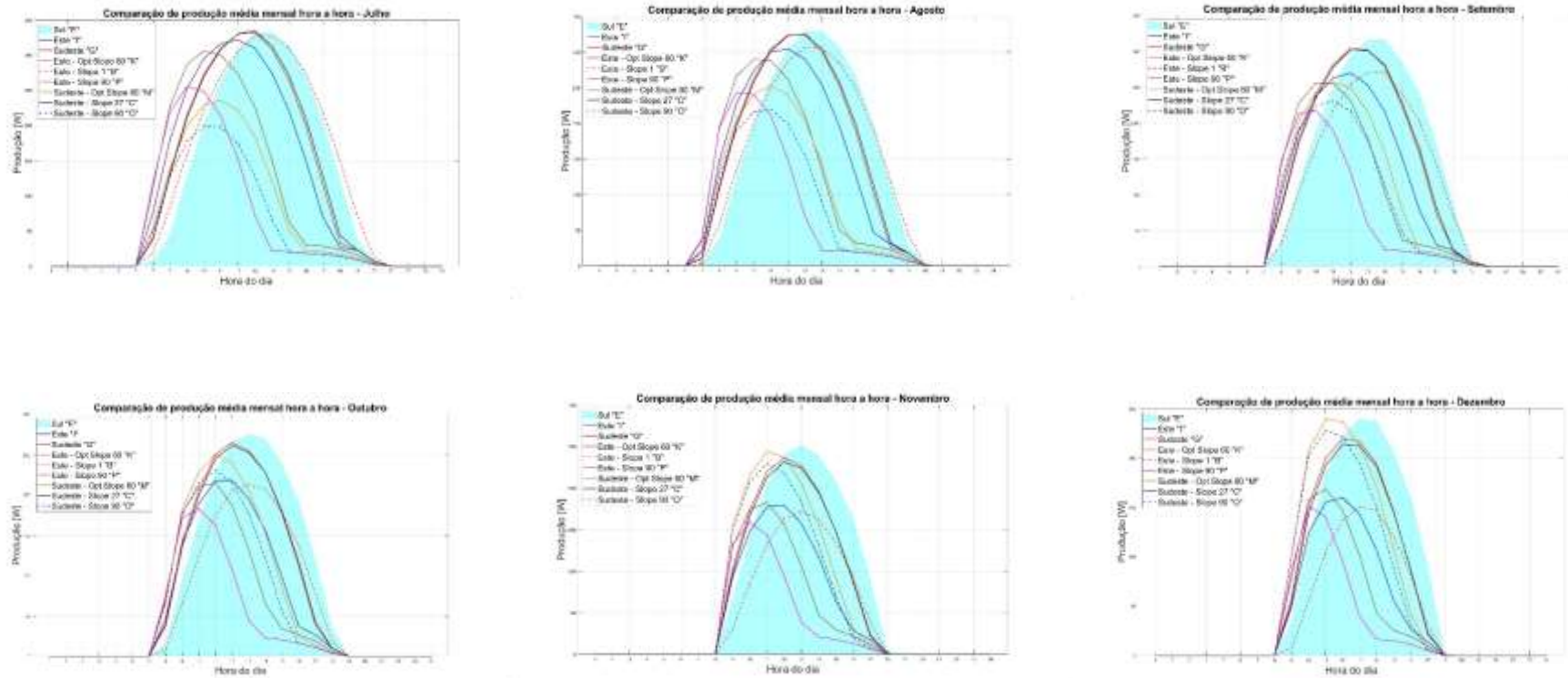


Figuras VII.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora para os meses de janeiro a dezembro, com painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste (continua).

ANEXO VII – PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS A A Q (DADOS PVGIS)



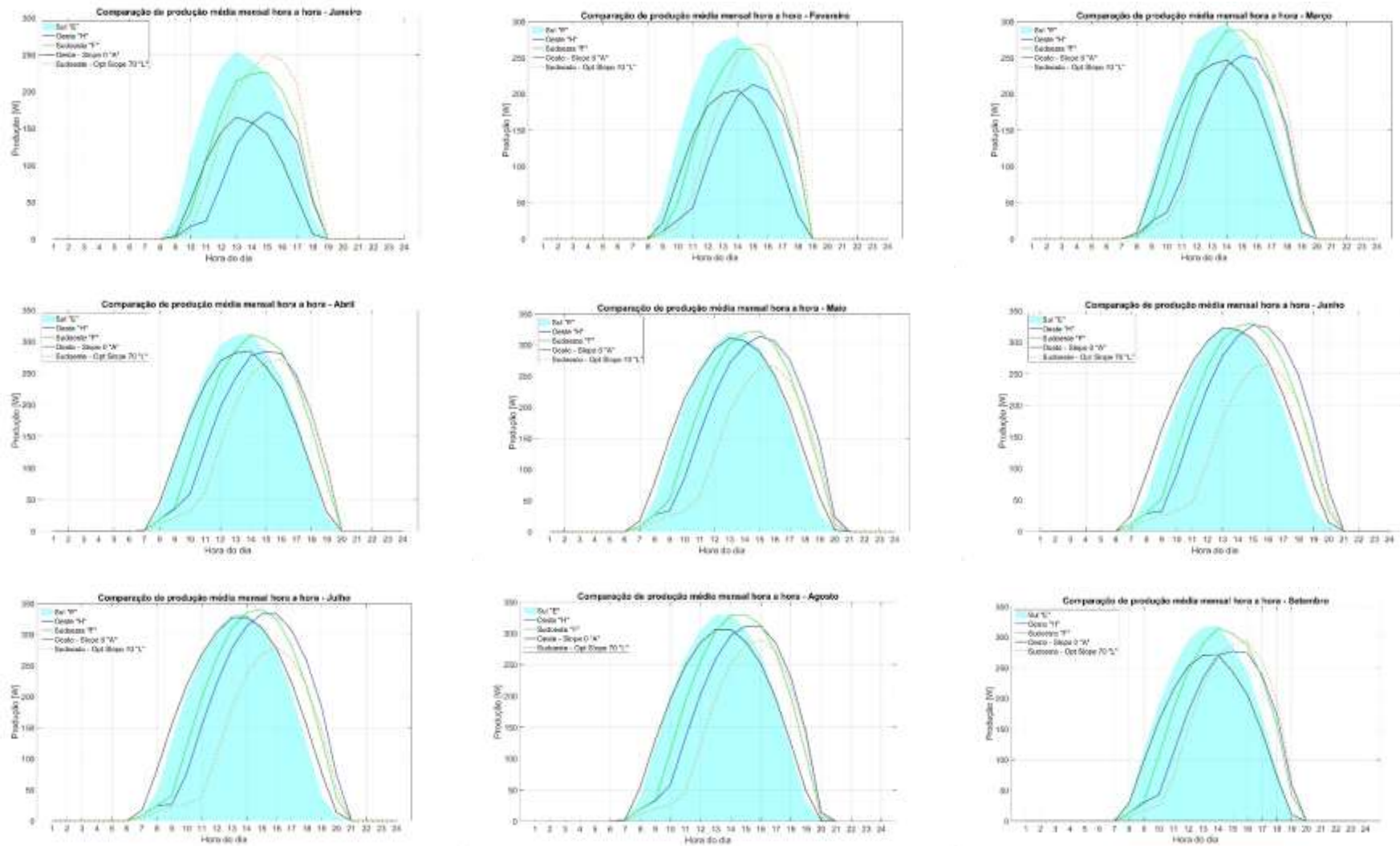
Figuras VII.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora para os meses de janeiro a dezembro, com painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste (continua).



