



**Universidade do Minho**  
Escola de Ciências

Bruno Fernando Esteves da Eira

**Dimensionamento e contributo de um sistema solar fotovoltaico para a sustentabilidade energética da ETAR Paço de Sousa**

Setembro de 2021





**Universidade do Minho**

Escola de Ciências

Bruno Fernando Esteves da Eira

**Dimensionamento e contributo de um sistema solar fotovoltaico para a sustentabilidade energética da ETAR Paço de Sousa**

Dissertação de Mestrado

Ramo de especialização - Energia

Trabalho efetuado sob a orientação do

**Professor Doutor Joaquim Carneiro**

e

**Engenheiro Paulo Pinto**

Setembro de 2021

## **DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS**

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

## **AGRADECIMENTOS**

Dedico estas páginas aos meus pais, ao meu irmão, aos amigos e a todos aqueles que, num lapso temporal totalmente insólito e carregado de incerteza, viabilizaram o meu foco neste trabalho.

Agradeço aos meus dois orientadores, a toda a equipa da MEGAJOULE e aos engenheiros da ETAR Paço de Sousa pelo auxílio prestado a todos os níveis.

Por fim, um agradecimento aos valores de perseverança que me foram transmitidos ao longo da vida académica e desportista.

## **DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE**

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho académico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

## RESUMO

A crescente procura energética a nível mundial, aliada à importância do tratamento das águas residuais, acentua a necessidade de se aumentar a auto-suficiência energética e económica das estações de tratamento de águas residuais (ETAR), aproveitando as suas potencialidades de produção energética.

A presente dissertação empreende uma avaliação dos consumos energéticos de uma ETAR portuguesa de lamas ativadas de tamanho médio (ETAR Paço de Sousa) e propõe o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, o seu contributo energético e a sua viabilidade económica.

No estudo preliminar dos consumos energéticos construiu-se o diagrama de carga horária. Os parafusos de Arquimedes e os arejadores (reatores SBR) da digestão aeróbia foram identificados como sendo os maiores consumidores, correspondendo a 60,1% dos gastos energéticos. Nesta avaliação foram elaborados alguns indicadores de desempenho energético (IDEs), que se mostraram bastante positivos.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico (FV) foi realizado em parceria com a MEGAJOULE II, SA. Como a ETAR Paço de Sousa integra um sistema de cogeração de biogás, com venda do excedente à rede, foram considerados 2 cenários para o sistema FV. O cenário 1 previa cobrir por completo as necessidades energéticas da ETAR, não contabilizando o contributo do sistema de cogeração, mas devido às limitações impostas pela área, este teve por base a cobertura de toda a área disponível, prevendo a instalação de 420 kW. O cenário 2 considera o contributo de 70% da cogeração, sendo dimensionado para cobrir as necessidades do mês de maior consumo energético, estimando-se uma instalação de 377 kW. No estudo, foram detalhadas todas as perdas de produção de origem ótica, as perdas relativas ao módulo, as perdas elétricas e as perdas por sujidade. Obteve-se uma razão de desempenho anual médio de 0,805 para o cenário 1 e de 0,789 para o cenário 2. A produção energética estimada para o ano de instalação foi de 548 233 kWh para o cenário 1 e de 493 362 kWh para o cenário 2. Foram registadas perdas de 97,281 kWh para o cenário 1, valor inferior aos 133,681 kWh obtidos para o cenário 2. É previsto um lucro final de 836 665,59 € após os 25 anos para o cenário 1, valor que excede os 789 883,05 € referentes ao rendimento total para o cenário 2. O retorno do investimento inicial foi obtido no 8º ano para o cenário 1 e 7º ano para o cenário 2.

Recomendou-se a escolha do cenário 1, pois apresenta um maior lucro final, assegurando, em média, 32,4% dos gastos económicos da ETAR, visando uma auto-suficiência económica média total de 94,3%. No futuro, a auto-suficiência económica total poderá ser atingida, caso haja uma alocação da intensidade dos consumos para um regime diurno de forma a evitar excedentes de energia, aliada à instalação de sobreprensos mais eficientes, para a digestão aeróbia.

**Palavras-chave:** Fotovoltaico, ETAR, Eficiência Energética, Auto-suficiência, Energias Renováveis

## **ABSTRACT**

The growing energy demand worldwide, combined with the importance of wastewater treatment, emphasizes the need to increase the energy and economic self-sufficiency of wastewater treatment plants (WWTP), taking advantage of their energy production potentialities.

The present dissertation undertakes an assessment of the energy consumption of a medium-sized Portuguese WWTP of activated sludge (WWTP Paço de Sousa) and proposes the sizing of a photovoltaic system, its energy contribution and its economic viability.

In the preliminary study of energy consumption, the hourly load diagram was constructed. Archimedes' screws and aerators (SBR reactors) of aerobic digestion were identified as the largest consumers, matching 60.1% of the energy expenditure. In this evaluation, some energy performance indicators (IDEs) were elaborated, proving to be very positive.

The design of the PVSystem was carried out in partnership with MEGAJOULE II, SA. As the WWTP Paço de Sousa integrates a biogas cogeneration system, with the sale of surplus to the grid, 2 scenarios were considered for the PVSystem. Scenario 1 intended to fully cover the energy needs of the WWTP, not accounting for the contribution of the cogeneration system, but due to the limitations imposed by the area, it was based on covering the entire available area, foreseeing the installation of 420 kW. Scenario 2 considers the contribution of 70% from the cogeneration system, being dimensioned to cover the needs of the month with the highest energy consumption, estimating an installation of 377 kW. In the study, all production losses, such as optical, losses related to the module, electrical losses and soiling losses were detailed. An average annual performance ratio of 0,805 for scenario 1 and 0,789 for scenario 2 was obtained. The estimated energy production for the year of installation was 548 233 kWh for scenario 1 and 493 362 kWh for scenario 2, decreasing over the 25 year-life of the PVSystem. Losses of 97,281 kWh were recorded for scenario 1, surprisingly lower than the 133,681 kWh obtained for scenario 2. A final profit of 836 665,59 € after 25 years is predicted for scenario 1, a value that exceeds the 789 883,05 € referring to the total income for scenario 2. The return on the initial investment was obtained in the 8th year for scenario 1 and 7th year for scenario 2.

The choosing of scenario 1 was recommended, as it presents a higher final profit, ensuring, on average, 32.4% of the WWTP's economic expenses, aiming at a total average economic self-sufficiency of 94.3%. In the future, total economic self-sufficiency may be achieved if there is an allocation of the intensity of consumption to a daytime regime, avoiding energy surpluses, combined with the installation of more efficient superpressors for aerobic digestion.

**Key-words:** Photovoltaic, WWTP, Energy efficiency, Self-sufficiency, Renewable energies



<b>ÍNDICE</b>	
<b>DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS</b>	
ii	
<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>iii</b>
<b>DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE</b> .....	<b>iv</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>vii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>xix</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>21</b>
<b>2 OBJETIVOS</b> .....	<b>23</b>
<b>3 CARACTERIZAÇÃO E FUNCIONAMENTO DAS ETAR</b> .....	<b>23</b>
3.1 Fase líquida.....	24
3.1.1 Elevação inicial (parafusos de Arquimedes) .....	24
3.1.2 Tratamento preliminar e primário.....	24
3.1.3 Tratamento secundário .....	26
3.1.4 Tratamento terciário (UV) .....	27
3.2 Fase sólida.....	28
3.3 Desodorização.....	29
3.4 Consumo energético típico em ETARs.....	30
<b>4 METODOLOGIA DA ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO EM ETAR</b> .....	<b>31</b>
4.1 Parâmetros qualitativos do efluente final .....	31
4.1.1 Parâmetros biológicos.....	31
4.1.2 Outros parâmetros qualitativos (oxigénio dissolvido) .....	31
4.2 Índices de Desempenho Energético (IDEs) .....	33

<b>5</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO: ETAR DE PAÇO DE SOUSA.....</b>	<b>35</b>
5.1	Análise do consumo energético no caso de estudo.....	35
5.1.1	Contributo da cogeração de biogás .....	42
5.1.2	Índices de desempenho (IDEs) no caso de estudo .....	43
5.1.3	Potenciais melhorias energéticas .....	46
<b>6</b>	<b>TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>47</b>
6.1	Tecnologia das células fotovoltaicas .....	47
6.2	Caracterização da célula fotovoltaica.....	47
6.3	Características e composição dos módulos FV .....	49
6.3.1	Módulos FV – ligação em série, em paralelo e mista .....	50
6.3.2	Díodos de by-pass (entre células FV e módulos FV) e díodos de fileira .....	50
6.4	Equipamentos de interface com a rede .....	51
<b>7</b>	<b>METODOLOGIA DE INSTALAÇÃO DA UPAC .....</b>	<b>53</b>
7.1	Condições geográficas do local de instalação – avaliação da área disponível .....	54
7.2	Orientação do parque FV e obtenção dos dados meteorológicos .....	55
7.3	Avaliação da potência a instalar no sistema FV.....	56
7.3.1	Seleção do módulo e inversor .....	58
7.3.2	Dimensionamento para as necessidades de consumo .....	59
7.3.3	Dimensionamento para a Área disponível .....	60
7.4	Dimensionamento de cablagens .....	66
7.5	Perdas variadas do sistema FV .....	68
7.5.1	Perdas por sombreamento.....	68
7.5.2	Perdas térmicas.....	68
7.5.3	Perdas por incompatibilidade .....	69
7.5.4	Degradação ótica por indução de luz (LID) .....	70
7.5.5	Qualidade do módulo.....	70

7.5.6	Perdas elétricas .....	71
7.5.7	Efeito do ângulo de incidência (IAM) .....	72
7.5.8	Degradação anual.....	73
7.5.9	Correção espectral.....	73
7.5.10	Perdas por sujidade .....	74
7.6	Estimativa de produção energética.....	75
7.7	Balanco de emissões de CO <sub>2</sub> .....	78
<b>8</b>	<b>PROJETO DE DIMENSIONAMENTO DA UPAC: CASO DE ESTUDO .....</b>	<b>80</b>
8.1	Cenário 1 .....	80
8.1.1	Potência a instalar para a área disponível.....	81
8.1.2	Potência total e configuração final do sistema FV.....	86
8.1.3	<i>Layout</i> elétrico e dimensionamento de cablagens .....	88
8.2	Cenário 2 .....	91
8.2.1	Configuração do sistema FV .....	93
8.2.2	<i>Layout</i> elétrico e dimensionamento das cablagens .....	94
8.3	Estimativa de produção de energia .....	96
8.3.1	Estimativa das perdas de desempenho do sistema FV .....	96
8.3.2	Razão de desempenho (PR) .....	103
8.3.3	Produção de energia.....	104
8.4	Balanco de emissões de CO <sub>2</sub> .....	109
<b>9</b>	<b>ECONOMIA DO SISTEMA.....</b>	<b>110</b>
9.1	Metodologia.....	110
9.2	Resultados .....	112
<b>10</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>117</b>
10.1	Melhorias e futuros trabalhos.....	118
<b>11</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>119</b>



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Fluxograma referente à metodologia de tratamento do efluente na ETAR Paço de Sousa.	<b>Pág 24</b>
<b>Figura 2</b>	Gráfico referente aos consumos energéticos percentuais do QP1 e do QP2.	<b>Pág 36</b>
<b>Figura 3</b>	Gráfico referente aos consumos energéticos percentuais dos maiores grupos de consumidores energéticos.	<b>Pág 37</b>
<b>Figura 4</b>	Variação do consumo energético para um dia típico referente a cada mês de 2019 e de 2020.	<b>Pág 38</b>
<b>Figura 5</b>	Perfil de carga diária típica para cada mês do ano.	<b>Pág 39</b>
<b>Figura 6</b>	Consumo energético relativo a cada período horário relativos ao 1º e 4º semestre (A) ao 2º e 3º trimestre (B).	<b>Pág 41</b>
<b>Figura 7</b>	A: Variação sazonal do caudal mensal (m³/mês). B: Variação sazonal do consumo energético necessário para tratar 1 m³ de volume (kWh/m³).	<b>Pág 44</b>
<b>Figura 8</b>	Esquematização dos elementos utilizados na construção tridimensional do sistema FV.	<b>Pág 53</b>
<b>Figura 9</b>	Visualização aérea da ETAR Paço de Sousa e da área disponível para instalação do parque solar – adaptado de Google Earth 2021©.	<b>Pág 54</b>
<b>Figura 10</b>	Fluxograma referente à metodologia para determinar a potência do sistema FV a instalar.	<b>Pág 57</b>
<b>Figura 11</b>	Curva de potência do módulo JKM580M-7RL4-V para diferentes níveis de irradiação – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 58</b>
<b>Figura 12</b>	Representação esquemática do espaçamento entre dois painéis FV consecutivos (“ <i>pitch</i> ”) – adaptado de [1].	<b>Pág 64</b>
<b>Figura 13</b>	Divisão da área total disponível em três áreas distintas – Google Earth 2021©.	<b>Pág 82</b>
<b>Figura 14</b>	Configuração do parque solar FV para o cenário 1. A cinzento está representado o edifício da obra de entrada, a azul os painéis FV.	<b>Pág 87</b>
<b>Figura 15</b>	Configuração elétrica do parque FV referente ao cenário 1 – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 88</b>
<b>Figura 16</b>	Configuração da ligação do sistema DC (dos cabos de fileira à caixa de junção e dos cabos principais DC aos inversores) e ligação dos inversores em paralelo, para o cenário 1.	<b>Pág 89</b>
<b>Figura 17</b>	Configuração do parque solar FV para o cenário 2 – adaptado de <i>PVSyst</i> . A cinzento está representado o edifício da obra de entrada, a azul os painéis FV.	<b>Pág 94</b>
<b>Figura 18</b>	Configuração elétrica do parque FV referente ao cenário 2 – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 94</b>
<b>Figura 19</b>	Configuração da ligação do sistema DC (dos cabos de fileira à caixa de junção e dos cabos principais DC aos inversores) e ligação dos inversores em paralelo, para o cenário 2.	<b>Pág 95</b>

<b>Figura 20</b>	Representação gráfica do mapa da trajetória solar na ETAR Paço de Sousa, com o respetivo sombreamento referente ao horizonte topográfico.	<b>Pág 97</b>
<b>Figura 21</b>	Modelação “ <i>Fresnel AR Coating</i> ” do IAM – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 97</b>
<b>Figura 22</b>	Representação gráfica do fator de perdas IAM (%) em função da inclinação do plano.	<b>Pág 98</b>
<b>Figura 23</b>	Representação gráfica da garantia linear de desempenho do módulo JKM580M-7RL-4V – adaptado da folha de especificações (anexo 1).	<b>Pág 98</b>
<b>Figura 24</b>	Fator de degradação anual da eficiência dos módulos. A azul considera-se a degradação linear de 0,55%/ano, enquanto a laranja se acrescenta o valor associado às perdas por incompatibilidade (0,69%/ano).	<b>Pág 99</b>
<b>Figura 25</b>	Curva I-V do módulo nº11 da 7ªfileira do cenário 1 para o dia 21 de Dezembro às 16:45 – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 101</b>
<b>Figura 26</b>	Curva das perdas elétricas percentuais ao longo do dia, para o solstício de Inverno (A) e para o solstício de Verão (B), para o cenário 1.	<b>Pág 102</b>
<b>Figura 27</b>	Curva das perdas elétricas percentuais ao longo do dia, para o solstício de inverno, no cenário 2.	<b>Pág 102</b>
<b>Figura 28</b>	Valores mensais da razão de desempenho (PR) normalizada e a média anual, obtidos a partir da simulação, para o cenário 1 – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 103</b>
<b>Figura 29</b>	Valores mensais da razão de desempenho (PR) normalizada e a média anual, obtidos a partir da simulação, para o cenário 2 – <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 103</b>
<b>Figura 30</b>	Variação mensal da produção de energia (kWh), para o cenário 1 – adaptado de <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 104</b>
<b>Figura 31</b>	Variação mensal da produção de energia (kWh), para o cenário 2 – adaptado de <i>PVSyst</i> .	<b>Pág 104</b>
<b>Figura 32</b>	Oscilação diária de produção e consumo de energia para o solstício de Verão.	<b>Pág 106</b>
<b>Figura 33</b>	Oscilação diária de produção e consumo de energia para o solstício de Inverno.	<b>Pág 106</b>
<b>Figura 34</b>	Previsão do balanço de emissões de CO <sub>2</sub> (ton) ao longo dos 25 anos de vida do sistema, para ambos os cenários.	<b>Pág 109</b>
<b>Figura 35</b>	<i>Cashflow</i> relativo aos dois cenários, durante os 25 anos de vida do sistema FV.	<b>Pág 114</b>
<b>Figura 36</b>	Auto-suficiência económica total (%) projetada na ETAR, considerando os cenários 1 e 2.	<b>Pág 115</b>

**Figura 37** Auto-suficiência económica do sistema FV (%) para ambos os cenários. **Pág 116**

**Figura 38** Auto-suficiência económica do sistema FV (%) para a atual configuração dos consumos energéticos e a auto-suficiência FV económica ideal (%), para ambos os cenários. **Pág 116**

## LISTA DE ABREVIATURAS

$\Phi$ : latitude

$\alpha$ : azimute; coeficiente de absorção de luz

$\beta_{opt}$ : ângulo de inclinação ótima dos painéis fotovoltaicos

$\eta_{inv}$ : rendimento do inversor

$\eta_{mod}$ : rendimento do módulo fotovoltaico

$l$ : comprimento do painel fotovoltaico no plano inclinado

$\Upsilon$ : ângulo de elevação solar

$\sigma_{cu}$ : condutividade elétrica do cobre

$\rho$ : índice de refletividade

$\theta$ : posição angular do sol

$\theta_1$ : ângulo de incidência de luz numa interface

$\theta_2$ : ângulo de saída de luz de uma interface

**A**: ampere

**AC**: corrente alternada

**A<sub>dis</sub>**: área disponível

**AGV**: ácidos gordos voláteis

**AM**: massa de ar (*air mass*)

**A<sub>total</sub>**: área total ocupada pelo sistema fotovoltaico

**a-Si**: silício amorfo

**a-Si:H**: silício hidrogenado

**C<sub>anuais SFV</sub>**: totalidade dos custos anuais relativos ao seguro e manutenção do sistema fotovoltaico

**C<sub>ar</sub>**: capacidade calorífica do ar

**C<sub>Alk</sub>**: comprimento de determinada área

**CBO**: carência bioquímica de oxigênio

**CdTe**: telureto de cádmio

**C<sub>exc</sub>**: comprimento excedente dos painéis FV em relação ao comprimento de determinada área

**CH<sub>4</sub>**: metano

**CIGS**: células solares compostas por cobre, índio, gálio e selênio

**C<sub>módulo</sub>**: comprimento do módulo fotovoltaico.

**CO<sub>2</sub>**: dióxido de Carbono

**C<sub>painéis FV</sub>**: comprimento dos painéis fotovoltaicos



**CQO:** carência química de oxigénio

**CSSC:** células solares sensibilizadas por corante

**C<sub>w</sub>:** custo financeiro relativo ao consumo energético

**d:** “*pitch*” ou espaçamento entre painéis fotovoltaicos consecutivos (N-S)

**DC:** corrente direta ou contínua

**DNA:** ácido desoxirribonucleico

**e:** queda de tensão

**E:** energia

**E<sub>COG</sub>:** energia produzida pelo sistema de cogeração de biogás

**E<sub>ideal</sub>:** energia produzida idealmente pelo sistema fotovoltaico

**Em<sub>CO2</sub>:** emissões de dióxido de carbono

**E<sub>real</sub>:** energia produzida efetivamente pelo sistema fotovoltaico

**ERSE:** Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

**ETAR:** Estação de Tratamento de Águas Residuais

**EU:** União Europeia

**EVA:** etileno acetato de vinilo

**FER:** fontes de energias renováveis

**FV:** fotovoltaico

**g:** coeficiente de perda de transferência ótica

**G:** irradiância solar (W/m<sup>2</sup>)

**GaAs:** arseneto de gálio

**GWh:** gigawatt-hora

**h:** hora

**H<sub>2</sub>S:** sulfeto de hidrogénio

**HR:** humidade relativa

**I:** intensidade de corrente elétrica (A); irradiação solar (Wh/m<sup>2</sup>)

**I( $\beta_{opt}$ ):** irradiação global para um plano com a inclinação ótima dos painéis fotovoltaicos.

**IAM:** modificador do ângulo de incidência

**I<sub>CC</sub>:** intensidade corrente de curto-circuito

**I<sub>difusa</sub>:** irradiação difusa incidente

**I<sub>global</sub>:** irradiação global horizontal

**IEA:** International Energy Agency

**I-V:** corrente-tensão

**IDE:** índice de desempenho energético

**kg:** quilograma

**K<sub>T</sub>:** fator de correção de temperatura

**kW:** quilowatt

**kWh:** quilowatt-hora

**L:** necessidades energéticas diárias

**L<sub>A</sub>:** largura de determinada área

**L<sub>DGR</sub>:** perdas relativas à degradação anual do módulo FV

**L<sub>ideal painel FV</sub>:** largura ideal dos painéis FV de determinada área

**L<sub>mês típico</sub>:** necessidades energéticas diárias para um mês típico

**L<sub>min painel FV</sub>:** número de fileiras de módulos ligadas em paralelo

**L<sub>mod</sub>:** largura do módulo

**L<sub>p</sub>:** perda de potência

**L<sub>total</sub>:** totalidade das perdas do sistema fotovoltaico

**LID:** degradação ótica por indução de luz

**m:** metro

**m<sup>2</sup>:** metro quadrado

**m<sup>3</sup>:** metro cúbico

**mc-Si:** silício monocristalino

**mL:** mililitro

**MPP:** *Maximum Power Point*

**MT:** média tensão

**MW:** megawatt

**N<sub>F</sub>:** número de fileiras de módulos ligadas em paralelo

**N<sub>F Ak</sub>:** número de fileiras de módulos, por painel fotovoltaico, ligadas em paralelo, para determinada área

**N<sub>filas</sub>:** número de filas de painéis fotovoltaicos existentes numa determinada área

**N<sub>INV</sub>:** número de inversores

**N<sub>mod</sub>:** número de módulos fotovoltaicos a instalar

**NMP:** número mais provável

**N<sub>painéis FV Ak</sub>:** número de painéis fotovoltaicos para determinada área.

**$N_{\text{painéis FV lado a lado}}$** : número de painéis fotovoltaicos passíveis de serem dispostos lado a lado

**$N_s$** : número de módulos ligados em série

**OMIE**: operador do mercado ibérico de energia

**pc-Si**: silício policristalino

**P.E.:** população equivalente

**$P_{\text{FV}}$** : potência do sistema fotovoltaico

**$P_{\text{INV}}$** : potência do inversor

**$P_{\text{max INV}}$** : potência máxima do inversor

**$P_{\text{max (STC)}}$** : potência máxima para condições STC

**$P_{\text{mod}}$** : potência do módulo

**$P_{\text{mmp}}$** : potência máxima

**$P_{\text{nom}}$** : potência nominal

**PP**: potencial de precipitação

**PR**: razão de desempenho (do inglês: *performance ratio*)

**$R_1$** : fator de redução de potência que corresponde às perdas do módulo fotovoltaico

**$R_2$** : fator de redução de potência que corresponde às perdas por cablagens

**$R^2$** : coeficiente de determinação

**$R_{\text{AC}}$** : rendimento monetário relativo à produção energética do sistema fotovoltaico para autoconsumo

**$R_{\text{COG}}$** : rendimento monetário relativo à produção energética do sistema de cogeração a biogás

**$R_{\text{EXC}}$** : rendimento monetário relativo à produção energética excedente do sistema fotovoltaico

**$R_{\text{FR}}$** : reflexão de Fresnel

**$R_{\text{FV}}$** : resistência elétrica do sistema fotovoltaico ( $\Omega$ )

**RNA**: ácido ribonucleico

**$R_{\text{anual}}$** : totalidade do rendimento monetário anual relativo à produção energética por parte dos dois sistemas de produção.

