



# ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO- ECONÔMICA DE IMPLEMENTAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO ISEP

**LUIS EDUARDO MARQUES DE MORAES**

novembro de 2020

# ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA DE IMPLEMENTAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO ISEP

Luís Eduardo Marques de Moraes  
1180073

**2020**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica





## ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA DE IMPLEMENTAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO ISEP

Luís Eduardo Marques de Moraes  
1180073

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação da Professora Olga Sobral Castro.

**2020**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica





# JÚRI

## **Presidente**

Professor Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras  
Professor Adjunto, ISEP

## **Orientador**

Professora Doutora Olga Sobral Castro  
Professor Adjunto, ISEP

## **Arguente**

Professora Doutora Ana Isabel Palmero Marrero  
Professora Auxiliar Convidada, FEUP



## AGRADECIMENTOS

O desenvolvimento deste trabalho de conclusão contou com a ajuda de diversas pessoas, dentre as quais agradeço:

Aos professores do Mestrado em Energia Sustentáveis do ISEP, que através dos seus ensinamentos permitiram que eu pudesse ter a base para desenvolver um raciocínio científico, de modo que possa hoje concluir este trabalho. Em especial, agradeço minha orientadora por possibilitar a realização deste trabalho.

Agradeço a minha família, em especial a minha mãe, Márcia Moraes, e minha tia, Gilda Moraes, que sempre me incentivaram ao conhecimento e aos estudos, e não mediram esforços para que meu sonho se tornasse realidade sempre com muito amor, carinho e fé.

Por fim, sou grato a todos que de alguma forma direta e indireta, participaram da realização desse estudo.



## PALAVRAS CHAVE

Painéis Fotovoltaicos, Edifício Escolar, Eficiência Energética, Simulação Energética Solar, PvSyst, Sustentabilidade, Autoconsumo.

## RESUMO

No cenário geopolítico Europeu está previsto atingir metas de emissões equivalentes de CO<sub>2</sub>, que implicam a necessidade de implementação de fontes de energia renováveis. Neste contexto a instalação de painéis fotovoltaicos apresenta-se como uma forte opção e oportunidade de investimento no mercado. Devido a sua facilidade de instalação, e aproveitamento energético em sítios com alta incidência solar como Portugal, além da abertura de comercialização de energia através da Directiva 96/92/CE, 2020, e do Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços Decreto-Lei n.º 118/2013, 2020 e Portaria n.º 349-D/2013, que implementa a obrigatoriedade de instalação de sistemas de energias renováveis, bem como seu desempenho energético, reitera um futuro não tão mais distante quanto a essa tecnologia e o mundo atual. Neste cenário, a aplicação de painéis fotovoltaicos na cobertura o Instituto Superior de Engenharia do Porto foi estudada, no decorrer de um ano, a fim de se construir uma análise de viabilidade técnico-económica, e de potenciais benefícios diretos, por exemplo, redução de custos de energia elétrica, e benefícios indiretos à sociedade. Neste estudo, verificou-se a viabilidade de instalação de painéis fotovoltaicos sobre a cobertura de diversos edifícios que compõem a escola de engenharia através da utilização de um *software* de simulação de produção de energia PVSYST (*Photovoltaic Software System*). Distribuído através da cobertura de nove edifícios, com a aplicação de 2000 painéis fotovoltaicos, obteve-se um potencial de produção elétrico no primeiro ano de 823 MWh/ano, sendo possível amortizar em até 36 % do atual consumo elétrico do instituto, e economicamente apresentar valores de período de retorno de investimento simples de 7 anos e 10 meses, e um positivo valor atual líquido, apresentando uma viabilidade capaz de reduzir a dependência energética da rede elétrica, e apresentar a comunidade uma boa solução técnica.



**KEYWORDS**

*Photovoltaic Panels, School Facilities, Energetic Efficiency, Solar Energetic Simulation, PvSyst, Sustainability, Self-Consumption.*

**ABSTRACT**

*European geopolitical scenery is forecasted to reach CO2 emissions equivalents, that implies the implementation needs of new renewables energies sources. The implementation of photovoltaic panels in this context presents as a strong option and opportunity of market investment. Easy installation, and good energetic gain in places with high solar incidence – as Portugal, allied to the opening of energy market by Portuguese Directive 96/92 CE, and the Portuguese energetic efficiency in services and commerce buildings - Decreto-Lei nº 118/2013 e Portaria nº 349-D/2013, that implements the mandatory installation of renewable energies systems, and an energetic efficiency measurement, reinsures a not so far future to this technology application and the current World. In this context, the installation of photovoltaic panels on the rooftop of Instituto Superior de Engenharia do Porto is studied in order to analyze the technical-economic evaluation during a year, and its direct and indirect benefits, such as electricity cost reduction and social benefits. Engineering School building's Rooftop was analyzed in this study in order to install photovoltaic panels and run an electric production simulation by PVSYST (Photovoltaic Software System). Distributed in nine building's rooftops with the application of 2000 photovoltaic panels, the simulation indicated in the very first year a production of 823 MWh/year, releasing up to 36% from actual net consumption, and economically indicating a payback period of 7 years and 10 months with a net positive value, resulting in a technical economic viability able to generate energetic independency, and to present a good technical example to the community.*



## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

### Lista de Abreviaturas

2D	Duas dimensões
3D	Três dimensões
AC	Corrente Alternada
CdTe	Células de Telureto de Cádmio
CIS	Células de disseleneto de Cobre-índio
DAE	<i>3D Interchange File</i>
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
IEE	Indicador de Eficiência Energética
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MT	Média Tensão
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OBJ	<i>Object File</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
OSM	<i>Open Street Map</i>
REN	Rede Elétrica Nacional
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

### Lista de Unidades

€	Euro
A	Ampere
cm	Centímetro
K	Kelvin
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-ampere
kW	Quilowatt
kW/m <sup>2</sup>	Quilowatt por metro quadrado
kWh/m <sup>2</sup>	Quilowatt hora por metro quadrado
mm	Milímetro
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
V	Volts

## Lista de Símbolos

$U_{mpp T_{máx}}$	Tensão de Operação do painel para máxima temperatura em volts
$U_{oc T_{mín}}$	Tensão de Operação do painel para mínima temperatura em volts
$N_{máx \text{ fileira}}$	Número máximo de painéis em fileiras
$N_{mín \text{ fileira}}$	Número mínimo de painéis em fileiras
$\beta$	Coefficiente de temperatura do painel em %/K
%Ponta	Percentual de cobertura de ponta em %
b	Comprimento do painel fotovoltaico em metros
CF <sub>p</sub>	Fluxo de caixa em euros
CF	Corresponde ao somatório do fluxo de caixa de exploração em euros
Consumo	Consumo mensal total em kWh
d	Afastamento entre as fileiras de painéis em metros
EFV	Energia fotovoltaica produzida total em kWh
EP	Energia da rede elétrica em regime de ponta descontada energia FV em kWh
EP_Cons	Energia consumida da rede elétrica em regime de ponta em kWh
EPC	Energia da rede elétrica de potência contratada em kW
EPP	Energia da rede elétrica de potência hora ponta em kW
EV	Energia da rede elétrica em regime de vazio descontada energia FV em kWh
EV_Cons	Energia da rede elétrica em regime de vazio em kWh
h	Altura do painel em metros
IEE	Indicador de eficiência energética em kWh/(m <sup>2</sup> x ano)
IEE <sub>ren</sub>	Indicador de eficiência energética renovável em kWh/(m <sup>2</sup> x ano)
IEE <sub>s</sub>	Indicador de eficiência energética primária em kWh/(m <sup>2</sup> x ano)
IEE <sub>t</sub>	Indicador de eficiência energética secundário em kWh/(m <sup>2</sup> x ano)
I <sub>mpp</sub>	Corrente do inversor por MPP do painel em A
I <sub>mpp inv</sub>	Corrente máxima por MPP do inversor em A
I <sub>sc</sub>	Corrente de curto circuito do painel em A
I <sub>sc inv</sub>	Corrente curto circuito máxima por MPP em A
P	Valor de regime em ponta em euros
PC	Valor de potência contratada em euros
P <sub>max DC</sub>	Potencia máxima DC de input do Inversor em W
P <sub>mpp</sub>	Potência nominal do painel em W
PP	Valor de potência hora ponta em euros
$\beta$	Ângulo que corresponde à altura mínima do Sol em 21 de Dezembro em graus
TIR	Taxa interna de rentabilidade em %

---

$T_{\text{ponta}}$	Tempo médio de tarifa ponta em minutos
$T_{\text{sol}}$	Tempo médio de sol em minutos
$U_{\text{máx inv}}$	Tensão máxima de entrada do inversor em V
$U_{\text{mín inv}}$	Tensão mínima de operação Inversor em V
$U_{\text{mpp}}$	Tensão por MPP do painel em V
$U_{\text{mpp inv}}$	Tensão máxima por MPP do inversor em V
$U_{\text{oc}}$	Tensão de circuito aberto do painel em V
V	Valor de regime em vazio em euros
VAL	Valor atual líquido em euros
$\alpha$	Inclinação dos painéis em graus

---







## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - DISTRIBUIÇÃO DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL. EXTRAÍDO DE: (IEA, GLOBAL ENERGY & CO2 STATUS REPORT, 2019)	2
FIGURA 2 - DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM PORTUGAL EM 2018 E 2019. EXTRAÍDO DE: (REN, 2019)	3
FIGURA 3 - MOVIMENTO DE ELÉTRONS NA ESTRUTURA CRISTALINA DO SILÍCIO	12
FIGURA 4 - COMPOSIÇÃO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO, E SEUS COMPONENTES: PAINEL FOTOVOLTAICO, MÓDULO E CÉLULAS.	12
FIGURA 5 - GRÁFICO I X V CARACTERÍSTICO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO EXTRAÍDO DE: (SILVA, 2017)	13
FIGURA 6 - TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICOS EMPREGADAS NOS PAINÉIS (MONOCRISTALINO, AMORFO E POLICRISTALINO, RESPETIVAMENTE)	15
FIGURA 7 – ANÁLISE DO ESPAÇAMENTO ENTRE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	16
FIGURA 8 - TIPOS DE INVERSORES (CENTRAL, FILEIRAS, POR MÓDULO, RESPETIVAMENTE)	17
FIGURA 9 - METODOLOGIA APLICADA EM ESTUDO DE CASO NA UNIVERSIDADE CARNEGIE MELLON, EXTRAÍDO DE: (HANUS ET AL., 2019)	19
FIGURA 10 - VISTA ÁREA VIRTUAL EM 3D DO COMPLEXO DE EDIFÍCIOS QUE COMPÕEM O ISEP	24
FIGURA 11 - VISTA DE TOPO VIRTUAL DO COMPLEXO DE EDIFÍCIOS DO ISEP, COM DESTAQUE A NUMERAÇÃO DOS EDIFÍCIOS, E DAS POSSÍVEIS ÁREAS DE INSTALAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM CADA COBERTURA	25
FIGURA 12 – VISTA VIRTUAL EM 3D DA REGIÃO PRÓXIMA AO ISEP, NA PERSPETIVA DE IMPACTO DE SOMBRAS	26
FIGURA 13 – DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA MENSAL PARA REGIME TRI-HORÁRIO EM OUTUBRO DE 2016.	27
FIGURA 14 - HISTÓRICO REGISTADO NA FATURA DE OUTUBRO DE 2016 DE CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL EM CINCO MESES DO ANO	28
FIGURA 15 – VISUALIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DO ISEP NO PVSYSY	30
FIGURA 16 – CARTA SOLAR GERADA AUTOMATICAMENTE PELO PVSYSY COM BASE NAS COORDENADAS INSERIDAS NO SISTEMA	30
FIGURA 17 – VISUALIZAÇÃO DOS DADOS DE IRRADIAÇÃO EM DIFERENTES MESES DO ANO PARA A LOCALIZAÇÃO INSERIDA, COM BASE NA METEONORM 7.3	31
FIGURA 18 - CRIAÇÃO DE ARQUIVO OBJ EM 3D	31
FIGURA 19 - CARREGAMENTO EM FORMATO DAE DA REPRESENTAÇÃO 3D DO ISEP NO PVSYSY	32
FIGURA 20 – VISUALIZAÇÃO DE ALGUMAS POTENCIAIS ZONAS DE INSTALAÇÃO DE PAINÉIS SOBRE AS COBERTURAS DOS EDIFÍCIOS, E VISUALIZAÇÃO DE ÁREAS EM VAZIO NÃO UTILIZÁVEIS POR LIMITAÇÃO DE ÁREA DE INSTALAÇÃO	33
FIGURA 21 – CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE INSTALAÇÃO DO CAMPO FOTOVOLTAICO, COMO POR EXEMPLO ESPAÇAMENTO DAS FIADAS, ORIENTAÇÃO, E DIMENSÕES DOS PAINÉIS	34
FIGURA 22 - VISUALIZAÇÃO DE ALGUMAS POTENCIAIS ZONAS DE INSTALAÇÃO DE PAINÉIS SOBRE AS COBERTURAS DOS EDIFÍCIOS, E VISUALIZAÇÃO DE ÁREAS COMO 28 E 39 QUE NÃO POSSUEM IRRADIAÇÃO SOLAR MÍNIMA	34

FIGURA 23 – ANÁLISE DO IMPACTO DE PARÂMETROS COMO INCLINAÇÃO DO PLANO E AZIMUTE NA IRRADIAÇÃO GLOBAL ANUAL NO PLANO DOS PAINÉIS PARA A SITUAÇÃO DE PLANO INCLINADO FIXO.	35
FIGURA 24 - APLICAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NA COBERTURA EM 3D DOS EDIFÍCIOS E ZONAS VERIFICADAS NA TABELA 3 DO ISEP	38
FIGURA 25 – VISUALIZAÇÃO DO INVERSOR ESCOLHIDO PRESENTE EM LISTA DE INVERSORES HOMOLOGADOS	40
FIGURA 26 - EXTRAÇÃO PARCIAL DA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO INVERSOR, COM DESTAQUE A DEFINIÇÃO DE MPP ADMISSÍVEIS	42
FIGURA 27 – IMAGEM DO DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO INSERIDO NO PVSYSY, EM DESTAQUE AS ÁREAS EM VERMELHO QUE CONTEMPLAM A LIMITAÇÃO DA POTÊNCIA NOMINA DO CONJUNTO, E EM AZUL OS <i>SUBARRAYS</i> .	46
FIGURA 29 – DISTRIBUIÇÃO GRÁFICA DA ENERGIA ÚTIL FOTOVOLTAICA PRODUZIDA MENSAL, COM RESPECTIVAS PERDAS	47
FIGURA 28 – RESULTADOS MENSIS DA SIMULAÇÃO FOTOVOLTAICA, INCLUINDO DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR, E ENERGIA INJETADA A REDE	47
FIGURA 30 – REPRESENTAÇÃO DO ESQUEMA ELÉTRICO UTILIZADO DE BASE NO PVSYSY	48
FIGURA 31 – RESULTADOS PRINCIPAIS RESUMIDAS DA SIMULAÇÃO	48
FIGURA 32 – GRÁFICO DO CONSUMO ELÉTRICO DA REDE ELÉTRICA X ENERGIA PRODUZIDA X CONSUMO ELÉTRICO FINAL DA REDE ELÉTRICA	50
FIGURA 33 - GRÁFICO DO CONSUMO HORÁRIO MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA DIÁRIO COM AS NOVAS CONSIDERAÇÕES DO REGIME UTILIZADA	53
FIGURA 34 – GRÁFICO DO CONSUMO HORÁRIO MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA DIÁRIO COM AS NOVAS CONSIDERAÇÕES DO REGIME UTILIZADA, DESCONTANDO A PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	53
FIGURA 35 – APRESENTAÇÃO DOS PROVEITOS FINANCEIROS NO DECORRER DOS 25 ANOS, E O IMPACTO DA PERFORMANCE DOS PAINÉIS	59
FIGURA 36 - BALANÇO FINANCEIRO DO PROJETO PARA UM PERÍODO DE 25 ANOS	60

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - ÁREAS APROXIMADAS DE COBERTURA, NA PROSPEÇÃO DE POTENCIAIS EDIFÍCIOS DO ISEP 26	
TABELA 2 - CONSUMO ENERGÉTICO ANUAL DO ISEP COM VALORES REGISTRADOS EM PRETO E ESTIMADOS EM AZUL	28
TABELA 3 – RELAÇÃO DE EDIFÍCIOS E ZONAS DE INSTALAÇÃO DE PAINÉIS, COM RESPETIVOS AZIMUTES, INCLINAÇÃO DO TETO, IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO DOS PAINÉIS E PERDAS EM RELAÇÃO AO IDEAL.	36
TABELA 4 - DADOS DO PAINEL ESCOLHIDO	39
TABELA 5 - DADOS DO INVERSOR ESCOLHIDO	39
TABELA 6 - PAINÉIS POR INVERSOR POR ENTRADA DE MPP	42
TABELA 7 – ENERGIA OBTIDA ATRAVÉS DA FOTOVOLTAICA	49
TABELA 8 -TARIFÁRIO ENERGÉTICO	50
TABELA 9 – DETALHE DO CONSUMO MENSAL POR REGIME E IMPACTO PERCENTUAL NO CONSUMO E NA FATURA	51
TABELA 10 – SIMPLIFICAÇÃO DO REGIME CONTRATADO, COM IDENTIFICAÇÃO PERCENTUAL E TARIFA CORRESPONDENTE	51
TABELA 11 - POTÊNCIA HORAS DE PONTA E POTÊNCIA CONTRATADA ESTIMADAS	52
TABELA 12 - DIAS MÉDIOS MENSAIS E IMPACTO DA PRODUÇÃO SOLAR SOBRE AS TARIFAS	54
TABELA 13 – VALORES DE EPP, EPC E EFV UTILIZADOS NO CÁLCULO	56
TABELA 14 - NOVO VALOR DE FATURA COM OS PAINÉIS INSTALADOS	57
TABELA 15 – ANÁLISE DE ERRO PERCENTUAL SOBRE O CONSUMO ENERGÉTICO E O VALOR DAS FATURAS COM PARADO AO ANO DE 2015	58
TABELA 16 – DETALHE DOS CUSTOS DO INSTALAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	58



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1	Contextualização sobre Fontes de Energia Renovável.....	1
1.2	Legislação.....	3
1.3	Comercialização de Energia .....	4
1.3.1	Tarifação .....	5
1.3.1.1	Unidade de Pequena Produção (UPP) .....	5
1.3.1.2	Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) .....	6
<b>2</b>	<b>ENERGIA FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>11</b>
2.1	Geração de Energia Elétrica .....	11
2.1.1	Efeito Fotovoltaico .....	11
2.1.2	Tipos de Células Fotovoltaicas .....	13
2.1.3	Irradiação Solar nos Painéis Fotovoltaicos.....	15
2.1.4	Espaçamento entre Painéis Fotovoltaicos .....	15
2.1.5	Inversores .....	16
2.2	Energia Fotovoltaica em Instituições de Ensino .....	18
2.3	Objetivos do Estudo do Caso .....	20
2.4	Conteúdo da Dissertação.....	20
<b>3</b>	<b>DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO.....</b>	<b>23</b>
3.1	Metodologia .....	23
3.2	Localização.....	24
3.3	Consumo Energético do ISEP .....	27
3.4	Simulação Virtual .....	29
3.4.1	Posição Geográfica e Modelo Virtual.....	29
3.4.2	Propriedades do Campo Fotovoltaico.....	32
3.4.3	Painel Escolhido .....	38
3.4.4	Inversor Escolhido.....	39
3.4.5	Dimensionamento Elétrico .....	40
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>45</b>
4.1	Discussão Energética .....	45
4.2	Discussão Económica.....	50
4.2.1	Análise Económica Sobre o Regime .....	50
4.2.2	Análise de Erro .....	57
4.2.3	Custos de Instalação .....	58

---

4.2.4	Balanço Financeiro .....	59
4.2.5	Período de Retorno de Investimento.....	60
4.2.6	Valor Atual Líquido (VAL) .....	61
4.2.7	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).....	62
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>65</b>
5.1	CONCLUSÕES .....	65
5.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	66
<b>6</b>	<b>Bibliografia .....</b>	<b>69</b>
<b>7</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>73</b>
7.1	Planta de implantação do ISEP .....	73
7.2	Sistema Elétrico Nacional (Portugal 2019) .....	75
7.3	Inversores Certificados (Portugal 2020) .....	77
7.4	Relatório da Simulação.....	78
7.5	Módulo Fotovoltaico .....	80
7.6	Ficha Técnica Inversor .....	83

# INTRODUÇÃO



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização sobre Fontes de Energia Renovável

Em 1972 foi realizada a primeira conferência mundial sobre o Homem e o Meio Ambiente, onde 113 países discutiram a problemática homem versus natureza (UN, 2020). Neste contexto foram tratados impactos de mudanças climáticas, crescimento económico e urbanístico desordenado, chuvas-ácidas e desastres ambientais. A partir deste primeiro encontro, e na realização de diversas cimeiras, algumas delas com grande notoriedade mundial, como a da Terra, em 1992, de Quioto em 1997, do Milénio em 2000, e finalmente a mais recente em 2015 em Paris, CPO-21, pode-se perceber e discutir abertamente a necessidade de mensurar, avaliar, e mitigar os impactos ambientais até então causados no decorrer dos séculos XIX e XX, e alcançar um ponto de equilíbrio, no crescimento sustentável no século XXI.

Em Setembro de 2014, em Nova Iorque na cimeira sobre o clima, vários países se comprometeram a acelerar a transição dos combustíveis fósseis para 100% de energia renováveis (ISSD Reporting Services, 2014). A União Europeia nesta cimeira se comprometeu a reduzir as emissões de 80% a 95% entre 1990 e 2050. Neste contexto Portugal apresentou um plano quantificado de 13 objetivos para 2020 e 2030, denominado de Crescimento Verde, em que, dentro de vários pontos discutidos, como consumo de água, tratamento de resíduos, agricultura, transportes, indústria, mar, turismo, definiu que o peso das energias renováveis até 2020 seria de 31% no consumo final, e 40% em 2030 (Coligação para o Crescimento Verde, 2016). Este compromisso português vem fazer face ao impacto mais acentuado neste país, que a média dos países europeus, nomeadamente nos recursos hídricos, perda de diversidade e um crescimento demográfico que se prevê impactos nas energias, água e alimentos. Na COP-21 (UNEP, 2015), e mais recente conferência, a União Europeia se comprometeu para 2020 em reduzir em 20% as emissões de gases de efeito estufa em relação a 1990, e em ter um consumo total de 20% de energia renovável, sendo este para 2030 aumentado para 27%. Neste contexto Portugal, apenas ratificou o Plano de Crescimento Verde.

De acordo com o relatório de 2019 da *International Renewable Energy Agency* (IRENA), entre 2009 e 2018 a capacidade total de geração de energia renovável global mais que dobrou em pouco menos de 10 anos, sendo que em Portugal houve um aumento em relação ao valor de 2009 de 53%, para mesmo período (IRENA, 2019).

Em 2018, uma parcela de 45% sobre todo o crescimento de produção energética mundial, corresponde ao setor de energias renováveis. Países como Alemanha, ainda neste ano, tiveram maior produção de energia renovável do que com base de queima de carbono (IEA, Global Energy & CO2 Status Report, 2019).