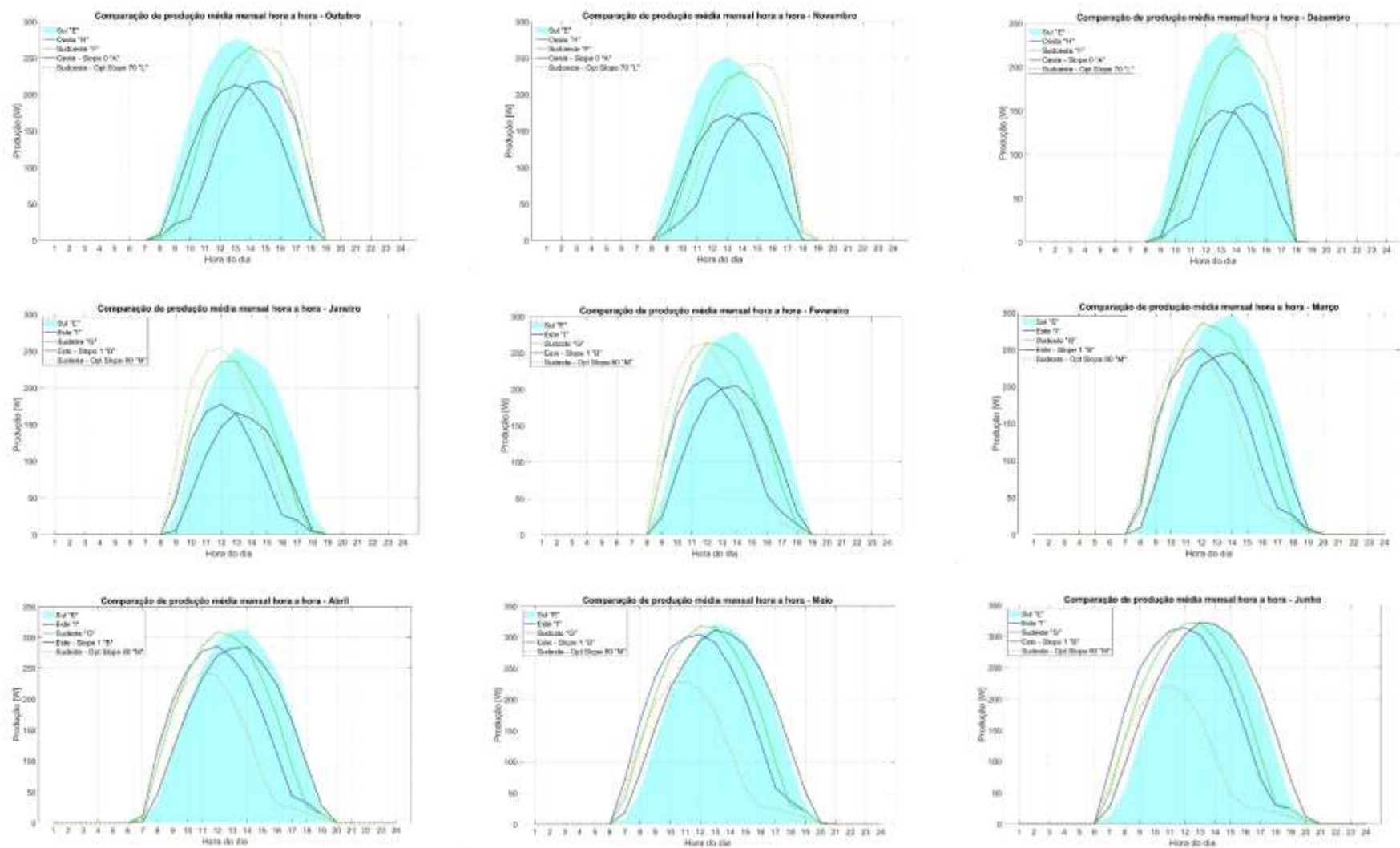
Figuras VII.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora para os meses de janeiro a dezembro, com painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste.

ANEXO VIII

PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS SELECIONADOS (DADOS PVGIS)

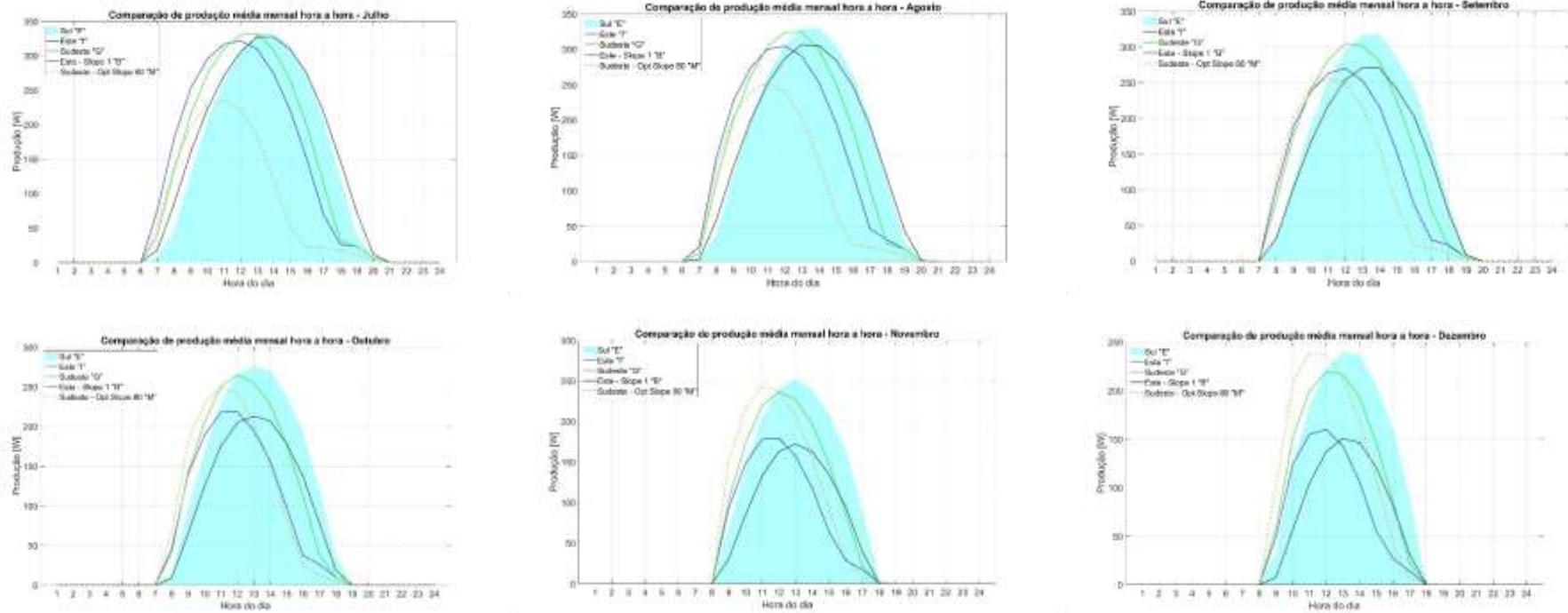


Figuras VIII.1 – Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro, com os painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste – PVGIS (continua).



Figuras VIII.1 – Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro, com os painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste – PVGIS (continua).

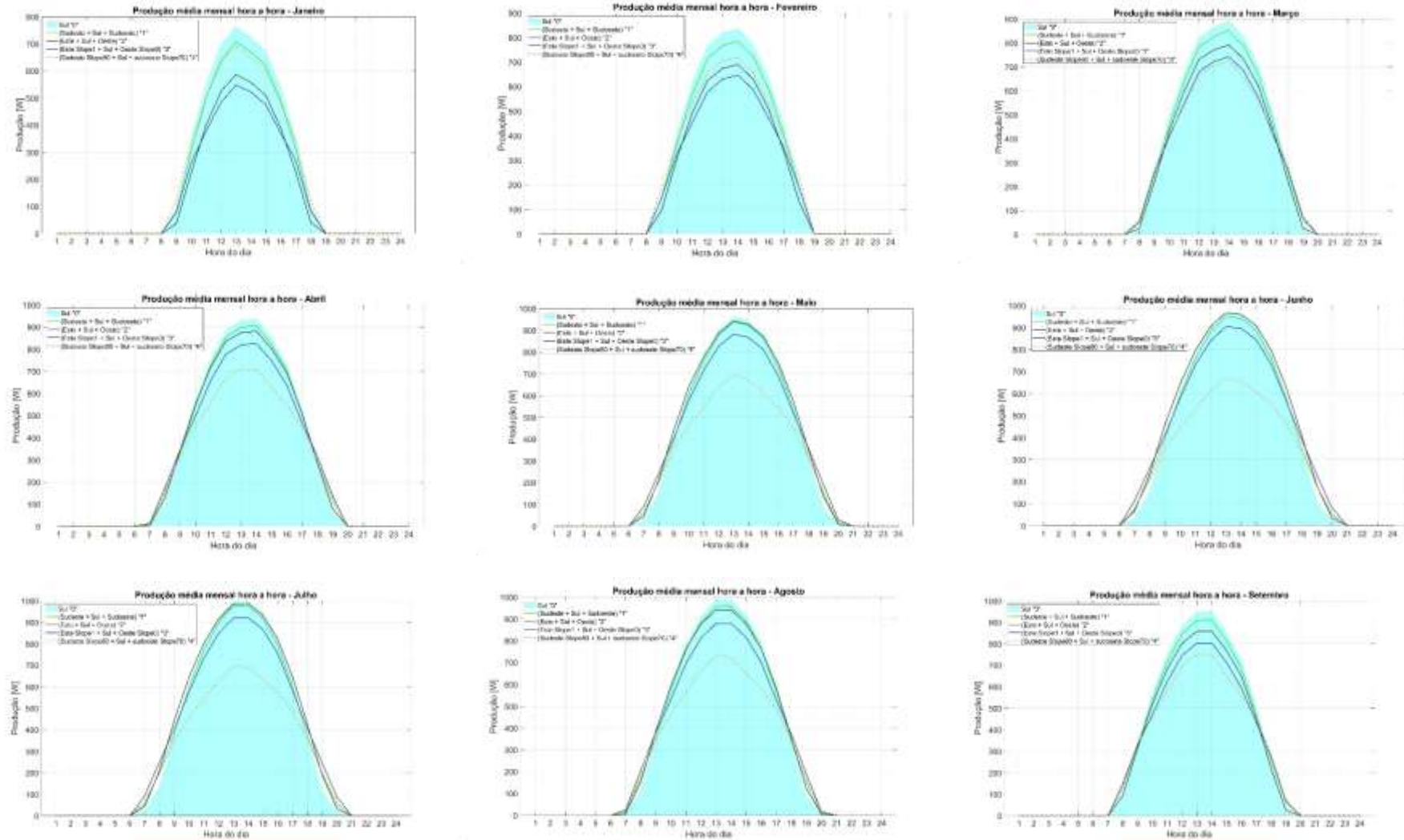
ANEXO VIII– PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS SELECIONADOS (DADOS PVGIS)



Figuras VIII. 1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro, com os painéis a oeste, este, sudoeste e sudeste - PVGIS.