**S**: área transversal da secção de um cabo

**SBR**: *sequencing batch reactor*

**SST**: sólidos suspensos totais

**STC**: *Standard test conditions*

**$T_{\text{amb}}$** : temperatura ambiente

**$T_{\text{cel}}$** : temperatura da célula

**$T_{\text{FR}}$** : transmissão da luz

**TMY:** ano meteorológico típico

**TiO<sub>2</sub>:** dióxido de titânio

**U:** coeficiente de transferência térmica

**U<sub>AC</sub>:** tensão de corrente alternada

**UFC:** unidades formadoras de colónias

**UPAC:** Unidade de Produção de Autoconsumo

**UV-C:** radiação ultravioleta germicida

**V:** tensão; volt

**V<sub>CA</sub>:** tensão de circuito aberto

**V<sub>max INV</sub>:** tensão máxima do inversor

**V<sub>mp</sub>:** tensão à máxima potência

**V<sub>min INV</sub>:** tensão de entrada do inversor

**V<sub>vento</sub>:** velocidade do vento (m/s)

**VFD:** *Variable Frequency Drive*

**W:** watt; consumo

**W<sub>hora X</sub>:** consumo energético correspondente a uma hora específica

**W<sub>médio diário</sub>:** consumo médio diário de energia

**Wp:** watt pico

**Y<sub>i</sub>:** energia útil do sistema fotovoltaico, normalizada para a potência nominal

**Y<sub>r</sub>:** energia de referência do sistema fotovoltaico, normalizada para a potência nominal

**Z:** altura do painel FV

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	Consumo típico em ETAR de acordo com o tipo de tratamento – adaptado de [2].	<b>Pág 30</b>
<b>Tabela 2</b>	Requisitos mínimos para os parâmetros qualitativos nas descargas de tratamento de águas residuais urbanas – adaptado de Decreto-lei nº152/97.	<b>Pág 32</b>
<b>Tabela 3</b>	Dados previstos relativos à quantidade e qualidade do efluente, assim como a população estimada (habitantes equivalentes).	<b>Pág 35</b>
<b>Tabela 4</b>	Ciclo diário da tarifa tetra-horária definida para os trimestres do ano.	<b>Pág 40</b>
<b>Tabela 5</b>	Custos relativos ao consumo energético da ETAR obtidos a partir da tarifa de energia da ETAR Paço de Sousa para 2021.	<b>Pág 41</b>
<b>Tabela 6</b>	Contributo diário percentual (%) do sistema de cogeração, em cenário de funcionamento pleno, para cada mês do ano.	<b>Pág 42</b>
<b>Tabela 7</b>	Dados relativos ao caudal médio diário e ao CQO removido diariamente ao longo de 2019 e 2020, comparativamente aos valores previstos pelo projeto de execução da ETAR Paço de Sousa.	<b>Pág 43</b>
<b>Tabela 8</b>	Índices de Desempenho Energético (IDEs) estabelecidos para a ETAR Paço de Sousa.	<b>Pág 44</b>
<b>Tabela 9</b>	Determinação do $IDE_2$ (kWh/kg CQO <sub>rem</sub> ) a partir do CQO removido anualmente (kg) e do consumo médio anual (kWh/ano).	<b>Pág 45</b>
<b>Tabela 10</b>	Parâmetros meteorológicos mensais obtidos a partir do software <i>Meteonorm</i> para um ano típico meteorológico (TMY) - Irradiação global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> ), Radiação Difusa Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> ), Temperatura (C°), Humidade Relativa (%) e Precipitação (mm).	<b>Pág 56</b>
<b>Tabela 11</b>	Valores obtidos de potência a instalar (kWh), de acordo com as necessidades energética em cada mês do ano.	<b>Pág 80</b>
<b>Tabela 12</b>	Resultados obtidos da largura de painel FV, dependendo do número de módulos ligados em série ( $N_s$ ).	<b>Pág 83</b>
<b>Tabela 13</b>	Valores obtidos, para o intervalo de $N_{F_{A1}} = [1;5]$ , dos dois critérios de seleção do número ideal de fileiras ( $N_{F1}$ ) para a área 1: $N_{mod A1}$ e $C_{exc}$ .	<b>Pág 84</b>
<b>Tabela 14</b>	Valores obtidos, para o intervalo de $N_{F_{A2}} = [1;5]$ , dos dois critérios de seleção do número ideal de fileiras ( $N_{F2}$ ) para a área 2: $N_{mod A1}$ e $C_{exc}$ .	<b>Pág 85</b>
<b>Tabela 15</b>	Tabela de intensidade de correntes admissíveis para cabos de cobre de baixa tensão – adaptada de dos Santos, J. N. (2005) - Condutores e cabos de energia. <i>Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto</i> .	<b>Pág 90</b>
<b>Tabela 16</b>	Valores obtidos de potência a instalar ( $P_{FV}$ ), de forma a suprimir as necessidades energéticas para cada mês do ano, considerando a produção por cogeração.	<b>Pág 92</b>
<b>Tabela 17</b>	Tabela relativa ao rácio de perdas mensais por sujidade dos módulos FV, calculadas a partir da folha de cálculo.	<b>Pág 100</b>
<b>Tabela 18</b>	Valores estimados da contribuição energética do sistema FV (%) e das perdas totais do sistema (MWh).	<b>Pág 105</b>
<b>Tabela 19</b>	Estimativa de energia produzida anualmente pelo sistema FV – cenário 1.	<b>Pág 107</b>

<b>Tabela 20</b>	Estimativa de energia produzida anualmente pelo sistema FV – cenário 2.	<b>Pág 108</b>
<b>Tabela 21</b>	Projeção dos rendimentos provenientes da produção energética do sistema FV, ao longo dos 25 anos, para os cenários 1 e 2.	<b>Pág 113</b>
<b>Tabela 22</b>	Custos económicos associados ao sistema FV, para ambos os cenários.	<b>Pág 114</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A demanda energética mundial sofreu uma redução de 4% de 2019 para 2020, valor influenciado pela crise pandémica mundial associada à doença SARS Cov-2 [3], assim como as emissões de CO<sub>2</sub> que em Abril de 2020 registaram uma diminuição média diária de 26% [4]. No entanto, estes valores representam uma variação excecional, sendo previsto um natural aumento da demanda energética de 4,6% em 2021 [5]. Nos cenários mais realistas, este crescimento deverá manter-se nos próximos anos [5], relacionando-se com o previsto incremento demográfico, que aponta para um crescimento de cerca de 22% da totalidade da população mundial até 2050, para um cenário intermédio [6]. De forma a suprir esta tendência, será sempre necessário um proporcional aumento na disponibilidade de energia, sendo criada uma maior pressão sobre os recursos de combustíveis fósseis.

Os combustíveis fósseis têm sido interpretados como as fontes convencionais de energia, mas devido a fatores como a sua vertente poluente, nomeadamente as emissões de CO<sub>2</sub> e gases efeito de estufa, assim como a limitação na abundância do petróleo e seus derivados [7], são alvo de uma transição económica global, que vigora atualmente no sentido de os substituir por fontes de energia renováveis (FER) e que reestrutura aos poucos as relações internacionais, relativas ao sector energético [8].

A premência na aposta nas fontes de energias renováveis tem sido mais do que evidente, com diferentes incentivos económicos e políticos a serem implementados nesse sentido. A meta estabelecida pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) tem como objetivo sustentar a procura de energia mundial a partir das FER, projetando para 2050 uma representatividade de dois terços da energia total [9]. De acordo com este cenário energético, a União Europeia legislou uma Diretiva de reformulação (2018/2001/EU), cuja meta almeja atingir uma representação no consumo energético das FER de 32%, para o ano de 2030. A diretiva inicial (2009/28/EC) previa uma quota representativa das FER de 20% para 2020, em conformidade com as metas 20-20-20 do Pacote de Energia e Clima 2020, tendo esta meta sido atingida precocemente em vários estados-membros [10].

A aposta nas FER tem sido significativamente visível a partir do início do século XXI, tendo acelerado bastante até 2020 [3]. Apesar da recente crise pandémica relativa ao vírus SARS-Cov-2 e do impacto causado nos projetos de energias renováveis em curso para 2020 e 2021, as FER mantiveram-se resilientes, sendo expectável um crescimento exponencial nos próximos anos, no sentido de dar continuidade à permuta entre esta forma de energia e os combustíveis fósseis, como maiores fornecedores de energia no mix energético mundial [3].

O crescimento das FER tem sido potenciado na União Europeia, nos últimos anos, especialmente devido ao rápido crescimento e expansão da energia eólica e da energia solar fotovoltaica [5]. Apesar de representar apenas 2,8% da produção de energia elétrica a nível mundial, a energia solar fotovoltaica registou o aumento mais acentuado entre todas as fontes de energia renováveis no ano de 2019, com um notável crescimento de 24,3% a nível mundial, sendo que África (96,7%) e o Médio Oriente (95,4%) foram as regiões do globo que registaram um incremento percentual mais expressivo [11].

O investimento na energia solar FV nos últimos 15 anos é evidente, dado que em 2006, esta FER registava uma produção de 2 500 GWh em toda a EU, contrastando com o valor registado de 131 626 GWh em 2019 [3].

A tendência europeia é também acompanhada em Portugal, existindo um enorme potencial para a instalação de painéis solares FV devido às condições geoclimáticas associadas a valores de irradiância bastante acima da média europeia [12]. Em Junho de 2021, a energia solar fotovoltaica, em Portugal, registava uma produção de 1 868 GWh para o último ano móvel (de Junho de 2020 a Junho 2021) [13].

Para além dos recursos energéticos, a intensificação de atividade industrial tem causado um uso excessivo de outros recursos [14]. Fruto de fatores como o aumento demográfico e o aumento na poluição nos subsistemas terrestres, as previsões recentes apontam também para um aumento na procura de água, para o setor doméstico, da indústria e da agricultura, até 2050, de 20% a 30% [15].

Com as limitações dos recursos naturais, a interação água-energia assume um valor muito importante, não só porque o tratamento de água requer consumo energético e a água, por sua vez, é uma forma de produção de energia, mas também porque se encontram interligados na produção e consumo de outros produtos [16].



## **2 OBJETIVOS**

As Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR) têm a função de tratar as águas residuais, de origem doméstica ou industrial, ou seja, efetuar a recolha, transporte, tratamento e descarga de águas residuais, assim como a descarga de lamas provenientes do tratamento dessas mesmas águas (Decreto-Lei n.º 130/2012, 22 Junho) e podem apresentar-se como uma solução sustentável para a crescente procura na disponibilidade água nos diversos setores.

No entanto, as ETARs são consumidores intensivos de energia [17], sendo de elevada importância a implementação de melhorias na eficiência dos seus processos, mas também de sistemas de produção de energias renováveis que possam sustentar o aumento de consumo energético, enquanto contribuem para atenuar a escassez de água.

O interesse na sinergia entre ETARs pequenas e médias com sistemas FV tem aumentado, podendo ser viabilizada a sua exploração a grande escala para as novas estações de tratamento [18].

O presente estudo propõe inicialmente uma análise ao consumo energético dos equipamentos de uma ETAR de lamas ativadas de dimensão média, de modo a compreender as fases de tratamento e avaliar potenciais melhorias que poderão ser implementadas, uma vez que a melhoria na eficiência dos processos culminará numa diminuição do consumo energético.

Posteriormente, o principal foco recai no dimensionamento e na instalação de uma unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo (UPAC), ligada à rede, com venda do excedente de energia. A partir do contributo energético e da viabilidade económica para o caso de estudo, será possível aferir o enquadramento do aproveitamento de energia solar fotovoltaica a nível nacional, viabilizando projetos semelhantes para outras ETARs.

## **3 CARACTERIZAÇÃO E FUNCIONAMENTO DAS ETAR**

Tal como descrito em 1914, em Manchester, por Adern e Lockett, o processo de lamas ativadas é o tratamento biológico mais comum em todo o mundo, sendo utilizado para tratar águas residuais municipais e industriais [19].

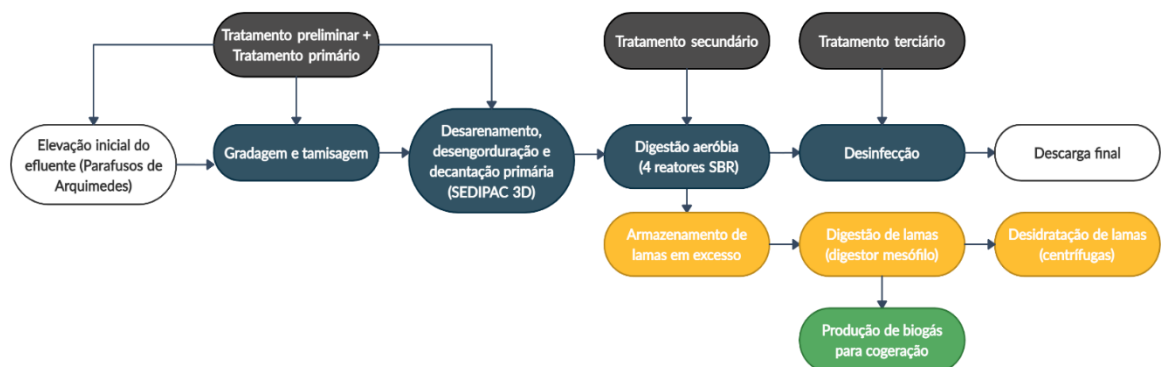
Este capítulo pretende efetuar uma descrição geral dos processos inerentes às fases de tratamento de uma ETAR de lamas ativadas, para posterior análise dos processos energéticos.

No processo de lamas ativadas, existe uma biomassa bacteriana em suspensão (as lamas ativadas) que tem a função de remover os poluentes. Dependendo da aplicação, uma ETAR de lamas ativadas poderá remover o azoto (N) e o fósforo (P) biológico, para além dos compostos de carbono.

O processo de tratamento de águas residuais da ETAR de Paço de Sousa divide-se em duas fases distintas: fase líquida e fase sólida. Neste capítulo é descrita a execução sequencial dos diversos tratamentos de cada fase a serem aplicados no efluente.

Os processos de tratamento são semelhantes a outras ETAR de tamanho e metodologia similar, no entanto a descrição irá sempre compreender algumas particularidades do caso de estudo. A descrição geral dos processos está apresentada na figura 1.

### 3.1 Fase líquida



**Figura 1** – Fluxograma referente à metodologia de tratamento do efluente na ETAR Paço de Sousa.

#### 3.1.1 Elevação inicial (parafusos de Arquimedes)

No caso de estudo, anteriormente ao início dos processos de tratamento, é requerida a elevação inicial do efluente para uma cota de 124,46 m, sendo que o efluente bruto (líquido) chega à ETAR a uma cota de soleira de 105,37 m (elevação de 19,09 m). Esta elevação efetua-se a partir de 2 estágios de grupos de Parafusos de Arquimedes, em que cada estágio compreende 2 parafusos em funcionamento e um de reserva.

O processo, embora exigente quanto ao consumo de energia, é necessário para que os restantes processos e tratamentos decorram de acordo com o desnível piezométrico (de forma gravítica, sem gastos de energia para transporte do efluente). Estes parafusos estão munidos de comportas automáticas que permitem controlar a afluência aos parafusos, sendo possível isolar o funcionamento de cada parafuso individualmente.

#### 3.1.2 Tratamento preliminar e primário

##### 3.1.2.1 Gradagem e tamisagem

Na fase líquida o efluente é tratado inicialmente através de vários processos físicos.

A gradagem permite reter partículas sólidas de maiores dimensões [20]. Inicialmente, no tratamento preliminar, a gradagem é efetuada de forma mecânica por grelhas com um espaçamento de 40 mm.

Posteriormente, existem duas linhas de tamisadores filtrantes rotativos com uma espessura de 3 mm que completam o processo.

### **3.1.2.2 Desarenamento/Desengorduramento e Decantação primária**

O processo de desarenamento e desengorduramento é tipicamente subsequente à gradagem e tamisagem, descrevendo o processo em que são retiradas as areias do efluente e a suspensão de óleos e gorduras à superfície, o que permite a sua remoção.

Na ETAR de Paço de Sousa, o tratamento preliminar está acoplado ao processo de decantação primária (tratamento primário) e é efetuado, na íntegra, num único órgão (SEDIPAC 3D), sendo que existem duas unidades em funcionamento. A sua operacionalização divide-se nos três processos descritos anteriormente:

Inicialmente atua um reactor capaz de injetar ar comprimido por difusores de bolha média, de forma a assegurar a separação das areias da matéria orgânica que as envolve (desarenação através de um fluxo descendente). As areias agregam-se assim no fundo das duas fossas, onde são posteriormente extraídas.

Posteriormente, existe uma outra zona de alimentação do decantador por difusores de ar que separam as gorduras por flotação (desengorduramento a partir de um fluxo ascendente). Após estarem suspensas à superfície, estas serão drenadas por uma caleira de superfície com acionamento automático. Este processo separa-se em dois compartimentos (por órgão).

Finalmente, o processo de decantação primária (tratamento primário) é efetuado por um pré-decantador capaz de filtrar a maior parte da matéria em suspensão do efluente líquido, enquanto a restante matéria é removida na zona de decantação lamelar, através das barreiras físicas ao fluxo superficial da massa de água. A decantação lamelar ocorre numa zona equipada com uma ponte raspadora de fundo, sendo a água extraída para uma fossa central.

Este órgão é alimentado por dois compressores para suprimir a procura exercida pelas redes de difusores instalados. O processo de extração de areias (desarenamento) tem duas fossas de extração em cada unidade do SEDIPAC 3D, sendo efetuada através de um processo de bombeamento que irá assegurar o transporte das areias para o edifício de pré-tratamento onde irão ser classificadas.

Além disso, importa referir que as gorduras terão de ser bombeadas para um concentrador (situado junto ao tanque de lamas mistas), que permite que sejam concentradas antes de entrarem no tanque de lamas mistas espessadas. Neste caso está instalado um mecanismo de bypass que permite que as gorduras possam ser transportadas diretamente para o digestor, caso não haja necessidade de utilizar o concentrador.

Não existem gastos energéticos no transporte do efluente pré-tratado dos decantadores primários para os tanques de arejamento, uma vez que este processo foi calculado para que ocorra de acordo com a força gravítica.

O consumo energético do SEDIPAC 3D está relacionado com o funcionamento dos dois compressores que alimentam as redes dos difusores de ar, conjuntamente com o sistema de bombagem instalado para extração de lamas.

### **3.1.3 Tratamento secundário**

Após o tratamento primário, o efluente líquido passará por 4 selectores que têm a função de controlar o desenvolvimento de microorganismos que possam causar *bulking*, ou seja a formação de colónias de bactérias filamentosas, fator que prejudica a decantação das lamas. Estes selectores misturam o efluente bruto com as lamas recirculadas na fase inicial do ciclo.

Consequentemente, efluente transita para os reactores biológicos sequenciais – *Sequential Batch Reactors* (SBR) – CYCLOR. O sistema SBR é uma variante do processo convencional de lamas ativadas [21], em que as águas residuais são adicionadas e tratadas num só reator, embora possam ser utilizados vários, de forma a otimizar o desempenho do sistema [22]. A operação dos SBR consiste em quatro fases sequenciais: fase de enchimento, fase de arejamento, sedimentação e saída do efluente tratado [21].

No caso de estudo, existem 4 reatores a operar de forma totalmente independente. O processo é operacionalizado em modo sequencial descontínuo, existindo então uma alimentação alternada a cada uma das células (reatores), gerando os ciclos de enchimento, decantação e esvaziamento.

O ciclo completo tem 4 horas e 20 minutos (em condições normais). A fase de enchimento e arejamento é a mais longa, contemplando 130 minutos, a fase de decantação decorre em 65 minutos e a fase de esvaziamento dura outros 65 minutos. É de salientar que as três fases decorrem em todos os reatores, sendo que os processos são temporalmente desfasados.

No tanque de arejamento de uma ETAR com sistema de lamas ativadas, existe um ecossistema com grande biodiversidade, apresentando mais de 300 espécies diferentes de bactérias [23]. Em termos biológicos, existem três ecossistemas bacterianos: o aeróbio heterotrófico que tem a função de degradar os compostos de carbono, atuando em fase aeróbia (presença de oxigénio), o aeróbio autotrófico que promove a oxidação dos compostos azotados a nitratos, atuando também em fase aeróbia e finalmente o aeróbio heterotrófico que permite eliminar os nitratos formados, num ambiente privado de oxigénio.

A fase de arejamento é potenciada através de 5 difusores de ar que transferem oxigénio para o tanque, numa fase em que é favorecida a oxidação biológica da matéria orgânica, ou seja, o ecossistema de

bactérias aeróbias que degradam os compostos orgânicos. Durante esta fase, decorre uma recirculação de licor misto (suspensão dos microrganismos em flocos), com a finalidade de estabelecer uma correta proporção entre os poluentes e a comunidade biológica. Simultaneamente, caso as concentrações de azoto sejam suficientes, decorrem processos de desnitrificação, dado que num ambiente aeróbio, também os microrganismos aeróbios autotróficos irão proliferar.

Após a interrupção do arejamento e do volume do efluente bruto, poderá ser iniciada a fase da decantação. Com a ausência das anteriores perturbações hidráulicas, as lamas irão sedimentar, ou seja, irão precipitar e concentrar-se no fundo do reator. Esta fase e a seguinte são anaeróbias, portanto as bactérias nitrificantes (constituintes de um ecossistema anaeróbio heterotrófico) procedem ao processo de nitrificação, eliminando os nitratos formados.

Na fase de esvaziamento, o tanque é caracterizado pela estratificação das lamas em sedimentação no fundo do tanque, enquanto a água tratada (à superfície) é descarregada para fora do reator. Após a drenagem da água decantada, é fechada a saída de água e é reiniciado o ciclo, retomando a fase de enchimento/arejamento.

As lamas acumuladas no reator são extraídas para posterior espessamento (na fase sólida).

Do ponto de vista energético, este processo representa, a par da elevação inicial pelos parafusos de Arquimedes, o maior dispêndio energético de toda a ETAR. O consumo principal está associado aos compressores que alimentam as redes de difusão de ar.

### **3.1.4 Tratamento terciário (UV)**

O caudal do efluente tratado é medido através de um medidor eletromagnético, antes de ser transportado para o tratamento terciário.

No espectro eletromagnético, as ondas UV capazes de dizimar a vida microbiana situam-se no intervalo de comprimento de onda ( $\lambda$ ) que varia entre 100 e 300 nm, sendo a radiação capaz de danificar os ácidos nucleicos destas formas de vida, inibindo que estes sejam replicados pelas células, sendo esta inibição fatal para os organismos.

Este tratamento é assegurado por dois canais equipados com um módulo de lâmpadas ultravioletas que emitem radiação UV-C, cujo  $\lambda$  toma o valor de 253,7 nm, capaz de inativar as colónias de bactérias coloidais, atuando sobre os ácidos nucleicos das células (DNA e RNA), impedindo o desenvolvimento dos organismos e a sua sobrevivência. A eficiência irá depender da dose de radiação UV-C aplicada, do microrganismo e do tempo de exposição.

É um processo já bastante comum e vantajoso em relação à tradicional adição de cloro, uma vez que não produz subprodutos, nem resíduos químicos [24].

O tratamento terciário está dependente da eficiência dos processos a montante, principalmente a nível dos sólidos suspensos totais (SST), dado que o excesso deste parâmetro confere uma proteção física aos microorganismos, comprometendo a eficácia da dose de UV-C aplicada. No entanto, atendendo a que o valor de SST é já bastante reduzido (inferior a 15 mg/L) devido à eficiência dos ciclos dos reactores SBR CYCLOR, não será um fator de risco, dispensando até a presença de microtamisadores, utilizados por vezes para atenuar cargas elevadas de sólidos.

As lâmpadas UV utilizadas neste processo de desinfecção são de baixa pressão, com uma eficiência de cerca de 90% e um tempo de vida de 13 000h, apresentando um baixo consumo elétrico. Os elementos básicos do equipamento são módulos verticais com 40 lâmpadas de 165 W de potência elétrica.

### **3.2 Fase sólida**

A fase sólida diz respeito aos subprodutos formados no tratamento do efluente, sendo designados vulgarmente por lamas. Este tratamento é realizado no edifício de tratamento de lamas que contém dois tanques: o tanque de lamas em excesso e o tanque de lamas mistas.

Esta fase tem início no tratamento primário, no processo de separação de gorduras que são enviadas para o concentrador de gorduras, sendo posteriormente armazenadas no tanque de lamas mistas espessadas. Estas lamas primárias serão conseqüentemente sujeitas a um espessador gravítico, de forma a prevenir o depósito de detritos nos órgãos seguintes (digestores). Este espessador é munido de uma bomba de extracção no fundo, que possibilita o transporte para o tanque de lamas mistas.

Por sua vez, as lamas biológicas (lamas excedentes dos reatores SBR) são bombeadas para o tanque de lamas em excesso, onde existe um caudalímetro para contabilizar as lamas extraídas dos reatores. Neste tanque existe um agitador submersível para homogeneização das lamas. Posteriormente, as lamas biológicas são bombeadas para as mesas de espessamento. Após os processos de espessamento, as lamas biológicas são também encaminhadas por uma bomba submersível para o tanque de lamas mistas, enquanto as escorrências são integradas numa rede à parte.

As lamas resultantes do tanque de lamas mistas serão digeridas num reator, em ambiente anaeróbio, em que coexistem dois tipos de bactérias.

As bactérias hidrolisantes degradam a matéria orgânica, decompondo-a em ácidos gordos voláteis (AGV). Subseqüentemente, atuam as bactérias metanogénicas que irão degradar os AGV, produzindo metano (CH<sub>4</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), constituintes importantes do biogás que se pretende produzir, mas também sulfeto de hidrogénio (H<sub>2</sub>S) que terá de ser removido.

É importante referir que o tanque terá de operar a 35°C, precisamente porque as bactérias metanogénicas são mesófilas, ou seja, proliferam num intervalo de temperatura de 20-45°C.

O tratamento de digestão anaeróbia será o processo mais relevante para efeitos de autossustentabilidade da ETAR, apresentando um balanço energético bastante positivo, devido ao processo de cogeração.

Neste tratamento é produzido o biogás que será aproveitado para a produção de energia térmica, sustentando uma temperatura funcional de 35°C no processo da digestão, mas também para a produção de energia elétrica, a partir do processo de cogeração, e consequente exportação para rede.

De forma a obter uma maior concentração em metano do biogás, é necessário proceder à sua dessulfurização (eliminar o sulfeto de hidrogénio - H<sub>2</sub>S - produzido pelas bactérias). Para o efeito, é aplicado cloreto de ferro (FeCl<sub>3</sub>) ainda no tanque de lamas espessadas, atuando como reagente na digestão anaeróbia e impedindo a formação de H<sub>2</sub>S.