Na figura 1 pode verificar-se a distribuição de produção energética em 2018, no aspeto global.

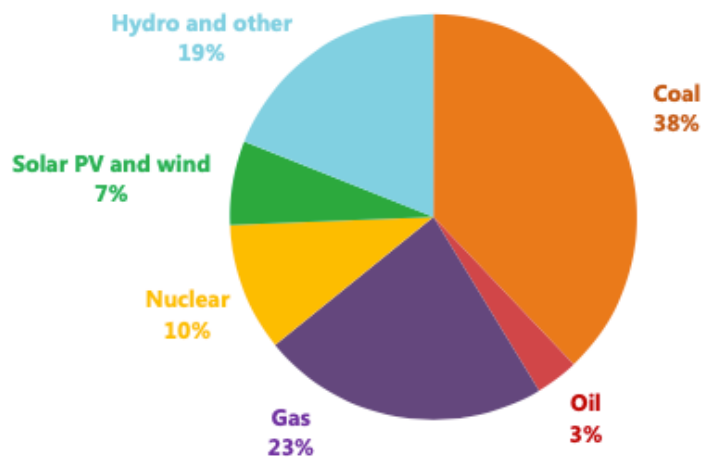


Figura 1 - Distribuição de produção energética mundial. Extraído de: (IEA, Global Energy & CO2 Status Report, 2019)

Em Portugal, a REN (Redes Energéticas Nacionais) é a empresa que regula o transporte de energia elétrica de muito alta tensão, e a gestão técnica global do sistema elétrico deste país. Segundo os dados técnicos divulgados em 2019 (REN, 2019), 51% da energia elétrica produzida é de origem renovável. Dos quais a eólica foi responsável por 26%, hidroelétrica com 17%, biomassa com 5,5%, e solar com 2,1%, como pode ser visualizado na figura 2.

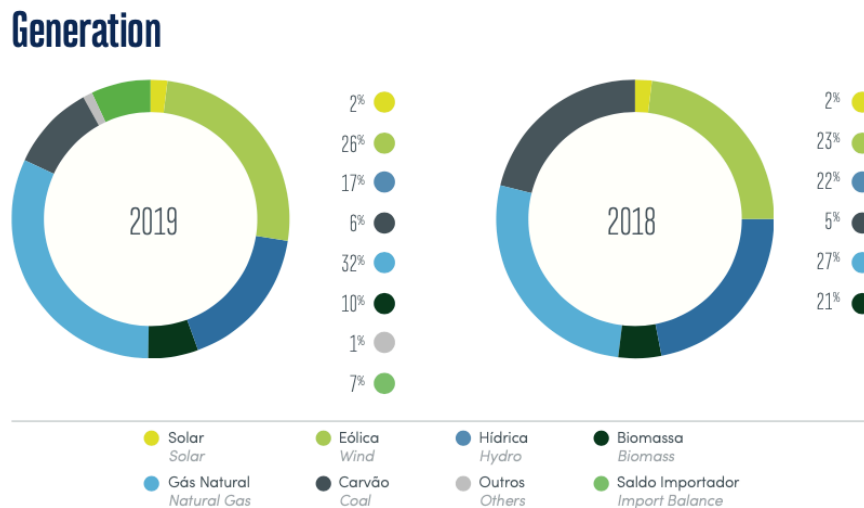


Figura 2 - Distribuição da produção de energia em Portugal em 2018 e 2019. Extraído de: (REN, 2019)

Como pode observar-se percentualmente, para Portugal, apenas 2% da produção de energia elétrica tem origem solar. A energia fotovoltaica, no entanto, apresenta uma parcela de contribuição de aproximadamente 1,6% (REN, 2019). Neste cenário, verifica-se um grande potencial de crescimento de utilização de energia elétrica através de tecnologia fotovoltaica, face às demais energias, aliado a fatores como, por exemplo, alta disponibilidade de radiação solar em Portugal Continental e reduções de custos de preços de componentes neste tipo de sistema.

## 1.2 Legislação

Para implementação desses objetivos energéticos acordados nas cimeiras, e como desdobramentos e incentivos de consumo de energias renováveis, foi aprovado o Decreto-Lei nº 118/2013, com a redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº 52/2018 de 20 de agosto (Decreto-Lei n.º 118/2013 do Ministério da Economia e do Emprego, 2013), e a Portaria nº 349-D/2013 com a redação que lhe foi conferida pela Portaria nº 17 A/2016 de 4 de fevereiro (Portaria n.º 349-D/2013 dos Ministérios do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia e da Solidariedade, Emprego e Segurança Social, 2013), que regulamenta e certifica o desempenho energético dos edifícios de comércio e serviço, e que transpõe a Diretiva Europeia nº 2010/31/EU. Este regulamento estabelece os requisitos para edifícios novos, ou seja, que possuem projeto de licenciamento ainda em aberto frente a este Decreto-lei, e edifícios sujeitos a grandes intervenções, ou seja, o edifício sujeito a obra de construção, reconstrução, alteração, instalação ou modificação de um ou mais componentes com influência no seu desempenho energético, necessitem de um classe energética mínima B-, e C, respetivamente.

O desempenho energético de um edifício de comércio e serviços é aferido pela determinação do seu indicador de Eficiência Energética (IEE). O IEE é determinado com base no somatório dos diferentes consumos anuais de energia, relacionados com o

consumo energético do edifício, agrupados em indicadores parciais e convertidos para energia primária, por unidade de área útil interior de pavimento. A equação 1 pode verificar-se nesse somatório.

$$IEE = IEE_S + IEE_T - IEE_{Ren} \quad (1)$$

Onde,

$IEE_S$  representa os consumos de energia que são considerados para efeitos de cálculo da classificação energética do edifício;

$IEE_T$  representa os consumos de energia que não são considerados para efeitos de classificação energética;

$IEE_{Ren}$  representa o valor que é obtido com base na produção de energia elétrica e térmica com base em energias renováveis, sendo apenas tida em consideração a energia elétrica produzida e destinada a autoconsumo e a energia térmica efetivamente utilizada.

Desta forma, o edifício ainda em fase de projeto deve estar focado numa alta eficiência energética para assim cumprir a certificação citada anteriormente. No entanto, em complemento à eficiência energética, e de forma a promover a aplicação de fontes de energia renovável, e com natural destaque para o aproveitamento do recurso solar, e abundante disponibilidade no país, é implementada a componente de IEE renovável, que amortiza o impacto das energias elétrica e térmica instaladas no edifício. Componente também verificada na equação 1.

### 1.3 Comercialização de Energia

A partir da Diretiva 90/547/CEE do Conselho Europeu, estabeleceu-se uma vontade Europeia de implementar um mercado único de energia, tomando-se como base que um mercado interno único reflete na necessidade de um mercado de energia único, garantindo assim um abastecimento ótimo de eletricidade a todos os cidadãos de todas as regiões da comunidade, equilibrando as condições de vida, principalmente em regiões menos favorecidas. (Directiva 90/547/CEE do Conselho, de 29 de Outubro de 1990, relativa ao trânsito de electricidade nas grandes redes, 1990)

Com a liberalização do setor elétrico emergem novos agentes de mercado, atuando e interagindo entre si de forma a satisfazer os consumidores e os produtores, respeitando-se as restrições técnicas das redes. Desta forma tem-se a produção dividida em duas formas:

- Regime Ordinário: composto por produção de energia elétrica com base em fontes tradicionais, e não renováveis, e nos grandes centros produtores hídricos;
- Regime Especial: considerada a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, cogeração, microprodutores (aplicável em baixa tensão), miniprodutores (aplicável entre média e baixa tensão), unidades de pequena produção (aplicável entre média e baixa tensão), e unidades de produção para autoconsumo (aplicável a alta, média e baixa tensão).

O regime especial é regido pelo DL 172/2006, no qual define-se que baixa tensão corresponde a redes com tensões até 1 kV, média tensão corresponde as tensões de 1 kV a 45 kV, e alta tensão corresponde as tensões entre 45 kV até 110 kV (Decreto-Lei n.º 172/2006 do Ministério da Economia e da Inovação, 2006).

Este cenário permite a montagem de um sistema de energia renovável em residências, estabelecimentos comerciais, universitários, ginásios, em resumo, que tenham viabilidade técnica e económica para sua aplicação, não apenas com retorno de autoconsumo a longo prazo, mas de modo a verificar a possibilidade comercial de ganho financeiro com o excedente de produção de energia no decorrer do mês, e do ano.

A legislação Portuguesa vai de encontro aos objetivos ambientais europeus citados anteriormente, viabilizando todo um mercado energético com energia renovável, principalmente para situações de pequenos produtores, que correspondem a consumidores de médias e baixas tensões.

### 1.3.1 Tarifação

#### 1.3.1.1 Unidade de Pequena Produção (UPP)

No caso em que o pequeno produtor deseje vender a produção de energia renovável para a rede elétrica pública, o DL n.º 153/2014 (Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014) estabeleceu as condições para tal. Características para a tarifação para pequenas produções de energia renovável são abrangidas considerando a finalidade da instalação, tipo de energia renovável instalada (sendo possível apenas uma para revenda), e da potência instalada não superior a 250 kW. Abaixo tem-se as três categorias classificáveis:

- Categoria I - Na qual se insere o produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP, nos termos do presente decreto-lei;
- Categoria II - Na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP, nos termos do presente decreto-lei, pretende instalar no local de consumo associado àquela, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos, nos

termos do Decreto-Lei nº 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei nº 64-B/2011, de 30 de dezembro e pelos Decretos-Leis nº 170/2012, de 1 de agosto, e nº 90/2014, de 11 de junho, ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico;

- Categoria III - Na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP nos termos do presente decreto-lei, pretende instalar no local de consumo associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A tarifa de referência é estabelecida pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). No ano de 2020 foi publicada a Portaria nº 80/2020 (Portaria n.º 80/2020 do Ambiente e Ação Climática, 2020), onde é fixada em 15 anos o valor da tarifa de referência em 45 €/MWh, independente do tipo de energia renovável aplicada, aliado a um limite máximo de 20 MW/ano, distribuído por categoria da seguinte forma, até 2019, podendo ser revisado no final de cada ano:

- Março: categoria 1 - 1,6 MW, categoria II - 1,5 MW, categoria III - 1,5 MW
- Abril a novembro: categoria 1 - 0,5 MW, categoria II - 0,4 MW, categoria III - 0,4 MW

O produtor pode, no entanto, renunciar a remuneração garantida e mudar para a produção em autoconsumo de energia renovável, sendo um critério económico que cada produtor deve analisar.

#### 1.3.1.2 Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

A unidade de produção para autoconsumo (UPAC) permite produzir localmente a sua própria energia e contribuir diretamente para o abatimento da fatura de eletricidade, podendo apresentar ou não ligação à rede elétrica pública, com diversos níveis de potência instalada. Particulares, condomínios e empresas podem usufruir das UPAC (Decreto-Lei n.º 162/2019 do Ambiente e Transição Energética, 2019).

A energia produzida é consumida instantaneamente, reduzindo assim a compra de energia da rede. O aproveitamento da energia produzida pelo sistema fotovoltaico na instalação elétrica ocorre apenas quando existe consumo, e está sujeita a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração. A energia excedente é injetada na rede elétrica de serviço público segundo o Decreto-Lei 153/2014 (Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014), e pelo publicado nas Portarias nº 15 e nº 16 de 2020 (Portaria n.º

15/2020 do Ambiente e Ação Climática) (Portarias nº16/2020 do Ambiente e Ação Climática).

Para este modo de distribuição é importante notar que a potência de ligação da UPAC com a rede elétrica tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo, e a potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. A contagem da eletricidade produzida é obrigatória para as UPAC com potências superiores a 1,5 kW, a qual a instalação de consumo se encontre ligada à Rede elétrica. A remuneração do excedente na rede é calculada através da equação 2:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2)$$

Onde,

$R_{UPAC,m}$ : Remuneração da eletricidade fornecida à REN no mês 'm', em (euro);

$E_{fornecida,m}$ : Energia fornecida no mês 'm', em kWh;

$OMIE_m$ : O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em (euro)/kWh;

m: Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à REN.



# ENERGIA FOTOVOLTAICA



## 2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

### 2.1 Geração de Energia Elétrica

#### 2.1.1 Efeito Fotovoltaico

A geração de energia elétrica para um sistema fotovoltaico é efetuada através de materiais semicondutores, como por exemplo o silício, isto é, materiais que funcionam como isoladores, a baixas temperaturas, mas como condutores de energia quando aquecidos, ou seja, são diretamente influenciados pela temperatura.

A introdução de átomos, como o boro e fósforo, na estrutura cristalina do silício é chamada de dopagem. O fósforo possui cinco elétrons de valência, enquanto que o silício possui quatro. De forma oposta, o boro possui três elétrons de valência, frente aos quatro de silício. A dopagem do fósforo na estrutura do silício introduz como consequência a geração de um elétron de valência na estrutura, sendo denominada de tipo N, enquanto que a dopagem do boro ocorra uma falta de elétron, sendo denominada de tipo P. Estruturando-se assim átomos de boro numa metade da estrutura cristalina do silício, e na outra metade o fósforo, tem-se deste modo uma junção P-N. Essa junção possibilita a geração de um campo elétrico dentro da estrutura cristalina. (Pinho & Galdino, 2014)

Quando nesta junção P-N for exposta a uma energia solar incidente, e esta for superior a energia de remoção dos elétrons, ocorre a quebra na ligação covalente, entre os elétrons de valência e o núcleo do átomo, fazendo com que sejam emitidos elétrons livres para se mover dentro da estrutura cristalina. Este fenómeno atualmente é conhecido como o efeito fotovoltaico, e é a base do funcionamento das células fotovoltaicas. Na figura 3 pode ser ilustrada essa movimentação de elétrons na estrutura cristalina neste modelo. (Castro, 2008)

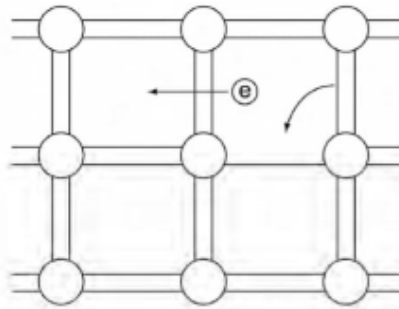


Figura 3 - Movimento de elétrons na estrutura cristalina do silício

Como uma única célula apresenta um baixo potencial elétrico, necessita-se da associação de diversas células. Esta associação pode ser realizada em série e em paralelo, em concordância com a Lei de Ohm. Quando as células são instaladas em série constituem um módulo. Estes módulos podem ser organizados em série e em paralelo, constituindo um painel fotovoltaico. Os painéis fotovoltaicos quando instalados em série correspondem a uma fileira, e este conjunto corresponde a um módulo fotovoltaico, conforme pode ser visualizado na figura 4. (Carneiro, 2010)



Figura 4 - Composição de um módulo fotovoltaico, e seus componentes: Painel fotovoltaico, módulo e células.

Quando se estrutura fisicamente um painel fotovoltaico, com a composição de células fotovoltaicas, pode verificar-se graficamente a curva de tensão versus corrente elétrica típica do painel, presente na figura 5. Desta forma este gráfico caracteriza a célula (Castro, 2008). Esta curva varia conforme a temperatura na célula. Pode-se verificar algumas características elétricas a seguir:

$U_{oc}$  Tensão de circuito aberto é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica a circular. Este valor aumenta de forma logarítmica com o aumento da radiação;

$I_{SC}$  Corrente de curto circuito é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica nos seus terminais é nula, sendo diretamente proporcional a radiação;

MPP Ponto de máxima potência, que é gerada através do produto entre uma máxima corrente e uma máxima tensão;

Fator de forma Fator de forma mede a qualidade da junção das células, sendo medida através da razão entre a máxima potência da célula, e o produto da  $I_{SC}$  com  $U_{OC}$ .

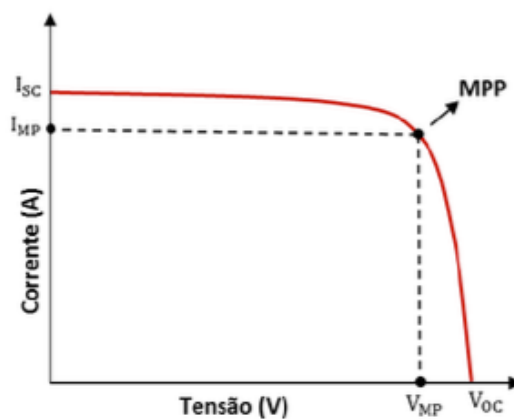


Figura 5 - Gráfico I x V característico de um painel fotovoltaico  
Extraído de: (Silva, 2017)

### 2.1.2 Tipos de Células Fotovoltaicas

Como visto no item anterior, o silício é o material base para a geração do efeito fotovoltaico. Este material pode estar estruturado de diversas formas, apresentando as denominações, monocristalina, policristalina, amorfo, células de telureto de cádmio (CdTe), e células de disseleneto de Cobre-índio (CIS).

A célula de silício monocristalina é a tecnologia mais antiga do setor, sendo visivelmente reconhecível por possuir uma cor uniforme e de quinas arredondadas características. Estas células são obtidas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais, em processo denominado Czochralski. As células são obtidas por cortes de barras em forma de pastilha quadradas finas, entre 0,4 a 0,5 mm de espessura. Uma vez que estes painéis solares possuem uma maior eficiência, eles necessitam de menos espaço para gerar a mesma quantidade de energia elétrica, quando montados combinados, e tendem a possuir bons rendimentos energéticos com pouca incidência solar, além de apresentarem tempos de vida útil superior a 30 anos. Devido a sua pureza, e do seu processo de fabrico, que ocorre uma quantidade significativa do silício não aproveitada numa célula, sendo necessário um

posterior processo de reciclagem, apresentando por esta razão um maior custo por célula.

A célula de silício policristalina diferencia-se da monocristalina no processo de fabrico e na pureza do material. No processo de fabricação, os cristais de silício são fundidos em um bloco, de forma a preservar a formação de múltiplos cristais, sendo assim um processo mais simples, e como consequência apresentarem menores custos de produção. Devido a uma menor pureza do material possuem uma menor eficiência. Este tipo de célula é o mais presente no mercado atual, por fornecerem uma boa relação custo-benefício. (Oliveira, 2013)

As células de silício amorfo são tradicionalmente utilizadas em instalações em menor escala, que são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal, sendo por sua vez um processo ainda mais barato que o processo da célula policristalina.

As instalações com os painéis de CdTe, também de película fina, são tipicamente utilizados em grandes campos solares, pelo facto de apresentarem um grande potencial de custo benefício quando empregados em larga escala. A eficiência de painéis solares, com base na tecnologia de telureto de cádmio, opera normalmente na faixa de 9% a 16%. A utilização desta tecnologia, no entanto, tem levantado problemas, tendo em vista a presença de componentes contaminantes, como o cádmio. (Pinho & Galdino, 2014)

As células de tipo CIS apresentam uma menor quantidade de cádmio, sendo assim menos poluente no seu descarte, e apresentam eficiências mais elevadas entre todas as células do tipo película fina. Espera-se que a produção em massa deste tipo de células possa baixar o custo de produção em relação às células de silício cristalino.

O atual estado da arte de material empregado é o Silício Cristalino, com eficiências recordes de até 26% (MIT, 2015).

Na figura 6, pode-se visualizar a diferença estética da disposição de algumas das principais células nos painéis, que juntas correspondem a mais de 80% de presença no mercado.



Figura 6 - Tipos de células fotovoltaicas empregadas nos painéis (Monocristalino, Amorfo e Policristalino, respetivamente)

### 2.1.3 Irradiação Solar nos Painéis Fotovoltaicos

Para a geração do efeito fotovoltaico é necessário a presença de luz solar incidente no plano dos painéis. A irradiância é o termo que representa a quantidade de potência radiante, neste caso radiação solar, que incide sobre uma superfície, neste caso o plano dos painéis, por unidade de área. A irradiância possui unidade de  $\text{kW/m}^2$ . A irradiância é máxima quando a superfície recetora está orientada perpendicularmente ao feixe incidente. (Silva, 2017)

Para uma variação da irradiância com o tempo, geralmente em intervalos de uma hora, obtém-se a irradiação solar, que possui unidade em  $\text{kWh/m}^2$ . A irradiação global anual obtém-se ao somar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano.

### 2.1.4 Espaçamento entre Painéis Fotovoltaicos

A instalação física dos painéis fotovoltaicos pode variar conforme disponibilidade de espaço onde será instalado. No entanto, o foco na máxima exposição dos painéis a radiação solar é sempre um fator importante de análise, pois dessa forma evita-se problemas de sombreamento entre os painéis. Para determinar a distância entre as fileiras dos painéis pode-se usar a equação 3, que analisa essa geometria solar de modo a verificar a distância mínima entre os painéis. Na figura 7 consegue-se melhor visualizar a interpretação da equação 3. (Pinho & Galdino, 2014)

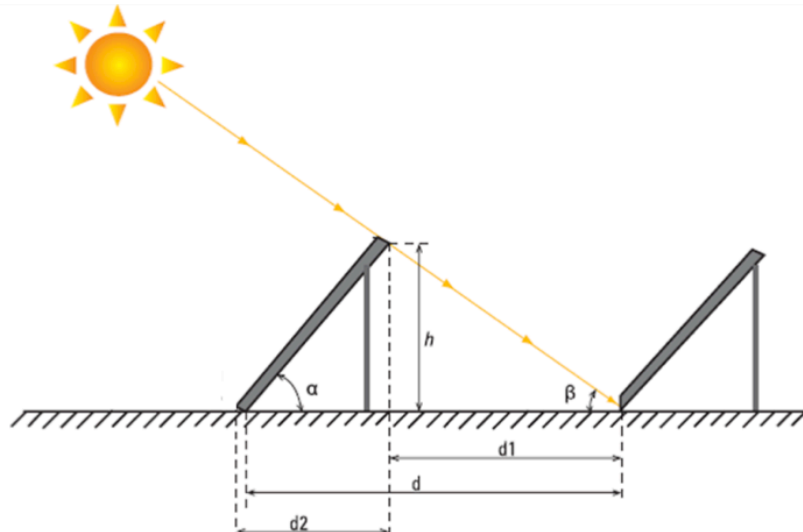


Figura 7 – Análise do espaçamento entre painéis fotovoltaicos

$$d = b \times \left( \cos\beta + \frac{\text{sen}\alpha}{\tan\beta} \right) \quad (3)$$

Onde,

- d Afastamento entre as fileiras de painéis em metros;
- b Comprimento do painel fotovoltaico em metros;
- h Altura do painel em metros;
- β Ângulo que corresponde à altura mínima do Sol em 21 de Dezembro em graus;
- α Inclinação dos painéis em graus.

### 2.1.5 Inversores

Esta corrente elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos é do tipo contínua (DC), e no entanto deve ser convertida para corrente alternada (AC), tendo em vista que a atual instalação da rede elétrica nacional, bem como dos equipamentos elétricos dentro das moradias e edifícios comerciais ligados à rede elétrica possuem esta configuração (Azevedo, 2016). O inversor é o equipamento que realizará essa conversão do tipo de corrente no sistema fotovoltaico. Como equipamento elétrico, apresenta uma performance característica, tendo em vista as perdas que apresentam durante a conversão da corrente elétrica.