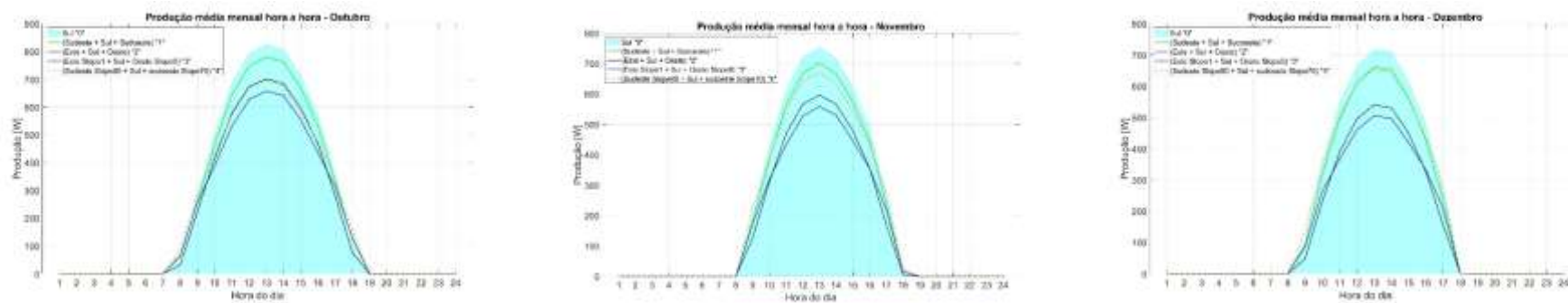
ANEXO IX

PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS 0 A 4 (DADOS PVGIS)



Figuras IX.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos seleccionados para os meses de janeiro a dezembro – PVGIS (continua).

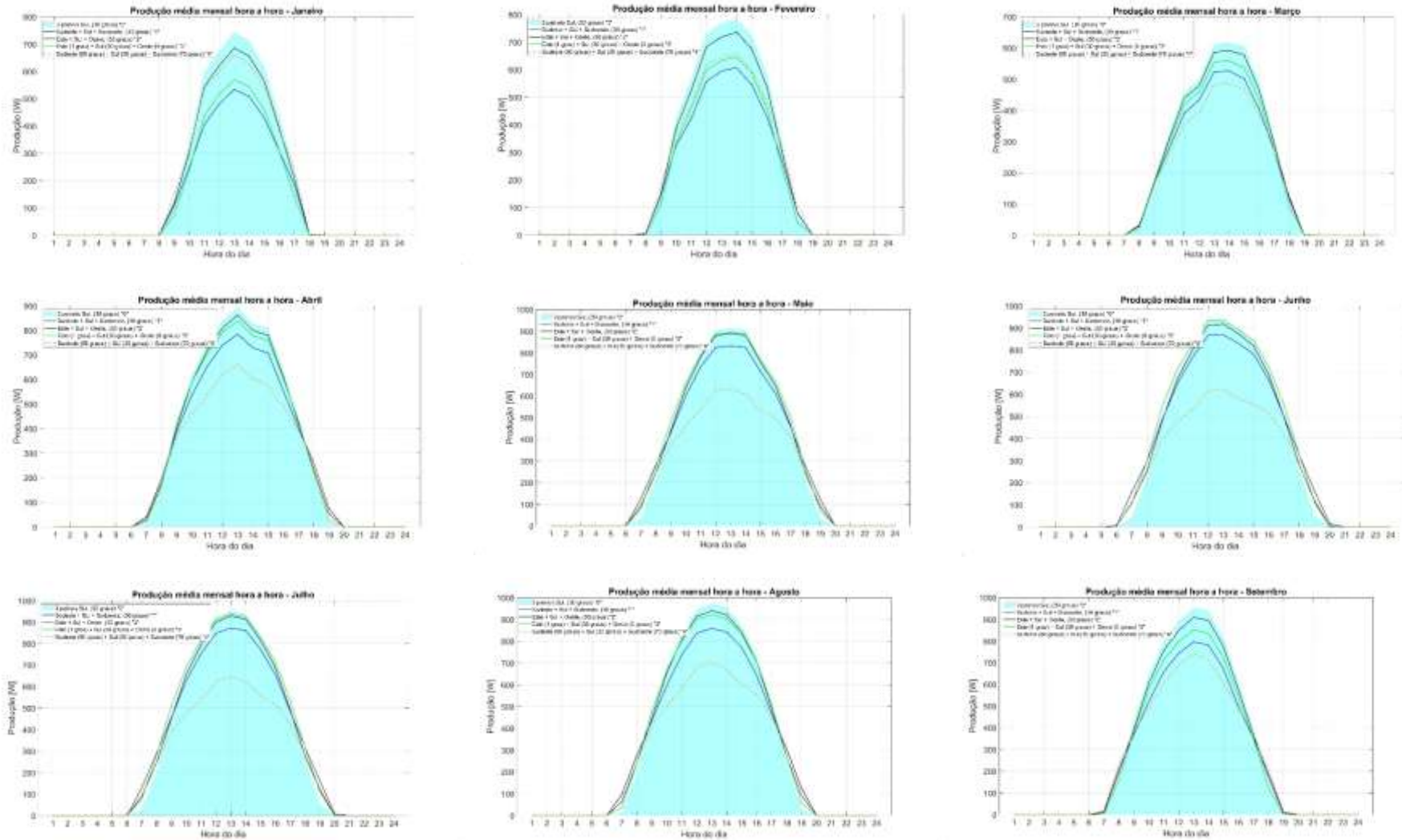
ANEXO IX – PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS 0 A 4 (DADOS PVGIS)



Figuras IX. 1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro - PVGIS.

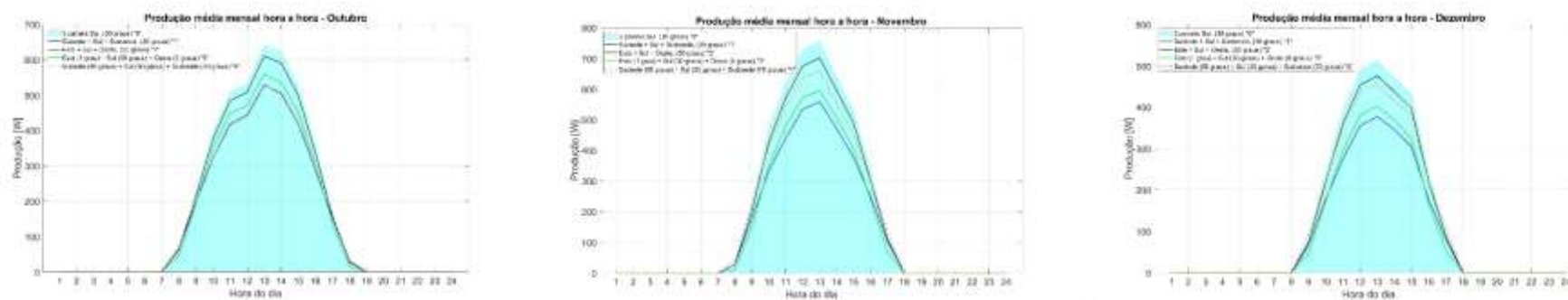
ANEXO X

PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS 0 A 4 (DADOS SAM)



Figuras X.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro – SAM (continua).

ANEXO X – PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DOS CASOS 0 A 4 (DADOS SAM)



Figuras X.1 - Gráficos de comparação de produção média mensal hora a hora, dos casos selecionados para os meses de janeiro a dezembro – SAM.

ANEXO XI


FICHAS TÉCNICAS DO CABO E DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ENSAIO EXPERIMENTAL

Microinverter

SUN1300G3-US-220/EU-230 SUN1600G3-US-220/EU-230
SUN2000G3-US-220/EU-230





 IP67 protection degree, 10 years warranty

 PLC, Zigbee or WIFI communication

Deye
Stock Code: 605117.SH

 Max. DC input current of 13A, adapt to 600W PV module

 Support reactive power compensation

 4 MPP trackers, module level monitoring


 Rapid shutdown function

Figura XI.1 - Manual Microinverter Deye SUN2000G3 (continua).

MONO HALF-CUT MODULE UL-440 | 445 | 450M-144 440W-450W 1500V

Additional value from Ulica Solar's linear warranty

▲1.18%

- Global Tier 1 bankable brand**
- 12% more power than conventional modules**
- Lower power degradation**
Lower internal current
Lower hot spot temperature
- Outstanding mechanical load resistance**
3800 Pa wind load, 5400 Pa snow load
- Anti-PID (potential induced degradation)**
Passed anti-PID test under 85% damp heat,
85% relative humidity for 96 hours
- Great Durability against extreme conditions**
Passed salt mist corrosion test, ammonia corrosion test,
dust & sand test, fire test, all certified by TUV
- World famous insurance**
CHUBB(USA), Solar Insurance&Finance(Netherlands)

12

year product warranty

25

year linear power warranty

About Ulica Solar: As member of Shanshan Group (stock code: 600884) which is TOP500 Enterprise in China, Ulica Solar is the leading manufacturer of solar cells and solar panels in China since 2005, and the global Tier 1 brand as announced by Bloomberg NEF of Q1 2020, with the annual capacity of 800MW, and own investment projects of 300MW.