O digestor encontra-se acoplado à tocha, tendo como finalidade a produção de energia térmica para o aquecimento das lamas, e a um gasómetro de dupla membrana que permite estabilizar a pressão ideal para o biogás (20 mbar). O gasómetro tem uma capacidade para armazenar 540 m<sup>3</sup>.

A potência nominal deste sistema de cogeração encontra-se definida de acordo com as necessidades de aquecimento das lamas da digestão. Para uma carga de 100%, são produzidos 172 kW de potência elétrica à saída do alternador, e 207 kW de potência térmica (a partir de recuperação do calor dissipado).

Energeticamente, este processo de cogeração terá uma enorme influência na sustentabilidade energética, uma vez que em funcionamento pleno é capaz de produzir uma grande parte da energia total consumida pela ETAR.

No final deste processo irá ocorrer a desidratação mecânica das lamas, a partir de duas centrífugas.

### **3.3 Desodorização**

Os odores emitidos pelas águas residuais são reconhecidos como tendo um impacto significativo no funcionamento de esgotos e ETAR, mas também a um nível social nas comunidades adjacentes [25].

Existem vários tratamentos de desodorização disponíveis a aplicar em ETAR, sendo a biodesodorização um dos processos mais vantajosos principalmente por dispensar a aplicação de reagentes de neutralização que poderão ser bastante dispendiosos. Este processo consiste em transportar os gases através de um leito biológico (turfa), onde se desenvolvem microorganismos capazes de metabolizar os compostos causadores de odores.

O processo é iniciado com a compressão do ar poluído, sendo posteriormente deposto de forma uniforme sob o fundo do biofiltro que é constituído por uma plataforma capaz de suportar 1,5 m de

material biológico onde se desenvolve a biomassa capaz de metabolizar os produtos do odor. O biofiltro é constituído maioritariamente por casca de pinheiro.

Do ponto de vista energético, este processo não é dos mais dispendiosos, mas requer a utilização de um ventilador.

### 3.4 Consumo energético típico em ETARs

Com a finalidade de tratar o efluente e cumprir com as metas propostas, é exigida à ETAR uma série de processos físicos, mecânicos, químicos e bioquímicos, sendo que alguns desses processos irão exigir um elevado consumo energético. As ETARs são consideradas consumidoras intensivas de energia, sendo abrangidas pelo Decreto-Lei 71/2008 de 15 Abril.

O consumo elétrico típico para uma ETAR de lamas ativadas de média dimensão está distribuído percentualmente, de acordo com a tabela 1 [2].

**Tabela 1** – Consumo típico em ETAR de acordo com o tipo de tratamento – adaptado de [2].

<b>Tipo de tratamento</b>		<b>Consumo percentual (%)</b>
<b>Tratamento preliminar</b>	Elevação	15-50%
	Gradagem	0,1-0,01%
	Tamisação	1%
<b>Tratamento primário</b>		≤1%
<b>Tratamento secundário</b>		50%
<b>Tratamento de lamas</b>	Espessamento	Por gravidade: 0,1-2%
		Por flotação: 2-10%
	Digestão anaeróbia	15-50%
	Desidratação	3-10%
<b>Desinfecção</b>		≤1%

Apesar da maioria das ETARs a nível mundial recorrerem ao processo de lamas ativadas [26], existe alguma variedade associada ao tipo de tratamento da ETAR. No entanto, os maiores consumidores energéticos são geralmente os sistemas elevatórios e os arejadores [27]. É importante então individualizar os grupos de consumidores, para proceder a um estudo acerca da sua eficiência.

A proposta de uma atenuação no balanço significativamente negativo de energia, deste tipo de estações, deverá ter por base a minimização dos consumos energéticos através da adoção de medidas de eficiência nos equipamentos, aliando-se à disponibilidade da ETAR para agregar sistemas de produção de energia.



## **4 METODOLOGIA DA ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO EM ETAR**

A fim de efetuar um estudo de avaliação prévia ao consumo energético da ETAR, será necessário proceder não só a uma análise do consumo, mas também à relação que existe entre esse consumo e alguns parâmetros importantes na eficácia do próprio tratamento da estação.

Neste capítulo é efetuada uma revisão das diferentes metodologias utilizadas para definir o desempenho energético de uma ETAR. Posteriormente, são elaborados índices de desempenho energético (IDE) que irão ser especificados com base nos parâmetros qualitativos mais importantes e a forma como são influenciados ao longo de todos os processos de tratamento.

### **4.1 Parâmetros qualitativos do efluente final**

#### **4.1.1 Parâmetros biológicos**

O rio Sousa, sobre o qual incide o caso de estudo, não é considerado como integrado numa zona sensível. Porém, atendendo à sua proximidade de zonas balneares, existem algumas restrições relevantes para as concentrações dos agentes microbianos. Como estabelecido no Decreto-Lei n.º 135/2009 e com os métodos de análise de referência ISO 7899 1 e ISO 9308 3, os *Enterococcus* intestinais e a *Escherichia Coli* de águas balneares são classificados como “boa qualidade” caso apresentem valores inferiores a 400 ufc/100 mL e 1000 ufc/100 mL, respetivamente. É com base nestes valores que se definem os limites de descarga para o efluente final.

O parâmetro biológico mais importante a considerar para a reutilização de águas são os coliformes fecais (no qual está presente a bactéria *E.coli*) presentes no efluente final, sendo legalmente exigida uma remoção até 100 NMP<sup>2</sup>/100 mL.

#### **4.1.2 Outros parâmetros qualitativos (oxigénio dissolvido)**

Para além das concentrações bacterianas anteriores, existem outros parâmetros relevantes para a avaliação da qualidade de água.

Um dos parâmetros mais comuns utilizados na caracterização de ETARs designa-se por carência bioquímica de oxigénio (CBO<sub>5</sub>) que quantifica o oxigénio dissolvido na água consumido por bactérias aeróbias durante 5 dias a 20°C [28]. O procedimento para medição é efetuado em laboratório, tendo em conta a ação respiratória dos microrganismos numa amostra de água ou lamas, após incubação durante o período designado e a temperatura pretendida [29]. Apesar de constituir o teste mais comum para a conformidade da descarga de efluente, este método tem algumas desvantagens, tais como o período temporal de análise (5 dias) que inviabiliza uma análise em tempo real. Outra desvantagem relaciona-se com o facto de as bactérias aclimatizadas não possuírem enzimas suficientes para degradar

os compostos orgânicos, dado que podem existir alguns compostos na amostra que podem inviabilizar as enzimas, tais como resíduos de cobre, de mercúrio ou de ácido crômico [30].

Outro parâmetro comum na avaliação qualitativa de ETARs denomina-se carência química de oxigênio (CQO) que mede o oxigênio dissolvido numa amostra, equivalente à quantidade de matéria orgânica, que é suscetível de ser oxidada por um composto químico forte [31]. O teste é efetuado numa solução ácida com um agente oxidante [30]. Os resultados finais são recalculados para mg de O<sub>2</sub> por litro de efluente tratado.

A razão entre CBO<sub>5</sub> e CQO indica a fração biodegradável de um efluente [29].

Existe também outro parâmetro a ter em conta: sólidos suspensos totais (SST) que caracteriza os sedimentos suspensos introduzidos no efluente por diversas fontes, tais como descargas, eventos de ressuspensão ou atividades de dragagem, contendo uma mistura de partículas orgânicas e inorgânicas, que se encontram diretamente relacionadas com a qualidade da água [32].

No Decreto-Lei n°152/97, estão estabelecidos os valores mínimos para os parâmetros inframencionados para as descargas das estações de tratamento de águas residuais urbanas. Estes limites legislativos estão apresentados na tabela 2.

**Tabela 2** – Requisitos mínimos para os parâmetros qualitativos nas descargas de tratamento de águas residuais urbanas – adaptado de Decreto-lei n°152/97.

<b>Parâmetro</b>	<b>Concentração</b>	<b>Percentagem mínima de redução</b>	<b>Método de referência de medição</b>
CBO <sub>5</sub>	25 mg/L O <sub>2</sub>	70%-90%	Amostra homogeneizada, não filtrada e não decantada. Determinação do oxigênio dissolvido antes e depois da incubação de cinco dias a 20oC±1°C, na total ausência de luz. Adição de um inibidor da nitrificação.
CQO	125 mg/L O <sub>2</sub>	75%	Amostra homogeneizada, não filtrada, não decantada. Dicromato de potássio.
SST	35 mg/L para população equivalente superior a 10 000. 60 mg/L para população equivalente entre 2000-10000.	90% para com população equivalente superior a 10 000. 60% mg/L para população equivalente entre 2000-10000.	Filtração de uma amostra representativa através de um filtro de membrana de 0,45 mm. Secagem a 105°C e pesagem. Centrifugação de uma amostra representativa (durante pelo menos cinco minutos a uma aceleração média de 2800g a 3200 g). Secagem a 105° e pesagem.

## 4.2 Índices de Desempenho Energético (IDEs)

De forma a melhorar o desempenho energético em ETARs será essencial fomentar uma análise comparativa (estudo de *benchmarking*) global, pesem, no entanto, as limitações associadas à variedade dos processos de ETARs, bem como as diferentes fases de tratamento e as suas distintas funções [2, 33].

Atualmente não existe uma metodologia padrão a nível mundial para avaliar o desempenho energético em ETAR [17]. No entanto, existem já alguns sistemas de análise comparativa entre ETARs que têm confirmado o seu sucesso nos últimos anos. Após dez anos de esforços em auditorias energéticas e análises comparativas, alguns países da Europa Central têm implementado medidas, registando reduções percentuais significativas no consumo energético em ETARs, como é o caso da Suíça (38%), da Alemanha (50% em 344 ETARs) e da Áustria (30%) [33].

Apesar da ausência de um documento normativo internacional, existem várias metodologias em desenvolvimento, com destaque para a metodologia ENERWATER que se encontra em fase de aprovação pelo Comité Europeu de Normalização (CEN) [17]. Este tipo de metodologia tem por base a elaboração de índices de desempenho energético (IDE), sobre os quais se focou este estudo.

Os IDEs mais utilizados para avaliação do desempenho energético são, naturalmente, o consumo de energia elétrica por volume de água tratada (em kWh/m<sup>3</sup>) (IDE<sub>1</sub>), o consumo de energia elétrica por quantidade de CQO removido (em kWh/kg CQO<sub>rem</sub>) (IDE<sub>2</sub>) e o consumo de energia elétrica por população equivalente (kWh/P.E.) (IDE<sub>3</sub>) [2, 34].

Os IDE<sub>1</sub> (kWh/m<sup>3</sup>) e IDE<sub>3</sub> (kWh/P.E.) apresentam algumas limitações porque não consideram as diferenças qualitativas existentes no efluente de chegada às ETARs, dado que um maior grau de diluição dos compostos irá refletir, nestes indicadores, uma maior eficiência na sua remoção [17].

O consumo de energia elétrica por volume de efluente tratado numa ETAR poderá variar entre 0,26–0,84 kWh/m<sup>3</sup> [27], no entanto o intervalo de referência para estações de tratamento por lamas ativadas, a nível mundial, varia entre 0,30–0,65 kWh/m<sup>3</sup> [35].

O indicador mais sensível é o IDE<sub>2</sub> (kWh/kg CQO<sub>rem</sub>) que, ao avaliar a remoção de matéria orgânica, fornece informação mais precisa, uma vez que esta remoção é um dos maiores contributos para o consumo energético em ETAR [17].

O CQO removido deverá ser convertido de mg/L para kg/L e posteriormente para kg, a partir do volume de efluente (que terá de ser convertido de m<sup>3</sup> para L).

$$CQO_{rem}(kg) = CQO_{rem} \left( \frac{kg}{L} \right) * Volume (L) \quad (1)$$

O intervalo de referência a considerar para o  $IDE_2$  é de 0,5–1,8 kWh/kg CQO [36], que se baseia nos valores obtidos para o 1º e 4º quartil, no estudo de 17 ETARs portuguesas, ao longo de 5 anos [36]. No entanto valores inferiores podem surgir [37], sendo igualmente aceites, uma vez que registam um maior desempenho energético.

Por sua vez, o  $IDE_3$  para ETARs de dimensão semelhante ao caso de estudo (entre 10 000 e 100 000 habitantes equivalentes) será considerado de boa qualidade, caso apresente valores inferiores a 42 kWh/P.E anuais, de acordo com a classificação estabelecida em [38]. No presente estudo procedeu-se à elaboração dos três IDEs supramencionados para uma futura análise comparativa, sendo que a ausência de uma metodologia padrão globalizada impede de posicionar os índices obtidos num intervalo fixo de valores de referência e de os categorizar. Entretanto, recorreu-se à informação presente na bibliografia para estabelecer algumas comparações.

## 5 CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO: ETAR DE PAÇO DE SOUSA

A ETAR de Paço do Sousa é uma estação construída em 2015 e reestruturada em 2018 para o tratamento de águas residuais produzidas no concelho do Paço do Sousa, no Município de Penafiel (Latitude( $\phi$ ): 41°10'31.20''N; Longitude: -8°20'26.82''O).

O tratamento do efluente é efetuado através do processo biológico de lamas ativadas (precedente ao tratamento primário) através de quatro células de reactores SBR (*Sequencing Batch Reactor*). Existe ainda um tratamento terciário de desinfecção do efluente por radiação UV-C.

A ETAR apresenta capacidade para tratar os efluentes produzidos por 64 610 habitantes equivalentes (P.E.), após ter potenciando as suas infra-estruturas em 2018. Os valores previstos no projeto de execução para o caudal diário de efluente tratado e de CQO removido estão expressos na tabela 3.

**Tabela 3** – Dados previstos relativos à quantidade e qualidade do efluente, assim como a população estimada (habitantes equivalentes).

<b>Afluência à rede</b>	<b>Valores</b>
Caudal médio diário (m <sup>3</sup> /dia)	10,725
CQO removido médio diário (mg/L O <sub>2</sub> )	795
População equivalente (habitantes equivalentes)	64610

### 5.1 Análise do consumo energético no caso de estudo

De modo a efetuar um estudo preliminar do panorama energético antecedente à integração do sistema fotovoltaico, solicitou-se à ETAR Paço de Sousa todos os dados de consumo energético, bem como de produção de biogás por cogeração, obtidos a partir da fatura da empresa de distribuição de eletricidade (EDP). Foi também solicitado o volume de efluente tratado, quantificado a partir do diferencial entre a medição obtida pelo caudalímetro eletromagnético instalado no segundo estágio dos parafusos de Arquimedes e os valores obtidos pelos caudalímetros instalados à entrada dos reactores SBR.

Os seguintes dados foram gentilmente fornecidos pelo Eng. Ricardo Couto, engenheiro responsável da ETAR:

- Consumo energético da ETAR – kWh (dados horários de 2019 e 2020)
- Produção elétrica por cogeração – kWh (dados horários de 2020)
- Volume de efluente tratado – m<sup>3</sup> (dados diários de 2019 e 2020)
- Dados referentes ao CQO presente no efluente de chegada e ao CQO removido após o tratamento – mg/L O<sub>2</sub> (dados de 2019 e 2020)

Além do consumo total, foram também cedidos dados de consumo individuais dos seguintes equipamentos e processos:

- Parafusos de Arquimedes (Elevação) – kWh (Dados diários de 2019 e 2020)
- Geral Lamas (inclui centrifugas, desodorização, cogeração e outros processos do edifício de lamas) – kWh (dados diários 2019 e 2020)

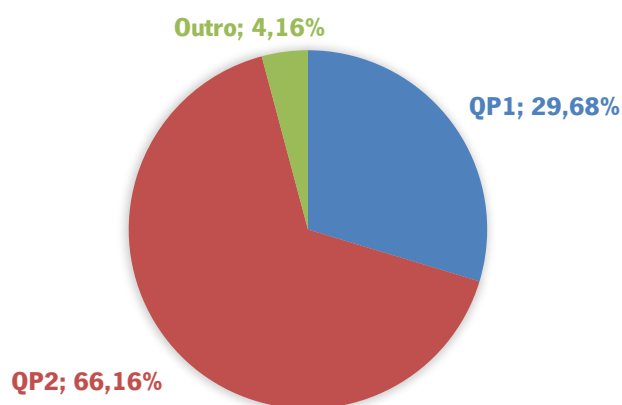
Também foram disponibilizados os dados individuais de alguns processos e equipamentos relevantes, no entanto, como esses valores apenas se encontram disponíveis de Junho a Dezembro de 2020, os valores apenas irão ser apresentados de forma percentual, tendo em conta o consumo total da ETAR (registado no QGBT) nesse respetivo período. Naturalmente, estes dados não foram considerados por apresentarem uma sazonalidade incompleta.

- Desodorização – kWh (dados diários a partir de 01/06/2020)
- Compressores – kWh (dados diários a partir de 01/06/2020)
- Centrifugas – kWh (dados diários a partir de 01/06/2020)

O consumo energético da ETAR foi fornecido com base nos valores registados no quadro elétrico das instalações. O consumo total de energia elétrica está registado no quadro geral (QGBT), que se encontra subdividido em dois quadros elétricos parciais (QP1 e QP2).

O QP1 agrega a informação de consumo referente aos parafusos de Arquimedes, tratamento preliminar e tratamento primário, enquanto o QP2 assinala os consumos de todo o tratamento das lamas (inclui as centrifugas), do edifício de exploração, dos compressores, do tratamento terciário e dos restantes equipamentos da estação. A figura 2 mostra os consumos percentuais de ambos os quadros parciais, para o período temporal de 2019 e 2020.

## CONSUMO ENERGÉTICO NA ETAR PAÇO DE SOUSA



**Figura 2** – Gráfico referente aos consumos energéticos percentuais do QP1 e do QP2.

O somatório dos dois quadros gerais não equivale aos consumos referentes ao quadro geral. Os 4,16% remanescentes foram justificados como perdas referentes ao posto de transformação.

O valor total representa o consumo médio anual da ETAR para os anos de 2019 e 2020, registando um consumo energético total de 1 503 066,3666 kWh (cerca de 1,5 GWh).

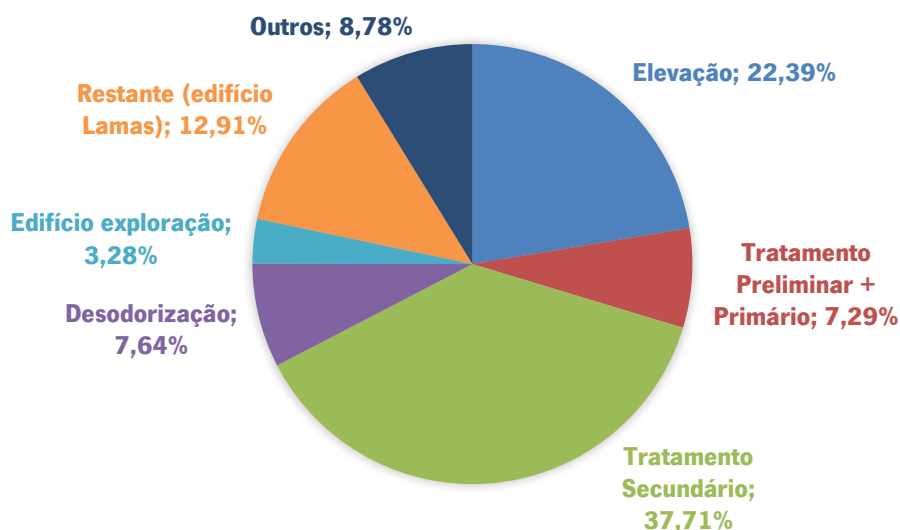
Com base nos valores fornecidos e nas diferentes fases de tratamento, optou-se por subdividir os consumos nos seguintes grupos de consumidores:

- Parafusos de Arquimedes
- Tratamento Primário + Tratamento Preliminar (SEDIPAC 3D)
- Tratamento Secundário
- Restante Lamas
- Outros

É importante mencionar que o “Restante Lamas” refere-se aos processos efetuados no tratamento de lamas, excluindo a desodorização e a ação das centrífugas. Por “Outros” define-se o tratamento terciário, as perdas relativas ao posto de transformação, entre outros gastos não especificados pela ETAR.

A média dos valores diários de consumo (kWh/dia) foi calculada relativamente ao período temporal de 2 anos dos diversos consumidores, sendo obtidas médias anuais (kWh/ano). A figura 3 apresenta os dados de consumo percentual, considerando o somatório dos valores diários entre 1 de Junho de 2020 até 31 de Dezembro de 2020 de cada consumidor específico.

### CONSUMO ENERGÉTICO NA ETAR PAÇO DE SOUSA



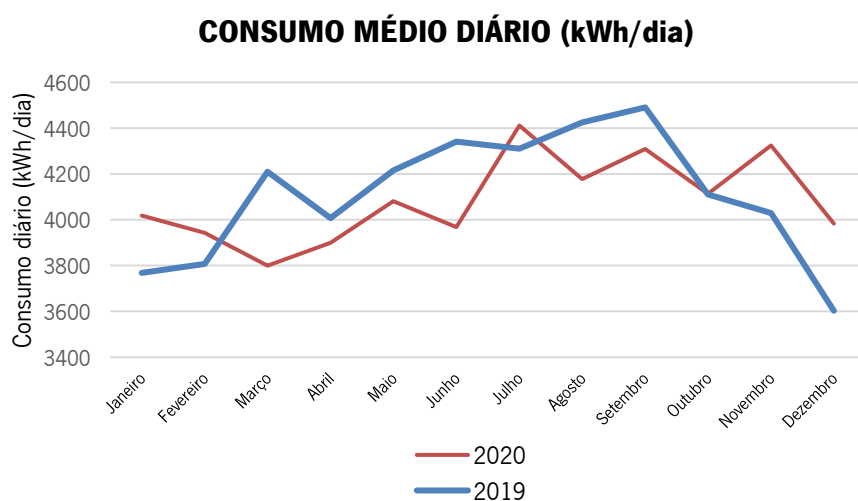
**Figura 3** - Gráfico referente aos consumos energéticos percentuais dos maiores grupos de consumidores energéticos.

Registrando um consumo elétrico agregado de 60,1% de toda a ETAR, os dois principais grupos de consumidores são a elevação inicial e os compressores de ar relativos ao tratamento secundário, sendo sobre estes que deverá incidir o foco em potenciais melhorias na eficiência e no desempenho energético.

É particularmente importante atender à existência de uma variação sazonal do consumo energético ao longo do ano, daí terem sido elaborados os diagramas de carga de 2019, 2020, e um diagrama de carga médio anual, presentes no anexo 3.

Na elaboração dos diagramas, foram considerados os valores horários de consumo energético dos dois anos. Efetuou-se uma média do consumo individual de cada hora para todos os dias de um mesmo mês. Após estabelecidos os 24 valores referentes a cada hora, foi elaborado o perfil do dia típico referente a cada mês.

No diagrama médio anual, foram tidos em conta os valores de 2019 e 2020 (ex: para um dia típico de Janeiro, registaram-se as 24 médias horárias - das 00:00 às 23:00 - de todos os dias referentes a Janeiro de 2019 e Janeiro de 2020). Os dados referentes à hora de mudança para o horário de inverno foram excluídos em ambos os anos, uma vez que o contador de energia assinalou um valor duplicado. A figura 4 regista o consumo médio diário (kWh/dia) de cada mês para cada um dos anos em análise.



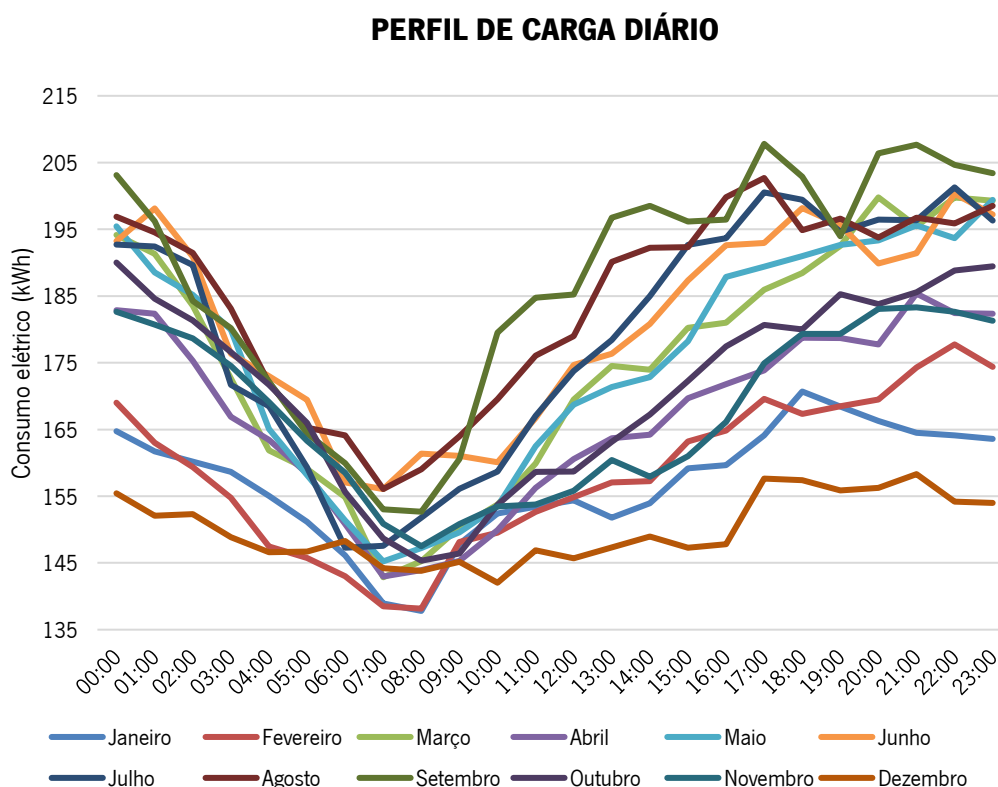
**Figura 4** – Variação do consumo energético para um dia típico referente a cada mês de 2019 e de 2020.