O mercado atual apresenta três tipos de inversores que podem ser instalados. Inversores centrais, por fileiras e por módulo. Na figura 8 pode-se verificar a disposição dos painéis junto aos inversores.

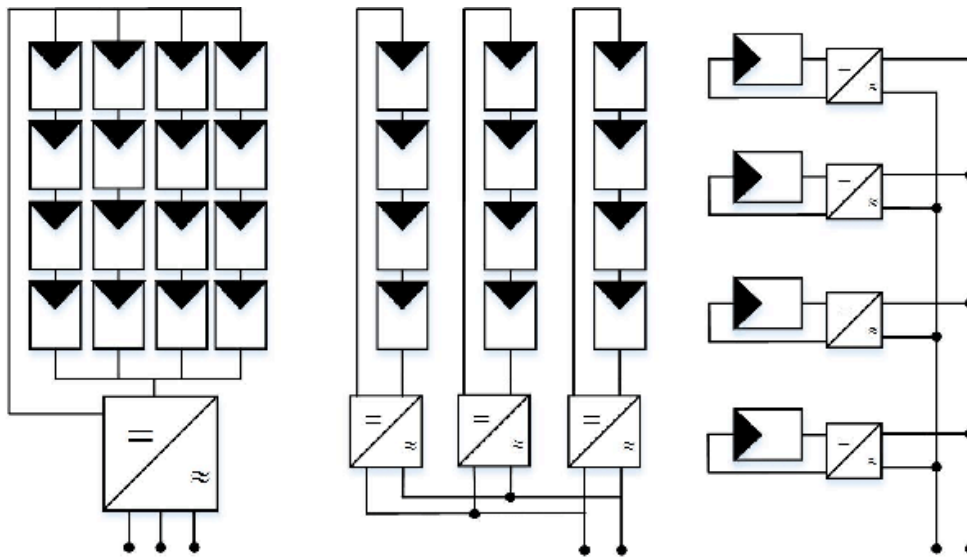


Figura 8 - Tipos de inversores (Central, Fileiras, por Módulo, respetivamente)

Os inversores centrais são mais comumente aplicados em pequenas produções de energia, já que sua aplicação exige um sombreamento uniforme e módulos idênticos, com pouco controle de potência, o que em maiores escalas não se torna viável. No entanto, apresentam altos rendimentos energéticos, e possuem menor custo, e grande dimensão física.

Os inversores em fileira, como o próprio nome já diz, faz uma gestão em fileiras, também chamada de *strings*, realizando uma gestão mais dinâmica dos pontos de potência, e assim possibilitando uma maior potência instalada, sob um maior controlo. Recomenda-se o uso para um sombreamento não uniforme. Este caso é o mais aplicado nas produções de maiores escalas. A denominação *Maximum Power Points Tracking* (MPPT) é utilizada na língua inglesa para definir o número máximo de pontos de potência por fileira que um inversor pode gerir.

O caso do inversor por módulo é empregado geralmente em uma quantidade muito reduzida de painéis, e muito pequenas produções energéticas.

Em Portugal, a DGEG define a listagem homologada destes equipamentos que podem ser utilizadas em novas instalações, aprovados para o regime do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. A lista inclui 350 equipamentos aprovados, de diferentes modelos e fabricantes, com respetivos certificados de declaração de conformidade (DGEG - Inversores, 2020). O anexo 7.3 possui uma imagem parcial da tabela.

## 2.2 Energia Fotovoltaica em Instituições de Ensino

No contexto apresentado sobre as energias renováveis e o potencial de implementação de painéis fotovoltaicos em Portugal, pode-se verificar estudos de casos mais recentes realizados tanto neste país, como na França, Suécia, Estados Unidos, Brasil, entre outros, com diversificadas aplicações, em diferentes estabelecimentos de ensino, e com condições de contorno distintas, como clima, nível energético a ser utilizado, combinação com demais energias renováveis, como por exemplo térmica, e diferentes *softwares* de processamento de dados.

Na cidade de Landskrona, na Suécia, (Al-husinawi, 2018) realizou-se um estudo de caso na remodelação de um centro desportivo majoritariamente com fonte energética renovável, através de aplicação de painéis fotovoltaicos e painéis solares térmicos, no qual entre os períodos de Abril a Setembro (Primavera e Verão), seu consumo energético estava coberto, e com excedente de produção vendável, enquanto que nos demais meses do ano medidas de isolamento térmico mais robustas no edifício e programação do sistema de climatização, reduziram o consumo de energia elétrica da rede, de modo a totalizar anualmente 85,6% em renováveis. Neste caso a simulação realizada foi através do programa *Grasshopper Ladybug*, onde pode-se estimar a irradiação aplicada ao edifício.

Na Roménia, (Marchal, 2014) numa parceria entre a Universidade de Lorraine e a Universidade Politécnica de Bucareste, simulou-se numa casa-laboratório a aplicação de painéis fotovoltaicos, aliado ao já existente painel solar térmico para aquecer a água, painéis radiantes elétricos, permutador de calor e poços canadinos, de modo a conseguir uma modelização energética do edifício, que poderia ser replicado, ou até utilizado como referência para outros estudos. Neste caso foi utilizado na simulação o *software* TRNSYS, vinculando os diversos sistemas energéticos que a instalação possui.

Do outro lado do Atlântico, em um estudo realizado na Universidade Carnegie Mellon, verificou-se a possibilidade estratégica de aplicação de painéis fotovoltaicos nas instituições de ensino Norte Americana (Hanus et al., 2019). A análise técnica e a metodologia utilizada são apresentadas na figura 9, e consiste inicialmente na verificação de disponibilidade de espaço nas coberturas das escolas, analisa-se aproximadamente a quantidade de energia possível de ser produzida, compara-se com o respetivo consumo corrente, e assim realiza-se uma análise económica sobre a possibilidade de venda, e redução de custos. No final, ainda se estima a quantidade de poluentes como dióxidos de carbono, nitratos, e óxidos de enxofre poupados, a evitar assim custos indiretos relacionados com esses poluentes na atmosfera à saúde pública, ou seja, benefícios indiretos. A irradiação horária foi estimada em todo território nacional através de dados do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Diversas considerações e estimativas são feitas, e resultam que os custos de investimento ainda

superam os benefícios energéticos, enquanto que os benefícios financeiros relacionados ao impacto climático e à saúde, ou seja, benefícios sociais, na maioria dos estados americanos superam os atuais investimentos nesta área aplicados neste país. A melhor solução analisada seria a compra de energia através de taxa fixa da rede elétrica daquele país.

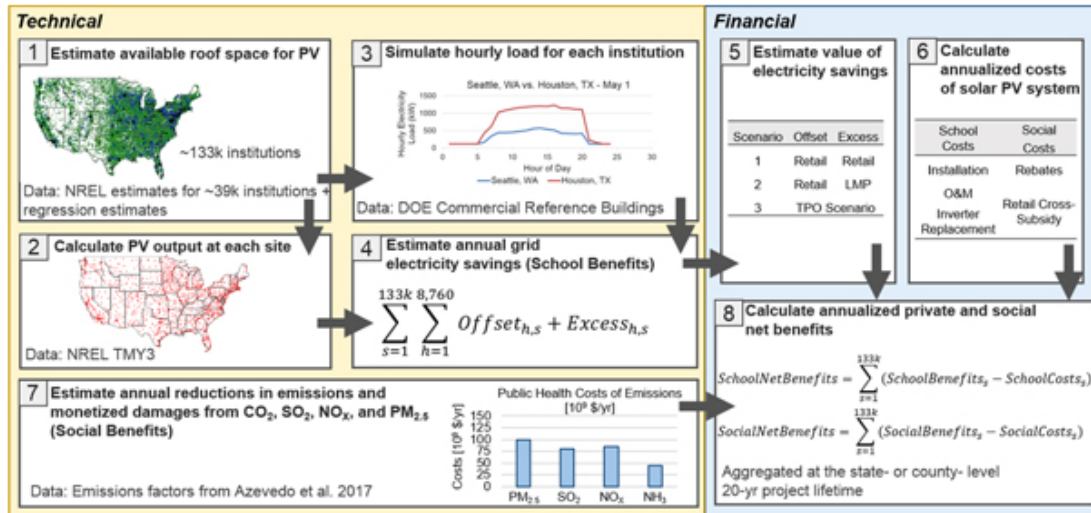


Figura 9 - Metodologia aplicada em estudo de caso na Universidade Carnegie Mellon,. Extraído de: (Hanus et al., 2019)

No Instituto Politécnico de Coimbra, (Lima, 2017) já em Portugal, realizou-se um estudo de implementação de um sistema de painel fotovoltaico e um sistema solar térmico, combinado com um sistema de água quente sanitária, em um edifício daquela região. Para a análise do sistema fotovoltaico, analisou-se a área útil e a localização do edifício, juntamente com o consumo anual, aplicando-se os dados no *software* chamado de *Sunny Design Web*, para simulação do cálculo para o melhor aproveitamento do sistema solar fotovoltaico. Neste projeto foi objetivado o autoconsumo preferencialmente, sendo mais economicamente atrativo um sistema energético predial mais eficiente, com revenda eventual do excedente à rede, como pressuposto. Conseguiu-se obter em simulação uma autonomia energética de até 14,5%.

### *2.3 Objetivos do Estudo do Caso*

Com o cenário energético mundial e português e a necessidade de aumentar a utilização de recursos energéticos sustentáveis, aliado a viabilização legal de utilização desses recursos em Portugal em diversos tipos de estabelecimentos, com distintas atividades, e o potencial de utilização de energias fotovoltaicas com toda a versatilidade técnica e econômica, estabeleceu-se assim as bases para se estudar a viabilidade de implementação de uma instalação fotovoltaica no ISEP, em sua cobertura.

Combinado com este macro cenário, pode verificar-se que o Instituto possui uma necessidade de redução de dependência energética da rede elétrica e relativos custos, e sobretudo, a necessidade de demonstrar a sociedade que estes sistemas de produção de energia para autoconsumo podem ser boas soluções técnicas a implementar, ao nível das suas habitações e locais de trabalho.

Os objetivos intermédios deste trabalho são: a) verificar a possibilidade de instalação de painéis em uma área de potencial energético solar; b) simular uma produção energética oriunda de células fotovoltaicas; c) estudar a viabilidade financeira de uma instalação com determinadas características de produção. Neste estudo verifica-se, então, um enquadramento estratégico de uso mais sustentável dos recursos naturais do planeta.

### *2.4 Conteúdo da Dissertação*

O presente documento divide-se em cinco capítulos. No primeiro capítulo realizou-se um breve enquadramento do trabalho no que tange a energia renovável em Portugal e no mundo, e a legislação correspondente. No segundo capítulo fez-se uma introdução a geração da energia fotovoltaica, e a apresentação de alguns similares estudos, os quais este trabalho baseou-se, com a aplicação desta tecnologia em instituições de ensino, e mencionaram-se os objetivos da presente dissertação. No terceiro capítulo descreve-se o estudo do caso realizado, referindo os dados empregados e respetiva metodologia. No quarto capítulo apresentam-se e discutem-se os resultados energéticos e económicos obtidos, interpretando-os e comparando-os com outros estudos semelhantes. No quinto capítulo enumeram-se as conclusões do trabalho e sugestões a ter em conta num próximo estudo.

# DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO



### 3 DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

A fonte energética primária do ISEP, atualmente, é oriunda da rede elétrica, através da distribuidora de energia GALP. Os custos energéticos em Portugal têm um peso considerável no orçamento de edifícios escolares. O elevado custo nas faturas de energia elétrica, originados de laboratórios, salas de aulas, cozinhas, além de um sistema de climatização, podem ser mitigados, de modo a redirecionar estes recursos em outras atividades escolares, como pesquisa e investigação. Os painéis fotovoltaicos apresentam-se como uma possibilidade sustentável de modificar este cenário.

Comparativamente a outros estudos comentados no capítulo anterior, não se considerará a possibilidade de reabilitação integral do prédio, realizada na cidade de Landskrona (Al-husinawi, 2018), logo não se espera uma alta cobertura de consumo energético, ou até uma autossuficiência de consumo, sendo este o melhor dos cenários. Este estudo apresentará uma maior similaridade com o estudo de Coimbra (Lima, 2017), com uma redução do consumo energético da rede elétrica, no entanto, com valores totais de produção energética mais elevados. Com esse cenário então, o regime de autoconsumo, visto em 1.3.1.2, será usado de base. Desta forma, o estudo deve verificar a localização do Instituto, o respetivo consumo energético e realizar uma simulação virtual, através de uma metodologia. Todas essas componentes podem ser verificadas a seguir.

#### 3.1 Metodologia

Tendo em vista a similaridade deste trabalho com a realizada pela Universidade Carnegie Mellon, nos Estados Unidos da América (Hanus et al., 2019), direcionado a instituição de ensino, com ênfase na utilização de energia renovável fotovoltaica, numa ótica de viabilidade económica, entende-se aqui aplicar uma metodologia semelhante, que pode ser verificada nos itens abaixo:

- I. Verificar características geográficas da localização do Instituto;
- II. Estimar área disponível na cobertura dos prédios de modo a possibilitar a instalação dos painéis (prospeção);
- III. Simular através de uma estimativa de área possível a ser utilizada na aplicação de painéis;
- IV. Definir painel fotovoltaico e inversor correspondente, com base em respetivo esquema elétrico;

- V. Inserir os dados elétricos no PVSYST, e simular produção de energia fotovoltaica dos conjuntos dos painéis;
- VI. Verificar o consumo e regime elétricos contratados mensalmente, através de registo de energia em fatura real, e estimar consumos energético anual;
- VII. Redefinir tarifas e regime de forma proporcional, para uma viabilidade de análise de panorama energético;
- VIII. Realizar cálculo estimado de custos de investimento do projeto, cálculo de consumo de energia elétrica da rede elétrica após implementação dos painéis, cálculo do valor economizado na produção fotovoltaica e análise de período de retorno simples;
- IX. Discussão de resultados.

### 3.2 Localização

O ISEP é localizado na cidade do Porto, na região Norte de Portugal, a 6,5 quilómetros de distância do mar, com Latitude  $41,178^\circ$  e Longitude  $-8,6081^\circ$ , e uma altitude de 111 m, composto por um conjunto de edifícios que podem ser visualizados através do *software* Google Earth (Google earth, 2020), na figura 10.



Figura 10 - Vista área virtual em 3D do complexo de edifícios que compõem o ISEP

O ISEP é composto por um total de 12 edifícios, e algumas pequenas casas. Para a aplicação de painéis, no entanto, é importante verificar quais destes possuem as características que favorecem a instalação, como por exemplo, altura e vão livre de cobertura. Nesta análise de prospeção, que pode ser visualizada na figura 11, as áreas em destaque em vermelho compõem o conjunto de prédios que podem receber painéis, enquanto que em azul tem-se a denominação de cada edifício. Soma-se um total de nove edifícios para a análise.

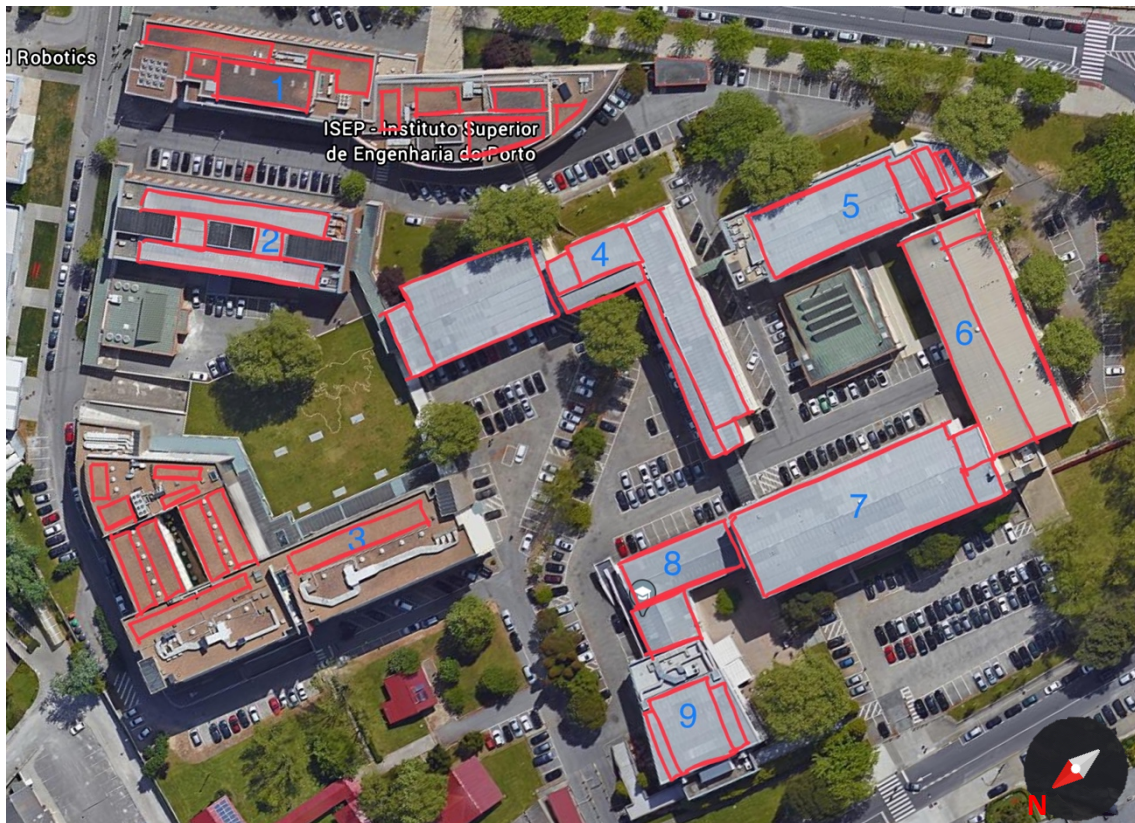


Figura 11 - Vista de topo virtual do complexo de edifícios do ISEP, com destaque a numeração dos edifícios, e das possíveis áreas de instalação de painéis fotovoltaicos em cada cobertura

Destes nove edifícios, pode verificar-se que mesmo apresentando uma área considerável de cobertura, ainda existem outros fatores presentes na cobertura, como por exemplo, sistemas de dutos de ventilação, sombras de árvores e partes estruturais, que inviabilizam a totalidade de aplicação de painéis. Eliminando-se essas restrições da estimativa de área útil a ser utilizada, e utilizando-se do *software* Google Earth para estimar a área útil disponível por edifício, obtém-se os dados na tabela 1. Pode verificar-se que é uma área total significativa, e que corrobora com a intenção deste projeto.

Para uma verificação do valor estimado encontrado pelo PVSYST, confrontou-se os dados com as dimensões apresentadas pela planta implantação do projeto arquitetónico que pode ser visualizada no anexo 7.1. As diferenças das dimensões de máxima encontradas eram menores que 5%, sendo assim de viável estimativa.

Tabela 1 - Áreas aproximadas de cobertura, na prospeção de potenciais edifícios do ISEP

Edifício	Área útil disponível (em m <sup>2</sup> )
01	680
02	696
03	545
04	1.517
05	687
06	875
07	1.160
08	381
09	330
Total	6.871

Quanto à exposição solar, o Instituto está situado numa região onde pode-se considerar plana, e sem influências de altos edifícios, ou montanhas que possa impedir a eficiência da instalação. Na figura 12, pode-se visualizar esta situação.



Figura 12 – Vista virtual em 3D da região próxima ao ISEP, na perspectiva de impacto de sombras

### 3.3 Consumo Energético do ISEP

O consumo energético de todos os edifícios do ISEP é verificado através do fornecimento de uma fatura do mês de outubro de 2016. A fatura fornece ainda informações das características de fornecimento elétrico contratada, como nível de tensão contratada de MT (média tensão) de 661 kVA, e uma tarifa de tensão média menor igual a 3.000 MWh. O regime de consumo é tri-horário semanal, ou seja, apresenta a distribuição de energia ativa durante o dia nos regimes de ponta, cheia, vazio e supervazio, com respetivas tarifas de acesso. A figura 13 apresenta essa distribuição de consumo, aliado aos valores de consumo de potência horas ponta, potência contratada, e energia reativa, extraída da própria fatura.

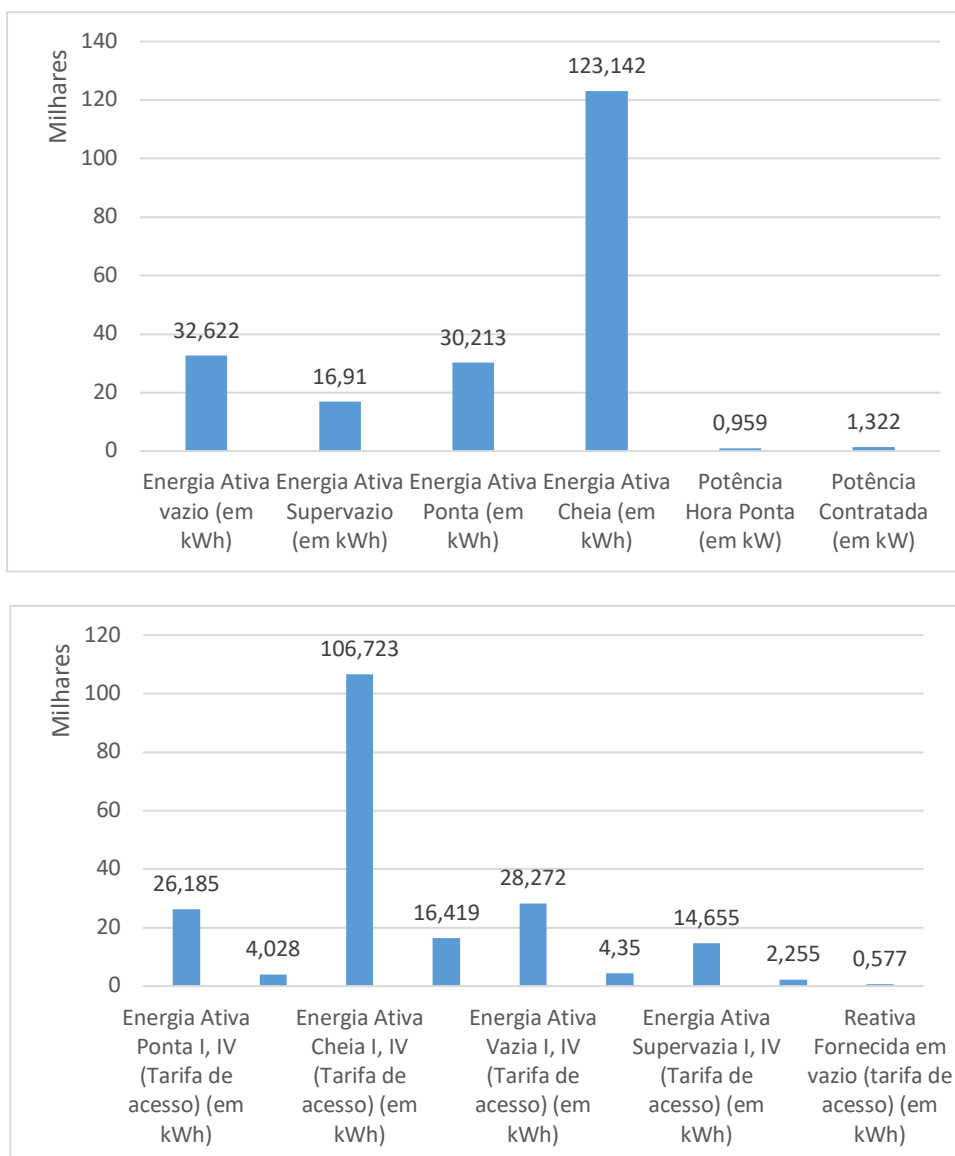


Figura 13 – Distribuição do consumo de energia elétrica mensal para regime Tri-horário em Outubro de 2016.