Add: No.218 Yunlin Middle Road, Wangechun Industrial District, Ningbo, China

Tel: +86-574-28828978 | Fax: +86-574-28828997 | Email: sales@ulicolar.com.cn | Web: www.ulicolar.com

Figura XI.2 – Ficha técnica painel fotovoltaico 450 W (continua).

MONO UL-440 | 445 | 450M-144



ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters Standard Test Conditions

Module Type	UL-440M-144	UL-445M-144	UL-450M-144	
Power Output	P _{max} W	440	445	450
Power Tolerance	ΔP _{max} W		0/+5W	
Module Efficiency	η _m %	19,92	20,14	20,37
Voltage at P _{max}	V _m V	40,8	40,9	41,0
Current at P _{max}	I _m A	10,78	10,88	10,98
Open-Circuit Voltage	V _{oc} V	49,6	49,7	49,8
Short-Circuit Current	I _{sc} A	11,34	11,45	11,55

STC:1000W/m² Irradiance,25°C test temperature,AM1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	43±2
Temperature Coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0,360
Temperature Coefficient of V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0,330
Temperature Coefficient of I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	+0,049

OPERATING CONDITIONS

Max System Voltage	1500V
Max Series Fuse Rating	20A
Operating Temperature Range	-40°C~85°C
Max static snow load	5400Pa
Max static wind load	3800Pa
Application Class	A

CONSTRUCTION MATERIALS

Front Cover(material/type/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(quantity/material/type/dimension)	144/monocrystalline/166XB3mm
Encapsulant(material)	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame(material/anodization color)	anodized aluminum alloy/silver or black
Junction Box(Protection degree)	IP68
Cable(length/cross-sectional area)	400mm(or Customized Length)/4mm ²
Plug Connector	MC4 compatible

GENERAL CHARACTERISTICS

Dimension(L/W/H)	2108/1048/35mm
Weight	24kg

PACKING CONFIGURATION

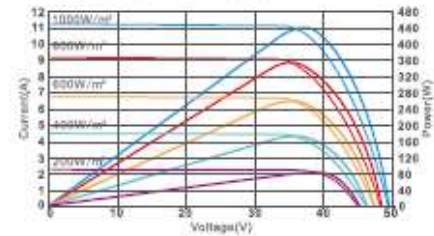
Pallet Size(L/W/H)	2150/1120/2490mm
Pallet Weight	1588kg
Pieces per Pallet	60pcs+2pcs
Pieces per Container	682pcs

INTERNATIONAL CERTIFICATES

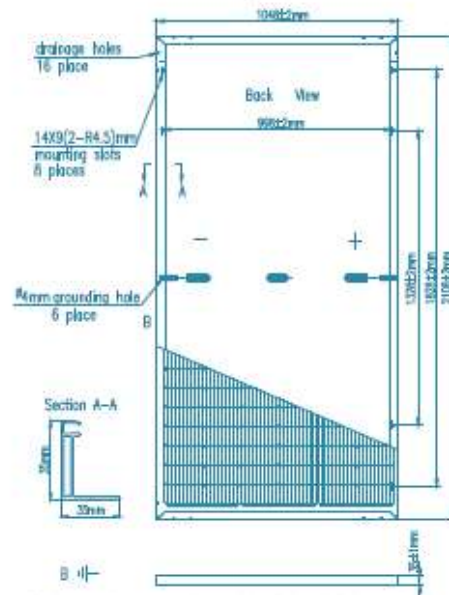
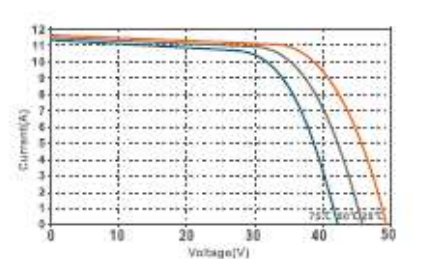
- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 (Quality management systems)
- ISO 14001: 2015 (Environmental management systems)
- OHSAS 18001: 2015 (Occupational health and safety)

I-V CURVE

I-V characteristics at different irradiances



I-V characteristics at different temperature



Please read the instruction entirely before handling, installing and operating Ulica Solar modules. Due to continuous research and development, the specification is subject to change without prior notice.

Figura XI.2 – Ficha técnica painel fotovoltaico 450 W.

Folha de dados do produto

Especificações



Acti9 iC40N - Disjuntor - 1P+N -
16A - Curva C - 6000A (IEC
60898-1) - 10 kA (IEC 60947-2)

A9P64616

Preço: 36,63 EUR

Principal

Alcance	Acti9
Nome Do Produto	Acti9 iC40
Tipo De Produto Ou Componente	Disjuntor miniatura
Nome Curto Do Aparelho	iC40N
Aplicação Do Aparelho	Distribuição
Identificação De Pólos	1P + N
Número De Pólos Protegidos	1
Posição Neutra	Esquerda
[In] Corrente Nominal	16 A
Tipo De Rede	AC
Tecnologia Do Disparador	Termomagnético
Código Da Curva	C
Poder De Corte	10 kA Icu a 230 V AC 50/60 Hz em conformidade com ENIEC 60947-2 6000 A Icn a 230 V AC 50/60 Hz em conformidade com ENIEC 60898-1
Adequação Para Isolamento	Sim em conformidade com ENIEC 60947-2
Rótulos De Qualidade	RCM AENOR IMQ OVE

Complementar

Frequência Da Rede	50/60 Hz
[Ue] Tensão Estipulada De Funcionamento Nominal	230 V AC 50/60 Hz
Limite De Disparo Magnético	5...10 x I _{nm} em conformidade com ENIEC 60898-1 8 x I _n +/- 20 % em conformidade com ENIEC 60947-2
[Ics] Poder De Corte Nominal Em Serviço	6000 A 100 % x I _{cn} a 230 V AC 50/60 Hz em conformidade com ENIEC 60898-1 7,5 kA 75 % x I _{cn} a 230 V AC 50/60 Hz em conformidade com ENIEC 60947-2
Classe De Limitação	3em conformidade com ENIEC 60898-1
[Ui] Tensão Estipulada De Isolamento	400 V AC 50/60 Hz em conformidade com ENIEC 60947-2
[Uimp] Tensão De Resistência Aos Choques	4 kV em conformidade com ENIEC 60947-2
Indicação De Posição Do Contacto	Sim
Tipo De Controlo	Alavanca

Reserva de responsabilidade: Este documento não pretende substituir nem deve ser usado para determinar a adequação ou validade de produtos para aplicações específicas do utilizador.

10/01/2024

Life is On | Schneider
ELECTRIC

1

Figura XI.3 – Folha de dados, disjuntor de um polo mais neutro 16A, curva C (continua).

Sinalização Local	Indicação ligado/desligado Indicador de disparo
Modo De Montagem	Encaixe
Suporte De Montagem	Calha DIN
Distancias De 9 Milímetros	2
Altura	86 mm
Largura	18 mm
Profundidade	74 mm
Peso Líquido	120 g
Cor	Branco
Durabilidade Mecânica	20000 ciclos
Durabilidade Elétrica	20000 ciclos
Descrição Das Opções De Bloqueio	Dispositivo de encravamento
Ligações - Terminais	Terminais tipo túnel superior ou inferior1...10 mm² flexível Terminais tipo túnel superior ou inferior1...16 mm² rígido
Comprimento Da Tira Do Fio	14 mm for superior ou inferior connection
Binário De Aperto	2 N.m superior ou inferior
Proteção De Fuga À Terra	Bloco separado

Ambiente

Normas	ENIEC 60898-1 ENIEC 60947-2
Certificações Do Produto	CE BV RINA DNV
Grau De Proteção Ip	IP20 conforming to IEC 60629 IP40 (quadro modular) conforming to IEC 60629
Grau De Poluição	3em conformidade com ENIEC 60947-2
Humidade Relativa	96 %em55 °C
Altitude De Funcionamento	2000 m
Temperatura Do Ar Ambiente Para Operação	-25...70 °C
Temperatura Do Ar Ambiente Para Armazenamento	-40...65 °C

Unidades de Embalagem

Unit Type Of Package 1	PCE
Number Of Units In Package 1	1
Package 1 Height	1,8 cm
Package 1 Width	7,4 cm
Package 1 Length	9,4 cm
Package 1 Weight	116 g
Unit Type Of Package 2	BB1
Number Of Units In Package 2	12
Package 2 Height	8 cm

Figura XI.3 – Folha de dados, disjuntor de um polo mais neutro I6A, curva C (continua).

Package 2 Width	9,8 cm
Package 2 Length	22,6 cm
Package 2 Weight	1,46 kg
Unit Type Of Package 3	S03
Number Of Units In Package 3	132
Package 3 Height	30 cm
Package 3 Width	30 cm
Package 3 Length	40 cm
Package 3 Weight	16,437 kg

Garantia contratual

Garantia	24 meses
----------	----------

Figura XI.3 – Folha de dados, disjuntor de um polo mais neutro 16A, curva C (continua).

Sustentabilidade

A etiqueta **Green Premium™** é o compromisso da Schneider Electric em fornecer produtos com o melhor desempenho ambiental da sua categoria. O Green Premium promete a conformidade com os regulamentos mais recentes, a transparência sobre os impactos ambientais, bem como produtos circulares e com baixo teor de CO₂.

O **guia para avaliar a sustentabilidade dos produtos** é um white paper que clarifica as normas globais de rótulo ecológico e como interpretar as declarações ambientais.