Ao analisar a figura 4, observa-se uma tendência em ambos os anos para a existência de um maior consumo de energia nos meses de Verão. O pico do consumo diário para 2020 ocorreu no mês de Julho que registou um consumo típico diário de 4411,62 kWh, enquanto o pico para o ano de 2019 foi mais tardio, assinalando para o mês de Setembro o valor de 4490,67 kWh consumidos por dia. Registou-se também uma diminuição muito acentuada no consumo para o mês de Dezembro em ambos os anos.



Outra variação importante a registrar é o perfil diário de consumo. No presente estudo não foram fornecidos dados acerca das horas de funcionamento de cada equipamento individual, no entanto, a partir dos dados de consumo geral, é possível compreender quais as horas de maior e menor carga elétrica na ETAR.

A partir do diagrama de carga médio anual, foi elaborada a figura 5 que apresenta o perfil de carga horária para um dia típico de cada mês.



**Figura 5** – Perfil de carga diária típica para cada mês do ano.

Assinalam-se diferenças significativas entre os perfis. Para o mês de Setembro (mês de maior consumo) o consumo energético é bastante irregular, registrando um consumo próximo de 200 kWh entre as 13:00 e as 00:00, seguindo-se uma diminuição gradual até às 07:00, hora onde é indicado o menor valor de consumo (146,49 kWh).

Já para o mês de menor consumo energético (Dezembro), assinalou-se um maior consumo noturno, registando-se um aumento a partir das 16:00, sendo atingido o pico de consumo às 22:00 (167,49 kWh), decrescendo posteriormente de forma mais significativa a partir das 02:00, sendo às 10:00 a hora de menor consumo energético (147,90 kWh).

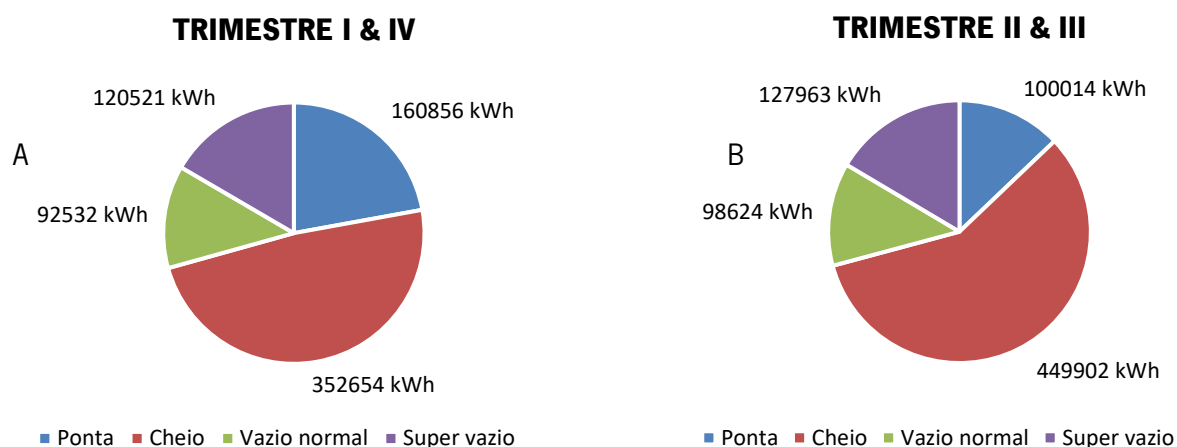
Com maior destaque nos meses de maior consumo, regista-se um incremento geral de carga na parte da tarde até às 00:00, seguido por uma diminuição durante a madrugada até atingir o período de menor consumo energético, entre as 07:00 e as 08:00.

A Diretiva nº11/2021 publicada no Diário da República emitiu a tarifa energética para o presente ano, definida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para média tensão (MT). Esta tarifa é tetra-horária, definindo períodos horários de super vazio, vazio, cheio e de ponta que variam sazonalmente. Para a ETAR Paço de Sousa, não são considerados ciclos semanais, apenas ciclos diários. Os valores da tarifa para cada período foram solicitados e estão indicados na tabela 4. A estrutura tarifária foi adaptada para valores horários.

**Tabela 4** – Ciclo diário da tarifa tetra-horária definida para os trimestres do ano.

<b>Trimestre I e IV</b>		<b>Trimestre II e III</b>	
<b>Período horário</b>	<b>Tarifa (€/kWh)</b>	<b>Período horário</b>	<b>Tarifa (€/kWh)</b>
Ponta: 17:00 - 22:00 h	0,1296	Ponta: 14:00 - 17:00 h	0,1296
Cheias: 22:00 - 00:00 h 07:00 - 17:00 h	0,1095	Cheias: 17:00 - 24:00 h 07:00 - 14:00 h	0,1095
Vazio normal: 00:00 - 02:00 h 06:00 - 07:00 h	0,0734	Vazio normal: 00:00 - 02:00 h 06:00 - 07:00 h	0,0734
Super vazio: 02:00 - 06:00 h	0,0734	Super vazio: 02:00 - 06:00 h	0,0734

A partir dos dados horários médios de consumo energético para 2019 e 2020, é possível determinar a quantidade de energia (kWh) consumida em cada período horário. Este procedimento será importante para uma posterior análise do custo económico associado. A partir de uma folha de cálculo, foi elaborada a figura 6.



**Figura 6** – Consumo energético relativo a cada período horário relativos ao 1º e 4º semestre (A) ao 2º e 3º trimestre (B).

Considerando a tarifa tetra-horária descrita na tabela 5 e os consumos energéticos relativos a cada período horário, determinou-se o custo relativo ao consumo energético para cada período e o para todo o ano ( $C_{W\text{anual}}$ ).

**Tabela 5** – Custos relativos ao consumo energético da ETAR obtidos a partir da tarifa de energia da ETAR Paço de Sousa para 2021.

		Tarifa (€/kWh)	Consumo (kWh)	Custo (€)
Trimestre I e IV	Ponta	0,1296	160855,8483	20 846,92 €
	Cheia	0,1095	352653,9197	38 615,60 €
	Vazio normal	0,0734	92532,24315	6 791,87 €
	Super vazio	0,0673	120521,1464	8 111,07 €
Trimestre II e III	Ponta	0,1296	100014,3064	12 961,85 €
	Cheia	0,1095	449902,1469	49 264,29 €
	Vazio normal	0,0734	98624,15493	7 239,01 €
	Super vazio	0,0673	127962,6009	8 611,88 €
Total anual			1503066,37	152 442,50 €

Uma vez que será proposta a instalação de um sistema FV para autoconsumo, é importante que os gastos energéticos sejam alocados ao máximo para um regime diurno, de modo que a produção de energia fotovoltaica os possa suprimir.

O facto de os períodos de insolação coincidirem com os períodos horários de maior custo (cheia e ponta) acaba por ser benéfico, uma vez que permite rentabilizar economicamente o autoconsumo.

### **5.1.1 Contributo da cogeração de biogás**

Após estabelecidos os diagramas de carga, é também importante compreender qual o balanço energético atual da ETAR, uma vez que o sistema de cogeração já se encontra em funcionamento no ano de 2020. Como tal, recorrendo à mesma metodologia elaborada para os outros diagramas, foi elaborado um diagrama de produção elétrica do sistema de cogeração de biogás (anexo 4), que assinala a produção de energia elétrica de um dia típico referente a cada mês.

Infelizmente, durante o ano de 2020, a produção de biogás não funcionou de forma plena ao longo de todo o ano, não operando de todo nos meses de Outubro e Novembro e operando de forma parcial no mês de Dezembro.

No entanto, se desprezarmos o período atípico, é possível estabelecer um período de funcionamento pleno do sistema de produção de biogás por cogeração, obtendo-se o valor real para condições normais de funcionamento.

Para um dia de funcionamento pleno da cogeração, a produção tem um período de operação diária de 17/18 horas. Como a energia produzida é vendida à rede, não será relevante analisar o perfil horário de produção, mas sim o valor de produção de energia diário (em condições de funcionamento pleno) e o valor percentual de contribuição energética, relativamente ao consumo médio.

A produção típica do mês de Janeiro (mês de funcionamento pleno da cogeração) registou uma média de 3341,56 kWh produzidos diariamente. Considerando este valor, é possível obter a percentagem da contribuição da cogeração para os diferentes meses, num ano de funcionamento pleno. Recorrendo de novo ao diagrama de carga para obter os dados de consumo típico diário referente a cada mês, construiu-se a tabela 6.

**Tabela 6** – Contributo diário percentual (%) do sistema de cogeração, em cenário de funcionamento pleno, para cada mês do ano.

	<b>Consumo diário (kWh)</b>	<b>Produção diária (funcionamento pleno) (%)</b>
<b>Janeiro</b>	3893,82	82,92%
<b>Fevereiro</b>	3875,27	83,32%
<b>Março</b>	4004,83	80,62%
<b>Abril</b>	3953,81	81,66%
<b>Mai</b>	4148,49	77,83%
<b>Junho</b>	4154,31	77,72%
<b>Julho</b>	4361,39	74,03%
<b>Agosto</b>	4301,23	75,07%
<b>Setembro</b>	4399,98	73,38%
<b>Outubro</b>	4111,91	78,52%
<b>Novembro</b>	4176,55	77,31%
<b>Dezembro</b>	3793,59	85,11%
<b>Média</b>	4097,93	78,79%

Naturalmente, existem flutuações na eficiência da produção de biogás, e na qualidade da mesma, fruto também da variação dos parâmetros qualitativos do próprio efluente. Outro fator a considerar relaciona-se com os tempos de paragem para operações de manutenção, assim como pequenas avarias. Devido a estas condicionantes, o valor a considerar para a contribuição do sistema de cogeração de biogás para a sustentabilidade energética da ETAR Paço de Sousa foi de 70% (valor indicado pela ETAR).

### 5.1.2 Índices de desempenho (IDEs) no caso de estudo

Para obter uma compreensão mais detalhada acerca do consumo e da sustentabilidade energética da ETAR Paço de Sousa, procedeu-se a um pequeno estudo avaliativo, utilizando os indicadores de desempenho comuns (IDE), mencionados em 4.2. Na tabela 7 estão apresentados os dados previstos no projeto de execução da ETAR, assim como os dados reais obtidos numa base diária para os anos de 2019 e 2020.

**Tabela 7** – Dados relativos ao caudal médio diário e ao CQO removido diariamente ao longo de 2019 e 2020, comparativamente aos valores previstos pelo projeto de execução da ETAR Paço de Sousa.

	<b>Previsão</b>	<b>Dados reais</b>
<b>Caudal médio diário (m<sup>3</sup>/dia)</b>	10 725	8127
<b>CQO<sub>rem</sub> médio diário (mg/L)</b>	795	815
<b>População equivalente (habitantes equivalentes)</b>	64610	64610

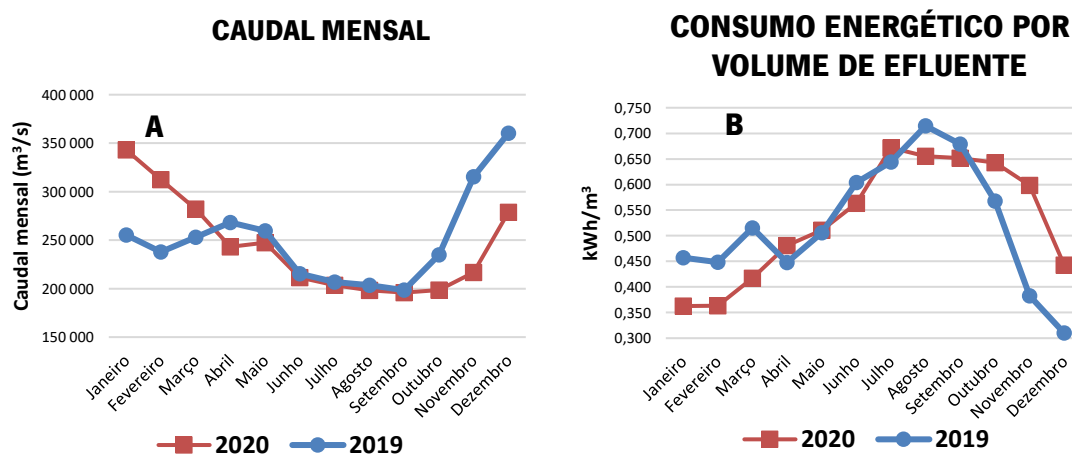
Comparando os valores reais obtidos de caudal e CQO removido com os valores previstos no projeto de execução da ETAR, compreendemos que na realidade o caudal afluente é menor que o previsto, no entanto, apesar da maior dificuldade na remoção, o CQO removido toma valores superiores, refletindo uma eficiência no tratamento superior àquela prevista inicialmente.

Os resultados dos IDEs foram obtidos a partir dos dados obtidos de consumo energético, volume de efluente e qualidade do mesmo (CQO removido), no período de 2 anos (2019 e 2020). Estes valores encontram-se expressos na tabela 8.

**Tabela 8** – Índices de Desempenho Energético (IDEs) estabelecidos para a ETAR Paço de Sousa.

	IDE <sub>1</sub> (kWh/m <sup>3</sup> )	IDE <sub>2</sub> (kWh/mg CQO <sub>rem</sub> )	IDE <sub>3</sub> (kWh/P.E.)
<b>2019</b>	0,542	8,182079372	23,44485848
<b>2020</b>	0,529	13,28434917	23,05961172
<b>Média anual</b>	0,536	12,24445285	23,2824242

Antes de analisar os resultados para o IDE<sub>1</sub>, é conveniente observar a sazonalidade referente ao caudal e compreender a relação entre esta variação e o consumo energético. A partir dos valores fornecidos de caudal, elaborou-se a figura 7 que apresenta o volume de caudal tratado (A) e o consumo energético requerido para tratar um mesmo volume de efluente (B), ao longo do ano.



**Figura 7** – A: Variação sazonal do caudal mensal (m<sup>3</sup>/mês). B: Variação sazonal do consumo energético necessário para tratar 1 m<sup>3</sup> de volume (kWh/m<sup>3</sup>).

Naturalmente, o efluente disponível para tratamento é bastante superior nos meses com maior precipitação e toma valores mais baixos nos meses secos.

O valor obtido de 0,536 kWh/m<sup>3</sup> para o IDE<sub>1</sub> encontra-se dentro do intervalo de valores de referência estabelecidos em [35] para uma ETAR convencional de lamas ativadas.

A análise do gráfico B permite inferir que existe um maior gasto energético para tratar o mesmo volume de efluente nos meses mais secos. Este facto poderá então estar relacionado com a descida

abrupta do caudal de chegada nesses meses, mas também com a quantidade de matéria orgânica (mg /L O<sub>2</sub>) que se mostra superior àquela registada nos meses mais chuvosos, obtendo-se um caudal muito mais concentrado. Como descrito em 4.2, uma das limitações do IDE<sub>1</sub> é precisamente o benefício para o tratamento de caudais mais diluídos.

Para o cálculo da quantidade CQO removido (kg/CQO<sub>rem</sub>), um dos parâmetros relativos à elaboração do IDE<sub>2</sub>, recorreu-se aos dados relativos ao CQO inicial (existente no efluente de chegada) e ao CQO final (posterior ao tratamento).

De acordo com o Decreto-Lei 152/97, os valores de CQO final não poderão exceder os 125 mg /L O<sub>2</sub> diários. Considerando apenas o valor médio diário de CQO final (calculado a partir da totalidade de 2019 e 2020), registou-se uma quantidade média de 26,02 mg/L O<sub>2</sub> de CQO no efluente final, valor que se apresenta significativamente inferior ao limite máximo estabelecido por lei.

O IDE<sub>2</sub> (kWh/kg CQO<sub>rem</sub>), como referido no capítulo 4, será aquele que apresenta uma maior precisão na avaliação do desempenho energético da ETAR. O resultado obtido foi calculado ao longo dos dois anos de estudo e encontra-se apresentado na tabela 9.

**Tabela 9** – Determinação do IDE<sub>2</sub> (kWh/kg CQO<sub>rem</sub>) a partir do CQO removido anualmente (kg) e do consumo médio anual (kWh/ano).

	<b>CQO<sub>rem</sub> anualmente (kg)</b>	<b>Consumo médio anual (kWh/ano)</b>	<b>IDE<sub>2</sub> (kWh/kg CQO<sub>rem</sub>)</b>
<b>2019</b>	3 470 697,00	1 514 928,36	0,034
<b>2020</b>	2 554 476,47	1 493 160,85	0,056
<b>Média anual</b>	3 012 586,73	1 504 044,6	0,05

O IDE<sub>2</sub> de 0,05 kWh/kg CQO<sub>rem</sub> obtido para o caso de estudo encontra-se abaixo do intervalo de referência definido anteriormente (0,5 – 1,8 kWh/kg CQO<sub>rem</sub>), manifestando, no entanto, um desempenho energético bastante aceitável, justificando também o valor muito reduzido de matéria orgânica no efluente final.

Por fim, o IDE<sub>3</sub> representa o consumo energético por população equivalente (kWh/P.E.). Este indicador, tal como o IDE<sub>1</sub>, também não considera a remoção de poluentes, sendo apenas um indicador da energia consumida por habitante equivalente [17]. O indicador não se adequa para nenhuma fase de tratamento, sendo apenas relevante apresentar o valor obtido de 23,28 kWh/P.E. para a totalidade de processos da ETAR.

### **5.1.3 Potenciais melhorias energéticas**

As principais melhorias a desenvolver na ETAR relacionam-se com a redução no consumo energético dos arejadores inerentes ao tratamento secundário. A eficiência poderá ser incrementada a partir de um controlo estratégico, por exemplo, a partir da instalação de sensores de oxigénio dissolvido acoplados a um controlador lógico programável, no bioreator. Este controlador define um valor-alvo para o oxigénio dissolvido. A execução deste controlo poderá ser efetuada por um inversor de frequência VFD (*Variable Frequency Drive*) que permite regular a velocidade da aeração, ajustando as necessidades de arejamento em tempo real, promovendo poupanças energéticas na aeração até 65,74% [39].



## **6 TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Apesar da cogeração por biogás demonstrar ser um forte contributo para atenuar o negativo balanço energético das ETAR, existem outros recursos disponíveis que poderão ser aproveitados para contribuir para a atenuação do consumo energético nas ETAR.

A instalação de um sistema solar fotovoltaico em ETARs que se situem num local de boa irradiação solar ao longo do ano poderá corresponder a uma forma viável de aumentar a eficiência energética e dar mais um passo rumo à autossustentabilidade da estação. Em Portugal, assim como no caso de estudo, esta solução aparenta ser fortemente viável, sendo o dimensionamento de um sistema fotovoltaico o principal foco do presente estudo.

Neste capítulo serão descritos aspetos fundamentais acerca da tecnologia solar fotovoltaica, assim como algumas particularidades relevantes para o caso de estudo.

### **6.1 Tecnologia das células fotovoltaicas**

Atualmente, as células solares convencionais comercializadas são quase na sua totalidade compostas por silício, sendo economicamente viável por se tratar de um elemento extremamente abundante na crosta terrestre. A sua aplicação nas células ocorre quer na sua configuração monocristalina (mc-Si), quer policristalina (pc-Si), sendo este último o tipo de célula que compõe o módulo FV aplicado neste projeto. Poderão ter uma eficiência percentual no intervalo de 15-18% [1].

No entanto, é importante referir que existem outras tecnologias já desenvolvidas no sentido de melhorar o tempo de vida e a eficiência, tal como as células de filme fino que serão fabricadas através de técnicas de deposição em vácuo, a partir de silício amorfo (a-Si), silício hidrogenado (a-Si:H) ou compostos policristalinos, tais como arseneto de gálio (GaAs), telureto de cádmio (CdTe) ou as células CIGS compostas por cobre, índio ou gálio e selénio. Existem ainda outras tecnologias mais recentes, tal como as células de Gratzel ou células solares de  $TiO_2$  sensibilizadas por corante (CSSC) [1].

### **6.2 Caracterização da célula fotovoltaica**

É fundamental compreender que a produção de energia decorre da conversão de radiação solar em energia elétrica devido ao efeito fotovoltaico, que terá sido observado pela primeira vez por Adams e Day em 1876, sendo, no entanto, apenas compreendido em 1900 com o estabelecimento da teoria quântica por Max Planck [1]. Apesar de tudo, as primeiras reações químicas induzidas pela luz datam já de 1839, registadas por Edmond Becquerel [40].

O efeito fotovoltaico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial elétrico, produzida pela absorção de luz, nas extremidades de uma estrutura constituída por um semicondutor [1]. De acordo

com o princípio de exclusão de Pauli, os elétrons estão ligados aos núcleos, apenas podendo ocupar determinados níveis de energia – orbitais (1s, 2s, 2p, 3s, 3p, ...), existindo um diferente número de elétrons (e-) por orbital: 2 e- na orbital 1s, 2 e- na orbital 2s, 6 e- na orbital 2p, dependendo do número total de elétrons do átomo. Os elétrons que preenchem o último e mais elevado nível de energia designam-se por elétrons de valência [1].

Nos sólidos, existe uma elevada organização estrutural e proximidade entre os átomos, sendo que as orbitais poderão sobrepor-se, originando gamas de energia mais alargadas, designadas por bandas de energia. As bandas de energia encontram-se separadas por hiatos de energia que correspondem a bandas em que a ocupação por parte de elétrons não poderá ocorrer [1].

Nos materiais semicondutores, a banda de valência encontra-se totalmente preenchida por elétrons, sendo que a banda de condução (banda de energia mais elevada) se encontra vazia [40]. Estes materiais apresentam uma condutividade elétrica intermédia entre os isolantes e os metais (condutores) [1].

Quando a radiação solar incide sobre este material, os elétrons irão absorver a energia contida nos fótons [41]. Caso exista energia suficiente para que tal ocorra, os elétrons da banda de valência serão excitados para uma banda superior de energia, ou seja, para a banda de condução.

O grupo de materiais semicondutores divide-se entre os intrínsecos e extrínsecos. Os semicondutores intrínsecos são aqueles que têm uma condutividade elétrica determinada pelas propriedades do material, como acontece com o silício (Si) [1]. Com a variação de temperatura, o semicondutor poderá comportar-se como um isolante para temperaturas muito baixas ou como um condutor para temperaturas mais elevadas, uma vez que existe uma absorção de energia térmica por parte de alguns elétrons de valência que permite uma conseqüente transição para a banda de condução [1, 42].

Existindo uma diferença de potencial elétrico, origina-se uma corrente elétrica, gerada pelo movimento tanto dos elétrons da banda de valência, como da banda de condução. No entanto, na banda de valência, a transição dos elétrons irá promover lacunas. Os semicondutores, quando em equilíbrio termodinâmico, apresentam uma densidade de lacunas igual à densidade de elétrons na banda de condução [1].

Por sua vez, os semicondutores extrínsecos estão associados à adição de quantidades muito reduzidas de impurezas (dopantes) que irão diluir o estado puro do semicondutor [42]. Os semicondutores extrínsecos podem ser divididos em dois tipos distintos: semicondutores tipo-N e semicondutores tipo-P, dependendo do tipo de dopante a ser aplicado. Se o semicondutor tiver mais lacunas do que elétrons, designa-se por tipo-P, e para o caso em que tenha mais elétrons do que lacunas, designa-se por semicondutor do tipo-N. Os condutores tipo-P e tipo-N são melhores condutores que o

silício intrínseco, porém só quando estes são associados de forma conjunta por um díodo de junção (junção p-n) e dois contactos metal-semicondutor.

### **6.3 Características e composição dos módulos FV**

Regra geral, a potência máxima associada a uma célula solar fotovoltaica não é superior a 3 W, pelo que estas terão de ser agrupadas, ou seja, ligadas em série, de forma a constituir um módulo FV.

Da mesma forma, o conjunto de módulos FV ligados em série e/ou em paralelo constituem um painel solar FV cujo conjunto irá, por sua vez, compor o gerador FV. O gerador FV corresponde à totalidade do sistema, consistindo na ligação em série e/ou paralelo de todos os módulos FV [43].

Para efetuar a ligação em série entre as células, os contactos frontais de cada célula são soldados aos contactos posteriores da célula seguinte, ligando o pólo negativo (parte frontal) da célula com o pólo negativo (parte posterior) da célula seguinte [1].

No entanto, a construção dos módulos FV não se resume à ligação elétrica entre as células solares, uma vez que existe uma necessidade em conferir à célula FV uma significativa resistência face às condições adversas a que estarão submetidas, tais como esforços mecânicos, agentes atmosféricos e humidade. Como tal, é necessário proceder a um encapsulamento, normalmente de EVA (etileno acetato de vinilo) das células FV. O material é flexível e translúcido, promovendo um suporte estrutural para instalação, permitindo o manuseamento e operação das células FV e mantendo as suas propriedades óticas a longo prazo (uma transmissão de pelo menos 90% e uma perda ótica inferior a 5% ao longo de 20 anos) [1]. Também são conferidas ao módulo FV, propriedades isoladoras elétricas entre as células FV e outros componentes do circuito, impedindo a reflexão da radiação solar por questões de segurança [44].