Como histórico de consumo, a fatura informa ainda os valores totais de consumo em seis meses, conforme verificado na figura 14.

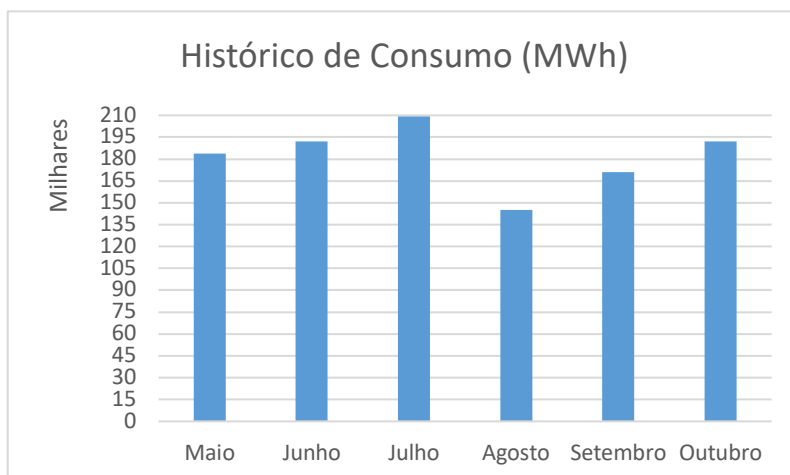


Figura 14 - Histórico registado na fatura de Outubro de 2016 de consumo energético total em cinco meses do ano

Tendo em vista a ausência de informações de consumo energético total nos demais seis meses do ano, período que inclui o outono e inverno, faz-se necessário estimar esses consumos, de forma que se consiga analisar um consumo anual. As características de consumo desses meses são de forte presença de aulas, consumos de máquinas laboratoriais, atividades de cozinha, e refeitório, ou seja, intensa atividade escolar, e como consequência, elevado consumo energético.

Como critério empregado, verificou-se os valores de maior consumo registados na fatura (figura 14), sendo estes de 213.533 kWh e 192.180 kWh, e considerou-se esses valores para serem inseridos nos meses sem informação, tomando por base que este período possui um alto consumo energético. Estes valores podem ser visualizados em azul na tabela 2.

Tabela 2 - Consumo energético anual do ISEP com valores registados em preto e estimados em azul

Meses	Consumo Mensal (kWh)
Janeiro	192.180
Fevereiro	213.533
Março	192.180
Abril	213.533
Maio	183.638
Junho	192.180
Julho	209.262
Agosto	145.202
Setembro	170.826
Outubro	192.180
Novembro	213.533
Dezembro	192.180
<b>Total</b>	<b>2.310.427 = 2.310MWh</b>

Com base no cenário construído pode-se verificar que o conjunto anual possui um alto consumo energético da rede, distribuído de forma que o pico de consumo é registado no inverno com 213 MWh, enquanto que o menor é registado no verão com 145 MWh.

### 3.4 *Simulação Virtual*

Como pode ser verificado nos demais em 2.2, existe uma variedade de *softwares* que podem ser utilizados para simular energias renováveis com origem solar, como por exemplo, solar eólica e fotovoltaica para novas instalações, e em instalações existentes.

Como este estudo foca apenas nos painéis fotovoltaicos e sua instalação, como solução inicial alternativa para o alto consumo energético no Instituto, e possui objetivos académicos, e considerando sua popularidade no mercado para o setor, preferiu-se o *software* PVSYST (Mermoud, 2020).

Sendo uma ferramenta extremamente versátil na sua aplicação, com a possibilidade de inserção de equipamentos com dados técnicos específicos nos mais diversos modelos do mercado, incluindo uma plataforma de análise 3D, estimativa de produção energética, análise de sombras e análise de eficiência energética da instalação, viabiliza assim uma confiabilidade nos estudos nele realizados. Para o caso educativo é ainda uma ferramenta economicamente acessível.

#### 3.4.1 *Posição Geográfica e Modelo Virtual*

Inicialmente tem-se a definição da posição geográfica da universidade, ver item 3.2, inseridos ao PVSYST conforme visualizado na figura 15. Com essas definições consegue-se obter a respetiva carta solar, conforme visualizado na figura 16.

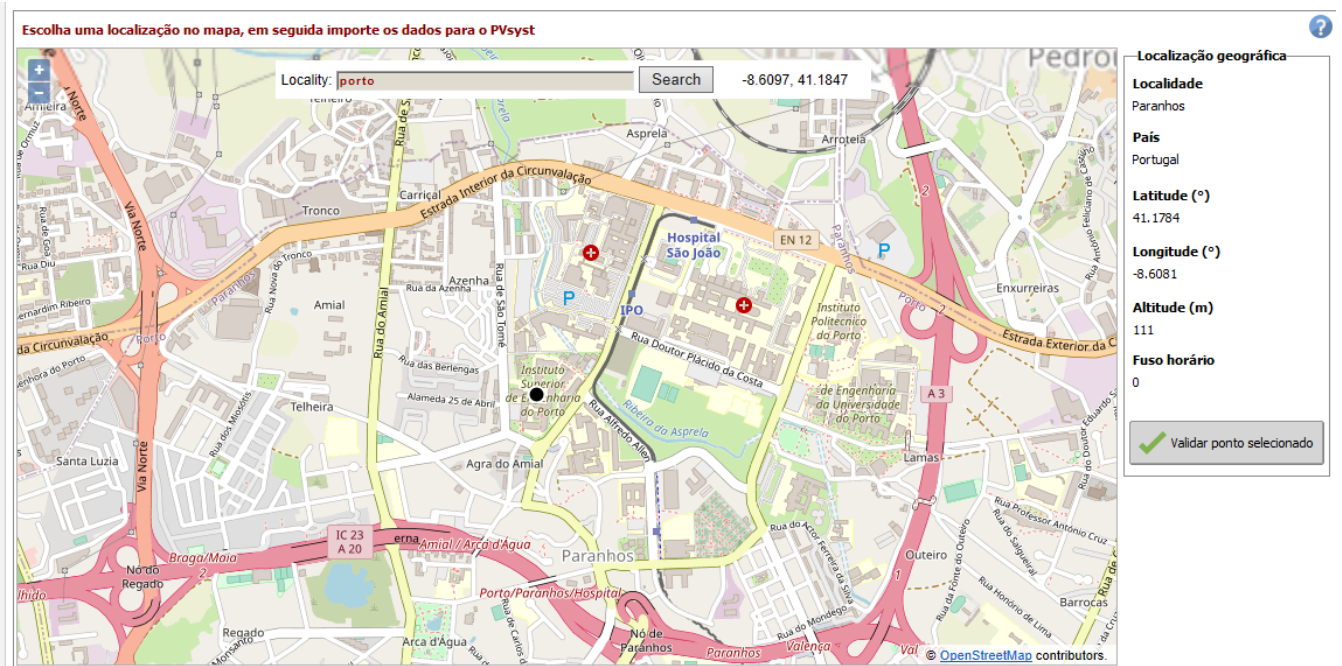


Figura 15 – Visualização da inserção da localização do ISEP no PVSYST

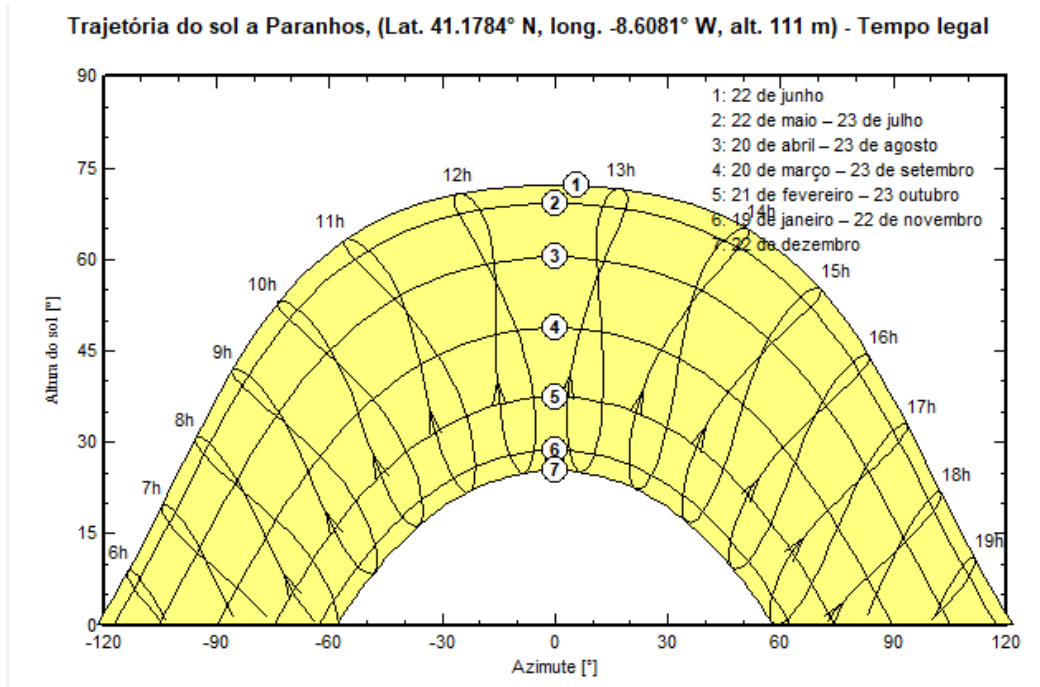


Figura 16 – Carta solar gerada automaticamente pelo PVSYST com base nas coordenadas inseridas no sistema

A partir dessas informações inseridas, obtém-se o carregamento de dados de Irradiação Solar e temperatura anual, o qual foi escolhido através do próprio PVSYST, como fonte de dados da Meteonorm 7.3, que possui registo meteorológico do período de 1991 a 2010, conforme pode ser visualizado na figura 17.

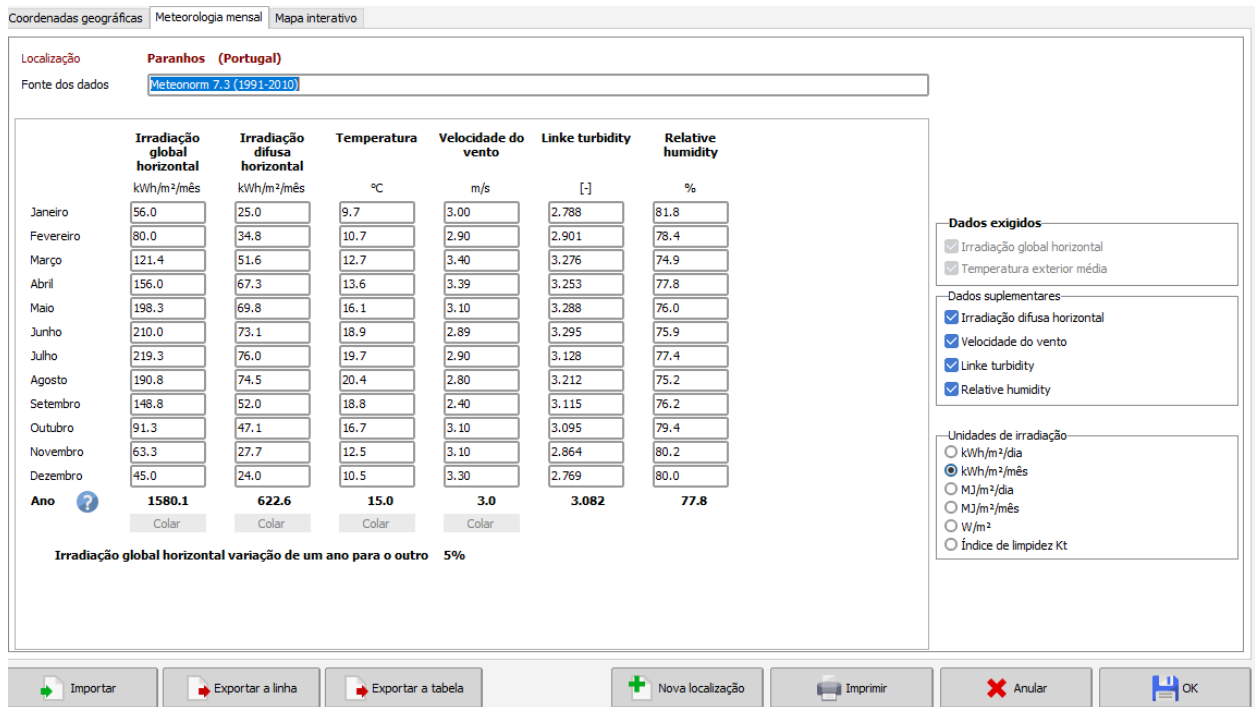


Figura 17 – Visualização dos dados de irradiação em diferentes meses do ano para a localização inserida, com base na Meteonorm 7.3

Com as definições de coordenadas geográficas estabelecidas, necessita-se criar um modelo 3D do ISEP. O PVSYST permite, dentro do seu sistema, a criação de blocos denominado de *shadings*, no entanto, este processo é demorado e pouco preciso, face à complexidade do conjunto arquitetónico requerido.

O PVSYST também possibilita a importação de dados em outros tipos de ficheiro, que foi aqui preferido. Assim, utilizou-se a construção de um 3D criado a partir de um 2D, através de um desenho OSM (Open Street Map), que define virtualmente o conjunto arquitetónico, e cria um ficheiro OBJ, em 3D, conforme figura 16. O formato OBJ, no entanto, deve ser em seguida convertido em formato DAE, para ser carregado no PVSYST, figura 18.



Figura 18 - Criação de arquivo OBJ em 3D

Como pode ser ainda verificado na figura 19, o carregamento do modelo no PVSYST é feito sobre eixos cartesianos genéricos, o qual não refletem a realidade cartográfica do conjunto, logo, um redirecionamento é realizado, de modo que possa refletir a exposição do conjunto arquitetónico ao sol.



Figura 19 - Carregamento em formato DAE da representação 3D do ISEP no PVSYST

### 3.4.2 Propriedades do Campo Fotovoltaico

A partir do parque de edifícios do ISEP, definido virtualmente, ver figura 10, tem-se a base para partir com as possíveis zonas de painéis a ser instaladas em cada edifício, identificadas anteriormente na tabela 1. Verificou-se assim uma prospeção total de 42 zonas no sistema, distribuídas nas coberturas dos edifícios. O PVSYST automaticamente insere os possíveis campos fotovoltaicos, representados na figura 20 por retângulos, dispostos nas zonas.

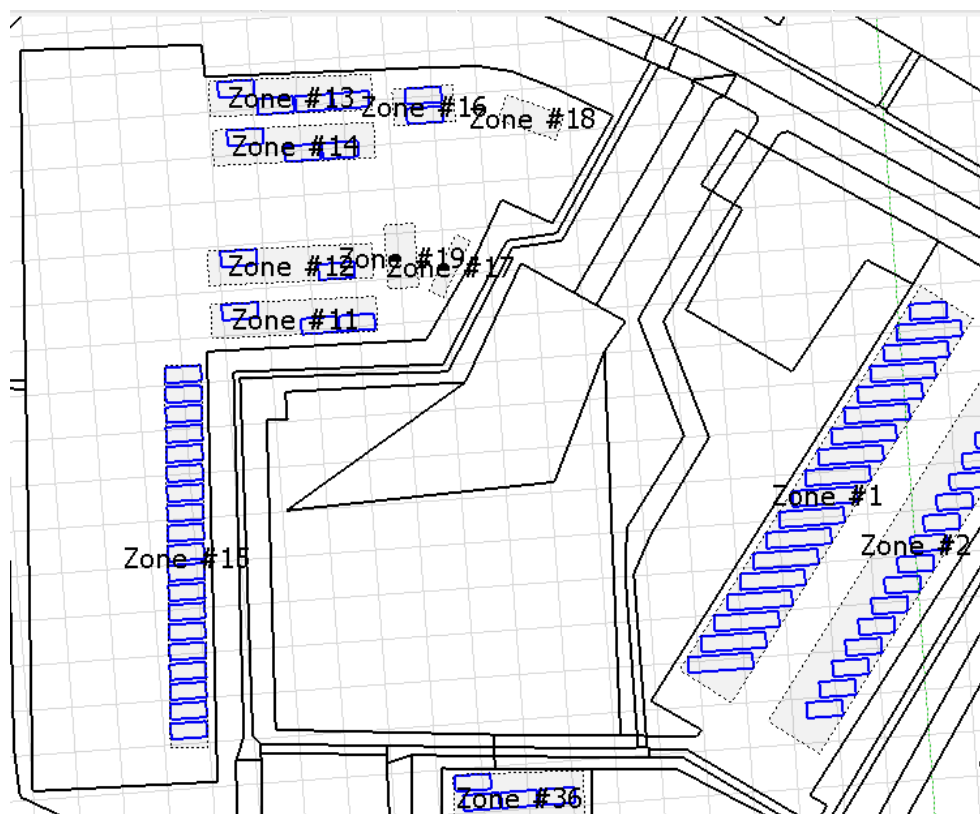


Figura 20 – Visualização de algumas potenciais zonas de instalação de painéis sobre as coberturas dos edifícios, e visualização de áreas em vazio não utilizáveis por limitação de área de instalação

Para serem montados os painéis nestes campos fotovoltaicos, necessita-se definir as características físicas do painel fotovoltaico. Neste caso, são inseridas, com base nas dimensões praticadas maioritariamente no mercado, dimensões de máxima de comprimento 1650 mm, por 990 mm de largura.

Ainda dentro de um mesmo campo fotovoltaico, os painéis podem ser montados em orientação panorama ou retrato, e serem dispostos com espaçamento de fileiras. Neste cenário utilizou-se um espaçamento entre colunas de 20 cm, e uma distância do solo de 5 cm. Nesta montagem entende-se que é possível a instalação de uma maior quantidade de painéis por área, e obter um maior aproveitamento total da cobertura. Na figura 21 pode-se verificar estes dados inseridos no PVSYST para cada campo fotovoltaico que é gerado automaticamente no sistema.

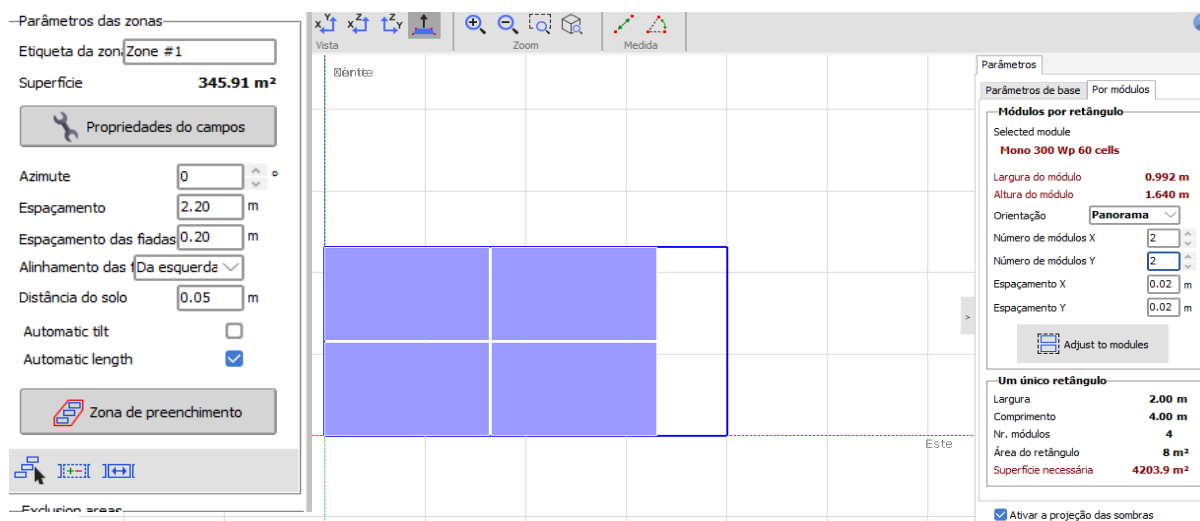


Figura 21 – Características físicas de instalação do campo fotovoltaico, como por exemplo espaçamento das fiadas, orientação, e dimensões dos painéis

Do total de 42 zonas criadas verifica-se que 6 zonas não geram espaço suficiente para aplicar painéis. Ainda na figura 20 pode-se verificar zonas como 17, 18 e 19, nesta condição. Essa análise é realizada automaticamente pelo PVSYST. Na figura 22 tem-se a visualização parcial das zonas sobre as coberturas dos edifícios, e o conjunto possível de painéis que podem ser instalados, gerados desta análise de dados.



Figura 22 - Visualização de algumas potenciais zonas de instalação de painéis sobre as coberturas dos edifícios, e visualização de áreas como 28 e 39 que não possuem irradiação solar mínima

Quanto ao posicionamento dos painéis em relação ao sol, define-se que os painéis serão instalados em plano inclinado fixo, ou seja, não acompanham a trajetória solar, e acompanham a inclinação da cobertura dos edifícios – por razões posteriormente comentadas. Com esta definição, é importante analisar parâmetros como azimute dos campos fotovoltaicos, a inclinação da cobertura dos edifícios para cada zona, e o espaçamento entre os campos fotovoltaicos.

Conforme verificado no item 2.1.4, a distância entre os campos fotovoltaicos deve ser analisada de modo a evitar problemas de sombreamento. Pelas definições expostas acima, a instalação dos campos fotovoltaicos será paralela ao plano da cobertura. Neste cenário ao analisar a equação 3, verifica-se que o ângulo de inclinação  $\alpha$  será nulo, permitindo um plano horizontal entre todos os campos sem interferências de sombreamento entre painéis.

Como situação ideal, no entanto, na exposição solar e seu posicionamento, verifica-se o caso para toda uma cobertura, onde se poderia aplicar qualquer inclinação e azimute aos painéis, ou seja, a presença de total grau de liberdade de instalação. Nesta hipótese o PVSYST fornece uma inclinação de 30°, com azimute a 0°, o qual se obtém uma irradiação solar global anual máxima no planos dos módulos de 1858 kWh por m<sup>2</sup>, ver item 2.1.3, com perdas próximas de zero, como pode ser verificado na figura 23.