[Saiba mais sobre o Green Premium >](#)

[Guia para avaliar a sustentabilidade de um produto >](#)

Acondicionamento Sustentável | Transparência | RoHS/REACH

Desempenho de recursos

- Sustainable Packaging

Desempenho de bem-estar

- Sem Mercúrio
- Informações Das Isenções Rohs [Sim](#)
- Produto Sem Halogéneo

Certificações e padrões

Regulamento Reach	Declaração REACH
Diretiva Rohs Da Ue	Conforme com os requerimentos de exceção
Regulamento Rohs China	Declaração RoHS China Produto fora do âmbito da RoHS China. Declaração de substâncias para sua informação.
Divulgação Ambiental	Perfil ambiental do produto
Weee	No mercado da União Europeia, o produto tem de ser eliminado de acordo com um sistema de recolha de resíduos específico e nunca terminar num contentor de lixo.
Perfil De Circularidade	Não são necessárias operações de reciclagem específicas

4 10/01/2024

Figura XI.3 – Folha de dados, disjuntor de um polo mais neutro 16A, curva C.

Folha de dados do produto

Especificações



Resi9 - Interruptor - 2P - 25A

R9S64226

ⓘ Descontinuado a partir de: 30/06/2023

ⓘ Descontinuado

Preço: 26,14 EUR

Principal

Range Of Product	Resi9
Tipo De Produto Ou Componente	Chave seccionadora
Nome Curto Do Aparelho	Resi9_Switch
Identificação De Pólos	2P
Normas	IEC 60669-2-4

Complementar

[Ie] Corrente Estipulada De Funcionamento	25 A a 400 V AC 50/60 Hz
[Ue] Tensão Estipulada De Funcionamento Nominal	400 V AC 50/60 Hz
Frequência Da Rede	50/60 Hz
Tipo De Controlo	Alavanca
Sinalização Local	Indicação ligado/desligado
Indicação De Posição Do Contacto	Sim
Modo De Montagem	Encaixe
Suporte De Montagem	Calha DIN
Distancias De 9 Milímetros	4
Altura	76 mm
Largura	36 mm
Profundidade	82 mm
Peso Líquido	0,149 kg
Durabilidade Mecânica	6000 ciclos
Ligações - Terminais	Terminais tipo túnel superior ou inferior) - 1...35 mm ² - rígido Terminais tipo túnel superior ou inferior) - 1...25 mm ² - flexível

Ambiente

Temperatura Do Ar Ambiente Para Operação	-20...60 °C
Temperatura Ambiente Para Armazenamento	-40...80 °C

Unidades de Embalagem

Unit Type Of Package 1	PCE
Number Of Units In Package 1	1

10/01/2024

Life & Drive Schneider Electric

1

Reserva de propriedade: Esta documentação não pode ser utilizada para determinar a adequação ou validade destes produtos para aplicações específicas do usuário.

Figura XI.4 – Folha de dados Interruptor bipolar de 25A (continua).

ANEXO XI – FICHAS TÉCNICAS DO CABO E DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ENSAIO
EXPERIMENTAL

Package 1 Height	7,6 cm
Package 1 Width	3,6 cm
Package 1 Length	8,6 cm
Package 1 Weight	166,0 g
Unit Type Of Package 2	BB1
Number Of Units In Package 2	6
Package 2 Height	8,0 cm
Package 2 Width	9,4 cm
Package 2 Length	23,0 cm
Package 2 Weight	1,44 kg
Unit Type Of Package 3	S03
Number Of Units In Package 3	72
Package 3 Height	30,0 cm
Package 3 Width	30,0 cm
Package 3 Length	40,0 cm
Package 3 Weight	12,487 kg

Garantia contratual

Garantia	18 months
----------	-----------

Figura XI.4 – Folha de dados Interruptor bipolar de 25A (continua).

Sustentabilidade

A etiqueta **Green Premium™** é o compromisso da Schneider Electric em fornecer produtos com o melhor desempenho ambiental da sua categoria. O Green Premium promete a conformidade com os regulamentos mais recentes, a transparência sobre os impactos ambientais, bem como produtos circulares e com baixo teor de CO₂.

O **guia para avaliar a sustentabilidade dos produtos** é um white paper que clarifica as normas globais de rótulo ecológico e como interpretar as declarações ambientais.

[Saiba mais sobre o Green Premium >](#)

[Guia para avaliar a sustentabilidade de um produto >](#)



Transparência RoHS/REACH

Desempenho de bem-estar

Reach Sem Svhc

Sem Metais Pesados Tóxicos

Sem Mercúrio

Informações Das Isenções Rohs [Sim](#)

Certificações e padrões

Regulamento Reach	Declaração REACH
Diretiva Rohs Da Ue	Conforme Declaração RoHS da EU
Regulamento Rohs China	Declaração RoHS China Declaração pró-ativa RoHS China (fora do âmbito jurídico da RoHS China)
Divulgação Ambiental	Perfil ambiental do produto
Weee	No mercado da União Europeia, o produto tem de ser eliminado de acordo com um sistema de recolha de resíduos específico e nunca terminar num contentor de lixo.
Perfil De Circularidade	Informação sobre o fim da vida útil

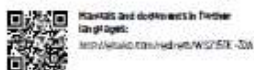
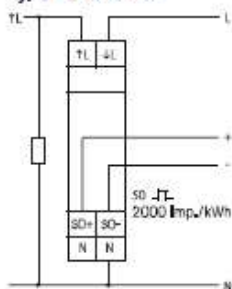
Figura XI.4 – Folha de dados Interruptor bipolar de 25A.



SINGLE-PHASE ENERGY METER WSZ15D-32A MID



Typical connection



Technical data page 10-27.

WSZ15DE-32A

Maximum current 32A. Standby loss 0.4 watt only.

Modular device for DIN-EN 60715 TH35 rail mounting.

1 module = 18mm wide and 56mm deep.

Accuracy class B (1%). With SO interface.

It measures active energy by means of the current between input and output. The internal power consumption of 0.4 watt active power is neither metered nor indicated. Like all meters without declaration of conformity (e.g. MID) this meter is not permitted for billing.

Every 30 seconds, the display switches for 5 seconds from the accumulated active energy in kWh to the momentary consumption in watts.

1 phase conductor with a max. current up to 32 A can be connected. If the anticipated load exceeds 50%, maintain an air gap of 1/2 pitch unit to the devices mounted adjacently.

If necessary, use spacer DS12. The inrush current is 20 mA. The display can only be read when the power supply is on. However, the consumption is saved to a non-volatile memory and is displayed immediately after power restoration.

Two N terminals for secure cross wiring of several counters.

The digital display has 7 digits. Two decimal places are indicated up to 99999.99 kWh. Above 100000.0 kWh there is only one decimal place.

Power consumption is shown by a bar flashing at a rate of 1000 times per kWh.

Error message

In the event of a connection error a LED in the display flashes.

WSZ15DE-32A	Single-phase energy meter, without MID	Art. No. 28032615	59,00 €/pc.
--------------------	--	--------------------------	--------------------

Recommended retail prices excluding VAT.

Figura XI.5 – Folha de dados, medidor de consumo 32A.

Data sheet**Weidmüller** **VPU AC II 1+1 300/50****Weidmüller Interface GmbH & Co. KG**Klingenbergstraße 26
D-32758 Detmold
Germany

www.weidmueller.com



Weidmüller VPU I (Type I), VPU II (Type II) and VPU III (Type III) surge protection products effectively reduce the interference coupling that can occur due to transient surge voltages, even significantly below the limits prescribed by insulation co-ordination according to EN 60664-3 / DIN VDE 0110-3. This means that the whole installation is exposed to fewer malfunctions. The arresters are co-ordinated using technical means. This means that decoupling between Types I, II and III is unnecessary. The arresters are tested according to product standard IEC 61643-11 / DIN EN 61643-11 and can be installed in systems according to IEC 61643-12 / VDE 0675-6-12 and IEC 62305-4 / VDE 0185-4. This lightning and surge protection device is suited for installation in power supply systems. Weidmüller offers different products depending on the particular mains network type and voltage level. A special Type I and Type II protective device is even available for photovoltaic applications.

General ordering data


Version	Surge voltage arrester, Low voltage, Surge protection, Single-phase, TN, TN-S, IT with N, IT without N, TT
Order No.	259100000
Type	VPU AC II 1+1 300/50
GTIN (EAN)	4060118099879
Qty.	1 pc(s).
Replacement parts	2591010000 2591180000

Creation date January 10, 2024 1:08:18 PM CET

Catalogue status 09.12.2023 / We reserve the right to make technical changes.

1

Figura XI.6 - Ficha de dados, dispositivo de proteção contra surtos (continua).