É também aplicado um isolante elétrico na parte de baixo do módulo, designado por folha traseira (do inglês *backsheet*) que terá várias camadas. A camada superior terá a função de promover compatibilidade química e de adesão com o encapsulante, mantendo estabilidade em relação à exposição solar que fora filtrada ao longo dos outros componentes. Esta camada poderá ser composta por diferentes polímeros como polietileno ou EVA. A camada mais central confere rigidez mecânica a todo o compósito, enquanto a camada mais externa irá proteger das condições ambientais, tais como a radiação indireta refletida por albedo [45].

A parte superior do módulo FV é composta por vidro temperado que confere proteção física contra potenciais impactos, permitindo simultaneamente a passagem de radiação solar. Por fim, o módulo é revestido por um caixilho de alumínio anodizado que confere rigidez mecânica [1].

### 6.3.1 Módulos FV – ligação em série, em paralelo e mista

Os módulos FV podem e devem ser associados de forma a aumentar a potência máxima de um painel fotovoltaico. Estas associações podem ser em série ou em paralelo.

Quando nos referimos a uma associação em série de vários módulos, designamos uma fileira. Numa fileira, os módulos FV irão ser interligados aumentando a tensão elétrica [1],

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n * V \quad (2)$$

Considerando os módulos FV ligados em série como resistências ligadas a uma fonte de alimentação, a corrente (I) irá ser a mesma em todo o circuito, uma vez que segundo a Lei de Ohm, a tensão (V) equivale ao produto da corrente (I) e da resistência.

$$V = I * R \quad (3)$$

Numa fileira de  $n$  módulos ligados em série,

$$V = I * R_1 + I * R_2 + \dots + I * R_n \Leftrightarrow I = \frac{V}{R_1 + R_2 + \dots + R_n} \quad (4)$$

Uma vez que com a adição de módulos estamos a aumentar a tensão, numa fileira de módulos a intensidade de corrente (I) da mesma, é constante [1]:

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \quad (5)$$

Assim sendo, a associação em série dos módulos irá permitir obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente.

Por sua vez, a ligação de diferentes módulos FV em paralelo tem o objetivo de manter a tensão de um módulo individual, mas aumentando a intensidade de corrente do sistema [1],

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \Leftrightarrow I_{total} = n * I \quad (6)$$

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = V \quad (7)$$

As associações mistas permitem dimensionar o sistema FV para valores específicos de tensão e corrente, delimitados pela escolha do inversor. Ao efetuar a ligação em paralelo de uma determinada fileira, a tensão (V) do sistema FV irá corresponder à soma da tensão dos módulos de uma fileira individual. Por sua vez, a intensidade de corrente (I) do sistema FV irá corresponder à soma dos valores de intensidade de corrente de cada fileira.

### 6.3.2 Díodos de by-pass (entre células FV e módulos FV) e díodos de fileira

Num módulo FV individual, existem entre 60-72 células FV que se encontram-se ligadas em série. Como explicado no ponto anterior, numa fileira de células FV, a corrente de uma célula individual será igual à corrente de toda a fileira. Quando ocorre um fenómeno de sombreamento sobre uma célula individual, a corrente máxima permitida irá ser reduzida, diminuindo a potência da mesma [1]. Sequencialmente ocorre uma polarização inversa em que é gerada uma corrente invertida por parte da

célula sombreada, com uma tensão elevada, que atua como uma resistência. Esta resistência à passagem de corrente irá gerar calor a partir da energia elétrica, posteriormente sobreaquecendo a célula sombreada e possibilitando a sucessão de danos irreversíveis [1, 23]. Estes danos permanentes ocorrem na célula FV, quando é atingida a tensão de ruptura (tensão máxima nominal) que se define como a tensão inversa máxima que permite o funcionamento seguro da junção p-n. Após atingir este valor de tensão, a corrente inversa aumenta de forma significativa, levando eventualmente à destruição do aparelho [23].

De forma a evitar os fenômenos de pontos quentes, a corrente poderá ser desviada a partir de diodos de desvio (do inglês *bypass*), que ao serem ligados a uma fileira de células, oferecem uma passagem de corrente direta (sem passar pelas células), agrupando as células solares em submódulos. Desta forma, caso exista uma célula sombreada, a ocorrência de pontos quentes será anulada com este desvio da corrente elétrica. Os diodos de desvio são ligados em antiparalelo entre a polaridade positiva das fileiras de células FV e a polaridade negativa do terminal. As células FV são, geralmente, divididas por 3 submódulos (20-24 células cada), ligando-se um diodo de desvio por submódulo [23].

Para além dos diodos de desvio que ligam as células FV, existem também diodos de desvio que são ligados entre módulos FV. Estes diodos são ligados em paralelo com cada módulo individual, permitindo isolar e desviar a corrente de um possível módulo com comportamento anômalo [1].

#### **6.4 Equipamentos de interface com a rede**

É fundamental compreender que os sistemas fotovoltaicos ligados à rede integram duas formas distintas de corrente elétrica. A corrente contínua ou direta (DC) é produzida, através do efeito fotovoltaico que ocorre nas células solares devido à absorção de luz [1]. Posteriormente, esta corrente terá de ser regulada, convertida e contabilizada antes de poder ser injetada na rede elétrica.

Os próprios geradores são equipados com um sistema eletrónico denominado conversor DC/DC que permite determinar o ponto máximo de potência (*Maximum Power Point* ou MPP) a partir da curva I-V. O regulador MPP tem depois a função de colocar o gerador a operar no ponto de máxima potência [1].

Como a tensão de 12 V não corresponde à tensão de operação dos equipamentos atuais, é requerida uma conversão para corrente alternada (AC), no inversor, para 230 V que corresponde à tensão alternada nominal na Europa [1]. Como tal, é necessário instalar os denominados inversores de corrente que têm a função de converter e manipular a corrente e a tensão DC, proveniente dos módulos, num sinal elétrico AC, ajustando a frequência e o nível de tensão da rede a que ficará ligado [1]. O processo de conversão DC/AC envolve perdas bastante reduzidas, sendo registado pelos dados publicados pelos fabricantes, uma eficiência no intervalo de 92-95% [46].

Os inversores são fabricados para diferentes níveis de potência, de acordo com as diferentes aplicações. Para instalações superiores a 5 kW, normalmente utilizam-se inversores trifásicos com uma maior gama de potência, no entanto, também se poderão ligar vários inversores monofásicos, de baixa potência, em paralelo, dependendo do sistema fotovoltaico e do tipo de instalação [1]. Apesar de os inversores centralizados terem um custo maior e requererem uma maior manutenção, os inversores pequenos são menos robustos, tendo uma maior tendência para a ocorrência de falhas [47].

De referir que o sistema FV deverá ser equipado com um ou vários inversores de potência similar ao mesmo, mantendo um rácio próximo de 1:1, evitando perdas associadas ao sobredimensionamento ou subdimensionamento dos inversores [1].

## 7 METODOLOGIA DE INSTALAÇÃO DA UPAC

Com o objetivo de suprimir, ou atenuar ao máximo, as necessidades energéticas da ETAR e assegurar que existe um balanço neutro ou positivo de energia, propôs-se a instalação de uma unidade de produção em regime de autoconsumo (UPAC), com ligação à RESP para venda da produção instantânea, sem recurso a armazenamento com baterias.

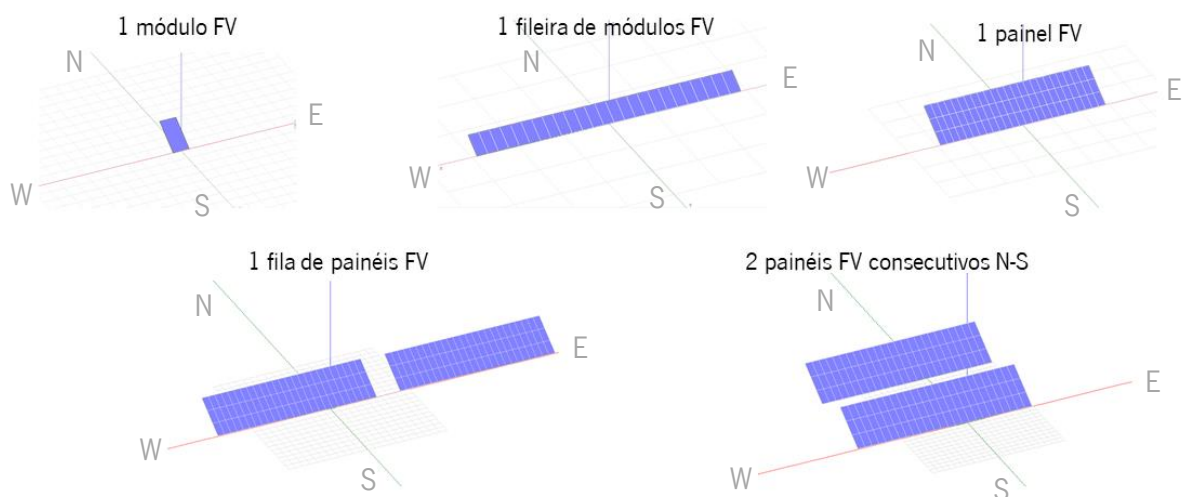
Como tal, propuseram-se dois cenários para a instalação do parque solar fotovoltaico, uma vez que a eficiência na produção de biogás se apresenta como um fator a considerar.

O primeiro cenário irá ser dimensionado para o pico de consumo, desprezando completamente a produção energética por parte da cogeração, assegurando um balanço energético positivo na maior parte do tempo, com venda do excedente à rede.

No segundo cenário, o parque será projetado de forma a compensar o balanço negativo entre a produção média de energia produzida pela cogeração (em condições favoráveis) e o consumo de pico da ETAR. Neste caso iremos recorrer aos dados obtidos na elaboração do diagrama de carga que consta no anexo 3.

Toda a metodologia de dimensionamento do parque solar, para ambos os cenários, foi executada no software *PVSyst*.

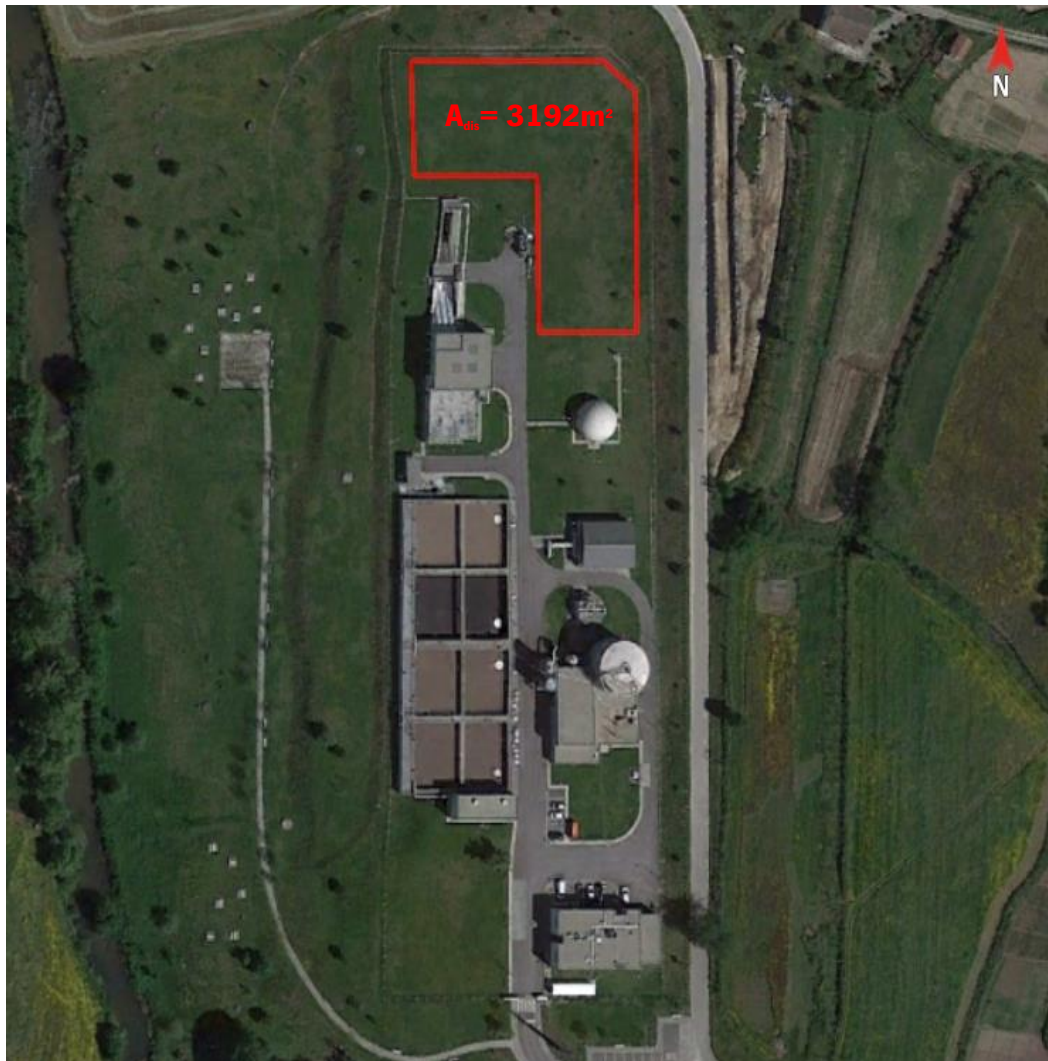
De forma a melhor compreender o estudo de dimensionamento e a proporcionar uma melhor familiarização com os agrupamentos dos módulos FV utilizados, foi esquematizada a figura 8.



**Figura 8** – Esquematização dos elementos utilizados na construção tridimensional do sistema FV.

## 7.1 Condições geográficas do local de instalação – avaliação da área disponível

Inicialmente, foi executado um levantamento do terreno da ETAR, de forma a compreender qual a área disponível e a selecionar o melhor local para implementação dos painéis. Na figura 9 está representada a vista aérea da ETAR Paço de Sousa, sendo que existe uma área disponível ( $A_{dis}$ ) de 3192 m<sup>2</sup> para a instalação do parque solar. Este local encontra-se a uma elevação de 151 m em relação ao nível do mar (Google Earth, 2021).



**Figura 9** – Visualização aérea da ETAR Paço de Sousa e da área disponível para instalação do parque solar – adaptado de Google Earth 2021©.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi efetuado a partir do software *PVSyst*, que é um software dedicado ao estudo, dimensionamento e análise de dados de sistemas FV completos. Este software contempla diversas funcionalidades, tratando sistemas ligados à rede como no caso de estudo, mas também sistemas autónomos, sistemas de bombeamento de água e sistemas descentralizados de corrente contínua (DC).



O *PVSyst* permite obter e interpolar dados meteorológicos (a partir da estação ou com recurso a imagem satélite), mas também outras bases de dados, tais como módulos FV, inversores, reguladores, geradores e bombas, assim como ferramentas gerais de cálculo para energia solar fotovoltaica.

Em simultâneo com a computação do *PVSyst*, os cálculos foram também efetuados manualmente, a partir de uma folha de cálculo do *Microsoft Excel*.

## 7.2 Orientação do parque FV e obtenção dos dados meteorológicos

Encontrando-se já avaliada a área disponível para instalação, é necessário definir a orientação do parque. Os painéis solares irão ser fixos num plano inclinado procedendo-se à definição do ângulo de inclinação ideal ( $\beta_{opt}$ ) que será calculado através da latitude ( $\phi$ ) do lugar, a partir da equação [1]:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0,69 * \phi \quad (8)$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * 41,1727^\circ \Leftrightarrow \beta_{opt} = 32,11^\circ$$

O azimute ( $\alpha$ ) define o ângulo de desvio em relação à direção sul, sendo que no caso de estudo iremos defini-lo como  $\alpha=0^\circ$ , uma vez que os painéis irão ser orientados para sul.

A radiação global horizontal mensal ( $I$ ) representa a quantidade de energia que incide sobre uma unidade de área ao longo de um mês ( $Wh/m^2/mês$ ). Para obter dados acerca da radiação solar, normalmente utilizam-se instrumentos solarimétricos, tais como o piranómetro [1] que permite obter os valores de potência sobre uma superfície plana (Irradiância –  $G - W/m^2$ ), no entanto o software *PVSyst* serve-se de um modelo alternativo para obtenção destes dados.

A irradiância global horizontal ( $I_{global}$ ) do local da instalação, foi extraída a partir de uma base de dados integrada no *PVSyst* obtida através de outro software: *Meteonorm*. Esta base de dados meteorológicos contém dados climáticos para aplicações de engenharia solar. Após introdução das coordenadas do local de instalação, obtêm-se os registos das estações meteorológicas mais próximas [48]. Os dados de irradiância são interpolados a partir de uma modelação inversa de distância 3D das estações meteorológicas para a localização pretendida. Outros dados meteorológicos são também obtidos a partir de uma modelação de mesoescala [48].

Posteriormente, caso os registos não sejam de longo termo (20 anos), são gerados sinteticamente os dados horários, que constituem um ano meteorológico típico (TMY), a partir dos valores mensais registados. No caso de estudo foram utilizadas séries temporais de 10 anos (1996-2005) providenciadas pelo *Meteonorm*. Caso a estação mais próxima se encontre a mais de 10 km do local, dados de satélite são utilizados em simultâneo, de forma a auxiliar e aumentar a precisão dos valores obtidos.[48].

Para o caso de estudo, os dados de irradiância global horizontal horária foram interpolados a partir de quatro estações distintas: Porto (22 km), Bragança (142 km), Salamanca/Matacan (239 km), Vilanova-

Arousa (162 km). Como a estação mais próxima se encontra a uma distância superior a 10 km do local, 62% dos dados foram obtidos via satélite.

Para além dos dados de irradiação global e difusa ( $\text{kWh/m}^2$ ), o *Meteonorm* também providenciou valores médios diários de temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ), humidade relativa (%) e precipitação (mm), apresentados na tabela 10.

**Tabela 10** – Parâmetros meteorológicos mensais obtidos a partir do software *Meteonorm* para um ano típico meteorológico (TMY) - Irradiação global horizontal ( $\text{kWh/m}^2$ ), Radiação Difusa Horizontal ( $\text{kWh/m}^2$ ), Temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ), Humidade Relativa (%) e Precipitação (mm).

	$I_{\text{global}}$	$I_{\text{difusa}}$	T	HR	PP
Mês	$\text{kWh/m}^2$	$\text{kWh/m}^2$	$^{\circ}\text{C}$	%	mm
<b>Janeiro</b>	56.5	24.0	9.7	0.816	137
<b>Fevereiro</b>	79.2	36.8	10.2	0.778	75
<b>Março</b>	121.7	51.0	12.2	0.743	119
<b>Abril</b>	156.7	71.9	13.7	0.767	106
<b>Mai</b>	199.0	76.9	16.1	0.749	61
<b>Junho</b>	210.3	74.0	18.3	0.768	30
<b>Julho</b>	219.7	70.1	19.6	0.774	23
<b>Agosto</b>	194.7	68.0	20.0	0.756	32
<b>Setembro</b>	148.6	52.5	18.7	0.772	58
<b>Outubro</b>	95.8	41.8	16.8	0.779	144
<b>Novembro</b>	62.8	29.7	12.5	0.803	148
<b>Dezembro</b>	48.0	20.6	10.6	0.798	168

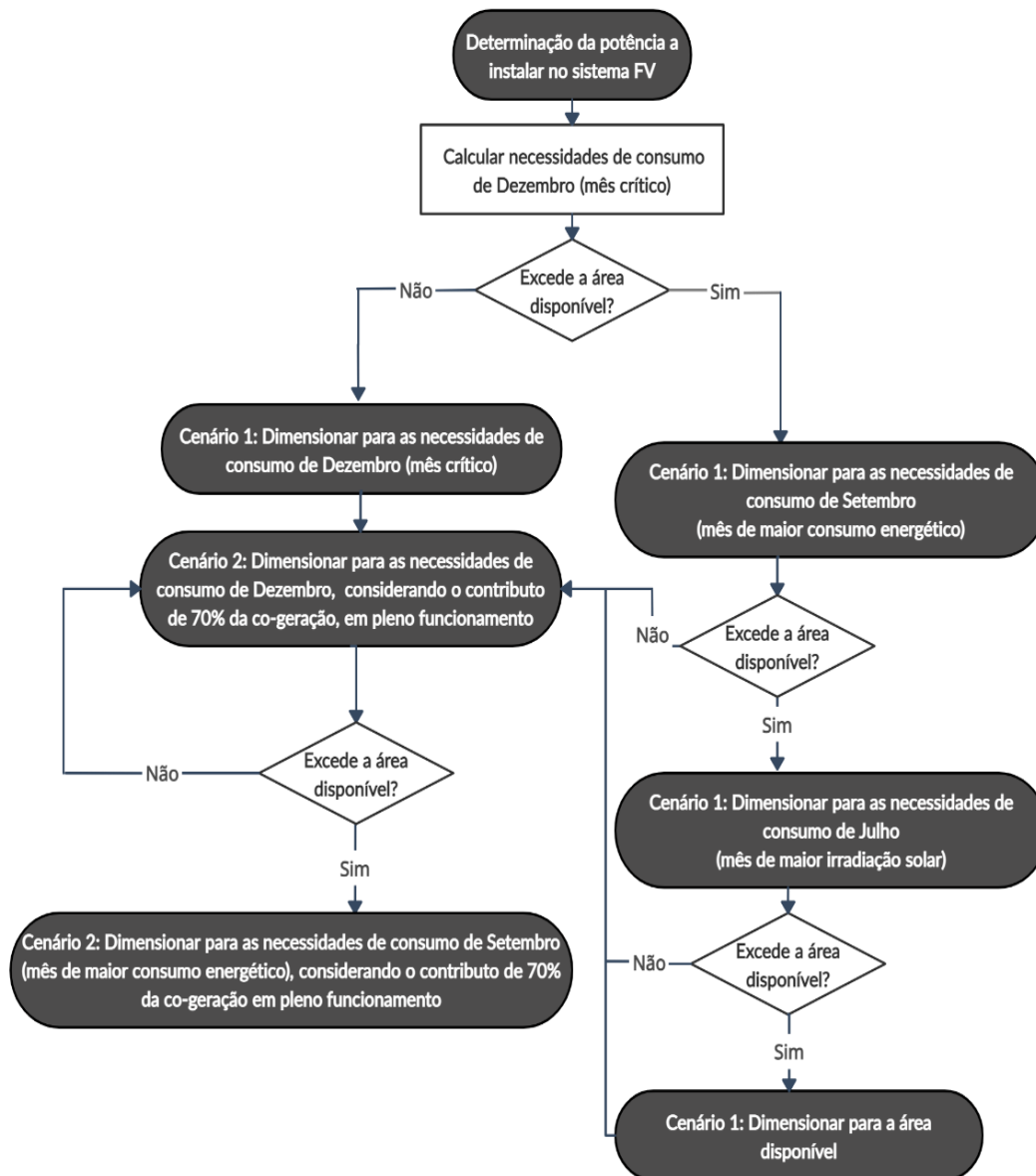
Caso se tratasse de um plano horizontal (sem inclinação), iríamos considerar apenas a radiação solar que incide diretamente na Terra e a radiação difusa, que designa a radiação espalhada por partículas da atmosfera. No entanto, como se trata de um plano inclinado, é também necessário definir um valor para o albedo que representa a fração de reflectância da radiação numa superfície [1].

O coeficiente de albedo ou índice de reflectividade ( $\rho$ ) é definido com base nos diferentes tipos de superfície e nas propriedades físicas das mesmas. Como o local indicado se encontra rodeado por campos lavrados e relva, foi definido o valor de 0,20.

### 7.3 Avaliação da potência a instalar no sistema FV

O cálculo da potência a instalar no parque foi efetuado com recurso a uma folha de cálculo do *Microsoft Excel*. É fundamental ponderar a compensação proveniente do processo de cogeração da ETAR, pelo que terão sempre de ser considerados dois cenários distintos. O primeiro visa dimensionar o parque solar FV, desprezando por completo a produção de biogás, enquanto o segundo cenário considera este contributo em funcionamento pleno, descontando 70% das necessidades energéticas da ETAR.

Na figura 10, está representada a metodologia a seguir para a elaboração dos dois cenários. A construção, de ambos os cenários, é sempre limitada pela área disponível para a instalação, pelo que terá sempre de ser efetuada a configuração do sistema FV.



**Figura 10** – Fluxograma referente à metodologia para determinar a potência do sistema FV a instalar.

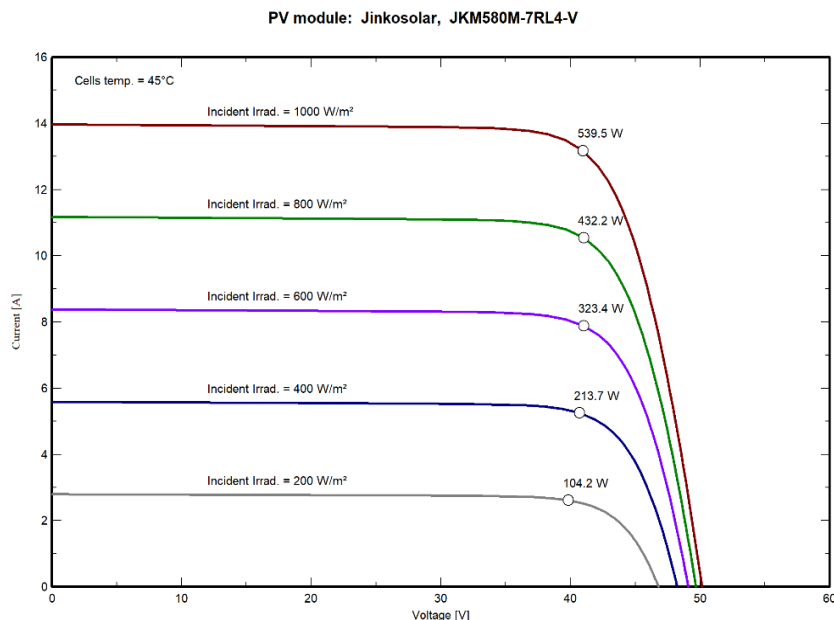
A legislação também apresenta restrições importantes para a instalação de unidades de autoconsumo (UPACs). De acordo com o Decreto-Lei nº162/2019, uma UPAC, cuja instalação seja superior a 1 MW necessita da atribuição de uma licença de produção e de exploração. Na alínea f) do artigo 8.º, do mesmo decreto, está estipulado que a UPAC deverá ser dimensionada, sempre que possível, garantindo a aproximação entre a energia consumida na instalação elétrica, com a energia produzida.