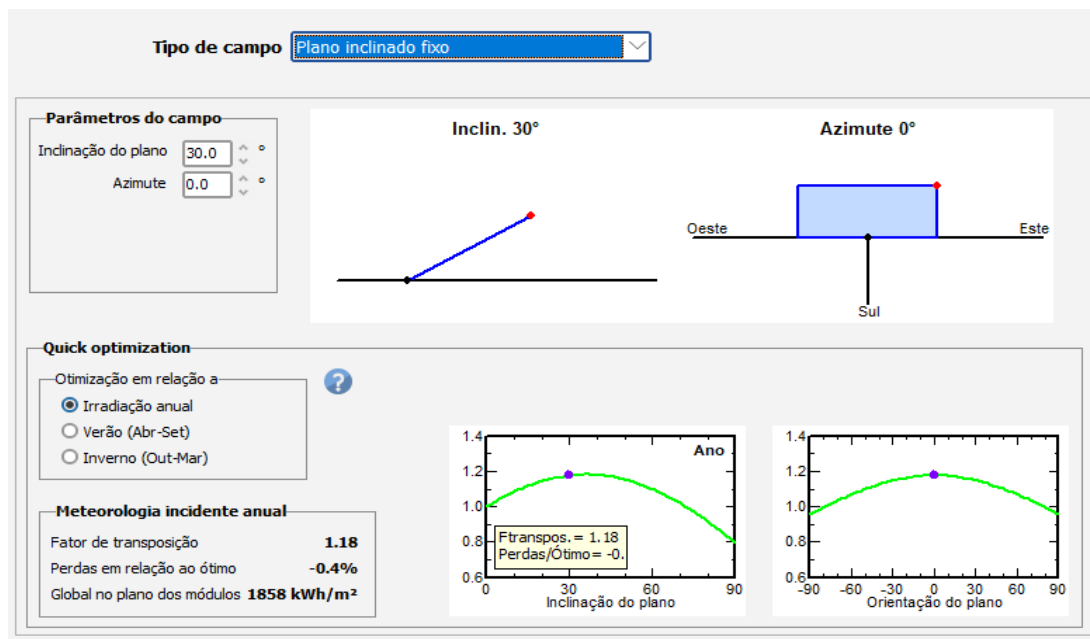


Figura 23 – Análise do impacto de parâmetros como inclinação do plano e azimute na irradiação global anual no plano dos painéis para a situação de plano inclinado fixo.

Para aplicar este cenário proposto pelo PVSYST ao conjunto, tendo em vista que os edifícios possuem inclinação nas coberturas verificadas de 0° e 15°, e diversos azimutes, dever-se-ia instalar estruturas especiais para fixar os painéis, e assim

compensar essas diferenças, rentabilizando ao máximo a produção energética. Essas fixações especiais, no entanto, devem resistir às intensas rajadas de vento, habituais na região. O conjunto de painéis com estruturas de suporte instalado na cobertura, que não previu esse aumento de peso adicional, requereriam a necessidade de reforço na atual cobertura dos edifícios. Com todo esse impacto, desconsideramos aqui este cenário, que será usado apenas de referência ideal.

Com a análise dos potenciais edifícios e zonas de instalação de painéis nas respetivas cobertura, aliado a uma análise por zona de inclinação da cobertura, azimute, irradiação solar global anual no plano dos painéis, e a perda percentual em relação a situação ideal, consegue-se elaborar a tabela 3, que será utilizada como base para a simulação de uma produção elétrica fotovoltaica.

Nesta análise verificou-se ainda que as zonas 04, 17, 18, 19, 21, 22 e 33 não possuem área útil suficiente para a montagem de painéis, ver figura 20, e por esse motivo foram desconsideradas, e na tabela 3 estão apresentadas como NA (não aplicável). Como viabilidade económica, perdas acima de 20% em relação ao ideal foram também automaticamente canceladas, nomeadamente as zonas 24, 28 e 39, que podem ser visualizadas na figura 22.

Tabela 3 – Relação de edifícios e zonas de instalação de painéis, com respetivos azimutes, inclinação do teto, irradiação solar no plano dos painéis e perdas em relação ao ideal.

Edifício	Zona	Inclinação do Teto (°)	Azimute com referência à Sul (°)	Irradiação Solar Anual (kWh/m <sup>2</sup> )	Perdas em Relação ao Ideal (%)
-	Ideal	30	0	1.858	0
2	01	0	127	1.580	-15
	02	0	53	1.580	-15
	03	0	53	1.580	-15
	04	NA	NA	NA	NA
	05	0	53	1.580	-15
1	06	0	53	1.580	-15
	07	0	53	1.580	-15
	08	0	53	1.580	-15
	09	0	53	1.580	-15
	10	0	53	1.580	-15
	11	0	0	1.580	-15
3	12	0	0	1.580	-15
	13	0	0	1.580	-15

	14	0	0	1.580	-15
	15	0	85	1.580	-15
	16	0	0	1.580	-15
	17	NA	NA	NA	NA
	18	NA	NA	NA	NA
	19	NA	NA	NA	NA
9	20	15	85	1.548	-15
	21	NA	NA	NA	NA
	22	NA	NA	NA	NA
8	23	15	85	1.584	-15
	24	15	175	1.349	-28
7	25	15	95	1.548	-15
	26	15	85	1.548	-15
	27	15	85	1.548	-15
6	28	15	175	1.349	-28
	29	15	5	1.767	-5
	30	15	5	1.767	-5
5	31	15	85	1.584	-15
	32	15	85	1.584	-15
	33	NA	NA	NA	NA
	34	15	85	1.584	-15
4	35	15	85	1.584	-15
	36	15	85	1.584	-15
	37	15	5	1.767	-5
	38	15	5	1.767	-5
	39	15	175	1.349	-28
	40	15	85	1.584	-15
	41	15	95	1.548	-17
	42	15	85	1.584	-15

Na figura 24, apresenta-se a visão geral dos painéis sobre toda a estrutura do complexo, e com todos os dados mencionados anteriormente inseridos no sistema.

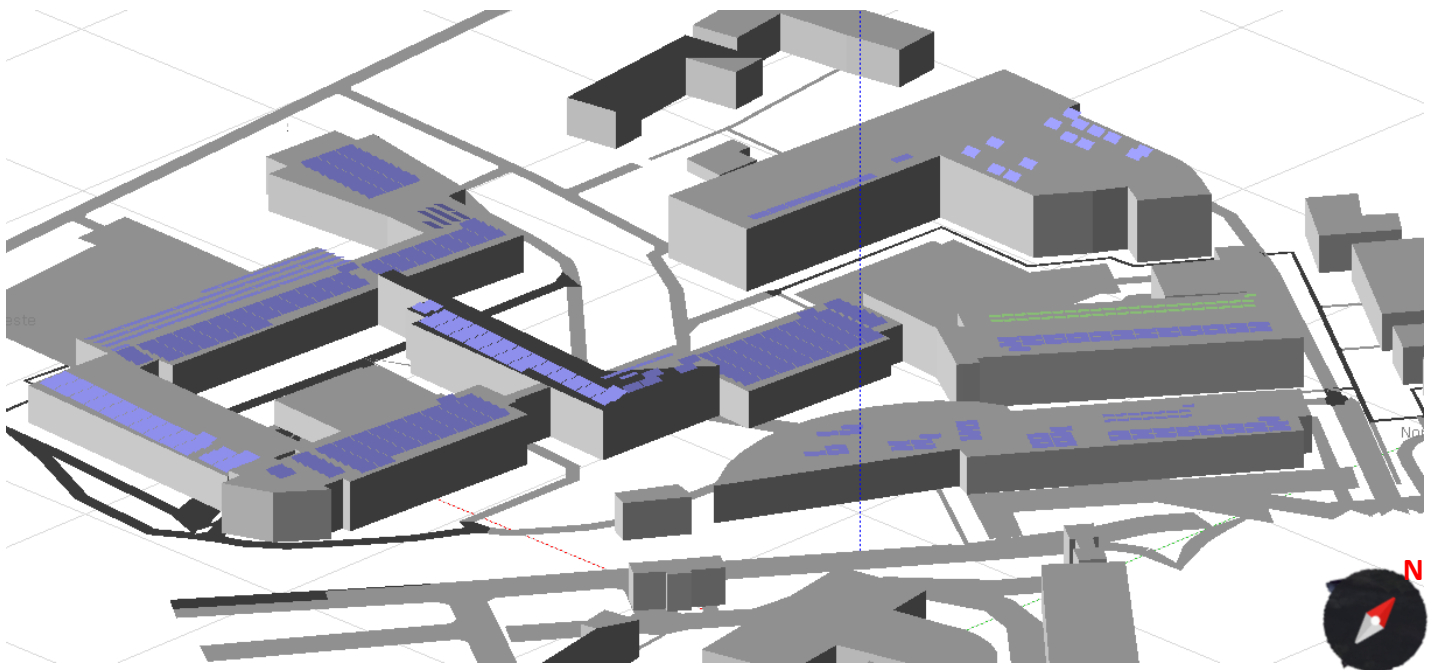


Figura 24 - Aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura em 3D dos edifícios e zonas verificadas na tabela 3 do ISEP

### 3.4.3 Painel Escolhido

Neste estudo de caso foi utilizado o Painel Axitec AXI Premium AC- 300M/60S. Este painel com células monocristalinas foi escolhido de forma a se obter um maior nível de produção energética, e o suficiente para cobrir a totalidade, ou a maior parte do consumo energético do ISEP. Para se conseguir obter uma maior produção energética pelos painéis numa área limitada, necessita-se de altos rendimentos energéticos, o que pode ser encontrado em painéis de estrutura monocristalina.

O painel alemão apresenta 60 células monocristalinas, com eficiência de 18,44 %, 300 W de potência e garantia de até 25 anos. Na tabela 4 pode verificar-se algumas características técnicas importantes. A ficha técnica do equipamento pormenorizado pode ser verificada no anexo 7.5.

Tendo em vista que o objetivo da instalação deste estudo de caso é para consumo próprio, como premissa, o modo de tarifa UPAC (unidade de produção para autoconsumo) é o mais apropriado, aliado a um sistema de inversores instalados em fileiras. Neste caso é exigido uma limitação de potência máxima instalada, como descrito anteriormente, baseada na potência contratada, ou seja, de 661 kWp, e a potência da unidade de produção de autoconsumo não superior ao dobro da potência de ligação, ou seja, 1.322 kW.

Tabela 4 - Dados do Painel Escolhido

Potência Nominal $P_{mpp}$	300 Wp
Eficiência	18,44 %
Corrente $I_{mpp}$	9,27 A
Tensão $U_{mpp}$	32,37 V
Tensão Circuito Aberto $U_{oc}$	39,72 V
Corrente de Curto circuito $I_{sc}$	9,74 A
Coeficiente de temperatura $\beta$	-0,29 %/K
Dimensões (mm)	1640 x 992 x 35

#### 3.4.4 Inversor Escolhido

Devido à diversidade de inversores presentes no mercado e na relação homologada, verificou-se algumas características de modo a fundamentar a escolha deste modelo.

Com base em outros projetos similares (Silva, 2017) considerou-se a aplicação de um inversor que possuísse uma gestão de fileiras (MPP), conforme mencionado em 2.1.3, e que possuísse uma potência máxima de entrada em torno de 20000 W, de modo que uma potência mediana evitaria riscos atrelados a altas potências.

Um equipamento de menor potência permite uma mais fácil e barata manutenção, além de um maior tempo de produção fotovoltaica. Uma outra característica importante foi a presença de proteção IP65, que permite uma proteção às intempéries climáticas, já que estes equipamentos serão instalados no exterior, neste caso. Na tabela 5 pode-se verificar as principais características técnicas.

Tabela 5 - Dados do Inversor Escolhido

Potencia máxima DC de input $P_{max DC}$	20.440 W
Máxima tensão de entrada $U_{m\acute{a}x inv}$	1.000 V
Tensão mínima de operação $U_{m\acute{i}n inv}$	150 V
Corrente máxima por MPP $I_{mpp inv}$	33 A
Tensão máxima por MPP $U_{mpp inv}$	320-800 V
Corrente Curto Circuito máxima por MPP $I_{sc inv}$	43 A

Corrente máxima de saída	29 A
MPP	2
Entradas por MPP	3

Para este estudo foi escolhido o modelo do inversor SMA Sunny Tripower 20000 TL-30, com ficha técnica presente no anexo 7.6.

Como pode-se verificar na figura 25, o inversor está incluído na lista regulamentar de inversores homologados.

Listagem de inversores para a UPP / UPAC - Atualização a 17-06-2019						
Fabricante	Modelo	Pot. Nominal [VA/W]	Certificado de conformidade			DI
			Número	Validade	Hiperligação para a Certificado/declaração de conformidade	
SMA	STP20000TL	20 000	14008	Não aplicável	<a href="http://files.sma.de/dl/5602/ZE_CE_STPxx000TL-30_en_11.pdf">http://files.sma.de/dl/5602/ZE_CE_STPxx000TL-30_en_11.pdf</a>	DI

Figura 25 – Visualização do inversor escolhido presente em lista de inversores homologados

### 3.4.5 Dimensionamento Elétrico

Como foi visto inicialmente em 2.1.1, a geração de eletricidade, ou seja, de diferença de tensão, e conseqüentemente a corrente elétrica, está diretamente relacionado à exposição solar e à temperatura que as células do painel podem alcançar. Neste caso, para especificar a configuração elétrica dos painéis em relação ao inversor e as suas características técnicas, consideramos uma temperatura ambiente de referência de 25°C, e uma variação de temperatura mínima de -10°C, e máxima de 70°C.

Aliado à temperatura, as características dos painéis, e do inversor escolhidos são confrontados com a condição acima exposta. Assim a tensão de operação no painel, para as condições de mínima e máxima, são regidas pelas equações 4 e 5 (Castro, 2008).

$$U_{ocT_{min}} = \left(1 - \frac{\Delta T \times \beta}{100}\right) \times U_{oc} \quad (4)$$

$$U_{mppT_{max}} = \left(1 - \frac{\Delta T \times \beta}{100}\right) \times U_{mpp} \quad (5)$$

Com os dados verificados na tabela 4, temos as equações 6 e 7:

$$U_{ocT_{\min}} = \left(1 - \frac{\Delta T \times \beta}{100}\right) \times U_{oc} = \frac{((25 - (-10)) \times 0,29)}{100} \times 39,72 = 43,75V \quad (6)$$

$$U_{mppT_{\max}} = \left(1 - \frac{\Delta T \times \beta}{100}\right) \times U_{mpp} = \left(1 - \frac{(70 - 25) \times -0,29}{100}\right) \times 32,37 = 36,59V \quad (7)$$

Estando estabelecidas as tensões nos painéis nas condições de curto circuito, e de MPP, deve-se verificar o número mínimo e máximo de painéis que podem ser posicionados em série, ou seja nas fileiras, por inversor, já que a tensão de funcionamento do inversor corresponde ao somatório dos painéis em série (Castro, 2008). Os números de painéis em fileira máxima e mínima são dados pelas equações 8 e 9:

$$N_{\min \text{ fileira}} = \frac{U_{\min \text{ inv}}}{U_{mppT_{\max}}} \quad (8)$$

$$N_{\max \text{ fileira}} = \frac{U_{\max \text{ inv}}}{U_{ocT_{\min}}} \quad (9)$$

Aplicando os valores oriundos do desenvolvimento das equações 6 e 7, com os valores presentes da tabela 5, temos as equações 10 e 11:

$$N_{\min \text{ fileira}} = \frac{U_{\min \text{ inv}}}{U_{mppT_{\max}}} = \frac{150}{36,59} = 4,1 \therefore 5 \text{ painéis} \quad (10)$$

$$N_{\max \text{ fileira}} = \frac{U_{\max \text{ inv}}}{U_{ocT_{\min}}} = \frac{1000}{43,75} = 22,86 \therefore 22 \text{ painéis} \quad (11)$$

Como os painéis podem ser também posicionados em paralelo, por MPP no inversor, então deve-se analisar através da relação das correntes de MPP do inversor e do painel. Sendo assim pode-se verificar na equação 12 o número máximo de fileiras em paralelo. (Castro, 2008)

$$N_{\max \text{ fileiras em paralelo}} = \frac{I_{mpp \text{ inv}}}{I_{mpp}} = \frac{33}{9,27} = 3,56 \therefore 3 \text{ fileiras em paralelo} \quad (12)$$

Com esses dados obtidos tem-se a configuração em série e em paralelo por MPP, no inversor.

Na ficha técnica do inversor pode-se verificar a presença de 2 MPP independentes, e que cada um pode receber 3 fileiras em paralelo, figura 26, convergindo com os dados obtidos. Sendo assim, um número de painéis de um intervalo de [5;22] podem ser montados em série de forma a se obter a operacionalidade da instalação.

Input (DC)	
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$ ) / DC rated power	20440 W / 20440 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3

Figura 26 - Extração parcial da especificação técnica do inversor, com destaque a definição de MPP admissíveis

Como visualizado na figura 26, a configuração por MPP é definida A:3 e B:3. Sendo assim necessário identificar quantos painéis por entrada é possível instalar. De um total de 2000 painéis no sistema, e 24 inversores, por exemplo, verifica-se um total de 84 painéis, equação 13. Com este valor dividido pelas seis entradas de MPP, obtém-se a configuração, presente na tabela 6, no inversor.

$$N_{\text{inversores}} = \frac{2000 \text{ painéis}}{N_{\text{painéis por inversor}}} = 24 \Rightarrow N_{\text{painéis por inversor}} = \sim 84 \quad (13)$$

Tabela 6 - Painéis por Inversor por Entrada de MPP

MPP	Entrada	Painéis
A	1	14
	2	14
	3	14
B	1	14
	2	14
	3	14
Total		84

# RESULTADOS E DISCUSSÃO



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Discussão Energética

Para dar início a simulação da produção de energia fotovoltaica no PVSYST necessita-se da inclusão dos parâmetros de localização, zonas de campos fotovoltaicos no modelo 3D, características do campo fotovoltaico, azimutes por zonas, inclinação dos painéis por zonas (tabela 3), ficha técnica do painel fotovoltaico, ficha técnica do inversor com suas 6 entradas de gestão de potência por inversor, e número máximo de módulos em série, no caso utilizado 20, conforme dimensionamento visto em 3.4.5, incluídos no sistema.

Na simulação é importante definir as perdas no sistema, tendo em vista que o sistema não converterá toda a irradiação solar em energia elétrica devido a diversos fatores, como por exemplo, perdas na conversão de energia, sombreamento parcial, sujidades na superfície dos painéis, *mismatch*, aumento de temperatura do painel fotovoltaico e perdas no inversor (Pinho & Galdino, 2014). Neste caso foram consideradas pelo PVSYST: Perdas de 2,93% dos inversores nos momentos de comutação e condução da corrente, ao se converter a corrente contínua em alterada; Perdas óhmicas de cablagem de 0,92%, onde estima-se a perda face a passagem de corrente nos cabos, juntamente com a qualidade do material empregado; Perdas de 2,10% de *mismatch*, ou também chamada de descasamento de módulos, onde apresenta diferenças entre as células fotovoltaicas que as compõem, mesmo que sejam provenientes de uma única produção, ou até fatores externos de sombreamento; Perdas de 6,21% devido ao aumento de temperatura, sendo uma das perdas mais representativas no sistema, que são geradas através do superaquecimento das células fotovoltaicas, e como consequência um aumento da tensão no sistema, que impactam numa diminuição na potência gerada; Perdas de 3,15% de *Incident Angle Modifier* global no sistema, que representam perdas devido a inclinação do sol em relação a superfície dos painéis.

Como são diversas orientações de azimute e inclinações – tendo em vista as limitações de instalação das condições ideais de irradiação nos painéis – e assim diversas capacidades de produção fotovoltaica, o PVSYST automaticamente identifica e agrupa os painéis com similar irradiação solar anual média global no plano dos módulos, identificados na tabela 3. Sendo assim, são agrupadas quatro orientações, sendo elas dadas por inclinação e azimute, respetivamente: 0°/53°, presentes no edifício 1, 2 e 3; 15°/85°, presentes nos edifícios 4, 5, 7, 8 e 9; 15°/95°, presentes nos edifícios 4 e 7; 15°/5°, presentes nos edifícios 4 e 6. Cada orientação assim será representada por um

*subarray* de grupo FV, vinculado a um número de inversores. Na figura 27 pode-se verificar nos retângulos em azul.

Como visto no ponto 1.3.1.2, a soma das potências dos inversores não pode ser superior à potência contratada, ou seja, 661 kWp. Inseriu-se assim esta potência como limitante do sistema, onde pode ser verificado na figura 27 na ajuda para dimensionamento, em destaque no retângulo vermelho, e verificado o valor no sumário do sistema global.

The screenshot displays the PVSYST software interface for PV system dimensioning. Key elements include:

- Sub-grupo (Sub-array) Settings:**
  - Name: ORIENTAÇÃO 1
  - Order: 1
  - Orientation: Orientação #1
  - Inclinação: 0°
  - Azimute: -53°
  - Filter: Todos os módulos FV
  - Number of modules: 2200
  - Dimensions: V<sub>mpp</sub> (60°C) 28.1 V, V<sub>co</sub> (-10°C) 44.0 V
  - Inverter selection: Generic, 20 kW, 320-800 V, TL, 50 Hz, 20000TL
  - Operating voltage: 230 V Tri 50Hz
  - Operating temperature: 320-800 V
  - Maximum input power: 1000 V
  - Number of strings: 25
  - Number of modules in series: 20
  - Losses: 0.1%
  - Ratio P<sub>nom</sub>: 1.25
  - Total modules: 500
  - Surface: 818 m<sup>2</sup>
- Ajuda para o dimensionamento (Help for dimensioning):**
  - Maximum power limit: 660.0 kWp
  - Surface available: 3601 m<sup>2</sup>
- List of subarrays:**

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
ORIENTAÇÃO 1		
Generic - AXI Premium 300Wp	20	25
Generic - 20000TL	6	12
Sub-grupo #2		
Generic - AXI Premium 300Wp	20	25
Generic - 20000TL	6	12
Sub-grupo #3		
Generic - AXI Premium 300Wp	20	25
Generic - 20000TL	6	12
Sub-grupo #4		
Generic - AXI Premium 300Wp	20	25
Generic - 20000TL	6	12
- Sumário do sistema global (Global system summary):**
  - Number of modules: 2000
  - Surface modules: 3274 m<sup>2</sup>
  - Power FV nominal: 600 kWp
  - Power AC nominal: 480 kWAC

Figura 27 – Imagem do dimensionamento do sistema fotovoltaico integrado inserido no PVSYST, em destaque as áreas em vermelho que contemplam a limitação da potência nominal do conjunto, e em azul os *subarrays*.

Definido o número de 20 módulos em série por *subarray*, e equilibrando as cargas entre os inversores de modo proporcional, consegue-se realizar a simulação. Desta simulação consegue-se obter como resultados a irradiação global e difusa média mensal, temperatura ambiente mensal média, incidência mensal global e efetiva no plano dos sensores, energia mensal gerada na saída do grupo, energia mensal injetada na rede, e respetiva performance do sistema. Todos esses dados podem ser verificados na figura 28, e graficamente na figura 29.