Data sheet		Weidmüller 	
VPU AC II 1+1 300/50		Weidmüller Interface GmbH & Co. KG Klingenbergstraße 26 D-32758 Detmold Germany www.weidmueller.com	
Technical data			
Dimensions and weights			
Depth	68 mm	Depth (inches)	2.677 inch
Depth including DIN rail	76 mm	Height	96.3 mm
Height (inches)	3.791 inch	Width	36 mm
Width (inches)	1.417 inch	Net weight	254 g
Temperatures			
Storage temperature	-40 °C...85 °C	Operating temperature	-40 °C...85 °C
Humidity	5 - 95% rel. humidity		
Rated data UL			
Ambient temperature (operational), max.	85 °C	Rated Voltage U_N	240 V
VPR (N-PE)	1.000 V	MCOV (L-PE)	300 V
MCOV (N-PE)	305 V	SCCR	150 kA
I_n	20 kA	Category	SPD TYPE 1CA
Ambient temperature (operational), min.	-40 °C	Certificate No. (cURus)	E354261
MODE	all modes	VPR (L-N)	900 V
VPR (L-PE)	1.000 V	Voltage type	AC
UL Energy Networks	Split-Phase		
General data			
Colour	black, orange, blue	Design	Installation housing: 2TE, Insta IP 20
Operating altitude	≤ 4000 m	Optical function display	green = OK; red = arrester is defective - replace
Protection degree	IP20 in installed state	Rail	TS 35
Segment	Power distribution	UL 94 flammability rating	V-0
Version	Surge protection		
Insulation coordination acc. to EN 50178			
Pollution severity	2	Surge voltage category	III

Creation date January 10, 2024 1:08:18 PM CET

Catalogue status 09.12.2023 / We reserve the right to make technical changes.

2

Figura XI.6 - Ficha de dados, dispositivo de proteção contra surtos (continua).


Data sheet		Weidmüller 	
VPU AC II 1+1 300/50		Weidmüller Interface GmbH & Co. KG Klingenbergstraße 26 D-32758 Detmold Germany www.weidmueller.com	
Technical data			
Rated data IEC / EN			
Combined pulse U_{OC}	6 kV	Discharge current I_{max} (8/20 μ s) N-PE	65 kA
Discharge current I_{max} (8/20 μ s) wire-PE	50 kA	Discharge current I_n (8/20 μ s) N-PE	40 kA
Discharge current I_n (8/20 μ s) wire-PE	20 kA	Energy coordination (≤ 10 m)	Type II, Type III
Follow-on current extinguishing capability I_f	Follow current need not be taken into account	Frequency range, max.	60 Hz
Frequency range, min.	50 Hz	Fuse	No Fuse necessary ≤ 315 A gG, 250 A gG @50 kA Iscor, 315 A gG @25 kA Iscor
Leakage current at U_n	1 μ A	Low voltage network	Single-phase, TN, TN-S, IT with N, IT without N, TT
Mains voltage	230 V / 400 V	Max. continuous voltage, U_c (AC)	300 V
Max. continuous voltage, U_c (N-PE)	305 V	Number of poles	2
Protection level U_p at I_n (L/N-PE)	≤ 1.5 kV	Protection level U_p at I_n (N-PE)	≤ 1.5 kV
Rated voltage (AC)	230 V	Requirements category acc. to IEC 61643-11	Type II/III
Requirements class, acc. to EN 61643-11	T2, T3	Response time	≤ 25 ns, ≤ 100 ns
SPD type	T2, T3	Short-circuit current rating I_{SCCR}	50 kA
Signalling contact	No	Standards	IEC61643-11, EN61643-11, UL 1449
Temporary surge voltage (over-voltage) - TOV	337 V	Voltage type	AC
Connection data			
Stripping length	15 mm	Wire connection method	Screw connection
Type of connection	Screw connection	Stripping length, rated connection	15 mm
Tightening torque, min.	2 Nm	Tightening torque, max.	4.5 Nm
Clamping range, rated connection	16 mm ²	Clamping range, min.	4 mm ²
Clamping range, max.	35 mm ²	Wire cross-section, solid, min.	1.5 mm ²
Wire cross-section, solid, max.	16 mm ²	Wire connection cross section, finely stranded, min.	1.5 mm ²
Wire connection cross section, finely stranded, max.	25 mm ²	Connection cross-section, stranded, min.	1.5 mm ²
Connection cross-section, stranded, max.	35 mm ²		
Guarantee			
Time interval	5 years		
Classifications			
ETIM 6.0	EC000941	ETIM 7.0	EC000941
ETIM 8.0	EC000941	ETIM 9.0	EC000941
ECLASS 9.0	27-13-08-05	ECLASS 9.1	27-13-08-05
ECLASS 10.0	27-13-08-05	ECLASS 11.0	27-13-08-05
ECLASS 12.0	27-17-90-90	ECLASS 13.0	27179090
Important note			
Product information	Only applicable to IT power systems where the earth on the distribution transformer is interconnected with the earth on the consumer side (RE=RA in Figure 44.A.1 of IEC 60634-4-44:2018). For use in DC applications, please use the fuse of SIBA Type NH2XL aR/aSF DC 1800 V		

Creation date January 10, 2024 1:08:18 PM CET

Figura XI.6 - Ficha de dados, dispositivo de proteção contra surtos (continua).

Data sheet

VPU AC II 1+1 300/50


Weidmüller 

Weidmüller Interface GmbH & Co. KG
Klingenbergstraße 26
D-32758 Detmold
Germany
www.weidmueller.com

Technical data

Approvals

Approvals



ROHS	Conform
UL File Number Search	UL Website
Certificate No. (cURus)	E384281

Downloads

Approval/Certificate/Document of Conformity	EU Konformitätserklärung / EU Declaration of Conformity
Engineering Data	CAD data – STEP
Tender specification	Ausschreibungstext DE Tenderspecification EN
User Documentation	Beipackzettel / Instruction sheet
Catalogues	Catalogues in PDF-format

Creation date January 10, 2024 1:08:18 PM CET

Catalogue status 09.12.2023 / We reserve the right to make technical changes.

4

Figura XI.6 - Ficha de dados, dispositivo de proteção contra surtos (continua).

Data sheet



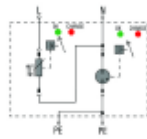
VPU AC II 1+1 300/50

Weidmüller Interface GmbH & Co. KG
Klingenbergstraße 26
D-32758 Detmold
Germany

www.weidmueller.com

Drawings

Electric symbol



Schematic circuit diagram

Creation date January 10, 2024 1:08:18 PM CET

Catalogue status 09.12.2023 / We reserve the right to make technical changes.

5

Figura XI.6 - Ficha de dados, dispositivo de proteção contra surtos.



FICHA TÉCNICA

Criada no dia 31/08/2024

DADOS ADICIONAIS

REFERÊNCIA 171470

DESCRIÇÃO

Cabo de mangueira elétrica ZH RZ1-K (AS) 4 mm² em verde, flexível e sem halogênio. Mangueira livre de halogênio de alta segurança, pois em caso de incêndio não emitem substâncias tóxicas e não emitem gases corrosivos. Características Cabo Eletrolítico Classe 5 (Flexível) conforme EN 60228 / UNE 60228 Isolamento de polietileno reticulado (XLPE) Capa de ...

CONTATO

CERTIFICADOS E GARANTIA



CABO DE MANGUEIRA VERDE 3 X 4 MM² ZH RZ1-K (AS) SEM HALOGENIO (CORTE PERSONALIZADO)



DADOS TÉCNICOS

Dimensões (C x L x A)	100L mm
Tensão	0,6/1kV
Acabamento	Verde
Tª Ambiente de Trabalho	-40°C + 90°C
Normativo	IEC/80502-1, UNE/21123-4
Garantia (Anos)	3

Figura XI.7 - Ficha de dados técnicos cabo de 4mm²

ANEXO XII

FICHA DE DADOS TÉCNICOS DO EQUIPAMENTO DE MEDIDA FLUKE IRR1-SOL



DADOS TÉCNICOS

Medidor de irradiação solar Fluke IRR1-SOL



SENSOR SOLAR MONOCRISTALINO DE ALTA PRECISÃO

Medições de irradiação instantâneas até 1400 W/m²

DUAS OPÇÕES PARA A MEDIÇÃO DA TEMPERATURA

Utilize o sensor de temperatura incorporado ou a sonda de temperatura de montagem de sucção externa para medir a temperatura ambiente e do painel

BÚSSOLA INTEGRADA

Meça e registre a orientação do telhado ou do local

SENSOR DE INCLINAÇÃO

Saiba a inclinação do telhado e do painel fotovoltaico durante a inspeção, a instalação ou o ajuste da instalação

Efetue as medições críticas necessárias para a instalação, teste, manutenção e criação de relatórios de painéis solares ou sistemas fotovoltaicos com uma ferramenta fácil de utilizar.

O medidor de irradiação Fluke IRR1-SOL foi concebido desde o início para simplificar a instalação, colocação em funcionamento e resolução de problemas de geradores fotovoltaicos, medindo a irradiação, a temperatura, a direção e a inclinação dos painéis solares numa única ferramenta portátil. Com um design robusto e compacto, uma mala de transporte de proteção e um ecrã LCD de elevado contraste e de fácil leitura para ler medições sob a luz solar direta, o IRR1-SOL vai consigo para onde quer que vá. A interface do utilizador simples, as medições instantâneas de irradiação solar e o sensor de temperatura incorporado facilitam o cumprimento dos requisitos das normas IEC 62446-1 para testes, documentação e manutenção de sistemas fotovoltaicos. Além disso, a bússola integrada e o sensor de inclinação permitem medir e documentar rapidamente a orientação do telhado e do local, o alcance e a inclinação do painel durante a inspeção, instalação ou ajuste de uma instalação.

Quer esteja a trabalhar num sistema montado no telhado ou numa instalação em campo grande, o IRR1-SOL é a solução de operação com uma só mão de que cada instalador solar e técnico necessita no seu saco de ferramentas.