### 7.3.1 Seleção do módulo e inversor

O modelo de módulo selecionado é o JKM580M-7RL4-V da Jinko Solar. Este módulo tem um *output* de potência de pico (para condições STC) de 580 Wp.

O valor de potência máxima de um módulo está dependente da irradiância solar que faz variar a temperatura provocando alterações na tensão do gerador fotovoltaico. A curva característica I-V (corrente-tensão) de um módulo é obtida a partir de um conversor DC/DC que está equipado no próprio gerador FV e que, a partir da mesma, determina o ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* ou MPP) [1].

A curva I-V referente ao módulo JKM580M-7RL4-V, com os respetivos pontos de máxima potência, está apresentada na figura 11.



**Figura 11** – Curva de potência do módulo JKM580M-7RL4-V para diferentes níveis de irradiação -PVSystem.

As características principais do módulo estão especificadas no anexo 1.

No presente estudo, optou-se pela seleção de inversores trifásicos de 125 kW, uma vez que inversores de potência superior apontam para valores na gama dos MW, não se ajustando à potência a instalar no parque FV.

A escolha do inversor baseia-se na potência a instalar, de forma que exista uma razão próxima de 1:1 entre a potência do sistema fotovoltaico ( $P_{FV}$ ) e a potência do inversor ( $P_{INV}$ ), no seguinte intervalo [1]:

$$0,7 * P_{FV} < P_{INV}^{max} < 1,2 * P_{FV} \quad (9)$$

O número de inversores ligados em paralelo ( $N_{INV}$ ) terá de ser escolhido de forma que a  $P_{\max INV}$  se ajuste à  $P_{FV}$ , obtendo valores dentro do intervalo definido.

O modelo selecionado é o SG125HV da Sungrow, sendo que as especificações elétricas do inversor estão estipuladas no anexo 2.

### 7.3.2 Dimensionamento para as necessidades de consumo

As necessidades médias diárias de energia ( $L$  – Wh/dia) referentes a um dia típico de um determinado mês, são calculadas a partir do quociente entre o consumo médio diário ( $W_{\text{médio diário}}$ ) e do rendimento do inversor ( $\eta_{inv}$ ) [1].

$$L = \frac{W_{\text{médio diário}}}{\eta_{inv}} \quad (10)$$

O consumo médio diário ( $W_{\text{médio diário}}$ ) foi calculado especificamente para cada mês, estabelecendo o diagrama de carga apresentado no anexo 3. Na construção do diagrama, calculou-se o valor médio de consumo energético para cada hora específica ( $W_{\text{médio hora } X}$ ) ao longo de cada mês, a partir do quociente entre o somatório da energia consumida para determinada hora durante todos os dias do mês e do número total de dias relativo a esse mês.

$$W_{\text{médio hora } X} = \frac{\sum W_{\text{hora } X (\text{dia } 1)} + W_{\text{hora } X (\text{dia } 2)} + \dots + W_{\text{hora } X (\text{dia } N)}}{N_{\text{dias do mês}}} \quad (11)$$

Estes cálculos foram efetuados para as 24 horas, em cada um dos 12 meses. No final, obteve-se o consumo médio horário para cada mês específico. Para obter o consumo médio diário ( $W_{\text{médio diário}}$ ) referente a cada mês, apenas foram somadas as 24 horas obtidas para esse mesmo mês.

$$W_{\text{médio diário (mês } X)} = W_{\text{médio (00:00)}} + W_{\text{médio (01:00)}} + \dots + W_{\text{médio (24:00)}} \quad (12)$$

Após a obtenção das necessidades energéticas da ETAR, é fulcral atender a outro fator: a disponibilidade de energia solar no local.

Os dados diários de radiação global que incidem sobre um plano horizontal ( $I$ ) (Wh/m<sup>2</sup>/dia) foram interpolados a partir do software *Meteonorm* 8.0, como descrito anteriormente. No entanto, estes dados devem ser ajustados à inclinação ideal do plano dos painéis FV. A irradiação solar que incide sobre um plano com uma inclinação qualquer pode ser obtida a partir do azimute solar ( $\alpha$ ), que compreende o desvio em relação à direção sul, e a partir dos coeficientes empíricos  $g_i$  que definem a perda de transmitância ótica das superfícies, por sujidade [50], sendo definida através da expressão [50]:

$$I(\beta, \alpha) = I(\beta_{opt}) * [g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3] \quad [50] \quad (13)$$

O coeficiente  $g$  é definido por [50]:

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}; i = 1,2,3 \quad (14)$$

Uma vez que no caso de estudo a orientação está definida para sul, por consequência, o azimute solar é nulo ( $\alpha=0$ ). Atendendo à radiação que incide num plano com uma inclinação ótima –  $I(\beta_{opt})$  – esse valor poderá ser calculado a partir da radiação global horizontal ( $I_0$ ), como descrito na equação [1]:

$$I(\beta_{opt}) = \frac{I_0}{1-4,46*10^{-4}*\beta_{opt}-1,19*10^{-4}*\beta_{opt}^2} \quad (15)$$

Sequencialmente, os dados aferidos de radiação num plano com inclinação ótima ( $I(\beta_{opt})$ ) permitem determinar as horas solares equivalentes ( $H_s$ ) médias diárias para cada mês. Este valor traduz-se no período temporal equivalente à irradiação solar diária correspondente à potência de pico (para as condições STC, em que  $G=1000 \text{ W/m}^2$ ) [1],

$$H_{S_{diárias}} = \frac{I(\beta_{opt})}{1000} \quad (16)$$

Define-se como potência a instalar ( $P_{FV}$ ), a potência total que é necessária instalar, tendo em conta o número de horas solares equivalentes ( $H_s$ ) e de forma a cobrir as inevitáveis perdas do sistema. Este cálculo é efetuado, tendo por base o mês crítico selecionado, ou seja, aquele que regista um menor número de horas solares equivalentes e que, conseqüentemente, necessita de uma maior potência para suprimir na totalidade os consumos energéticos. Para um ano típico, no registo geográfico de Portugal (hemisfério norte), normalmente é Dezembro o mês designado como crítico [1]. Neste cálculo, consideram-se dois fatores de redução de potência, em que  $R_1$  corresponde às perdas do módulo FV e  $R_2$  às perdas por cablagens, definindo-se um valor preliminar de 0,9 para  $R_1$  e 0,75 para  $R_2$ .

$$P_{FV} = \left( \frac{L_{mês\ crítico}}{H_S * R_1 * R_2} \right) \quad (17)$$

O valor de  $P_{FV}$  será sempre limitado à área disponível ( $A_{dis}$ ) para instalação dos painéis, definida no ponto 5.1. Caso este valor seja excedido, teremos de dimensionar o sistema FV para essa área ao invés da potência necessária para o mês crítico.

### 7.3.3 Dimensionamento para a Área disponível

Para o cenário 1, caso o dimensionamento do sistema tenha o objetivo de preencher área disponível, estimando o máximo de potência que é possível instalar na mesma, a metodologia de dimensionamento difere ligeiramente.

É necessário constatar que a área disponível é distinta da área total ocupada pelos módulos, isto porque os módulos não são dispostos de forma horizontal no plano, mas em painéis FV com a inclinação determinada em 6.2 ( $\beta_{opt}=32^\circ$ ) e porque terá de existir um espaçamento entre os painéis consecutivos na direção N-S, parâmetro este designado por “pitch”.

Na metodologia definida para elaborar o sistema FV a partir da área disponível, começou-se por calcular primeiro o número de módulos que se pode dispor numa fileira (orientada a sul), com base nas

especificações do módulo e do inversor selecionados, e só depois foi efetuado o cálculo do número total de módulos e a  $P_{FV}$ .

Esta inversão no processo foi efetuada para que exista um aproveitamento mais eficiente da área disponível, mas também devido à necessidade para que cada fileira (módulos ligados em série) seja equivalente a uma fila horizontal de módulos no painel, evitando perdas elétricas que ocorrem, caso se façam conexões em “U” [49].

Uma vez que a área disponível é irregular e apresenta diferentes larguras, procede-se à sua divisão em áreas distintas de largura constante, para que seja possível definir o número de painéis FV dispostos lado a lado em cada uma delas e preencher o espaço da forma mais eficiente.

Numa fase inicial, é fulcral avaliar as limitações elétricas relativas aos equipamentos. A tensão máxima do inversor ( $V_{\max INV}$ ) nunca poderá ser inferior ao valor máximo de tensão dos módulos, que por sua vez é definido pela tensão de uma só fileira, denominando-se tensão máxima em circuito aberto ( $V_{CA}$ ), para uma temperatura de  $-10^{\circ}C$ . O reduzido valor de temperatura irá resultar numa maior tensão, daí o coeficiente de temperatura de circuito aberto (variação de tensão com o aumento de temperatura) ser negativo [1].

Para calcular o valor da tensão máxima em circuito aberto para uma temperatura de  $-10^{\circ}C$  ( $V_{CA(-10^{\circ})}$ ), teremos de calcular o aumento do valor de tensão após a diminuição de temperatura do módulo nas condições padrão (STC), em que  $T=25^{\circ}C$ .

$$V_{CA(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(T_{STC} - (-10^{\circ}C)) * \text{coeficiente de temperatura } V_{OC}(\%/^{\circ}C)}{100}\right) * V_{CA(STC)} \quad (18)$$

A disposição física e elétrica dos módulos poderá ser efetuada automaticamente por parte do *PV Syst*, no entanto todos os cálculos foram efetuados na forma analítica, numa folha de cálculo.

Para um mesmo número total de módulos (N), um número mais reduzido de fileiras irá sempre resultar numa tensão mais elevada, uma vez que existe um maior número de módulos ligados em série. Assim, para calcular o número máximo de módulos ligados em série ( $N_s$ ), é comum utilizar a relação entre a tensão máxima do inversor ( $V_{\max inv}$ ) e a tensão máxima do módulo ( $V_{CA}$  para  $-10^{\circ}$ )[1]:

$$N_s < \frac{V_{\max INV}}{V_{CA(T=-10^{\circ}C)}} \quad (19)$$

Seguindo a mesma lógica, também deve ser calculado o valor mínimo de módulos que podem ser ligados em série numa fileira, recorrendo ao valor mínimo de tensão no inversor ( $V_{\min INV}$ ) e à tensão máxima produzida nos módulos para temperaturas mais elevadas ( $V_{mp(60^{\circ})}$ ).

Dado o incremento na temperatura, terá de ocorrer uma diminuição da tensão no módulo. Este parâmetro poderá ser calculado a partir da equação [1]:

$$V_{mp(T=60^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{(60^{\circ}C - 25^{\circ}C) * \text{coeficiente de temperatura } P_{max}}{100}\right) * V_{mp(STC)} \quad (20)$$

A partir do valor de tensão de entrada no inversor ( $V_{minINV}$ ), registado nas especificações do inversor e da tensão máxima nos módulos para  $60^{\circ}C$  ( $V_{mp(T=60^{\circ}C)}$ ), é possível calcular qual o valor mínimo de módulos que poderemos dispor em série, ou por outras palavras, o mínimo de módulos ligados por fileira [1]:

$$N_S > \frac{V_{INV}^{min}}{V_{mp(T=60^{\circ}C)}} \quad (21)$$

Nesta fase, é possível definir um intervalo de valores possíveis para  $N_S$ . A definição do valor final de  $N_S$  teve como critério as dimensões do módulo e a largura da área disponível.

O módulo JKM580M-7RL4-V tem 2,411 m de comprimento e 1,134 m de largura. É importante referir que os módulos poderão ser ligados em série de forma horizontal ou vertical.

Se considerarmos os módulos ligados em série dipostos na horizontal, o valor mínimo que podemos ter para a largura dos painéis FV calcula-se a partir do comprimento do módulo (2,711 m) e do valor mínimo possível de módulos por fileira ( $N_{s,min}$ ), comparando o resultado com a menor largura das áreas definidas. A esta distância, terá de ser duplamente somado o valor referente à moldura do painel FV (0,02 m).

$$L_{min \text{ painel FV}} = C_{módulo} + 0,04 \text{ m} * N_{S,min} \quad (22)$$

Caso o valor mínimo de  $N_S$  resulte num excesso da largura dos painéis FV em relação à largura definida para a respetiva área, os módulos terão de ser dispostos na vertical. Aqui procede-se ao cálculo da largura ideal dos painéis FV para o intervalo de valores inteiros de  $N_S$ , com base na largura do módulo (1,134 m) e na moldura do painel FV, que tem um valor definido de 0,02 m.

Independentemente de a posição ser horizontal ou vertical, o objetivo é determinar o valor de  $N_S$  para o qual o valor de comprimento dos painéis FV se aproxima mais da largura da área disponível, sem a ultrapassar. Caso seja possível dispor os módulos horizontalmente, a largura ideal dos painéis FV é dada pela seguinte equação,

$$L_{ideal \text{ painéis FV}} = C_{módulo} * N_S + 0,04 \text{ m} \quad (23)$$

Se a disposição tiver de ser vertical,

$$L_{ideal \text{ painéis FV}} = L_{módulo} * N_S + 0,04 \text{ m} \quad (24)$$

Este cálculo é efetuado para todos os valores inteiros do intervalo entre o valor mínimo e máximo de  $N_S$ , determinando posteriormente o valor ideal.



Após definir o número de módulos em série (por fileira) ( $N_s$ ), procedeu-se ao cálculo do número de fileiras ligadas em paralelo ( $N_f$ ). Este valor é limitado pelas especificações do módulo e do inversor, mas também pelo espaçamento entre a aresta de um painel FV e o seguinte – “*pitch*”. Este distanciamento procura anular a influência da elevação solar ( $\gamma$ ) no sombreamento de painéis FV consecutivos. Normalmente para este cálculo já é conhecido o número de módulos, mas seguindo o processo inverso, teremos de definir o número de fileiras para cada área distinta, de forma a obter o máximo número de módulos instalados em cada uma.

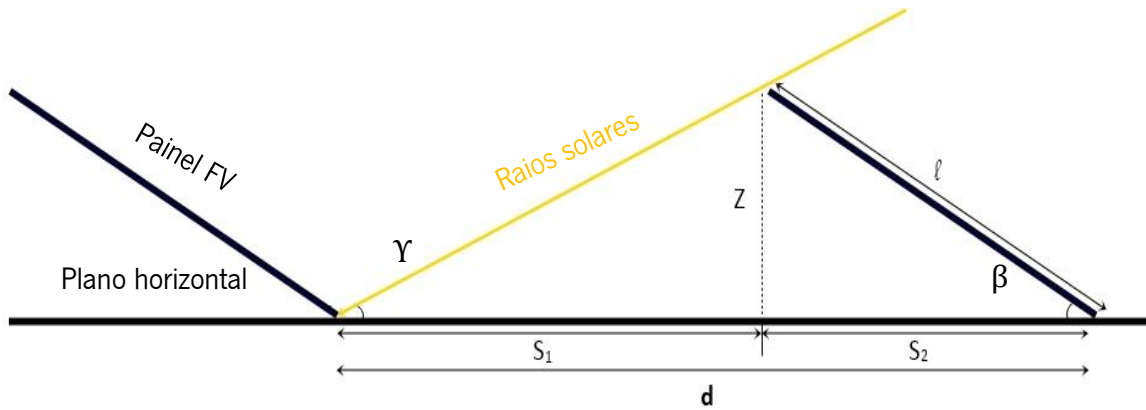
O número de fileiras ligadas em paralelo ( $N_f$ ) considera o valor de intensidade de corrente máxima de cada fileira de módulos ( $I_{\max \text{ mód}}$ ), sendo que este valor é igual à corrente máxima de um módulo, precisamente devido às associações serem em série ( $I_n = I_{\text{mod}1} = I_{\text{mod}2} = I_{\text{mod}3}$ ).

O número máximo de fileiras ligadas em paralelo ( $N_f$ ) é então correspondente ao produto entre a corrente máxima de entrada no inversor ( $I_{\max \text{ INV}}$ ) e o respetivo número de inversores instalados no sistema ( $N_{\text{INV}}$ ), dividido pela corrente máxima em cada fileira de módulos que será igual à corrente de um módulo individual ( $I_{\max \text{ mód}}$ ) [1].

$$N_f < \frac{I_{\max} * N_{\text{INV}}}{I_{\max \text{ mód}}} \quad (25)$$

A problemática associada à metodologia utilizada neste cenário é a indeterminação do  $N_{\text{INV}}$  que só poderá ser estipulado após o cálculo de potência instalada. No entanto, uma vez que o dimensionamento visa preencher da forma mais eficiente a área disponível, é possível estabelecer a construção do sistema FV e no final, depois de calculada  $P_{\text{FV}}$  e conseqüentemente o número de inversores necessário, confirmar o valor de  $N_f$  obtido.

O espaçamento entre painéis FV consecutivos, ou “*pitch*”, poderá ser calculado a partir do ângulo de elevação solar ( $\gamma$ ) para o meio-dia do dia mais desfavorável do ano (solstício de inverno, dia 21 de Dezembro) e  $Z$  (altura do painel FV) ou  $\ell$  (comprimento do painel FV no plano inclinado) [1]. A esquematização geométrica associada a este fenómeno está representada na figura 12.



**Figura 12** – Representação esquemática do espaçamento entre dois painéis FV consecutivos (“pitch”) – adaptado de [1].

$$S_1 = \frac{z}{\tan(\gamma)} = \frac{\ell \cdot \sin(\beta)}{\tan(\gamma)} \quad (26)$$

$$S_2 = \frac{z}{\tan(\beta)} = \frac{\ell \cdot \sin(\beta)}{\tan(\beta)} \quad (27)$$

$$d = S_1 + S_2 \quad (28)$$

Estabelecidas as relações geométricas e calculado o valor de  $\beta=32^\circ$ , terá de ser calculado o ângulo de elevação solar ( $\gamma$ ) para o dia 21 de Dezembro ao meio-dia. A declinação solar ( $\delta$ ) representa a posição angular do sol em relação ao plano do equador terrestre, ao meio-dia solar, variando todo o ano e atingindo a 21 de Dezembro o valor mínimo de  $-23,45^\circ$  [1]. Considerando a latitude ( $\phi$ ) e o azimute ( $\alpha$ ) =  $0^\circ$  (orientação para sul),

$$\gamma = \text{sen}^{-1}[\text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta) + (\text{cos}(\delta) * \text{cos}(\phi) * \text{cos}(\alpha))] \Leftrightarrow \gamma = 25,375^\circ \quad (29)$$

Após estabelecido o valor do ângulo de elevação solar, é fundamental obter as dimensões do painel FV para calcular o  $N_F$  específico para a largura de cada área designada. Este poderá ser calculado, quer a partir da altura ( $Z$ ), quer a partir do comprimento do painel em plano inclinado ( $\ell$ ). No presente estudo, optou-se por recorrer ao  $\ell$ , uma vez que este poderá ser determinado a partir da largura dos módulos ( $L_{mod}$ ), adicionando os 0,04 m relativos à moldura do painel FV,

$$\ell = (L_{mod} * N_F) + 0,04 \text{ m} \quad (30)$$

A partir da equação anterior, calculou-se o valor do comprimento ( $\ell$ ) dos painéis FV. Para determinar o número de fileiras a dispor em cada um dos painéis FV instalados numa determinada área  $k$  ( $N_{F_{Ak}}$ ), definiu-se um intervalo de números inteiros  $N_{F_{Ak}} = [1,2,3,4,5]$ , calculando o  $\ell$  para cada valor deste intervalo, seleccionando posteriormente o mais adequado.

Para cada valor predefinido de  $N_{F_{Ak}}$ , foi determinado o respetivo “pitch” ( $d$ ), o número máximo de painéis FV ( $N_{\text{painéis FV } Ak}$ ) consecutivos e o número total de módulos para essa área  $k$ , sendo este o fator prioritário na seleção do valor ideal de  $N_{F_{Ak}}$ .

O número total de painéis FV a instalar numa área  $k$  ( $N_{\text{painéis FV } Ak}$ ), determinou-se a partir do quociente entre o comprimento dessa área  $k$  ( $C_{Ak}$ ) e o “pitch” ( $d$ ), que varia para cada valor do intervalo de  $N_{F_{Ak}}$ . Se a largura da área o permitir, poderão ser instalados dois ou mais painéis FV lado a lado.

$$N_{\text{painéis FV } Ak} = \frac{C_{Ak}}{d} * N_{\text{painéis FV lado a lado}} \quad (31)$$

Este valor terá de ser arredondado para um número inteiro, alterando ligeiramente o comprimento real ocupado pelos painéis FV de uma área  $k$  ( $C_{\text{painéis FV } Ak}$ ). Este fator não poderá ser desprezado, uma vez que poderá provocar limitações impostas numa área consecutiva, mais a norte.

O comprimento real de painéis FV para uma área  $k$  ( $C_{\text{painéis FV } Ak}$ ) será calculado a partir do produto da distância ocupada por um painel FV ( $d$ ) e o número de filas de painéis FV instalados nessa área. O número de filas de painéis, por sua vez, corresponde ao quociente entre número total de painéis FV ( $N_{\text{painéis FV } Ak}$ ) para uma determinada área e o número de painéis em cada fila ( $N_{\text{painéis lado a lado}}$ ),

$$C_{\text{painéis FV } Ak} = N_{\text{filas}} * d = \frac{N_{\text{painéis FV } Ak}}{N_{\text{painéis FV lado a lado}}} * d \quad (32)$$

O excesso do comprimento dos painéis FV ( $C_{\text{painéis FV } Ak}$ ) em relação ao comprimento da área  $k$  ( $C_{Ak}$ ) foi definido como o comprimento excedido ( $C_{exc}$ ), devendo ser o mais próximo de 0, sendo este o segundo critério de seleção do valor ideal de  $N_{F_{Ak}}$ . Caso o valor de  $C_{exc}$  seja negativo, não existem limitações para o comprimento da área seguinte, no entanto, parte da área selecionada também estará a ser desperdiçada. Caso não existam mais áreas a norte, passíveis de serem limitadas, este critério não é considerado.

O  $C_{exc}$  pelos painéis FV de uma determinada área  $k$ , calculou-se a partir da diferença entre o comprimento real ocupado pelos painéis FV e o comprimento da área  $k$ ,

$$C_{exc} = C_{\text{painéis FV } Ak} - C_{Ak} \quad (33)$$

O primeiro critério para selecionar  $N_{F_{Ak}}$  é o número máximo de módulos a serem instalados nessa mesma área ( $N_{\text{mod } Ak}$ ). Este cálculo efetuou-se para cada valor do intervalo do número de fileiras por painel FV para a área em estudo ( $N_{F_{Ak}} = [1,2,3,4,5]$ ) e determinou-se a partir do número de painéis ( $N_{\text{painéis FV } Ak}$ ) e do número de módulos em série ( $N_s$ ):

$$N_{\text{mod } Ak} = N_{F_{Ak}} * N_s * N_{\text{painéis FV } Ak} \quad (34)$$

No final, foram comparados os resultados para os dois critérios e, de acordo com a prioridade dos mesmos, foi definido o número de fileiras por painel FV, para a área determinada.

Recorrendo a esta metodologia para as restantes áreas, é determinado o número total de fileiras ligadas em paralelo ( $N_F$ ), o número total de módulos ( $N_{mod}$ ) e a potência total do sistema FV ( $P_{FV}$ ) que é obtida a partir do *output* do módulo selecionado.

$$P_{FV} = 0,58 \text{ kW} * N_{mod} \quad (35)$$

O número de inversores a selecionar consiste no rácio estabelecido em 6.3.1. entre a potência do sistema fotovoltaico ( $P_{FV}$ ) e a potência máxima do conjunto de inversores ( $P_{INV \text{ max}}$ ), designado no software *PVSyst* como rácio de  $P_{nom}$  ("*P<sub>nom</sub> ratio*"). O cálculo do número de inversores será obtido a partir do quociente entre a  $P_{FV}$  e a  $P_{INV}$ ,

$$N_{INV} = \frac{P_{FV}}{P_{INV}} \quad (36)$$

O rácio  $P_{nom}$  aferiu-se tendo em conta a potência total dos inversores que irá corresponder ao produto entre o número de inversores ( $N_{INV}$ ) e a potência individual do inversor ( $P_{INV}$ ), precisamente porque ao ligar os inversores em paralelo, estaremos a multiplicar a sua potência.

$$\text{Rácio } P_{nom} = \frac{P_{FV}}{N_{INV} * P_{INV}} \quad (37)$$

A razão determinada deverá inserir-se no intervalo de aceitação, confirmando a compatibilidade entre o módulo e o inversor selecionados.