**Balancos e resultados principais**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> rácio
<b>Janeiro</b>	56.0	24.93	9.70	60.3	56.8	32.7	31.9	0.881
<b>Fevereiro</b>	80.0	34.75	10.66	84.7	81.0	46.1	45.2	0.889
<b>Março</b>	121.4	51.53	12.72	125.1	120.9	67.3	65.9	0.879
<b>Abril</b>	156.0	67.15	13.57	157.7	153.3	83.7	82.1	0.868
<b>Mai</b>	198.3	69.82	16.11	197.4	192.5	102.4	100.4	0.848
<b>Junho</b>	210.0	73.12	19.02	208.3	203.5	106.7	104.6	0.837
<b>Julho</b>	219.2	72.88	19.94	217.9	212.8	110.6	108.4	0.829
<b>Agosto</b>	190.8	72.34	20.64	192.3	187.4	98.7	96.8	0.839
<b>Setembro</b>	148.8	51.02	18.98	152.3	147.8	79.0	77.4	0.847
<b>Outubro</b>	91.3	48.24	16.76	94.6	91.0	50.4	49.4	0.870
<b>Novembro</b>	63.3	29.90	12.55	67.6	64.0	36.3	35.5	0.876
<b>Dezembro</b>	45.1	18.93	10.48	49.6	46.1	26.3	25.6	0.862
<b>Ano</b>	<b>1580.2</b>	<b>614.61</b>	<b>15.12</b>	<b>1607.8</b>	<b>1557.2</b>	<b>840.0</b>	<b>823.3</b>	<b>0.853</b>

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal  
 DiffHor Irradiação difusa horizontal  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores  
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras  
 EArray Energia efetiva à saída do grupo  
 E\_Grid Energia injetada na rede  
 PR Índice de performance

Figura 29 – Resultados mensais da simulação fotovoltaica, incluindo dados de irradiação solar, e energia injetada a rede

**Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 600 kWp**

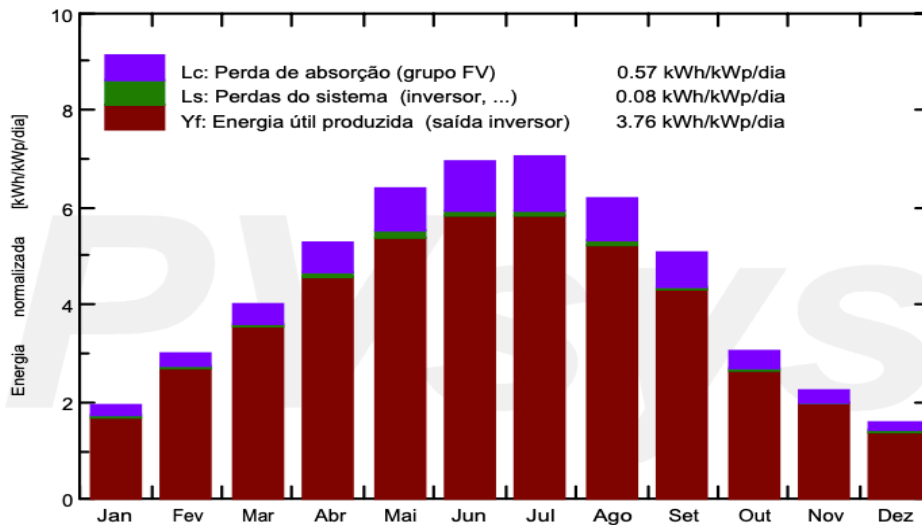


Figura 28 – Distribuição gráfica da energia útil fotovoltaica produzida mensal, com respetivas perdas

Na figura 30 pode-se verificar o esquema elétrico da instalação, onde o E\_Grid corresponde à componente efetiva de uso elétrico fotovoltaico na instalação.

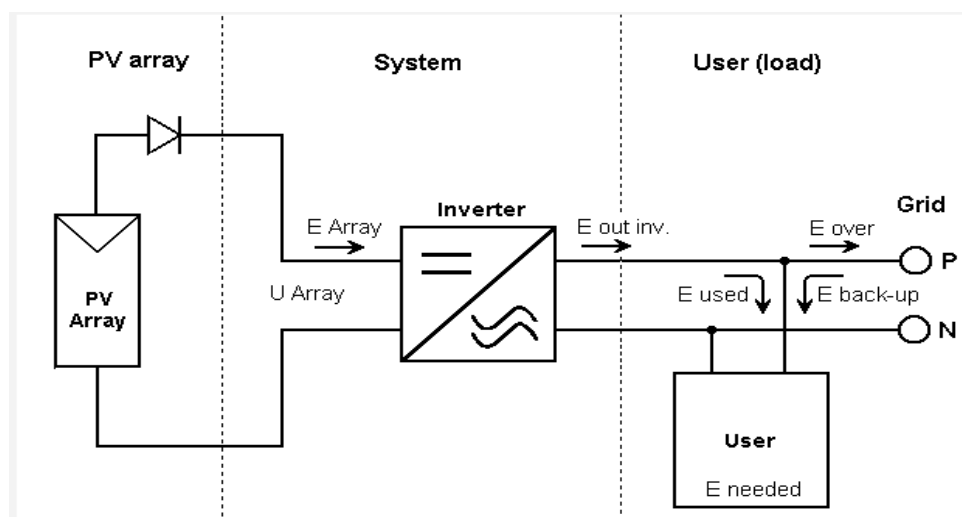


Figura 30 – Representação do esquema elétrico utilizado de base no PVSYS

Conforme pode ser visualizado na figura 31, nos resultados principais, o sistema anualmente consegue produzir efetivamente 823 MWh. Analisando também a relação entre a produção de energia elétrica com fotovoltaica teórica e uma produção de energia elétrica fotovoltaica real, denominada de índice de performance, verificou-se um valor de 0,853.

Resultados principais	
Tipo de sistema	<b>Tables on a building</b>
Produção do sistema	<b>823 MWh/ano</b>
Produção específica	<b>1372 kWh/kWp/ano</b>
Índice de performance	<b>0.853</b>
Produção normalizada	<b>3.76 kWh/kWp/dia</b>
Perdas do grupo	<b>0.57 kWh/kWp/dia</b>
Perdas do sistema	<b>0.08 kWh/kWp/dia</b>

Figura 31 – Resultados principais resumidas da simulação

Do sistema criado, o PVSYS fornece a necessidade de 24 inversores, e um número total de 2000 módulos fotovoltaicos. No anexo 7.4 pode-se verificar o relatório da simulação.

Considerando os consumos medidos nas últimas faturas, presentes na tabela 2, e verificando os valores energéticos mensais obtidos na simulação na figura 29, consegue-se analisar graficamente a poupança energética na tabela 7. Verifica-se ainda que a energia fotovoltaica produzida corresponde a 36% do consumo atual total.

Tabela 7 – Energia obtida através da fotovoltaica

	Consumo atual (MWh)	Energia FV produzida (MWh)	Consumo Final (MWh)
Janeiro	192	32	160
Fevereiro	213	45	168
Março	192	66	126
Abril	213	82	131
Maio	183	100	83
Junho	192	105	88
Julho	209	109	101
Agosto	145	97	48
Setembro	170	78	93
Outubro	192	49	143
Novembro	213	36	178
Dezembro	192	26	167
<b>Anual</b>	<b>2.310</b>	<b>823</b>	<b>1.487</b>

Na figura 32, em vermelho, apresenta-se o consumo energético atual, em verde a produção fotovoltaica, e a subtração energética dessas duas nos fornece a curva em azul, que é o consumo ainda necessário proveniente da rede elétrica.

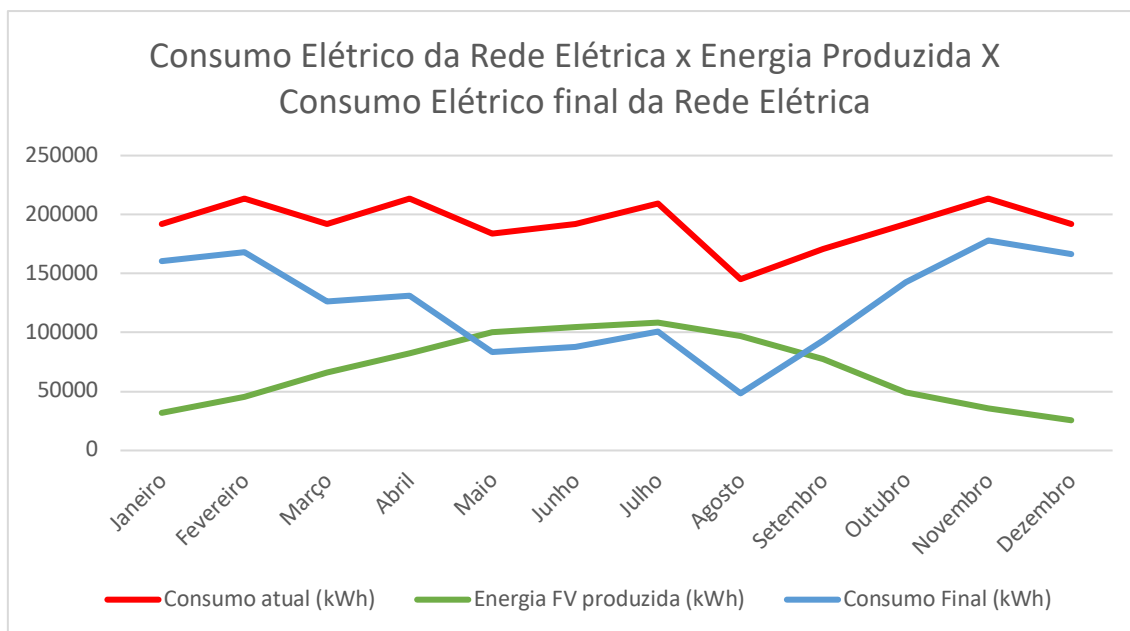


Figura 32 – Gráfico do consumo elétrico da rede elétrica x energia produzida x consumo elétrico final da rede elétrica

## 4.2 Discussão Económica

### 4.2.1 Análise Económica Sobre o Regime

Para construir uma análise econômica face ao panorama energético obtido anteriormente, é de fundamental importância verificar o detalhe da faturação, presente na fatura, e que pode ser visualizado na tabela 8. Como explanado anteriormente a faturação é do tipo média tensão, tri-horária e semanal, ou seja, apresenta um regime de potência ativa de ponta, cheia, vazia e supervazia, com respetivas tarifas de acesso, e uma tarifação de potência contratada e potência de hora de ponta. Ainda são cobradas tarifas de audiovisuais, e reativa consumida.

Nesta análise, pelo muito pequeno impacto de custo audiovisual, e pela complexidade de prever o consumo de energia reativa, não se incluirá esses parâmetros, numa análise financeira.

Tabela 8 - Tarifário energético

Tarifário contratado							
Ativa (Preço medido + Tarifa de acesso)				Potência			
ponta	cheia	vazia	supervazia	Pot contratada	Pot horas de ponta	Reativa consumida	audiovisual
0,1161	0,1034	0,0763	0,0669	0,032	0,2263	0,0208	2,85
euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kW/dia	euro/kW/dia	euro/kVArh	euro/mês

A distribuição energética mensal do consumo em função do tipo de regime, bem como seu respetivo impacto percentual na fatura podem ser verificados na tabela 9, mais uma vez com valores em base no mês de Outubro de 2016. Sem os dados horários

para estimar o consumo horário com respetivo regime, a base desta análise financeira será através de percentual de consumo energético.

Tabela 9 – Detalhe do consumo mensal por regime e impacto percentual no consumo e na fatura

<b>Tarifário de Outubro de 2016</b>			
<b>Regime</b>	<b>Horas</b>	<b>Consumo</b>	<b>Fatura</b>
Vazio		16,1%	10%
Ponta		14,9%	15%
Cheia	Não disponível	60,7%	53%
Supervazio		8,3%	5%
Pot. contratada		1322 kW	3%
Pot. hora de ponta		959 kW	14%

Com esse limitante, e devido a mudanças nos horários dos regimes anualmente, e de modo que se possa mensurar o impacto no custo face ao regime, usaremos uma simplificação, no qual soma-se os regimes de cheia e ponta, assim como os regimes de supervazio e vazio, de modo a se obter apenas dois regimes, chamados agora de Ponta e Vazio, conforme pode ser visualizado na tabela 10.

Os valores cobrados de tarifa de acesso destes regimes, assim como as tarifas cobradas de energia por regime ativa são ponderadas em valor médio, presentes na tabela 8. Os consumos e tarifas referentes à potência contratada e potência hora ponta mantêm-se inalterados. Essa simplificação acarreta um impacto de cerca de 4% sobre o valor faturado, quando se recalcula o consumo registado no mês de outubro com o novo regime, sendo assim, uma simplificação viável.

Tabela 10 – Simplificação do regime contratado, com identificação percentual e tarifa correspondente

<b>Regime contratado</b>	<b>Regime simplificado</b>	<b>Consumo Outubro 2016</b>	<b>Tarifa</b>
Ponta	Ponta	75,6%	0,109 euro/kW
Cheia			
Vazio	Vazio	24,4%	0,071 euro/kW
Supervazio			
Pot. Contratada		1322 kW	0,032 euro/kW/dia
Pot. Hora de ponta		959 kW	0,226 euro/kW/dia

A nova tarifa cheia inclui os períodos respetivos as tarifas e consumos de cheia e ponta, com um horário de 07h-24h, e a nova tarifa vazia inclui os períodos respetivos de

supervazio e vazio, com um horário de 00h-07h. Nesta análise não se diferenciou os dias de semana do fim de semana.

Neste novo regime, um valor de tarifa média, tabela 10, foi considerado para cada regime, baseado numa média do tarifário energético. Este gerou 0,109 €/kW para regime de ponta, e 0,071 €/kW para o regime vazio. A diferença nesta simplificação é na ordem de 1 cêntimo por quilowatt consumido, sendo assim aceitável. Os valores de potência contratada e de hora ponta mantêm-se.

Como o consumo registado pelas potências de horas ponta, e potência contratadas são variáveis mensalmente e incorporam o consumo total energético da fatura, utilizou-se da proporcionalidade com a base do mês de outubro, para se registar os valores de consumo nos demais meses. Essa estrutura pode ser verificada na tabela 11.

Tabela 11 - Potência horas de ponta e potência contratada estimadas

	Potência Horas de Ponta (kW)	Potência contratada (kW)	Consumo (kWh)	Valor Total fatura (€)
Janeiro	959	1.322	192.180	29.531
Fevereiro	1.066	1.469	213.533	32.812
Março	959	1.322	192.180	29.531
Abril	1066	1.469	213.533	32.812
Maiο	917	1.263	183.638	28.218
Junho	959	1.322	192.180	29.531
Julho	1.044	1.440	209.262	32.155
Agosto	725	999	145.202	22.312
Setembro	853	1.175	170.826	26.249
Outubro	959	1.322	192.180	29.531
Novembro	1066	1.469	213.533	32.812
Dezembro	959	1.322	192.180	29.531
<b>Total</b>			<b>2.310.427</b>	<b>355.022</b>

A implantação de painéis fotovoltaicos gera um desejado impacto energético horário médio, que pode ser visualizado graficamente nas figuras 33 e 34, em valores médios. Verifica-se que este impacto, como já esperado, é significativo nas horas de ponta, sendo assim o período de maior redução energética face à produção de energia fotovoltaica.

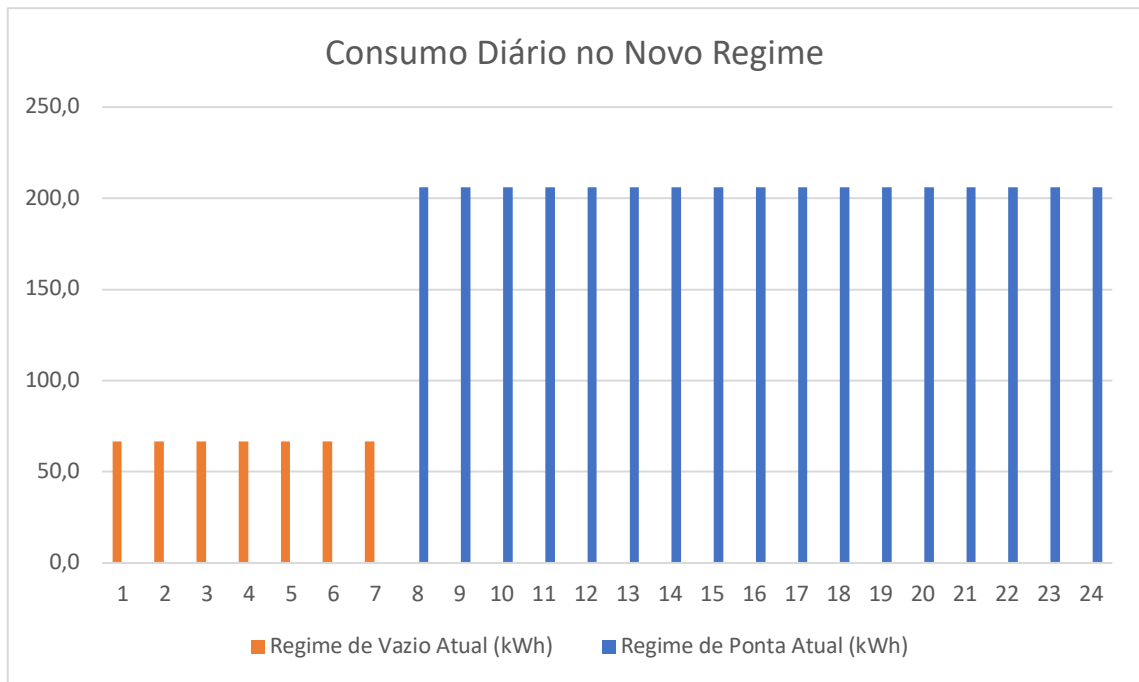


Figura 33 - Gráfico do consumo horário médio de energia elétrica diário com as novas considerações do regime

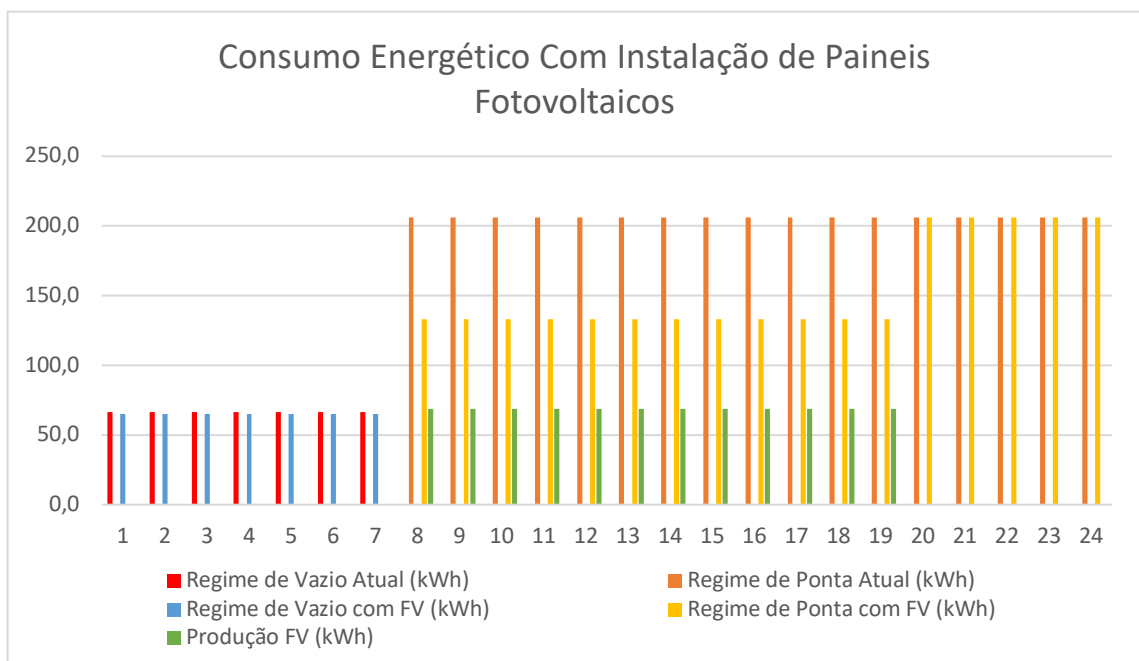


Figura 34 – Gráfico do consumo horário médio de energia elétrica diário com as novas considerações do regime utilizada, descontando a produção de energia fotovoltaica

Como se sabe, o período de exposição solar varia durante os meses do ano, dependendo da posição geográfica da instalação. Nesse cenário, e no intuito de obter valores médios do impacto da energia fotovoltaica sobre a fatura nos regimes de ponta e vazio, através do percentual de cobertura de ponta, considerou-se a análise do dia médio de cada mês, com um respetivo horário médio de nascer do sol, empregados no cálculo da equação 14. Pode-se verificar os dados médios utilizados, e os resultados dessa equação na tabela 12.

$$\%ponta = \frac{T_{ponta}}{T_{sol}} \quad (14)$$

onde,

%Ponta	Percentual de cobertura de ponta
T <sub>ponta</sub>	Tempo médio de tarifa ponta
T <sub>sol</sub>	Tempo médio de sol

Tabela 12 - Dias médios mensais e impacto da produção solar sobre as tarifas

	Dia médio	Tempo médio de Sol (min)	Nascer médio do Sol	Tempo médio em tarifa ponta (min) diário	Tempo medio tarifa em vazio (min) diário	Percentual de cobertura de Ponta
<b>Janeiro</b>	17	521	8:11	521	0	100%
<b>Fevereiro</b>	16	585	7:39	585	0	100%
<b>Março</b>	16	660	6:58	658	2	100%
<b>Abril</b>	15	729	6:22	691	38	95%
<b>Mai</b>	15	769	6:05	714	55	93%
<b>Junho</b>	11	780	5:56	716	64	92%
<b>Julho</b>	17	765	6:10	715	50	93%
<b>Agosto</b>	16	755	6:12	707	48	94%
<b>Setembro</b>	15	690	6:29	659	31	96%
<b>Outubro</b>	15	611	6:57	608	3	100%
<b>Novembro</b>	14	533	7:33	533	0	100%
<b>Dezembro</b>	10	514	8:03	514	0	100%

Quando se analisa o tempo de sol, com o horário de nascer do sol consegue-se verificar o tempo de impacto sobre a tarifa cheia, e vazia. Ou seja, consegue-se obter o quanto consegue-se poupar de produção energética por regime.

Com esses dados definidos tem-se a base para calcular o valor a ser pago mensal estimado de energia da rede, descontando a energia produzida pelos painéis na equação 15. Do equacionamento 15 ao 19 pode-se verificar como foi gerado o valor da fatura mensal de consumo elétrico, em euros.

$$Fatura_{mensal} = (P + V + PC + PP) * 1,23 \quad (15)$$

$$P = EP * 0,109 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (16)$$

$$V = EV * 0,071 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (17)$$

$$PC = EPC * 0,032 \frac{\text{€}}{\text{kW} * \text{dias}} * 30 \text{ dias} \quad (18)$$

$$PP = EPP * 0,2263 \frac{\text{€}}{\text{kW} * \text{dias}} * 30 \text{ dias} \quad (19)$$

Onde,

P	Valor de regime em ponta em euros
V	Valor de regime em vazio em euros
PC	Valor de potência contratada em euros
PP	Valor de potência hora ponta em euros
EP	Energia da rede elétrica em regime de ponta descontada energia FV em kWh
EV	Energia da rede elétrica em regime de vazio descontada energia FV em kWh
EPC	Energia da rede elétrica de potência contratada em kW
EPP	Energia da rede elétrica de potência hora ponta em kW
1,23	Corresponde ao valor do IVA

O consumo energético proveniente da rede elétrica em kWh, mesmo com a implementação dos painéis fotovoltaicos, é obtido através da diferença de energia proveniente atualmente da rede, da produção elétrica fotovoltaica que se encontra no respetivo regime. As equações 20 e 21 apresentam essa situação.

$$EP = EP_{Cons} - (EFV * \%Ponta) \quad (20)$$

$$EV = EV_{Cons} - (EFV * (1 - \%Ponta)) \quad (21)$$

Onde,

EP_Cons	Energia consumida da rede elétrica em regime de ponta em kWh
EV_Cons	Energia da rede elétrica em regime de vazio em kWh
EFV	Energia fotovoltaica produzida total em kWh
%Ponta	Percentual de cobertura de ponta

A energia FV produzida é consumida nesta análise totalmente em autoconsumo, e com valores presentes na tabela 7. As parcelas provenientes do aproveitamento de energia fotovoltaica nos regimes de ponta e vazio foram distribuídas conforme novo regime na tabela 11, e podem ser equacionados em 22 e 23.

$$EPC = 0,756 * consumo \quad (22)$$

$$EPP = 0,244 * consumo \quad (23)$$

Onde,

Consumo      Consumo necessário elétrico mensal total em kWh

Aplicando-se essas equações em todos os 12 meses do ano, e utilizando-se dos dados de EFV, EPP e EPC, presentes na tabela 13, obtém-se o novo valor de fatura por painel mensal, que pode ser visualizado na tabela 14.