Utilize o IRR1-SOL para:

Conceção e inspeção do sistema fotovoltaico

Para saber a produção esperada num local, determine o seu recurso solar tendo também em conta a sombra. O recurso solar é medido em horas de pico de sol: o número de horas por dia onde são gerados 1000 watts por metro quadrado de painel solar. A localização, a hora do dia, a estação e as condições meteorológicas influenciam as horas de pico de sol. Utilize o Fluke IRR1-SOL para determinar a irradiação solar real (watts/m²) e a sombra no local para desenvolver uma linha de base.

Medição

Assim que o sistema estiver instalado, certifique-se de que está a funcionar conforme concebido, medindo as respetivas características elétricas e a potência de saída real do painel. O desempenho de um painel fotovoltaico baseia-se na respetiva curva de tensão de corrente (IV). Utilize o IRR1-SOL para obter a quantidade de irradiação solar necessária para calcular a curva IV da potência de saída.

Comparação e diagnóstico

Mesmo quando instalado corretamente, um sistema fotovoltaico pode não estar a gerar a potência elétrica esperada. Para produzir a potência esperada, o sistema tem de receber a quantidade correta de energia de irradiação para gerar a tensão DC que é fornecida ao inversor.

Figura XII.1 - Ficha de dados técnicos, Fluke IRR1-SOL (continua).



Especificações

Irradiação	
Intervalo de medição	0 a 1400 W/m ²
Resolução	1 W/m ²
Exatidão da medição	± (5% + 5 dígitos)
Medição da temperatura	
Intervalo de medição (°C)	-22 °F a 212 °F (-30 °C a 100 °C)
Resolução	0,2 °F (0,1 °C)/1 °F a >100 °F
Exatidão da medição	±2 °F (±1 °C) a 14 °F a 167 °F (-10 °C a 75 °C), ±4 °F (±2 °C) a -22 °F a 14 °F (-30 °C a -10 °C) e 167 °F a 212 °F (75 °C a 100 °C)
Nota: Tempo de resposta da medição de temperatura: ~30 seg.	
Ângulo de inclinação	
Intervalo de medição	-90° a +90°
Resolução	0,1°
Exatidão da medição	± 1,5° a -50° a +50°, ±2,5° a -85° a -50° e +50° a +85° ±3,5° a -90° a -85° e +85° a +90°
Bússola	
Intervalo de medição	0° a 360°
Resolução	1°
Exatidão da medição	± 7°
Nota: a) Medições válidas para inclinação do dispositivo entre -20° e +20° em relação à posição horizontal. Fora desse intervalo, será apresentado "—" no LCD. b) O resultado refere-se ao polo magnético norte.	
Temperatura	
Temperatura de funcionamento do IRR1-SOL	-20 °C a 50 °C (humidade <80 %), sem condensação
Temperatura de funcionamento do 80PR-IRR	-30 °C a 100 °C
Temperatura de armazenamento	-30 °C a 60 °C (humidade <80 %)
Altitude	0 m a 2000 m, no máximo
Compatibilidade Eletromagnética (EMC)	
Internacional	IEC 61326-1: Ambiente eletromagnético portátil CISPR 11: Grupo 1, Classe A Grupo 1: O equipamento gerou intencionalmente e/ou utiliza energia de radiofrequência de acoplamento condutivo necessária para a função interna do próprio equipamento. Classe A: O equipamento é adequado para utilização em todos os edifícios não-domésticos, bem como em edifícios diretamente ligados a uma rede de alimentação de energia de baixa tensão que abasteça edifícios com finalidades domésticas. Podem potencialmente ocorrer dificuldades em garantir a compatibilidade eletromagnética noutros ambientes devido a perturbações condutivas e radiadas. Atenção: Este equipamento não se destina à utilização em ambientes residenciais e poderá não proporcionar a proteção adequada à recepção rádio nesses ambientes.

2 Fluke Corporation Medidor de Irradiação solar Fluke IRR1-SOL

Figura XII.1 - Ficha de dados técnicos, Fluke IRR1-SOL (continua).


Especificações (continuação)

Coreia (KCC)	Equipamento de Classe A (equipamento de transmissão e comunicação industrial) Classe A: O equipamento cumpre os requisitos para equipamento de ondas eletromagnéticas industrial e o revendedor ou o utilizador devem ter isso em atenção. Este equipamento destina-se à utilização em ambientes empresariais e não em ambientes domésticos.
EUA (FCC)	47 CFR 15 subparte B. Este produto é considerado um dispositivo isento conforme a cláusula 15.103.
Proteção	
Proteção IP	IP40
Fonte de alimentação e autonomia	
Pilhas	4 Pilhas alcalinas AA
Autonomia (típica)	50 horas (> 9000 leituras)
Função de desligar automaticamente	30 minutos
Dimensões	
C x L x A	5,90 x 3,14 x 1,37 pol. (150 x 80 x 35 mm)
Peso	0,5 lb (231 g)

Informações para encomendas**Medidor de irradiação solar Fluke IRR1-SOL**

Inclui: Medidor de irradiação solar FLK-IRR1-SOL, sonda de temperatura externa FLK-80PR-IRR com ventosa, mala de transporte C250 com alça para o ombro, pilhas alcalinas AA (4), manual de utilizador



Fluke. Keeping your world up and running.®

Fluke Ibérica, S.L.
Pol. Ind. Valportillo
C/ Valgrande, 8
Ed. Thanworth II - Nave B1A
28108 Alcobendas
Madrid
Tel: +34 91 414 0100
E-mail: cs.es@fluke.com
www.fluke.pt

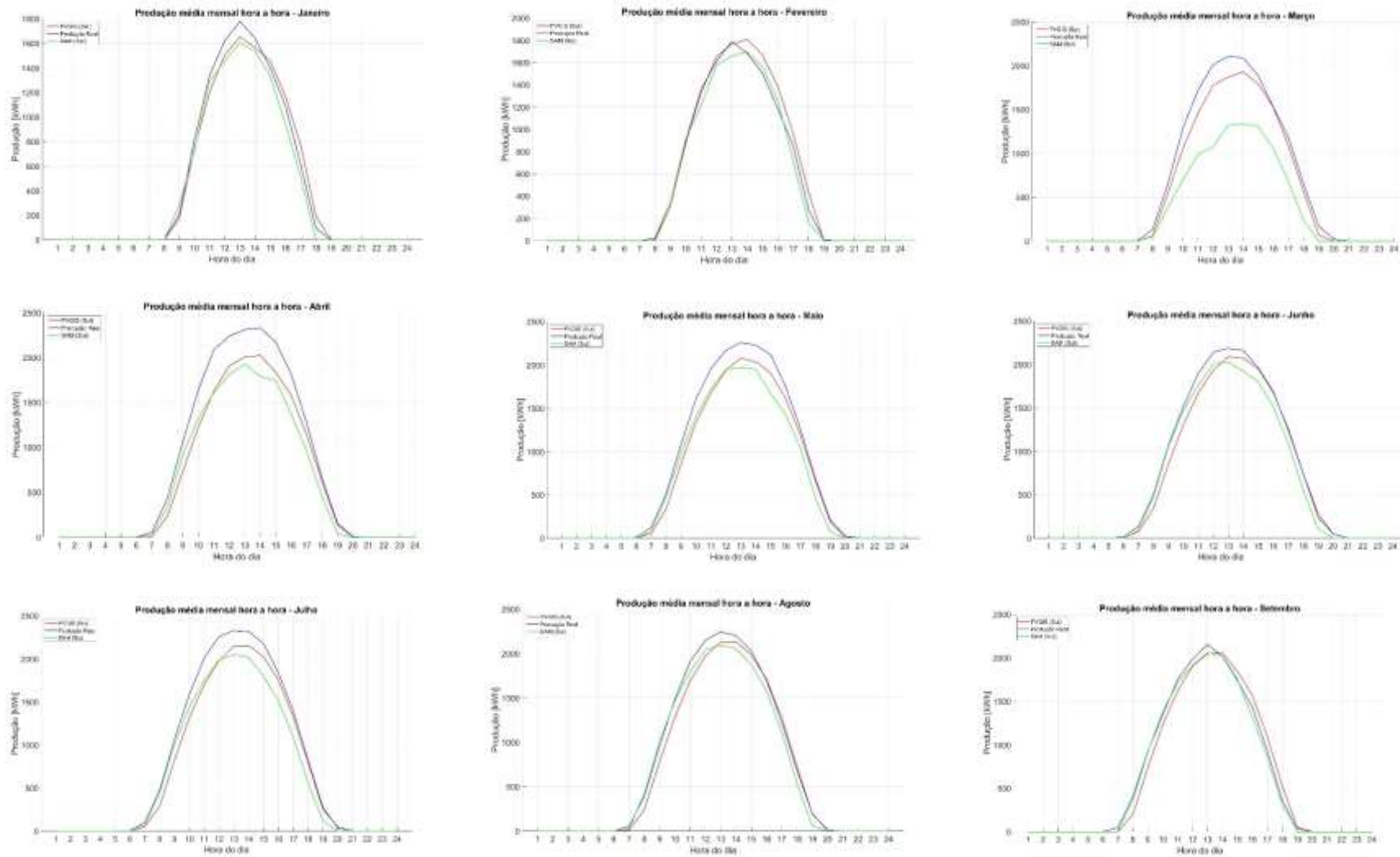
AresAgante, Lda.
Rua Caminho das Congostas, 320
4250-159 Porto
Tel: +351 2 2832 9400
E-mail: geral@aresagante.pt
www.aresagante.pt

©2020, 2022 Fluke Corporation.
Todos os direitos reservados. Os dados fornecidos estão sujeitos a alterações sem aviso prévio.
4/2022 220224-200400-pt

A modificação deste documento não é permitida sem a autorização escrita da Fluke Corporation.