Como estabelecido inicialmente, o valor máximo de  $N_F$  está condicionado pelo número de inversores ( $N_{INV}$ ), pelo valor máximo de corrente de entrada no inversor ( $I_{\text{max INV}}$ ) e pelo valor máximo num módulo individual (ou numa fileira) ( $I_{\text{max mod}}$ ). Procede-se então a uma verificação do valor de  $N_F$ , que deverá ser válida, uma vez que o número de inversores foi ajustado à potência do sistema FV [1].

$$N_F < \frac{N_{INV} * I_{\text{max INV}}}{I_{\text{max mod}}} \quad (38)$$

#### 7.4 Dimensionamento de cablagens

Como estabelecido no capítulo 4, os sistemas fotovoltaicos ligados à rede integram a corrente contínua ou direta (DC) produzida nos módulos e a corrente alternada (AC), convertida no inversor para permitir a injeção na rede.

Esta distinção no tipo de corrente que opera no circuito requer alguns cuidados relativos às cablagens a utilizar, distinguindo-se 3 tipos distintos de cabos.

Designam-se por cabos de fileira DC os condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos fotovoltaicos e a caixa de junção. Estes cabos são normalmente aplicados no exterior.

Segundo a Lei de Ohm, a diferença de potencial elétrico (V) entre dois pontos é diretamente proporcional à intensidade de corrente (I) do circuito e inversamente proporcional à resistência (R) do mesmo:

$$V = I * R \Leftrightarrow R = \frac{V}{I} \quad (39)$$

Devido à reduzida tensão, os cabos de corrente contínua encontram-se sujeitos a eventuais curto-circuitos, assim como ao aquecimento dos próprios condutores devido ao efeito Joule – produção de energia térmica a partir da corrente elétrica – sendo necessária a aplicação de cabos distintos para os condutores de polaridade positiva e negativa [1].

O cabo principal DC é o cabo que estabelece a ligação entre a caixa de junção e o inversor. Estes cabos requerem uma proteção adicional, uma vez que não apresentam resistência à radiação ultravioleta [1]. Tendo em conta a premissa anterior, nos cabos de corrente DC é sempre recomendada a utilização de cabos distintos para os condutores de polaridade positiva e negativa. A norma internacional IEC 60364-7-712 requer também a instalação de um interruptor entre o gerador fotovoltaico e o inversor para que seja possível o corte da ligação para eventuais trabalhos de manutenção. É também importante referir que o inversor é, normalmente, colocado próximo à caixa de junção [1].

O cabo do ramal AC efetua a ligação entre o inversor e o contador para posterior injeção na rede.

De forma a reduzir ao máximo as perdas por resistência, a partir da potência instalada, efetuou-se o dimensionamento da área transversal da secção dos cabos ideal (S – mm<sup>2</sup>).

Para os cabos DC, esse dimensionamento efetuou-se tendo em conta diferentes parâmetros elétricos, tais como a condutividade elétrica do cobre ( $\sigma_{cu} = 56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$ ), a potência (P – W) e a queda de tensão (e) que nunca poderá ser superior a 3% para os cabos DC [1].

$$S = \frac{L * P}{\sigma * e * U^2} \quad (40)$$

O cálculo da secção para os cabos AC (cabo do ramal) obteve-se a partir da intensidade de corrente (I), determinada a partir da Lei de Ohm. Foi calculado então o quociente entre a potência do sistema FV (P<sub>FV</sub>) e a tensão correspondente à tensão alternada (U<sub>ac</sub>) multiplicada pelo número de fases do inversor. Como o inversor é trifásico e cada fase opera a 230 V (corrente AC),

$$I(A) = \frac{P_{FV}(W)}{3 * U_{AC}(V)} \Leftrightarrow I(A) = \frac{P_{FV}(W)}{3 * 230(V)} \quad (41)$$

Após obtida a intensidade de corrente (I), a secção ideal do cabo do ramal AC (S) é estipulada na tabela de intensidades de corrente admissíveis para cabos de cobre de baixa tensão [51].

Posteriormente ambos os valores de secção foram arredondados, por excesso, para os valores normalizados de secção de cabo existentes no mercado.

## 7.5 Perdas variadas do sistema FV

Neste subcapítulo são apresentadas as diversas perdas energéticas que decorrem no sistema FV, assim como uma descrição da metodologia para a sua estimativa. Estas ocorrências irão posteriormente influenciar a estimativa de produção de energia final.

### 7.5.1 Perdas por sombreamento

Como descrito anteriormente, os fenómenos de sombreamento dos módulos têm consequências negativas no desempenho e segurança dos mesmos, ainda que sejam minimizados por ação dos díodos.

Neste parâmetro foram contabilizadas as perdas relativas aos sombreamentos próximos (*near shadings*) que poderão resultar de árvores, edifícios e outras estruturas, e os sombreamentos provenientes da linha do horizonte local, a partir da topografia do terreno, designados por sombreamentos distantes (*far shadings*).

As perdas de potência do sistema FV relativas a sombreamentos por sujidade do ar, ou da superfície dos módulos são abordadas noutra parâmetro.

Sombreamentos transitórios, tais como a ocorrência de nuvens são bastante imprevisíveis [1], pelo que não serão contabilizados.

### 7.5.2 Perdas térmicas

O aumento da temperatura das células solares FV tem um efeito negativo, uma vez que o comportamento térmico do parque solar irá influenciar o desempenho elétrico do mesmo, resultando num decréscimo na produção elétrica.

A metodologia proposta avalia a capacidade de transferir calor, através da variação térmica entre a temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e a temperatura da célula ( $T_{cel}$ ) após aquecimento, devido à irradiância incidente ( $G_{inc}$ ), considerando o coeficiente de absorção ( $\alpha$ ) e a eficiência do sistema FV referente à energia extraída no módulo ( $\eta$ ) [49]. Esta equação inserida no *PVSyst* não considera, no entanto, a radiação térmica dos módulos.

$$U * (T_{cel} - T_{amb}) = \alpha * G_{inc} * (1 - \eta) \quad (42)$$

Ambos os valores de temperatura variam de forma sazonal, tal como  $G_{inc}$ . O valor de  $\eta$  encontra-se definido pelo módulo, enquanto  $\alpha$  é pré-definido como  $\alpha=0,9$ . O único fator em falta é coeficiente de transferência térmica ( $U$ ) que quantifica o calor perdido por convecção dos módulos FV para o ar circundante, definindo o comportamento térmico do parque solar FV.  $U$  é subdividido em duas componentes distintas [49]:

$$U = U_C + U_V * V_{vento} \quad (43)$$

$U_c$  é referente à constante  $[W/m^2K]$ , enquanto  $U_v [W/m^2K]$  introduz um fator proporcional à velocidade do vento, embora a dependência do vento não seja um fator a ter em conta, uma vez que a base de dados meteorológicos utilizada não evidencia valores factuais de  $V_{\text{vento}}$  (m/s). Consideramos então  $U_v = 0$ , sendo  $U_c$  o único componente válido a avaliar [49]

É fundamental denotar que a capacidade calorífica do ar ( $C_{ar}$ ) quantifica a transferência de energia para o ar circundante ao painel FV e variação de temperatura resultante no mesmo. Considerando o ar a uma temperatura de  $23^\circ\text{C}$  (296 K), e a uma altitude correspondente a 200 m acima do nível do mar, este toma um valor de  $1,012 \text{ J g}^{-1}\text{K}^{-1}$ , revelando uma capacidade calorífica bastante reduzida, ou seja, uma transferência de calor do módulo para o ar circundante também reduzida, embora existam diferentes possíveis cenários a considerar.

O fator  $U$  é caracterizado essencialmente pelo método de montagem dos módulos. O software permite definir três níveis distintos para o valor de  $U$  a considerar. Entendendo-se por “livre circulação” uma montagem em que existe circulação livre do ar à volta dos módulos, com ambas as faces do painel sujeitas a convecção térmica, considera-se para este cenário um valor de  $U_c = 29 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ . Já para uma conjuntura em que a face traseira do painel está completamente isolada de fenómenos térmicos, consideramos o valor de  $U_c = 15 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ . Existe ainda o caso intermédio, uma semi-integração com ducto de ar na parte traseira, para o qual consideramos  $U_c = 20 \text{ W/m}^2 \text{ K}$  [49].

No caso de estudo, optou-se por definir o valor fixo de  $U_c = 29 \text{ W/m}^2 \text{ K}$  para ambos os cenários, uma vez que os painéis serão montados no solo a um ângulo de inclinação solar fixo ( $\beta = 32^\circ$ ).

### **7.5.3 Perdas por incompatibilidade**

#### **7.5.3.1 Incompatibilidade dos módulos**

A incompatibilidade dos módulos pode ocorrer quando as células solares com diferentes características de intensidade-tensão (curva I-V). Estas diferenças devem-se ao heterogéneo fabrico dos próprios módulos, em que as inevitáveis variações no espalhamento das células de sílica geram células de diferente espessura e, conseqüentemente, diferente potência. Outro fator que contribui para este tipo de perdas, são as desigualdades na distribuição da irradiância solar sobre o parque solar, algo que irá refletir diferenças de temperatura ao longo do arranjo [52].

Como os módulos não apresentam a mesma potência, são agrupados, à saída de fábrica, em classes de potência para reduzir a discrepância existente, reduzindo também as perdas energéticas, uma vez que numa fileira de módulos ligados em série, a potência será determinada pelo módulo que reflita o valor mais baixo. A metodologia proposta pelo programa cria uma distribuição normal dos valores de  $I_{cc}$ ,

$V_{CA}$ , e  $P_{mpp}$ , simulando a variação real existente nos módulos para um valor percentual inserido pelo utilizador, relativo à diferença nas classes de potência.

### **7.5.3.2 Perdas por incompatibilidade de tensão em fileiras**

Como referido, os módulos não apresentam todos o mesmo valor de corrente, sendo que uma fileira terá a intensidade de corrente ( $I$ ) correspondente à do módulo dessa fileira que detém o menor valor. A ligação das fileiras em paralelo pressiona todas as fileiras a trabalhar na mesma tensão, conduzindo a perdas potenciais por incompatibilidade, caso as diferentes fileiras necessitem de valores distintos de tensão para atingirem o ponto de máxima potência (MPP) [53].

Esta perda apenas se torna relevante, caso exista um diferente número de módulos por fileira, tratando-se de uma perda insignificante para os restantes casos.

### **7.5.4 Degradação ótica por indução de luz (LID)**

Outro fator a ter em conta será a degradação ótica por indução de luz (LID), que representa a diminuição que ocorre no desempenho dos módulos convencionais de silício cristalino dopados com boro, logo após as primeiras horas de exposição solar. Esta degradação ocorre devido à presença, no semicondutor de silício (Si) de vestígios de dímeros de oxigénio ( $O_2$ ) e de átomos de boro (B), aquando da produção das células solares [54]. Após a exposição inicial à radiação solar, os dímeros de oxigénio difundem-se no semicondutor e criam complexos de oxigénio-boro que ao terem um diferente nível de energia, vão aceitar eletrões excitados do semicondutor, induzindo uma corrente elétrica que degrada o *wafers*, criando lacunas e diminuindo a potência da célula solar. [49].

Apesar de diferentes tipos de degradação por indução de luz terem sido reportados nos últimos 40 anos, os defeitos que ocorrem por recombinação ativa continuam desconhecidos [54].

A perda de potência por LID é indicada no gráfico referente à garantia de desempenho linear que se encontra ficha de dados fornecida pelo módulo a utilizar. Este gráfico reflete a degradação anual do módulo ao longo de 25 anos, sendo que 100% irá corresponder à potência de fábrica. O valor estabelecido no ano 0 do gráfico considera a perda de potência relativa ao efeito da indução de luz.

### **7.5.5 Qualidade do módulo**

Este subparâmetro considera a qualidade real do módulo, sendo esta perda referente à confiança no fornecedor. Este valor é obtido a partir de um *flash-test* que ao medir o *output* ( $P_{mod}$ ) de todos os módulos à saída de fábrica, permite definir o intervalo percentual de tolerância de potência, que se encontra especificado na folha de dados do modelo.

Para o presente estudo propõe-se a utilização do valor de tolerância intermédio definido a partir do intervalo especificado.



## 7.5.6 Perdas elétricas

### 7.5.6.1 Perdas resistivas (cablagens)

Este parâmetro está relacionado com as perdas por resistência relativas às cablagens no circuito DC e no circuito AC.

O parâmetro fundamental para o cálculo da fração de perda será a resistência que poderá ser obtida a partir da Lei de Ohm (para condições STC),

$$R_{FV}(\Omega) = \frac{V_{mp}(V)}{I_{mp}(I)}, R(\Omega) = \frac{P(W)}{I^2(A)} \quad (44)$$

A perda de potência ( $L_p$ ) é calculada a partir da resistência da cablagem ( $R$ ) e da intensidade de corrente ( $I$ ) [48],

$$L_P = R_{cablagem} * I_{arranjo}^2 \quad (45)$$

A fração percentual de perda nominal é então definida como o rácio da perda de potência ( $L_p$ ) para a potência nominal do inversor ( $P_{nom inv}$ ) [48]:

$$Fracção\ de\ perda\ (\%) = \frac{L_P}{P_{nom\ inv}} \quad (46)$$

Caso o sistema FV não esteja a operar em condições STC, como acontece na maior parte do tempo, a fração de perda será dada por [49]:

$$Fracção\ de\ perda\ (\%) = R_{cablagem} * \frac{I^2}{V * I} = R_{cablagem} * \frac{I}{V} \quad (47)$$

No circuito DC, é possível definir três tipos distintos de cabos: os cabos que ligam os módulos entre si, os cabos que ligam os módulos à caixa de junção (cabos de fileira DC) e os cabos que ligam a caixa de junção ao inversor (cabos principais DC).

As perdas relativas às cablagens AC e DC foram simuladas a partir dos valores calculados e normalizados da área secção do cabo ( $S$  - mm<sup>2</sup>) e no comprimento dos cabos ( $L$  - m), que se encontram dimensionados para cada um dos cenários.

### 7.5.6.2 Perdas elétricas por sombreamento

Mesmo definindo o espaçamento ideal entre os painéis consecutivos, vão sempre existir perdas relativas ao sombreamento próprio do sistema FV (*self-shading*).

Este tipo de perdas está relacionado com o arranjo elétrico do sistema e com a variação da inclinação solar ao longo do dia e ao longo do ano. O programa permite efetuar a simulação 3D dos sombreamentos, para um determinado dia do ano, considerando como perda elétrica a perda de potência dos módulos resultantes do sombreamento parcial.

É importante referir que os submódulos impedem que o sombreamento parcial anule completamente a produção elétrica por parte de um módulo.

As perdas elétricas por sombreamento variam de forma sazonal, atingindo o valor máximo para o solstício de inverno e mínimo para o solstício de Verão.

No cálculo computacional de todas as curvas I/V referentes a cada um dos módulos do sistema FV, para intervalos temporais de 15 minutos, são obtidos valores individuais de  $P_{mpp}$  e  $P_{mmp}$  sombreado. A diferença entre estes dois valores irá determinar o rácio de perdas elétricas.

### 7.5.7 Efeito do ângulo de incidência (IAM)

O ângulo de incidência da radiação solar é modificado assim que esta atravessa o módulo FV, até atingir as células. O modificador do ângulo de incidência (IAM) é um fenómeno bem caracterizado e é utilizado para prever qual a irradiância efetiva [55]. É utilizado como referência o ângulo perpendicular à superfície do módulo.

Está explicito na norma IEC 618532 que a transmissão relativa da luz para o módulo é, primariamente, influenciada pela primeira interface vidro-ar, isto para módulos que não tenham qualquer cobertura. No entanto, este valor poderá variar para os módulos mais atuais, de acordo com o tipo de interface de vidro que estes possuem. Existem algumas variações, tais como a aplicação de vidro normal, *coating* anti-reflexo (*AR coating*), vidro estruturado ou plástico. Estas características encontram-se especificadas na ficha de dados do módulo.

Para os módulos sem *coating*, o *PVSyst* baseia-se no método ASHRAE [56], que descreve a luz transmitida por uma interface para um determinado ângulo [57], utilizando um parâmetro não físico designado por  $b_0$ , que assume o valor de 0,05 para módulos cristalinos, e a partir do ângulo de radiação incidente ( $i$ ):

$$IAM = 1 - b_0 * \left( \frac{1}{\cos(i)-1} \right) \quad (48)$$

No entanto, para todos os tipos de módulos (com *AR coating* ou não), existe a possibilidade de utilizar um método físico, a partir da reflexão de Fresnel e a lei de Snell. A lei de Snell relaciona o ângulo de incidência da luz numa interface ( $\theta_1$ ) e o ângulo de saída ( $\theta_2$ ), assim como os dois materiais que compõe a interface [57],

$$\text{sen}(\theta_1) * n_1 = \text{sen}(\theta_2) * n_2 \quad (49)$$

Por sua vez a lei de reflexão de Fresnel descreve que porção de luz incidente é refletida, quando atinge uma interface criada por dois materiais, com diferentes índices de refração ( $n$ ) [57].

$$R_{FR} = \frac{\text{sen}^2(\theta_1 - \theta_2)}{2 * \text{sen}^2(\theta_1 + \theta_2)} + \frac{\tan^2(\theta_1 - \theta_2)}{2 * \tan^2(\theta_1 + \theta_2)} \quad (50)$$

A partir da lei da conservação de energia, calcula-se a transmissão da luz [57],

$$T_{FR} = 1 - R_{FR} \quad (51)$$

Tanto para o método ASHRAE, como para o método de Fresnel, o *PVSyst* importa diretamente os índices de refração ( $n$ ) do vidro protetor do módulo selecionado, assim como do revestimento AR (se for o caso).

A simulação é efetuada para os diversos ângulos de incidência ( $i$ ) dos raios solares e a consequente variação de irradiação global no plano inclinado. Após efetuada a simulação para um ano meteorológico típico, a partir dos dados do *Meteonorm*, é calculado o fator de perdas IAM do sistema, para a inclinação do plano escolhida ( $\beta_{opt}$ ).

### 7.5.8 Degradação anual

A degradação especificada no *PVSyst* diz respeito à degradação anual do módulo, apresentada nas especificações do mesmo, mas também considera o aumento das perdas por incompatibilidade, que aumentam ao longo do ano, isto porque os módulos não se irão degradar ao mesmo ritmo.

Para além destes fatores principais, também poderão ser consideradas perdas relativas à reparação dos inversores e até à sua substituição, uma vez que enquanto um sistema FV tem um tempo de vida de 20-25 anos, a maior parte dos inversores tem uma garantia típica de 10-15 anos [58].

A degradação garantida, ou seja, a degradação anual do próprio módulo, é obtida a partir do declive da curva do gráfico referente à garantia do fornecedor, a partir do ano 0 (excluindo já as perdas percentuais relativas à LID). É assim obtida a degradação percentual anual.

De forma a estimar a degradação anual na sua totalidade, a evolução da incompatibilidade dos módulos também terá de ser incluída neste parâmetro. A partir de um modelo estatístico Monte-Carlo, o programa permite interpolar, a partir da distribuição média da degradação dos módulos, a raiz quadrada média dessa distribuição, em função da idade do sistema [49].

### 7.5.9 Correção espectral

A radiação solar que atinge a superfície dos painéis FV está dependente de parâmetros variáveis, presentes na atmosfera terrestre. Por exemplo, o trajeto que os raios solares percorrem até atingirem a superfície terrestre num determinado momento e local, está dependente da posição solar e denomina-se massa de ar (AM) [1]. A massa de ar (AM) atravessada pela radiação solar poderá ser calculada em função da posição solar a partir da seguinte equação, em que  $\theta$  corresponde à posição angular do sol [1],

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (52)$$

Para além da AM, existem outros parâmetros importantes a considerar, cujas variações poderão ser sazonais. Um dos mais importantes é a humidade relativa, parâmetro este, que está incluído na interpolação obtida a partir das várias estações meteorológicas incluídas no *Meteonorm*. Esta correção baseia-se fundamentalmente nestes dois parâmetros.

#### **7.5.10 Perdas por sujidade**

As perdas por sujidade referem-se à diminuição na potência dos módulos FV por sombreamento ou cobertura das suas superfícies por neve, terra, poeiras e outras partículas, tais como fungos, aerossóis e pólen, sendo que estes fatores estão dependentes da localização e do ambiente em que a instalação se insere [59, 60].

Outro fator a considerar aqui será a precipitação, uma vez que este tipo de perda acaba por ser sazonal, agravando-se nos meses mais secos e sendo praticamente inexistente nos meses de chuva, dado que os módulos são naturalmente limpos [61]. Juntamente com a sazonalidade da precipitação, as concentrações de partículas presentes no ar são os melhores indicadores para estimar as perdas por sujidade [62].

De momento não existe uma solução clara para resolver o problema da sujidade dos módulos, precisamente devido à elevada especificidade do local, variabilidade sazonal e diferenças nos custos laborais para limpeza, uma vez que o consumo de água é um fator que aumenta bastante os custos financeiros [63].

O carácter dos fatores que originam este tipo de perda também difere. A neve, as poeiras e as folhas são de fácil remoção pela precipitação, uma vez que a própria inclinação dos módulos serve como um sistema autolimpante. Já outros fatores, tais como o sombreamento resultante da poluição do ar, ou dejetos de pássaros, requerem uma limpeza com muito maior periodicidade, sendo que estes resultam em perdas mensais entre 2% a 5% [1].

A acumulação de sujidade diária varia com as condições meteorológicas, mas também com as características locais, tais como a proximidade de campos agrícolas, urbanizações e proximidade de autoestradas [64]. No sul de Portugal, por exemplo, a maior preocupação prende-se com os ventos provenientes do deserto do Sahara que sazonalmente transportam poeiras e partículas de pequenas dimensões, que afetam o funcionamento dos módulos FV [65].

Enquanto no deserto se podem registar perdas de desempenho de 14,23% caso não ocorram limpezas frequentes nos períodos de seca [66], locais com climas subtropicais, com precipitação frequente registam perdas diárias por sujidade inferiores a 0,05% [64].

Em climas húmidos, áreas rurais aparentam ter menores perdas por sujidade em relação a áreas urbanas poluídas [67]. De acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger, o norte da Califórnia apresenta um clima mediterrâneo de Verão fresco semelhante ao registado no norte de Portugal [68]. O valor diário de perdas por sujidade em zonas rurais no norte da Califórnia é de 0,10%/dia [69]. Assim sendo, para o presente trabalho, considerou-se o valor de acumulação de sujidade de 0,07%/dia, considerando que o valor associado aos pássaros é adicionado de forma distinta.

As condições meteorológicas para o sul da Europa criam dois regimes distintos, um durante a estação húmida em que as superfícies são lavadas pela chuva e outra na estação seca, em que o efeito da sujidade dos módulos é superior [61]. Propõe-se então a implementação de três limpezas periódicas de 2 em 2 meses, nos meses mais secos (Maio, Julho, Setembro).

O cálculo deste tipo de perda seguiu a metodologia utilizada na MEGAJOULE II, S.A., que se baseia nos dados obtidos de precipitação horária para um ano meteorológico típico, interpolados no *Meteonorm*. Este modelo considera uma folha de cálculo do *Microsoft Excel*, onde é possível introduzir um valor personalizado para a acumulação de sujidade diária (definido para o caso de estudo como 0,07%/dia), à qual irá acrescer um valor de 0,60% mensal relativo à sujidade por dejetos de pássaros.

Para simular a limpeza dos painéis FV pela chuva, na folha de cálculo, utilizou-se uma função estatística “*IF*”. Caso a precipitação correspondente a um dia seja superior a 10 mm, considera-se uma limpeza total dos painéis FV, sendo que o valor relativo à acumulação de sujidade é alterado para zero. Se tal não suceder, há um incremento na sujidade acumulada de 0,07% após esse dia. Note-se que este valor não varia, independentemente de não ocorrer precipitação, ou ocorrer precipitação inferior a 10 mm. Com a introdução das limpezas programadas, o valor relativo a perdas por sujidade para a hora seguinte à limpeza é anulado.

A partir das limpezas programadas, da acumulação percentual diária de sujidade (%/dia) e da limpeza associada aos dias de precipitação, foi calculado o rácio de perda percentual por sujidade relativo a cada mês e a média anual.

## **7.6 Estimativa de produção energética**

Após a ponderação das perdas do sistema FV, procedeu-se à avaliação da produção energética final. Como tal, é fundamental considerar os dados horários de irradiação global no plano inclinado, a orientação dos painéis FV, os dados relativos à temperatura média diária e mensal e as perdas específicas do sistema FV.

De forma a avaliar a energia produzida pelo sistema, teremos inicialmente de distinguir dois conceitos distintos: a energia produzida idealmente pelo sistema FV ( $E_{real}$ ) e a energia efetiva ( $E_{ideal}$ ), que terá em consideração todas as perdas descritas no capítulo anterior.