Tabela 13 – Valores de EPP, EPC e EFV utilizados no cálculo

	EPP (kW)	EPC (kW)	EFV (kWh)
Janeiro	959	1.322	31.900
Fevereiro	1.066	1.469	45.200
Março	959	1.322	65.900
Abril	1.066	1.469	82.100
Maio	917	1.263	100.400
Junho	959	1.322	104.600
Julho	1.044	1.440	108.400
Agosto	725	999	96.800
Setembro	853	1.175	77.400
Outubro	959	1.322	49.400
Novembro	1.066	1.469	35.500
Dezembro	959	1.322	25.600

Tabela 14 - Novo valor de fatura com os painéis instalados

	Valor Total fatura sem paineis (€)	Fatura c/ os paineis (€)
Janeiro	29.530	28.949
Fevereiro	32.811	30.845
Março	29.530	24.348
Abril	32.811	26.081
Mai	28.217	18.572
Junho	29.530	19.552
Julho	32.155	21.858
Agosto	22.311	12.372
Setembro	26.249	19.304
Outubro	29.530	26.580
Novembro	32.811	32.160
Dezembro	29.530	29.800
<b>Total</b>	<b>355.021</b>	<b>290.425</b>

#### 4.2.2 Análise de Erro

Tendo em vista as considerações apresentadas neste trabalho para os valores de consumo energético total e financeiro anual, verifica-se a necessidade de uma análise de erro. Para esta análise consideramos os dados de consumo energético e valores de faturas anuais registados no ano de 2015, presentes nos dados do trabalho de Implementação da norma NP EN ISO 50001 no ISEP - requisitos específicos dos edifícios B, G e H (Borges, 2015). Na equação 24 apresenta-se o método de análise de erro percentual, aqui utilizado. Na tabela 15 pode-se verificar o resultado da quação 24 aplicada a energia total anual consumida pelo ISEP, a potência contratada média mensal, e ao montante total pago da fatura anual sem painéis instalados, que, respectivamente, apresentam variações em relação ao ano anterior de 1,3%, 0,3% e 4,9%. Podemos concluir que os valores estimados apresentam pequena variação, em relação a valores reais.

$$erro_{\%} = \left( \frac{Valor\ estimado - Valor\ em\ 2015}{Valor\ em\ 2015} \right) \times 100 \quad (24)$$

Tabela 15 – Análise de erro percentual sobre o consumo energético e o valor das faturas com parado ao ano de 2015

	Energia Total Anual consumida (kWh)	Potencia contratada média mensal (kW)	Valor anual da fatura sem painéis em euros
Valores estimados	2.310.427	670,6	355.021
Valores referência 2015	2.429.002	668,8	359.759
erro%	4,9%	0,3%	1,3%

#### 4.2.3 Custos de Instalação

Para a aquisição, logística, mão-de-obra, manutenção e instalação elétrica deste projeto, estimou-se os valores presentes na tabela 16, onde os preços do painel e do inversor são obtidos no site Europe-Solar Store (Europe-Solar, 2020). Os custos de mão-de-obra, manutenção e instalação elétrica são obtidos em valores médios de similares projetos, e em pesquisa de mercado.

Tabela 16 – Detalhe dos custos do instalação do estudo de caso

Instalação	Quantidade	Preço (euros)	Custo total (euros)
Painéis fotovoltaicos	2.000	158	316.000
Inversores	24	2.639	63.336
Mão-de-obra	1	5.000	5.000
Manutenção	24 meses	625	15.000
Instalação elétrica	1		60.000
<b>Custos Totais de investimento inicial</b>			<b>459.336</b>

A implantação de produção fotovoltaica deve ser verificada economicamente. Diversos parâmetros podem ser utilizados para analisar projetos que apresentam essas

características. Analisa-se a seguir um panorama financeiro através do balanço financeiro gerado pelo projeto no decorrer do tempo, da análise de período de retorno simples, valor atual líquido e sua taxa interna de rentabilidade.

#### 4.2.4 Balanço Financeiro

Analisando a diferença de custos das faturas durante um ano, amortizado sobre o investimento inicial do projeto, e considerando o período de garantia do fabricante de 25 anos dos painéis fotovoltaicos, e sua especificação técnica para a performance, que apresenta uma degradação linear ao longo de sua vida útil, com um valor de 97% ao final do primeiro ano, e ao final dos 25 anos um valor de 85%, consegue-se construir o balanço financeiro do estudo. A degradação dos painéis impactará diretamente nos ganhos energéticos, e econômicos (figura 35) que se reduzem durante os anos, e como consequência seu balanço financeiro. Neste caso, o balanço financeiro deve considerar esta degradação do equipamento anualmente. Como resultado pode-se verificar os balanços financeiros anuais, para tal período, presentes na figura 36. (Bordeaux-Rêgo et al., 2013)

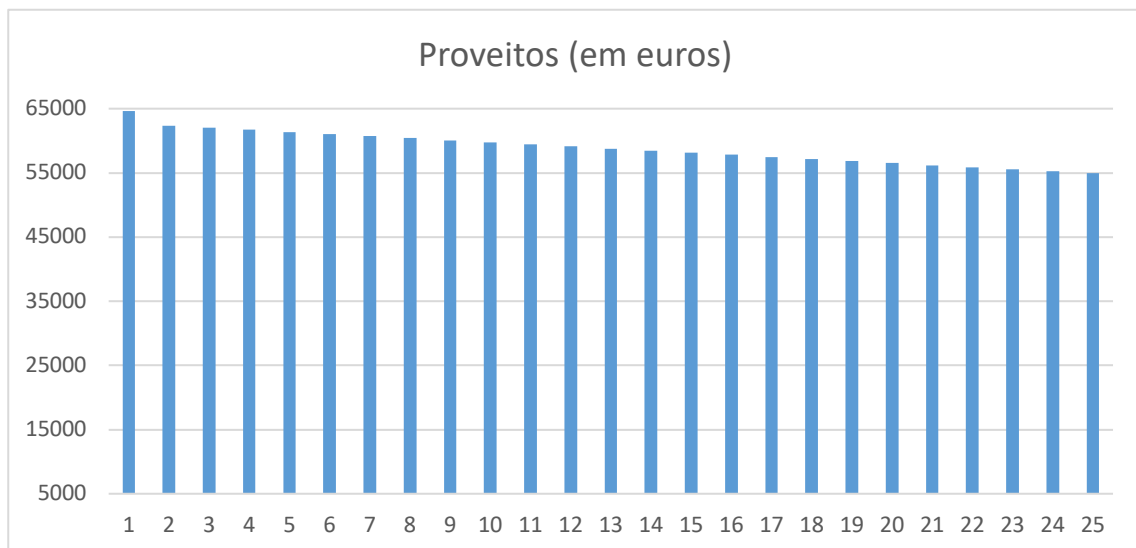


Figura 35 – Apresentação dos proveitos financeiros no decorrer dos 25 anos, e o impacto da performance dos painéis

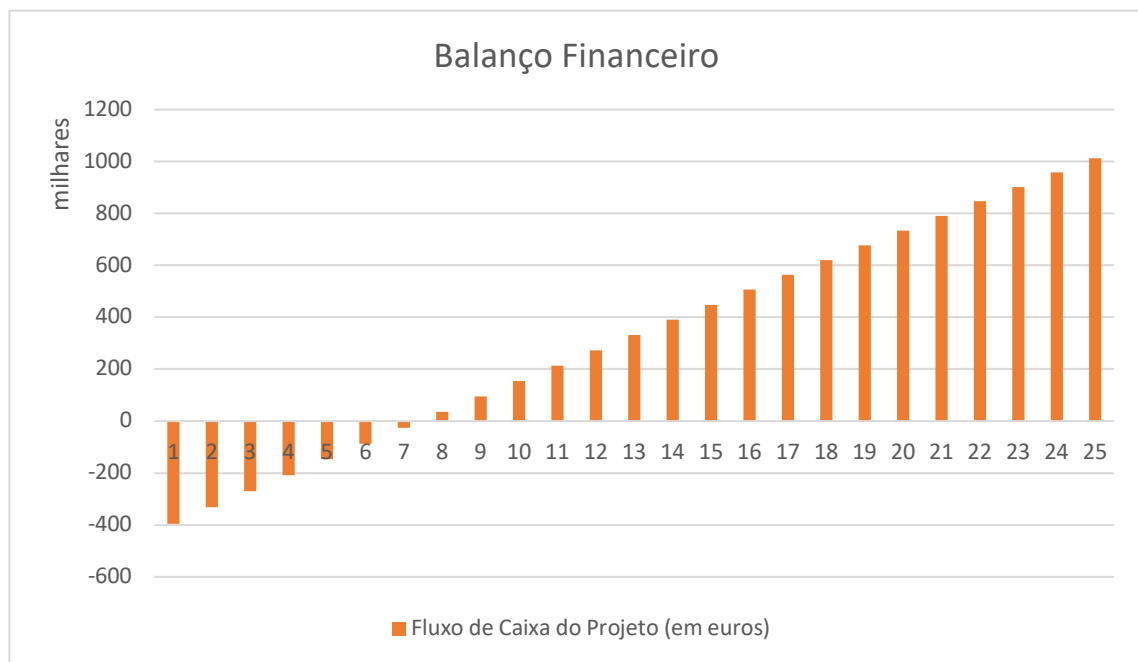


Figura 36 - Balanço financeiro do projeto para um período de 25 anos

#### 4.2.5 Período de Retorno de Investimento

O período de retorno de investimento é um indicador bastante utilizado na área económica, de forma a verificar de forma simplificada o impacto do investimento inicial com o tempo de vida do projeto. Analisando-se o balanço financeiro apresentado no item 4.2.3, para uma análise durante o tempo de uso dessa instalação no decorrer dos anos, e assim verificando a viabilidade financeira, face ao investimento necessário, verifica-se o cálculo de período de retorno para o projeto, identificado pelas equações 25 a 27. (Bordeaux-Rêgo et al., 2013)

$$\text{Período de Retorno simples} = n \times \frac{I}{CF} \quad (25)$$

$$= 25 \times \frac{459.336}{1.471.515} \quad (26)$$

$$= 7,8 \text{ anos} \quad (27)$$

Onde,

- CF     Corresponde ao somatório do fluxo de caixa de exploração, em euros;  
 n     Período em análise, em anos;  
 I     Investimento inicial do projeto, em euros;

Ou seja, para o investimento estimado, a rentabilidade do projeto estaria expetada em 7 anos e 10 meses, para a condição de autoconsumo energético, apresentando assim uma viabilidade financeira inicial.

#### 4.2.6 Valor Atual Líquido (VAL)

Outra forma de analisar os investimentos realizados no projeto, é através do Valor atual líquido (VAL). Considerado um modelo mais sofisticado que o período de retorno simples. Neste modelo, o valor do dinheiro no tempo e o custo de capital são considerados, fornecendo um cenário mais realista sobre o investimento. Nessa análise, tanto as entradas, como as saídas de capital (fluxo de caixa), verificados na figura 36, dentro de um mesmo período, são convertidas em valores presentes para serem comparadas ao investimento inicial através da equação 28. (Bordeaux-Rêgo et al., 2013)

$$VAL = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+j)^p} - I \quad (28)$$

Onde,

- CF<sub>p</sub>   Corresponde a fluxo de caixa de exploração no período p, em euros;  
 n     Período em análise, em anos;  
 I     Investimento inicial do projeto, em euros;  
 j     Taxa de atualização do projeto, em %.

Aplicando-se os valores de projeto, e considerando uma taxa de atualização de projeto anual de 3%, em base de similares projetos (Silva, 2017), nessa equação, obtém-se os valores a seguir na equação 29:

$$VAL = \sum_{p=1}^{25} \frac{CF_p}{(1+0,03)^p} - 459.336 = 3.617.663\text{€} \quad (29)$$

Entende-se nesta análise financeira, que quando o VAL é maior que zero, o investimento é viável, uma vez que apresenta retorno para o Instituto. Quando o valor é igual a zero, o investimento não representa nem prejuízos, nem ganhos monetários. Entretanto, se o valor do VAL for menor que zero, o investimento é inviável. Nesta análise, para uma taxa constante, verifica-se uma viabilidade financeira.

#### 4.2.7 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

Como última análise económica do estudo, verifica-se a Taxa interna de rentabilidade (TIR). Ela é considerada um complemento ao VAL, uma vez que representa a taxa de desconto que equipara seu valor a zero, estruturando de modo que as entradas sejam iguais às saídas e refletindo os ganhos reais do projeto (Bordeaux-Rêgo et al., 2013). Na equação 30, pode-se verificar o cálculo do TIR.

$$\sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1 + TIR)^p} - I = 0 \quad (30)$$

$$\sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1 + TIR)^{25}} - 459336 = 0 \Rightarrow TIR = 9,14\% \quad (31)$$

O valor da TIR deve ser comparado com as taxas de juros definidas no investimento. Caso a TIR seja maior, o projeto é lucrativo e traz o retorno esperado pelo Instituto, porém, se o valor é igual ou menor, o projeto é inviável. Nesse sentido, pode-se estruturar a equação 31, que verifica um valor de empréstimo para financiamento positivo. Nessa análise financeira o projeto também é viável.

# CONCLUSÕES



## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho estimou-se o potencial elétrico de produção fotovoltaica, na instalação na cobertura do conjunto arquitetónico do ISEP, através da instalação de painéis fotovoltaicos sob regime de autoconsumo, analisando uma perspetiva viável de amortização financeira dos consumos de investimento inicial, sob os custos energéticos atuais. A implementação desse tipo de sistema não apenas traz ao Instituto uma realidade europeia e mundial, com a utilização de energia renovável em detrimento aos combustíveis fósseis, mas também um alinhamento com os objetivos ambientais ao usufruir dos recursos naturais existentes, e assim, diminuir sua pegada ecológica energética. Sendo este um centro educativo, reforça-se ainda mais como um modelo e inspiração para a sociedade e demais gerações.

Com o passar dos anos, certamente, necessidades de remodelação e requalificação dos edifícios se farão presentes, o que acarretará na necessidade de uma certificação energética, legalmente exigida, o qual esse tipo de instalação de sistema também poderá contribuir.

Além da viabilidade técnica encontrada na implementação desse sistema, através de análise de prospeção de área de instalação na cobertura dos edifícios, e de potencial produtivo elétrico, pode-se verificar que em um regime de autoconsumo, ao ser bem dimensionado torna-se uma opção viável de investimento, onde aqui conseguiu-se reduzir até 36% o atual consumo energético do complexo, amortizando assim de forma significativa os custos energéticos, que atualmente possuem uma considerável parcela de custo no orçamento do Instituto. Podemos verificar também que esse tipo de regime apresenta um grande potencial para fornecimento de energia elétrica, sendo uma aposta de futuro promissor.

A análise pormenorizada de características como a orientação em relação ao sol, inclinação dos painéis, qualidade do material a ser instalado, espaçamento entre os painéis, e o inversor impacta diretamente sobre a eficiência de todo o sistema, tendo em vista que o sistema apresenta perdas inerentes e crescentes com os anos, a possibilidade de ganho inicial deve ser analisada. A redução de custos dos painéis fotovoltaicos e seus componentes deve-se muito ao facto de sua popularização no mercado, que aliado aos custos elevados de eletricidade em Portugal, fazem com que esse tipo de estudo seja cada vez mais viável.

## 5.2 *SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS*

Como sugestão de trabalhos futuros, pode-se aqui recomendar o refinamento dos dados de consumo através de carga horária, e precisão da área de instalação dos painéis, aliado a novos loops de simulação com diferentes características de painéis e inversores, de forma a otimizar o custo de projeto, e aumentar o desempenho no sistema. Ou seja, painéis com estrutura policristalina, com mais baixo investimento, e um menor rendimento térmico, e sua obtenção de resultados. Também pode-se sugerir aqui a aplicação combinada de águas quentes sanitárias, como uma segunda fonte de energia renovável, e qual o impacto sobre o consumo energético.

**BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES  
DE INFORMAÇÃO**



## 6 Bibliografia

- Al-husinawi, M. (2018). Master's Degree Energy-Efficient Sports Hall With Renewable Energy Production. Sweden. Obtido de <http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/8938001>
- Azevedo, A. I. (2016). *Aspetos técnicos de dimensionamento de instalações elétricas integrando sistema de auto-produção distribuídos*. FEUP.
- Bordeaux-Rêgo et al., R. (2013). *Viabilidade econômica-financeira de projetos*. FGV Editora.
- Borges, A. F. (2015). Implementação da norma NP EN ISO 50001 no ISEP - requisitos específicos dos edifícios B, G e H. (p. 76). ISEP.
- Carneiro, J. A. (2010). Módulos Fotovoltaicos, Características e Associações. Universidade do Minho.
- Castro, R. M. (2008). *Introdução à Energia Fotovoltaica*. Lisboa: IST.
- Coligação para o Crescimento Verde. (2016). *Relatório "Monitorização do Compromisso para o Crescimento Verde 2014-2016"*. Obtido de <https://www.crescimentoverde.gov.pt>
- Decreto-Lei n.º 118/2013 do Ministério da Economia e do Emprego. (2013). (pp. 4988 - 5005). Diário da República n.º 159/2013, Série I de 2013-08-20.
- Decreto-Lei n.º 153/2014. (2014). *Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20*, (pp. 5298 - 5311).
- Decreto-Lei n.º 162/2019 do Ambiente e Transição Energética. (2019). (pp. 45 - 62). Diário da República n.º 206/2019, Série I de 2019-10-25.
- Decreto-Lei n.º 172/2006 do Ministério da Economia e da Inovação. (2006). (pp. 6118 - 6156). Diário da República n.º 162/2006, Série I de 2006-08-23.
- DGEG. (2020). *DGEG - Inversores*. Obtido de <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp/listagem-de-inversores/>
- Directiva 2010/31/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa ao desempenho energético dos edifícios. (2010). (pp. 124 - 146). Jornal Oficial da União Europeia. Obtido de <http://data.europa.eu/eli/dir/2010/31/oj>
- Directiva 90/547/CEE do Conselho, de 29 de Outubro de 1990, relativa ao trânsito de electricidade nas grandes redes. (1990). (pp. 0030 - 0033). Jornal Oficial nº L 313 de 13/11/1990.
- Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. (19 de Maio de 30/01/1997). (pp. 0020 - 0029). Jornal Oficial nº L 027.
- Europe-Solar. (2020). Obtido de Europe-Solar Store: <https://www.europe-solarstore.com/axitec-axipremium-ac-300m-60s.html>

- Google earth. (2020). Google. Obtido de <https://www.google.com/earth/>
- Hanus et al., N. L. (2019). Solar PV as a mitigation strategy for the US education sector. *Environmental Research Letters*, 14(4), p. Lett. 14 044004.
- IEA. (2019). *Global Energy & CO2 Status Report*. Obtido de IEA: <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>
- IEA. (2019). *Market analysis and forecast from 2019 to 2024*. Obtido de IEA: <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>
- IRENA. (2019). *Renewable Capacity Statistics*. Obtido de [www.irena.org/Publications](http://www.irena.org/Publications)
- ISSD Reporting Services. (Setembro de 2014). *UN Climate Summit 2014*. Obtido de <https://enb.iisd.org/climate/cs/2014/>
- Lima, L. M. (2017). *Dimensionamento de Sistema Solar Térmico e Sistema Solar Fotovoltaico para Instituição de Serviços*. Instituto Politécnico de Coimbra, Departamento de Engenharia Mecânica. Coimbra: Instituto Politécnico de Coimbra .
- Marchal, T. (2014). Modélisation en régime dynamique d'une maison basse énergie Etude de cas "Maison Politehnica". Université de Lorraine. Obtido de <https://hal.univ-lorraine.fr/hal-01835706/document>
- Mermoud, A. (2020). PVsyst: Software for the Study and Simulation of Photovoltaic Systems. University of Geneva. Obtido de [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)
- MIT. (Dezembro de 2015). *Solar photovoltaic technologies*. Obtido de <http://energy.mit.edu/news/solar-photovoltaic-technologies/>
- Oliveira, F. G. (2013). Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios. ISEP.
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Cepel-Cresesb.
- Portaria n.º 15/2020 do Ambiente e Ação Climática. (2020). *Diário da República n.º 16/2020, Série I de 2020-01-23*, (pp. 3-5).
- Portaria n.º 349-D/2013 dos Ministérios do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia e da Solidariedade, Emprego e Segurança Social. (2013). (pp. 6628-(40) a 6628-(73)). *Diário da República n.º 233/2013, 2º Suplemento, Série I de 2013-12-02*.
- Portaria n.º 80/2020 do Ambiente e Ação Climática. (2020). *Diário da República n.º 60/2020, Série I de 2020-03-25*, (pp. 5 - 7).
- Portarias nº16/2020 do Ambiente e Ação Climática. (2020). *Diário da República n.º 16/2020, Série I de 2020-01-23*, (pp. 6 - 7).
- REN. (2019). *Dados Técnicos 2019 - Eletricidade e Gás Natural*. Obtido de <https://www.ren.pt/pt-PT/media/publicacoes>
- Silva, T. A. (2017). Projeto de um recurso solar fotovoltaico numa indústria têxtil. FEUP.
- UN. (2020). *United Nations Conference on the Human Environment*. Obtido de <https://sustainabledevelopment.un.org/milestones/humanenvironment>
- UNEP. (2015). *Sustainable Innovation Forum 2015*. Obtido de <http://www.cop21paris.org>

**ANEXOS**



## 7 ANEXOS

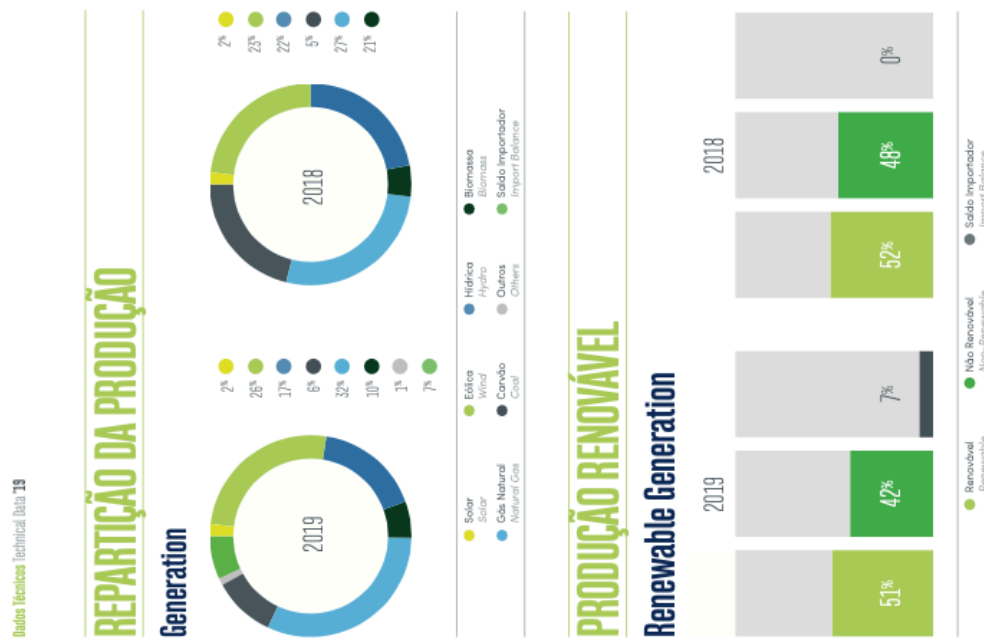
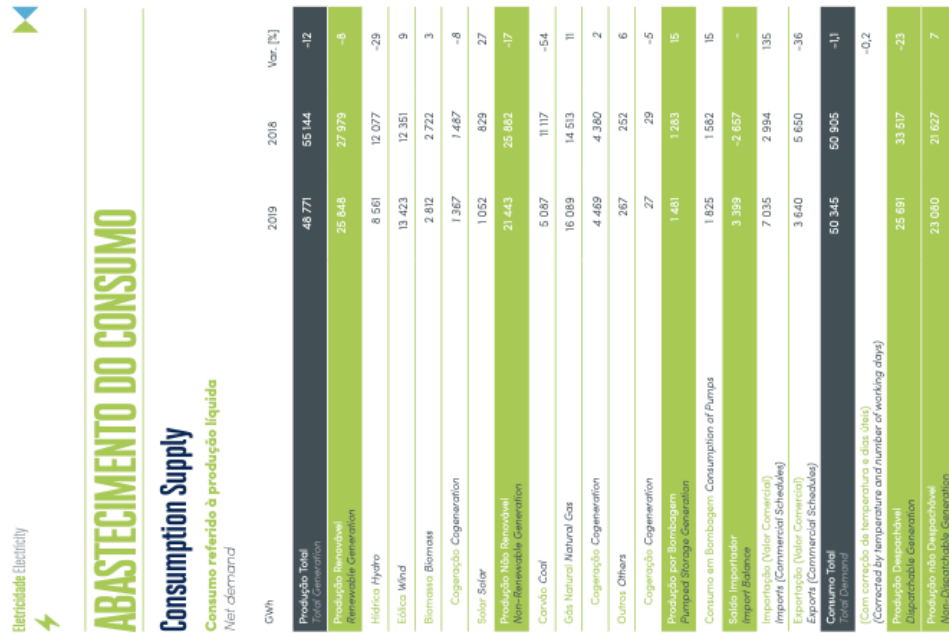
Segue-se nos demais tópicos alguns anexos que foram utilizados neste estudo.