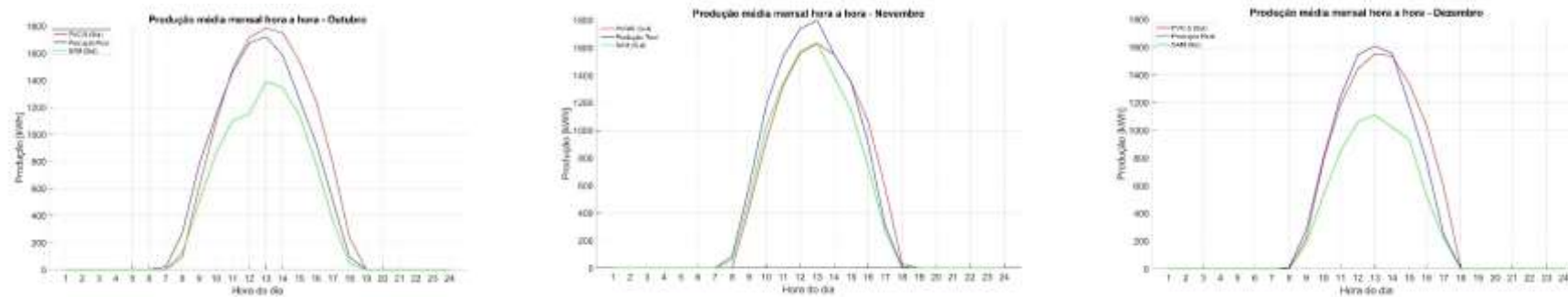
ANEXO XIII

PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DO CASO DE REFERÊNCIA (DADOS PVGIS, SAM E CF DO AGC)



Figuras XIII.1 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – janeiro a dezembro (continua).

ANEXO XIII – PERFIS DE PRODUÇÃO MENSAL DO CASO DE REFERÊNCIA (DADOS PVGIS, SAM E CF DO AGC)



Figuras XIII.1 - Produção média mensal hora a hora, PVGIS, SAM e CF AGC – janeiro a dezembro.

ANEXO XIV

TABELAS DE DADOS ANUAIS DE PRODUÇÃO E DE CONSUMO PARA CADA SITUAÇÃO

Tabela XIV.1 - Dados de produção, percentagem de energia consumida relativamente à produção, percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC, para cada caso e distribuição – 2,9 MWp

Caso	Potência instalada de 2.9 MWp	33% - 33% - 33%	15% - 70% - 15%	25% - 50% - 25%	40% - 20% - 40%	50% - 0% - 50%
Caso 0	Produção [kWh]	4 983 338	4 983 338	4 983 338	4 983 338	4 983 338
	Produção consumida [kWh]	4 850 164	4 850 164	4 850 164	4 850 164	4 850 164
Caso 1	Produção [kWh]	4 368 273	4 706 616	4 522 039	4 245 317	4 060 741
	Produção consumida [kWh]	4 363 647	4 656 854	4 503 190	4 244 829	4 060 741
Caso 2	Produção [kWh]	4 811 040	4 905 820	4 854 114	4 776 596	4 724 891
	Produção consumida [kWh]	4 736 704	4 800 752	4 765 705	4 711 227	4 670 311
Caso 3	Produção [kWh]	4 536 083	4 782 115	4 647 896	4 446 673	4 312 455
	Produção consumida [kWh]	4 514 578	4 716 921	4 610 175	4 435 346	4 309 550
Caso 4	Produção [kWh]	4 145 726	4 606 490	4 355 129	3 978 282	3 726 921
	Produção consumida [kWh]	4 123 323	4 531 054	4 312 874	3 965 784	3 722 298
Caso 0	Consumo em relação à produção [%]	97	97	97	97	97
Caso 1	Consumo em relação à produção [%]	100	99	100	100	100
Caso 2	Consumo em relação à produção [%]	98	98	98	99	99
Caso 3	Consumo em relação à produção [%]	100	99	99	100	100
Caso 4	Consumo em relação à produção [%]	99	98	99	100	100
Caso 0	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Caso 1	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	25,0	26,7	25,8	24,3	23,2
Caso 2	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	27,1	27,5	27,3	27,0	26,7
Caso 3	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	25,8	27,0	26,4	25,4	24,7
Caso 4	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	23,6	25,9	24,7	22,7	21,3

ANEXO XIV – TABELAS DE DADOS ANUAIS DE PRODUÇÃO E DE CONSUMO PARA CADA

SITUAÇÃO

Tabela XIV.2 - Dados de produção, percentagem de energia consumida relativamente à produção, percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC, para cada caso e distribuição – 4,35 MWp

Caso	Potência instalada de 4.35 MWp	33% - 33% - 33%	15% - 70% - 15%	25% - 50% - 25%	40% - 20% - 40%	50% - 0% - 50%
Caso 0	Produção [kWh]	7 475 007	7 474 236	7 475 777	7 475 007	7 475 007
	Produção consumida [kWh]	6 428 513	6 428 120	6 428 906	6 428 513	6 428 513
Caso 1	Produção [kWh]	6 552 410	7 059 153	6 783 687	6 367 833	6 091 111
	Produção consumida [kWh]	6 158 817	6 320 000	6 239 553	6 084 530	5 927 002
Caso 2	Produção [kWh]	7 216 560	7 357 959	7 281 902	7 164 854	7 087 336
	Produção consumida [kWh]	6 361 145	6 400 004	6 379 247	6 347 026	6 325 292
Caso 3	Produção [kWh]	6 804 124	7 172 401	6 972 511	6 669 906	6 468 683
	Produção consumida [kWh]	6 228 055	6 340 320	6 282 666	6 182 660	6 109 915
Caso 4	Produção [kWh]	6 218 590	6 908 965	6 533 270	5 967 228	5 590 381
	Produção consumida [kWh]	5 689 712	6 129 399	5 899 955	5 517 612	5 239 170
Caso 0	Consumo em relação à produção [%]	86	86	86	86	86
Caso 1	Consumo em relação à produção [%]	94	90	92	96	97
Caso 2	Consumo em relação à produção [%]	88	87	88	89	89
Caso 3	Consumo em relação à produção [%]	92	88	90	93	94
Caso 4	Consumo em relação à produção [%]	91	89	90	92	94
Caso 0	% Cons. Caso 0 (Rel. ao Cons. Total)	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Caso 1	% Cons. Caso 1 (Rel. ao Cons. Total)	35,3	36,2	35,7	34,8	33,9
Caso 2	% Cons. Caso 2 (Rel. ao Cons. Total)	36,4	36,6	36,5	36,3	36,2
Caso 3	% Cons. Caso 3 (Rel. ao Cons. Total)	35,7	36,3	36,0	35,4	35,0
Caso 4	% Cons. Caso 4 (Rel. ao Cons. Total)	32,6	35,1	33,8	31,6	30,0

Tabela XIV.3 - Dados de produção, percentagem de energia consumida relativamente à produção, percentagem de energia consumida em relação ao consumo total do AGC, para cada caso e distribuição – 5,8 MWp

Caso	Potência instalada de 5.8 MWp	33% - 33% - 33%	15% - 70% - 15%	25% - 50% - 25%	40% - 20% - 40%	50% - 0% - 50%
Caso 0	Produção [kWh]	9 966 676	9 965 905	9 966 676	9 965 905	9 966 676
	Produção consumida [kWh]	7 243 344	7 243 188	7 243 344	7 243 188	7 243 344
Caso 1	Produção [kWh]	8 736 546	9 412 461	9 044 079	8 489 864	8 121 481
	Produção consumida [kWh]	7 308 421	7 274 110	7 292 552	7 307 683	7 267 995
Caso 2	Produção [kWh]	9 622 079	9 810 869	9 708 228	9 552 422	9 449 781
	Produção consumida [kWh]	7 276 380	7 261 677	7 270 474	7 281 432	7 289 269
Caso 3	Produção [kWh]	9 072 165	9 563 459	9 295 793	8 892 576	8 624 910
	Produção consumida [kWh]	7 204 401	7 220 018	7 208 328	7 194 668	7 183 660
Caso 4	Produção [kWh]	8 291 453	9 212 210	8 710 258	7 955 793	7 453 841
	Produção consumida [kWh]	6 884 225	7 175 939	7 042 924	6 733 194	6 461 637
Caso 0	Consumo em relação à produção [%]	73	73	73	73	73
Caso 1	Consumo em relação à produção [%]	84	77	81	86	89
Caso 2	Consumo em relação à produção [%]	76	74	75	76	77
Caso 3	Consumo em relação à produção [%]	79	75	78	81	83
Caso 4	Consumo em relação à produção [%]	83	78	81	85	87
Caso 0	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
Caso 1	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	41,8	41,6	41,7	41,8	41,6
Caso 2	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	41,7	41,6	41,6	41,7	41,7
Caso 3	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	41,2	41,3	41,3	41,2	41,1
Caso 4	Consumo em relação ao consumo total do AGC [%]	39,4	41,1	40,3	38,5	37,0