### 7.1 *Planta de implantação do ISEP*





## 7.2 Sistema Eléctrico Nacional (Portugal 2019)





## DIAGRAMA DE CONSUMO NO DIA DA PONTA ANUAL

Load Diagram on the Day of Annual Peak Demand



## TRANSAÇÕES VIA INTERLIGAÇÕES

Imports and Exports



## CONSUMO E PRODUÇÃO MÁXIMOS ANUAIS

Maximum Annual Consumption and Generation



## 7.3 Inversores Certificados (Portugal 2020)

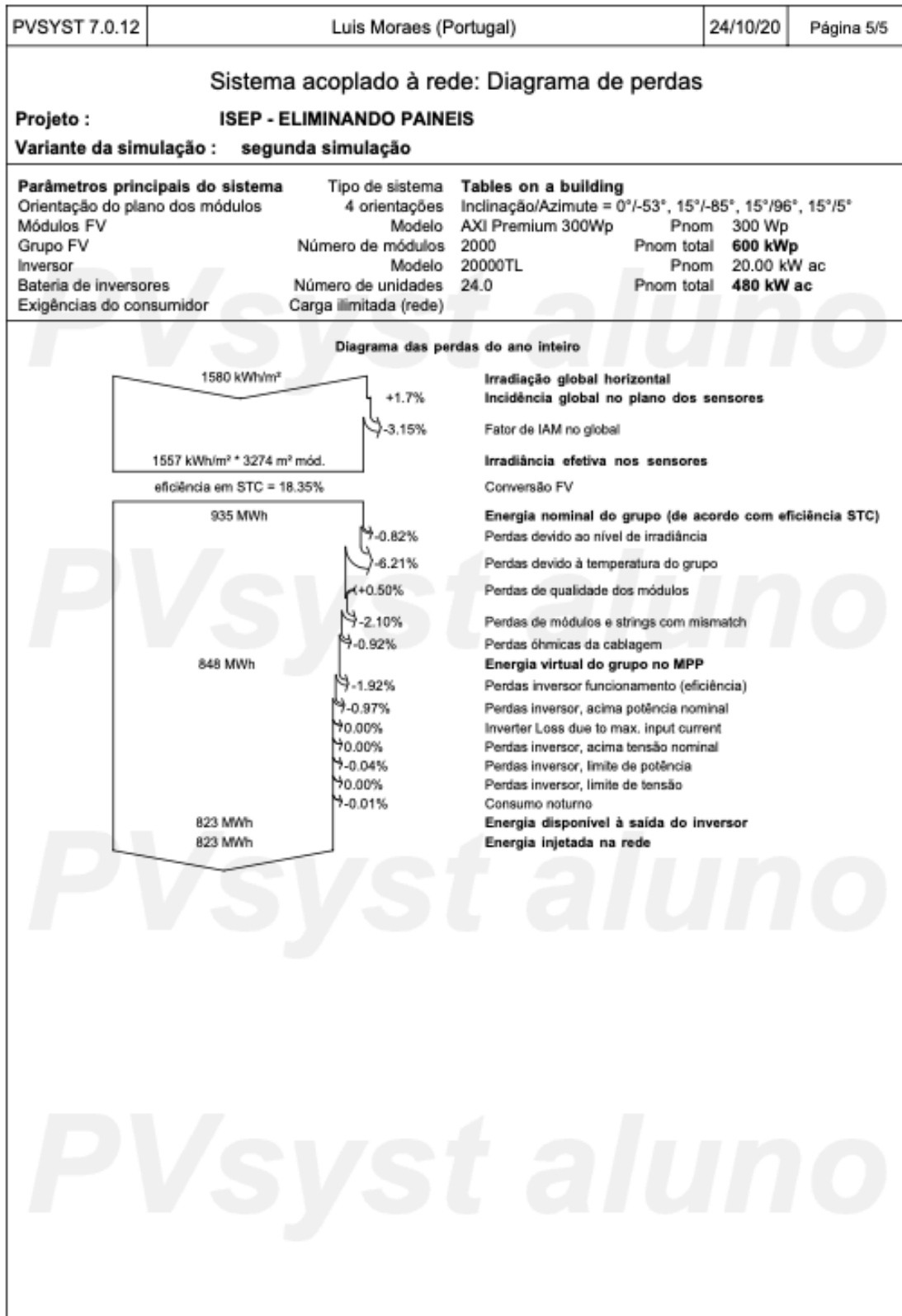
Listagem de Inversores para a UPP / UPAC - Atualização a 17-06-2019

Fabricante	Modelo	Pot. Nominal [VA/W]	Certificado de conformidade			Normalização	Regime de funcionamento relativamente à RESP (Sincronizado/Ilha)
			Número	Validade	Hiperligação para a Certificação /declaração de conformidade		
ABB	PRO-33.0-TL-OUTD-400	33.000W	U14-0266	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI; VDE-AR-N-4105:08-2011	Sincronizado
ABB	PRO-33.0-TL-OUTD-S-400	33.000W	U14-0266	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI; VDE-AR-N-4105:08-2011	Sincronizado
ABB	PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400	33.000W	U14-0266	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pro-33-0kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI; VDE-AR-N-4105:08-2011	Sincronizado
ABB	PVI-3.0-TL-OUTD; -S; -W	3.000W	28104722 002	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI; VDE-AR-N-4105:08-2011	Sincronizado
ABB	PVI-3.6-TL-OUTD; -S; -W	3.600W	28104722 002	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI; VDE-AR-N-4105:08-2011	Sincronizado
ABB	PVI-4.2-TL-OUTD; -S; -W	4.200W	28104722 002	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI; VDE-AR-N-4105:08-2011	Sincronizado
ABB	PVI-5000-TL-OUTD; -S; -W	5.000W	28104723 002	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-5000kw-6000kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-5000kw-6000kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI	Sincronizado
ABB	PVI-6000-TL-OUTD; -S; -W	6.000W	28104723 002	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-5000kw-6000kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-5000kw-6000kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI	Sincronizado
ABB	UNO-2.0-1-OUTD; -S; -W	2.000W	28104926 001	Não aplicável	<a href="http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/uno-2-0kw-2-5kw">http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/uno-2-0kw-2-5kw</a>	IEC 62109-1:2010; DIN V VDE V 0126-1-1:2006+AI	Sincronizado

Lista Ativos SERUP +

7.4 Relatório da Simulação

PVSYST 7.0.12	Luis Moraes (Portugal)	24/10/20	Página 3/5																																																																																																																														
<b>Sistema acoplado à rede: Resultados principais</b>																																																																																																																																	
<b>Projeto :</b> ISEP - ELIMINANDO PAINEIS <b>Variante da simulação :</b> segunda simulação																																																																																																																																	
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;"><b>Parâmetros principais do sistema</b></td> <td style="width: 33%;">Tipo de sistema</td> <td colspan="2"><b>Tables on a building</b></td> </tr> <tr> <td>Orientação do plano dos módulos</td> <td>4 orientações</td> <td colspan="2">Inclinação/Azimute = 0°/-53°, 15°/-85°, 15°/96°, 15°/5°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>AXI Premium 300Wp</td> <td>Pnom 300 Wp</td> </tr> <tr> <td>Grupo FV</td> <td>Número de módulos</td> <td>2000</td> <td>Pnom total <b>600 kWp</b></td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>20000TL</td> <td>Pnom 20.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Bateria de inversores</td> <td>Número de unidades</td> <td>24.0</td> <td>Pnom total <b>480 kW ac</b></td> </tr> <tr> <td>Exigências do consumidor</td> <td>Carga ilimitada (rede)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				<b>Parâmetros principais do sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Tables on a building</b>		Orientação do plano dos módulos	4 orientações	Inclinação/Azimute = 0°/-53°, 15°/-85°, 15°/96°, 15°/5°		Módulos FV	Modelo	AXI Premium 300Wp	Pnom 300 Wp	Grupo FV	Número de módulos	2000	Pnom total <b>600 kWp</b>	Inversor	Modelo	20000TL	Pnom 20.00 kW ac	Bateria de inversores	Número de unidades	24.0	Pnom total <b>480 kW ac</b>	Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)																																																																																																				
<b>Parâmetros principais do sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Tables on a building</b>																																																																																																																															
Orientação do plano dos módulos	4 orientações	Inclinação/Azimute = 0°/-53°, 15°/-85°, 15°/96°, 15°/5°																																																																																																																															
Módulos FV	Modelo	AXI Premium 300Wp	Pnom 300 Wp																																																																																																																														
Grupo FV	Número de módulos	2000	Pnom total <b>600 kWp</b>																																																																																																																														
Inversor	Modelo	20000TL	Pnom 20.00 kW ac																																																																																																																														
Bateria de inversores	Número de unidades	24.0	Pnom total <b>480 kW ac</b>																																																																																																																														
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)																																																																																																																																
<b>Resultados principais da simulação</b> Produção do sistema <b>Energia produzida 823.3 MWh/ano</b> Prod. específica 1372 kWh/kWp/ano Índice de performance (PR) <b>85.35 %</b>																																																																																																																																	
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>Produções normalizadas (por kWp Instalado): Potência nominal 600 kWp</b></p> </div> <div style="width: 45%;"> <p><b>Índice de performance (PR)</b></p> </div> </div>																																																																																																																																	
<b>segunda simulação</b> <b>Balances e resultados principais</b>																																																																																																																																	
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m<sup>2</sup></th> <th>DiffHor kWh/m<sup>2</sup></th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m<sup>2</sup></th> <th>GlobEff kWh/m<sup>2</sup></th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR rácio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td><b>Janeiro</b></td><td>56.0</td><td>24.93</td><td>9.70</td><td>60.3</td><td>56.8</td><td>32.7</td><td>31.9</td><td>0.881</td></tr> <tr><td><b>Fevereiro</b></td><td>80.0</td><td>34.75</td><td>10.66</td><td>84.7</td><td>81.0</td><td>46.1</td><td>45.2</td><td>0.889</td></tr> <tr><td><b>Março</b></td><td>121.4</td><td>51.53</td><td>12.72</td><td>125.1</td><td>120.9</td><td>67.3</td><td>65.9</td><td>0.879</td></tr> <tr><td><b>Abril</b></td><td>156.0</td><td>67.15</td><td>13.57</td><td>157.7</td><td>153.3</td><td>83.7</td><td>82.1</td><td>0.868</td></tr> <tr><td><b>Mai</b></td><td>198.3</td><td>69.82</td><td>16.11</td><td>197.4</td><td>192.5</td><td>102.4</td><td>100.4</td><td>0.848</td></tr> <tr><td><b>Junho</b></td><td>210.0</td><td>73.12</td><td>19.02</td><td>208.3</td><td>203.5</td><td>106.7</td><td>104.6</td><td>0.837</td></tr> <tr><td><b>Julho</b></td><td>219.2</td><td>72.88</td><td>19.94</td><td>217.9</td><td>212.8</td><td>110.6</td><td>108.4</td><td>0.829</td></tr> <tr><td><b>Agosto</b></td><td>190.8</td><td>72.34</td><td>20.64</td><td>192.3</td><td>187.4</td><td>98.7</td><td>96.8</td><td>0.839</td></tr> <tr><td><b>Setembro</b></td><td>148.8</td><td>51.02</td><td>18.98</td><td>152.3</td><td>147.8</td><td>79.0</td><td>77.4</td><td>0.847</td></tr> <tr><td><b>Outubro</b></td><td>91.3</td><td>48.24</td><td>16.76</td><td>94.6</td><td>91.0</td><td>50.4</td><td>49.4</td><td>0.870</td></tr> <tr><td><b>Novembro</b></td><td>63.3</td><td>29.90</td><td>12.55</td><td>67.6</td><td>64.0</td><td>36.3</td><td>35.5</td><td>0.876</td></tr> <tr><td><b>Dezembro</b></td><td>45.1</td><td>18.93</td><td>10.48</td><td>49.6</td><td>46.1</td><td>26.3</td><td>25.6</td><td>0.862</td></tr> <tr><td><b>Ano</b></td><td>1580.2</td><td>614.61</td><td>15.12</td><td>1607.8</td><td>1557.2</td><td>840.0</td><td>823.3</td><td>0.853</td></tr> </tbody> </table>					GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio	<b>Janeiro</b>	56.0	24.93	9.70	60.3	56.8	32.7	31.9	0.881	<b>Fevereiro</b>	80.0	34.75	10.66	84.7	81.0	46.1	45.2	0.889	<b>Março</b>	121.4	51.53	12.72	125.1	120.9	67.3	65.9	0.879	<b>Abril</b>	156.0	67.15	13.57	157.7	153.3	83.7	82.1	0.868	<b>Mai</b>	198.3	69.82	16.11	197.4	192.5	102.4	100.4	0.848	<b>Junho</b>	210.0	73.12	19.02	208.3	203.5	106.7	104.6	0.837	<b>Julho</b>	219.2	72.88	19.94	217.9	212.8	110.6	108.4	0.829	<b>Agosto</b>	190.8	72.34	20.64	192.3	187.4	98.7	96.8	0.839	<b>Setembro</b>	148.8	51.02	18.98	152.3	147.8	79.0	77.4	0.847	<b>Outubro</b>	91.3	48.24	16.76	94.6	91.0	50.4	49.4	0.870	<b>Novembro</b>	63.3	29.90	12.55	67.6	64.0	36.3	35.5	0.876	<b>Dezembro</b>	45.1	18.93	10.48	49.6	46.1	26.3	25.6	0.862	<b>Ano</b>	1580.2	614.61	15.12	1607.8	1557.2	840.0	823.3	0.853
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio																																																																																																																									
<b>Janeiro</b>	56.0	24.93	9.70	60.3	56.8	32.7	31.9	0.881																																																																																																																									
<b>Fevereiro</b>	80.0	34.75	10.66	84.7	81.0	46.1	45.2	0.889																																																																																																																									
<b>Março</b>	121.4	51.53	12.72	125.1	120.9	67.3	65.9	0.879																																																																																																																									
<b>Abril</b>	156.0	67.15	13.57	157.7	153.3	83.7	82.1	0.868																																																																																																																									
<b>Mai</b>	198.3	69.82	16.11	197.4	192.5	102.4	100.4	0.848																																																																																																																									
<b>Junho</b>	210.0	73.12	19.02	208.3	203.5	106.7	104.6	0.837																																																																																																																									
<b>Julho</b>	219.2	72.88	19.94	217.9	212.8	110.6	108.4	0.829																																																																																																																									
<b>Agosto</b>	190.8	72.34	20.64	192.3	187.4	98.7	96.8	0.839																																																																																																																									
<b>Setembro</b>	148.8	51.02	18.98	152.3	147.8	79.0	77.4	0.847																																																																																																																									
<b>Outubro</b>	91.3	48.24	16.76	94.6	91.0	50.4	49.4	0.870																																																																																																																									
<b>Novembro</b>	63.3	29.90	12.55	67.6	64.0	36.3	35.5	0.876																																																																																																																									
<b>Dezembro</b>	45.1	18.93	10.48	49.6	46.1	26.3	25.6	0.862																																																																																																																									
<b>Ano</b>	1580.2	614.61	15.12	1607.8	1557.2	840.0	823.3	0.853																																																																																																																									
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">Legendas: GlobHor</td> <td style="width: 33%;">Irradiação global horizontal</td> <td style="width: 33%;">GlobEff</td> <td style="width: 33%;">Global efetivo, corrigido para IAM e sombras</td> </tr> <tr> <td>DiffHor</td> <td>Irradiação difusa horizontal</td> <td>EArray</td> <td>Energia efetiva à saída do grupo</td> </tr> <tr> <td>T_Amb</td> <td>T amb.</td> <td>E_Grid</td> <td>Energia injetada na rede</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Incidência global no plano dos sensores</td> <td>PR</td> <td>Índice de performance</td> </tr> </table>				Legendas: GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia injetada na rede	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Índice de performance																																																																																																														
Legendas: GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras																																																																																																																														
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo																																																																																																																														
T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia injetada na rede																																																																																																																														
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Índice de performance																																																																																																																														





## AXIpremium 280 - 310 Wp



**Electrical data** (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1,5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P <sub>mpp</sub>	Nominal voltage U <sub>mpp</sub>	Nominal current I <sub>mpp</sub>	Short circuit current I <sub>sc</sub>	Open circuit voltage U <sub>oc</sub>	Module conversion efficiency
AC-280M#0S	280 Wp	31,88 V	8,84 A	9,38 A	39,05 V	17,21 %
AC-285M#0S	285 Wp	31,81 V	8,91 A	9,43 A	39,24 V	17,52 %
AC-290M#0S	290 Wp	32,01 V	9,06 A	9,54 A	39,42 V	17,83 %
AC-295M#0S	295 Wp	32,25 V	9,15 A	9,67 A	39,56 V	18,13 %
AC-300M#0S	300 Wp	32,37 V	9,27 A	9,74 A	39,72 V	18,44 %
AC-305M#0S	305 Wp	32,41 V	9,42 A	9,83 A	39,81 V	18,75 %
AC-310M#0S	310 Wp	32,51 V	9,54 A	9,94 A	39,94 V	19,05 %

### Design

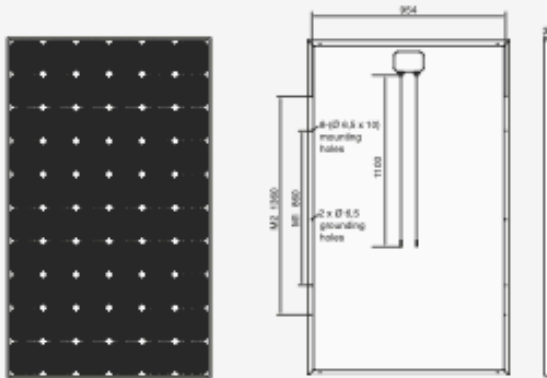
Frontside	3,2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	60 monocrystalline high efficiency cells 156 mm x 156 mm (6")
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver anodized aluminium frame

### Mechanical data

L x W x H	1640 x 992 x 35 mm
Weight	18,0 kg with frame

### Power connection

Socket	Protection Class IP67 (3 bypass diodes)
Wire	approx. 1,1 m, 4 mm <sup>2</sup>
Plug-in system	Plug/socket IP67



### Limit values

System voltage	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	5400 Nm <sup>2</sup>
Reverse current feed IR	20,0 A
Permissible operating temperature	-40°C to 85°C / -40°F to 185°F

(No external voltages greater than U<sub>oc</sub> may be applied to the module)

\* NOCT, irradiance 800 W/m<sup>2</sup>; AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

### Temperature coefficients

Voltage U <sub>oc</sub>	-0,29 %/K
Current I <sub>sc</sub>	0,04 %/K
Output P <sub>mpp</sub>	-0,39 %/K

### Low-light performance (Example for AC-300M#0S)

I-U characteristic curve	Current I <sub>pp</sub>	Voltage U <sub>pp</sub>
200 W/m <sup>2</sup>	2,15 A	30,17 V
400 W/m <sup>2</sup>	3,71 A	31,20 V
600 W/m <sup>2</sup>	6,05 A	31,81 V
800 W/m <sup>2</sup>	7,57 A	32,10 V
1000 W/m <sup>2</sup>	9,27 A	32,37 V

### Packaging

Module pieces per pallet	30
Module pieces per HC-container	840



7.6 Ficha Técnica Inversor

### Accessory

- RS485 interface DM-485CB-10
- DC surge arrester Typ II, inputs A and B DCSPD 6173-10
- Multifunction relay MFR01-10
- Power Control Module PWCMD-10

● Standard features ○ Optional features – Not available  
Data at nominal conditions  
Status: May 2016

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (at cos φ = 1) / DC rated power	20440 W / 20440 W	25550 W / 25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A-3; B-3	2 / A-3; B-3
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3%	
Feedin phases / connection phases	3 / 3	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
<b>Protective devices</b>		
DC-side disconnection device	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	
Allpole sensitive residual-current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: II; DC: II	
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	–25 °C to +60 °C (–13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Optical	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
<b>Features / function / Accessories</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / G on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)	AHRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C16/11/2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/1, IEC 60568-2-4, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IMA 2013, NBR 16149, NEN-EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7.2013, SI4777, TCR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, W8 2014	
* Does not apply to all national appendices of EN 50438		