A  $E_{ideal}$  diária de um sistema FV poderá ser calculada a partir do produto da potência máxima dos módulos ( $P_{max}$ ), para as condições de radiação solar incidente e de temperatura do módulo ( $T$ ), com as horas solares equivalentes designadas para esse dia ( $H_{s\ diária}$ ) [1],

$$^{dia}E_{ideal} = H_{s\ diária} * P_{max}(G, T) \quad (53)$$

Uma vez que existem dados de radiação horária ajustados à inclinação do plano inclinado, a estimativa de produção será mais precisa se utilizarmos esses valores ao invés do método das horas solares equivalentes diárias. Assim, a equação anterior poderá ser reescrita [1],

$$E_{ideal} = \frac{I_h}{G^R} * P_{max}(G, T) \quad (54),$$

em que  $I_h$  corresponde à irradiação global horária para o plano com inclinação ótima e  $G^R$  corresponde à irradiância para condições de referência STC (1000 Wh/m<sup>2</sup>). Nestas condições de referência (STC), o cálculo de  $P_{max}$  é obtido a partir do rendimento dos módulos ( $\eta$ ), da área útil dos módulos FV ( $A$ ) e da irradiância ( $G^R$ ) [1],

$$P_{max(STC)} = \eta * A * G^R \quad (55)$$

No entanto, o objetivo passou por estimar a produção de energia do sistema ao longo de todo o ano, não apenas nas condições STC, que desprezam essa sazonalidade. Como tal, é necessário ter em conta a diminuição do rendimento do módulo em função do aumento de temperatura [1], sendo que este valor se encontra nas especificações do módulo. Para o modelo JKM580M-7RL4-V, ocorre uma variação no rendimento de -0,34%/°C.

A partir deste valor foi designado o fator de correção de temperatura  $K_T$  [1],

$$K_T = [1 - 0,0034 * (T_h - 25^\circ C)] \quad (56)$$

Como os dados obtidos a partir do *Meteororm 8.0*, incluem as variações de temperatura para um ano meteorológico típico, esta correção efetuou-se para a  $P_{max}$  correspondente a todas as horas do ano [1],

$$P_{max} = \eta * K_T * A * G^R \quad (57)$$

Incluindo  $K_T$  na equação inicial, a  $E_{ideal}$  diária produzida foi calculada a partir do somatório considerando as variações horárias de temperatura e irradiação global incidente sobre o plano com inclinação ótima [1],

$$dia E_{ideal} = \sum_{h=1}^{24} (K_{T_h} * I_h * P_{max}) \quad (58)$$

Após obtidos os valores de  $E_{ideal}$ , é necessário contabilizar o valor que foi obtido a partir de todas as perdas detalhadas em 6.5. Essa determinação é efetuada através da razão de desempenho (do inglês: *performance ratio*) [1], sendo a produção real ( $E_{real}$ ) diária obtida a partir da introdução das perdas do sistema FV na produção ideal ( $E_{ideal}$ ) diária [1],

$$dia E_{real} = PR * dia E_{ideal} \quad (59)$$

A produção anual ideal ( $^{ano}E_{ideal}$ ) e a produção anual real ( $^{ano}E_{real}$ ) podem ser calculados a partir do somatório dos valores de energia produzida em todas as horas do ano,

$$^{ano}E_{ideal} = \left[ \sum_{i=1}^{8760} K_{T,i} * I_h * P_{max} \right] ; \quad ^{ano}E_{real} = PR * ^{ano}E_{ideal} \quad (60)$$

, onde i diz respeito ao número de horas.

A razão de desempenho (PR) calculada corresponde ao rácio entre a produção de referência do sistema ( $E_{ideal}$ ) e a produção útil do sistema ( $E_{real}$ ). No programa é apenas efetuada uma normalização destes dois valores de produção para a potência nominal do sistema [49],

$$Yf (kWh/kW) = \frac{E_{real}}{P_{nom}} ; \quad Yr (kWh/kW) = \frac{E_{ideal}}{P_{nom}} \quad (61)$$

Em que Yf corresponde à energia útil do sistema normalizada, contabilizando todas as perdas consideradas, enquanto Yr corresponde à energia de referência do sistema normalizada, desprezando as perdas. A PR representa apenas o rácio entre a produção útil do sistema ( $E_{real}$  ou Yf) e a produção de referência do sistema ( $E_{ideal}$  ou Yr).

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} = \frac{Yf}{Yr} \quad (62)$$

A partir de uma folha de cálculo, foram elaborados os diagramas de produção FV que incluem a produção ( $E_{real}$ ) horária para um dia típico de cada mês. Posteriormente, recorrendo ao diagrama de carga, foi elaborado um novo diagrama que apresenta os períodos do ano em que existiu um excedente de produção, para ambos os cenários (anexo 6).

Para estimar a produção ao longo dos 25 anos, é necessário contabilizar o aumento anual associado a perdas relativas à degradação anual dos módulos ( $L_{DGR}$ ). Assim, a  $E_{real}$  para determinado ano é calculada,

$$E_{real (ano n)} (kWh) = E_{real (ano 0)} (kWh) * [1 - (L_{dgr} * n)] \quad (63)$$

O cálculo da energia excedente ( $E_{exc}$ ) foi efetuado a partir do diferencial entre os valores de energia produzida ( $E_{real}$ ) e consumo energético (W), para cada uma das horas do ano. Para determinado ano de vida do sistema, terá de ser contabilizada a degradação do módulo,

$$E_{exc (ano n)} (kWh) = [E_{real (ano n)} * (1 - L_{DGR} * n)] - W(kWh) \quad (64)$$

Este excedente será um dado importante para aferir a viabilidade económica do sistema FV, uma vez que representa energia que poderá ser vendida à rede.

Por sua vez, a energia de autoconsumo ( $E_{AC}$ ) para cada ano, foi obtida a partir da diferença entre a energia produzida ( $E_{real}$ ) e a energia excedente ( $E_{exc}$ ),

$$E_{AC (ano n)}(kWh) = (E_{real (ano o)} - E_{exc (ano o)}) * 1 - (L_{DGR} * n) \quad (65)$$

## 7.7 Balanço de emissões de CO<sub>2</sub>

O ciclo de emissões de um sistema FV deverá contabilizar o efeito negativo proveniente da obtenção dos materiais, todos os processos inerentes à construção do módulo, assim como as cablagens e o isolamento das mesmas. Também deverá ser considerado o tipo de transporte dos materiais para o local e a construção de todo o gerador FV, incluindo o inversor e as estruturas de suporte [70].

O cobre relativo às cablagens poderá ter uma pegada de emissões de carbono entre 1,1-8.5 kg CO<sub>2</sub> eq/kg Cu [71]. O transporte irá depender da distância do local de envio ao local de instalação, cuja pegada de carbono poderá variar entre 10,8-31,6 g CO<sub>2</sub>/km [72]. Para o caso de estudo irá ser considerado o valor máximo, considerando a distância estimada de 17800 km entre o porto mais próximo da Jinko Solar (Shanghai) e o porto mais próximo do local de instalação (Porto). O transporte terrestre representa um impacto muito reduzido, não sendo contabilizado.

A moldura de um módulo monocristalino tem uma pegada de carbono de 1,53 kg CO<sub>2</sub> eq/Wp [73], enquanto o módulo em si tem uma pegada ecológica de 932 kg CO<sub>2</sub> eq/kWp [74]. No entanto, com base nos dados fornecidos pela IEA, o *PVSyst* define a pegada ecológica do módulo selecionado como 1713 kg CO<sub>2</sub> eq/kWp, sendo este o valor utilizado na simulação. A produção dos módulos representa a maior parte das emissões associadas à construção de um sistema FV.

Um inversor trifásico comum apresenta emissões de 124 kg CO<sub>2</sub> eq/kWp, enquanto a montagem emite um valor conjunto 60,06 kg CO<sub>2</sub> eq/kWp [75]. As emissões relativas às cablagens são reduzidas e apenas constituem 3,46 kg CO<sub>2</sub> eq/kWp [75]. Como representam uma parte ínfima do cálculo, irão ser considerados 10 kg de cobre para ambos os cenários.

As emissões de carbono relativas à estrutura dos módulos é calculada a partir do peso estimado de 7500 kg para o cenário 1 e 4500 kg para o cenário 2, com emissões de CO<sub>2</sub> específicas de 2,29 kg CO<sub>2</sub>/kg.

Todas estas emissões de carbono associadas à construção do sistema FV ( $Em_{CO_2}$  – kg CO<sub>2</sub>) serão contabilizadas, garantindo um balanço negativo para o ano inicial.

No presente estudo irá ser efetuada uma estimativa do balanço de carbono para os dois cenários, com base nos valores detalhados e nas emissões que irão ser substituídas. Para Portugal, a poupança



nas emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de energia elétrica (P<sub>CO<sub>2</sub></sub>), fornecida no *PVSystem*, é de 0,343 kg CO<sub>2</sub>/kWh [49].

A metodologia utilizada neste cálculo considera também as perdas por degradação anual dos módulos (L<sub>DGR</sub>), valor esse que terá de ser descontado à energia produzida. O balanço de emissões calculou-se para os 25 anos de vida útil do sistema FV a partir da seguinte expressão,

$$\text{Balanço de emissões (ton CO}_2\text{)} = \frac{E_{reat} * 1 - (L_{dgr} * \text{Ano}) * P_{CO_2} - Em_{CO_2}}{1000} \quad (66)$$

## 8 PROJETO DE DIMENSIONAMENTO DA UPAC: CASO DE ESTUDO

### 8.1 Cenário 1

Inicialmente, o sistema FV da ETAR Paço de Sousa foi dimensionado para cobrir as necessidades totais de consumo energético. O primeiro passo passou por calcular as necessidades diárias de energia (L – Wh/dia) médias para cada mês, a partir do consumo diário típico mensal ( $W_{\text{médio diário}}$ ) registado no diagrama de carga, presente no anexo 3 – c.

Após a obtenção das necessidades energéticas da ETAR, foi fulcral atender a outro fator: a disponibilidade de energia solar no local. Seguindo a metodologia elucidada em 7.3.2, a partir dos dados aferidos de radiação num plano com inclinação ótima ( $I(\beta_{\text{opt}})$ ) foram determinadas as horas solares equivalentes ( $H_s$ ) médias diárias, para cada mês.

Considerando os fatores de redução de potência predefinidos ( $R_1$  e  $R_2$ ), foi determinada a potência a instalar ( $P_{\text{FV}}$ ) relativa a cada mês, compondo-se a tabela 11.

**Tabela 11** – Valores obtidos de potência a instalar (kWh), de acordo com as necessidades energéticas em cada mês do ano.

	<b>Consumo médio diário (kWh)</b>	<b>Horas solares equivalentes (dia médio)</b>	<b>Necessidades energéticas (L) (kWh/dia)</b>	<b>Potência a instalar (<math>P_{\text{FV}}</math>) (kWp)</b>
Janeiro	3893,82	1,82	3953,11	3212,36
Fevereiro	3875,27	2,83	3934,29	2060,02
Março	4004,83	3,93	4065,82	1533,88
Abril	3953,81	5,22	4014,02	1138,16
Mai	4148,49	6,42	4211,66	971,70
Junho	4154,31	7,01	4217,58	891,08
Julho	4361,39	7,09	4427,81	925,32
Agosto	4301,23	6,28	4366,73	1029,73
Setembro	4399,98	4,95	4466,98	1335,64
Outubro	4111,91	3,09	4174,53	2000,67
Novembro	4176,55	2,09	4240,15	2999,95
Dezembro	3793,59	1,55	3851,36	3683,89

Considerando o mês crítico (Dezembro), obteve-se uma potência a instalar de 3683,88 kWp. Como este valor não cumpre com as restrições descritas no início do capítulo, nem será necessário proceder à configuração do sistema, sendo impossível o dimensionamento para estes valores de potência.

Sistematicamente, procedeu-se ao valor de potência a instalar designado para o mês de maior consumo que irá requerer mais necessidades energéticas. Como o mês de maior consumo é Setembro,

a potência a instalar (kWp) será consideravelmente menor, precisamente por existir uma maior irradiação disponível, em comparação com o mês de Dezembro.

Ainda assim, obteve-se um valor de 1335,63 kWp a instalar, excedendo o valor de 1 MWp, estando o parque sujeito às restrições aplicadas a UPAC's no Decreto-Lei nº162/2019.

Considerando o mês em que existe uma maior irradiação solar (Julho), verificou-se que a potência exigida para cobrir as suas necessidades energéticas é de 925,32 kWp, cumprindo com a legislação. Procedeu-se então à configuração do sistema FV.

A partir da potência necessária ( $P_{FV}$ ) e da potência do módulo individual ( $P_{mod}$ ), é possível calcular o número de módulos a instalar ( $N$ ):

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{P_{mod}} \Leftrightarrow N = \frac{925320,2581W}{580 W} \Leftrightarrow N_{mod} = 1595,38 \approx 1596 \quad (67)$$

Após obter o número de módulos FV, deverá ser calculada a área total ocupada pelo sistema.

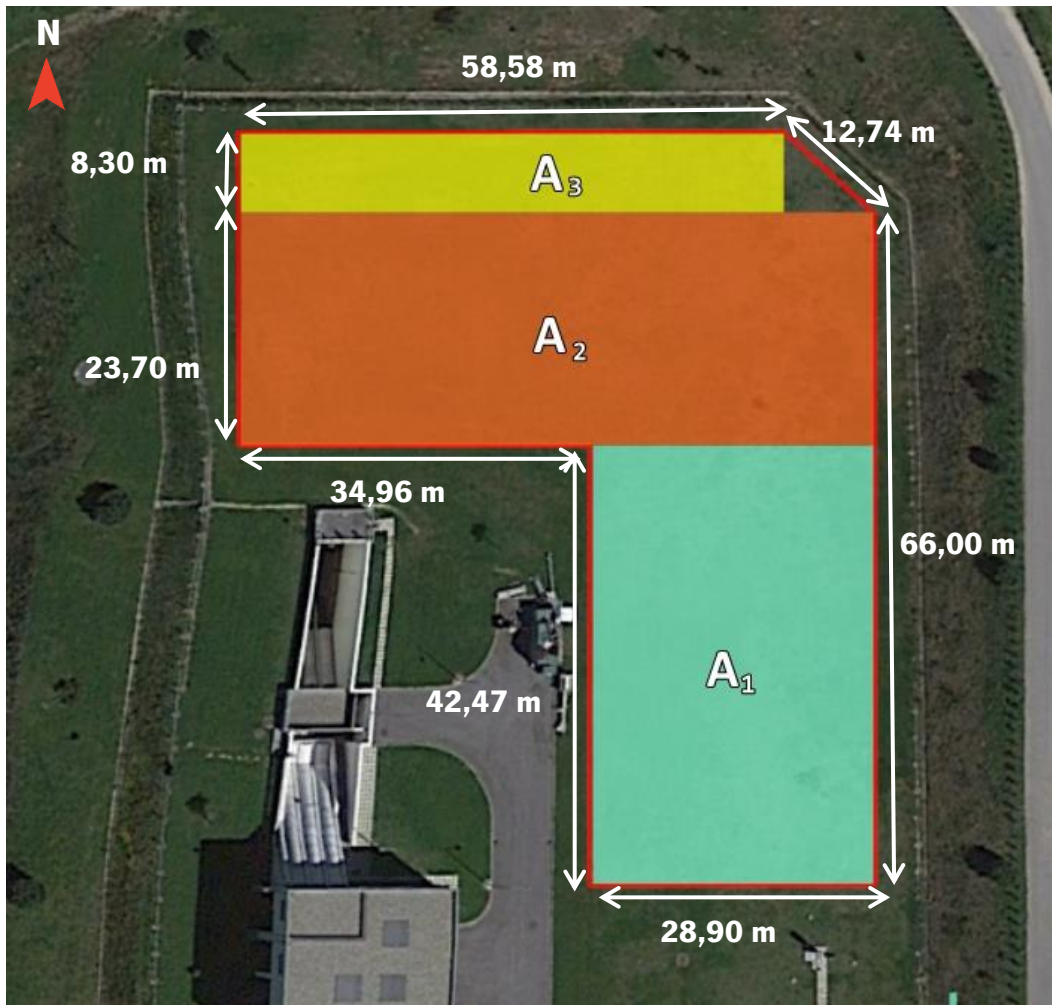
$$A_{total}(m^2) = A_{mod} * N_{mod} \quad (68)$$
$$\Leftrightarrow A_{total}(m^2) = 2,734 * 1596 \Leftrightarrow A_{total}(m^2) = 4363,46 m^2$$

A  $A_{total}$  calculada a partir da potência necessária ( $P_{FV}$ ) para suprimir as necessidades no mês de Julho é superior à área disponível ( $A_{dis}$ ), inviabilizando a instalação do sistema FV.

Não existindo área suficiente para cobrir as necessidades energéticas, o dimensionamento para este cenário 1 será baseado na área total disponível.

### **8.1.1 Potência a instalar para a área disponível**

A área disponível para instalação foi inicialmente dividida em 3, precisamente devido às distintas larguras. A dimensão das fileiras e o número de módulos ligados em série ( $N_s$ ), para além dos limites estabelecidos pelas especificações elétricas do módulo e do inversor, serão também determinados pela largura destas 3 áreas. Recorrendo ao software *Google Earth*, foi elaborada a figura 13.



**Figura 13** – Divisão da área total disponível em três áreas distintas – Google Earth 2021©.

Considerando a área 1, a largura de 28,90 m deverá ser aproveitada ao máximo pelos painéis, sem que seja excedida, cumprindo com os intervalos determinados pelas características de tensão e intensidade de corrente dos módulos e do inversor.

Inicialmente, foi calculado o  $N_s$  máximo suportado pelo inversor, a partir do quociente entre a tensão máxima do mesmo ( $V_{\max inv}$ ) e a tensão dos módulos ( $V_{CA(-10^\circ)}$ ), de acordo com a equação (19).

$$V_{CA(-10^\circ C)} = 59,8 V$$

$$N_s < \frac{1500 V}{59,8 V} \Leftrightarrow N_s < 25,08$$

O número máximo de módulos que poderão ser ligados em série numa só fileira será 25, uma vez que qualquer valor, superior a este, iria resultar numa tensão máxima do sistema fotovoltaico superior à tensão máxima suportada pelo inversor.

Posteriormente, foi determinado o limite para  $N_s$  a partir da tensão de entrada do inversor ( $V_{\min inv}$ ) e o valor de tensão do módulo ( $V_{mp(T=60^\circ)}$ ), a partir da equação (21).

$$V_{mp(T=60^{\circ}C)} = 39,3 V$$

$$N_S > \frac{860 V}{39,3 V} \Leftrightarrow N_S > 21,89$$

Concluimos então que o número de módulos por fileira está definido entre 22 e 25 módulos.

O módulo JKM580M-7RL4-V tem 2,411 m de comprimento e 1,134 m de largura. É importante referir que os módulos poderão ser ligados em série de forma horizontal ou vertical.

Se considerarmos os módulos dispostos na horizontal, o valor mínimo que podemos ter para a largura dos painéis FV calculou-se a partir do comprimento do módulo e do valor mínimo de módulos em série ( $N_s=22$ ), a partir da equação (22).

$$L_{\min \text{ painel FV}} = 2,411m * 22 = 53,04m$$

Como o valor mínimo de  $N_s$  faz com que a largura dos painéis FV exceda a largura definida para a área 1, os módulos terão de ser dispostos na vertical.

Procedeu-se ao cálculo da largura ideal dos painéis FV para  $N_s = [22, 23, 24, 25]$ , de modo a determinar qual o valor mais próximo da menor largura das 3 áreas (área 1 -  $L_{A1}$  28,90 m). Os resultados obtidos estão apresentados na tabela 12.

**Tabela 12** – Resultados obtidos da largura de painel FV, dependendo do número de módulos ligados em série ( $N_s$ ).

	<b>Ns=22</b>	<b>Ns=23</b>	<b>Ns=24</b>	<b>Ns=25</b>
L painéis FV	24,988 m	26,086 m	27,220 m	28,39 m

Concluiu-se que o comprimento ideal dos painéis FV para  $N_s=25$  é aquele que mais se aproxima (sem exceder) da largura da área 1, sendo este o valor definido de módulos por fileira.

### 8.1.1.1 Área 1

Inicialmente procedeu-se ao cálculo do *pitch* (d) para o intervalo de  $N_{FA1} = [1,2,3,4,5]$ .

Conhecida a largura do módulo, calculou-se o valor do comprimento ( $\ell$ ) dos painéis FV, dependendo para os valores de  $N_{FA1} = [1,2,3,4,5]$ . Considerando o valor de elevação solar ( $\gamma=25,375^{\circ}$ ) e a inclinação dos painéis ( $\beta=32^{\circ}$ ), para cada valor predefinido de  $N_{FA1}$ , foi determinado o respetivo “*pitch*” (d), o número máximo de painéis FV ( $N_{\text{painéis FV } A1}$ ) e os dois critérios de seleção: o número de módulos total na área 1 ( $N_{\text{mod } A1}$ ) e o comprimento excedido ( $C_{\text{exc}}$ ).

Estes cálculos permitiram elaborar uma tabela 13, de forma a comparar os dois critérios utilizados para selecção do valor de  $N_f$  para a área 1.

**Tabela 13** – Valores obtidos, para o intervalo de  $N_{FA1} = [1;5]$ , dos dois critérios de seleção do número ideal de fileiras ( $N_{F1}$ ) para a área 1:  $N_{modA1}$  e  $C_{exc}$ .

$N_{FA1}$	$N_{\text{painéis FV A1}}$	“Pitch” (m)	$C_{\text{painéis FV}}$ (m)	$N_{modA1}$	$C_{exc}$ (m)
1	9	4,82	43,38	225	0,91
2	4	9,55	47,75	200	-4,27
3	3	14,29	42,87	225	0,40
4	2	19,03	57,09	200	-4,41
5	2	23,77	47,54	250	5,07

O cálculo de  $N_{mod}$  serviu para estabelecer o valor ideal para o número de fileiras por painel FV na área 1 ( $N_{FA1}$ ) que à partida seria  $N_{FA1}=5$ . No entanto, este valor resulta de uma aproximação excessiva e excede de forma significativa o comprimento da área 1 ( $C_{exc}=5,07$  m), devendo ser desprezado.

O valor máximo de módulos será definido como  $N_{mod}=225$ , existindo dois arranjos distintos ( $N_{FA1}=1$  ou  $N_{FA1}=3$ ), que apesar de excederem a área 1, fazem-no de forma pouco significativa, compensando a instalação de mais módulos.

O valor selecionado foi  $N_{FA1}=3$ , precisamente por apresentar um comprimento excedido inferior.

Na área 1 serão então instalados 3 painéis FV individuais, consecutivos, com os seus módulos dispostos de forma vertical, sendo cada painel composto por 3 fileiras de 25 módulos ligados em série, totalizando o valor de 225 módulos instalados.

### 8.1.1.2 Área 2

Um procedimento idêntico irá ser efetuado para a área 2, excetuando alguns aspetos singulares.

Uma particularidade visível da área 2 é a maior largura (figura 13), pelo que é necessário determinar se existe a possibilidade de colocar dois painéis FV lado a lado. Como  $L_{\text{painéis FV}}=28,39$  m e  $L_{A2}=63,86$  m:

$$L_{A2} - (L_{\text{painéis FV}} * 2) = 7,08 \text{ m}$$

A área 2 será preenchida por filas constituídas por dois painéis FV lado a lado. As filas serão distanciadas entre si pelo “pitch”.

A determinação do número de fileiras da área 2 ( $N_{FA2}$ ) seguiu a mesma metodologia da área 1, com algumas particularidades. Teremos de considerar a limitação de 0,40 m imposta pela área 1, de acordo com a equação (33).

$$C_{A2} = 23,70 \text{ m} - 0,40 \text{ m} = 23,30 \text{ m}$$

O cálculo do número máximo de painéis FV ( $N_{\text{painéis FV A2}}$ ) será também efetuado a partir de  $C_{A2}$  e do “pitch”, como na área 1, mas terá de ser posteriormente duplicado, como estabelecido na equação (31), uma vez que estamos a instalar dois painéis por cada fila.

$$N_{\text{painéis FV A2}} = \frac{C_{A2}}{d} * 2$$

Por sua vez, o cálculo do comprimento dos painéis FV ( $C_{\text{painéis FV}}$ ) para a área 2, também terá de considerar o número de painéis FV por fila, de acordo com a equação (32):

$$C_{\text{painéis FV A2}} = \frac{N_{\text{painéis FV A2}}}{2} * d$$

Efetuada os cálculos para o intervalo de  $N_{F_{A2}} = [1,2,3,4,5]$ , foi estabelecida a seguinte tabela 14.

**Tabela 14** – Valores obtidos, para o intervalo de  $N_{A2} = [1;5]$ , dos dois critérios de seleção do número ideal de fileiras ( $N_{F2}$ ) para a área 2:  $N_{\text{mod A1}}$  e  $C_{\text{exc}}$ .

$N_{F_{A2}}$	“Pitch” (m)	$N_{\text{painéis FV A2}}$	$C_{\text{painéis FV}}$ (m)	$N_{\text{mod}}$
1	4,82	10	24,10	250
2	9,55	5	23,88	250
3	14,29	3	21,44	225
4	19,03	2	19,03	200
5	23,77	2	23,77	250

O método de seleção é idêntico àquele estabelecido para a área 1, no entanto o principal critério será o comprimento ocupado pelos painéis FV. Esta alteração na prioridade dos critérios justifica-se com a particularidade da área 3 não necessitar de estabelecer um “pitch” e ser preferencial a ocupação máxima dessa área, ao invés da área 2.

Seguindo a lógica supramencionada, o valor selecionado foi  $N_{F_{A2}}=4$ , precisamente porque, não ocupando totalmente a área 2, permite aumentar a área 3 de forma significativa.

Na área 2 serão instaladas 2 filas de painéis FV, sendo instalados 2 painéis por fila. Os módulos serão dispostos na vertical, como determinado anteriormente, e cada painel FV será composto por 3 fileiras de 25 módulos ligados em série, totalizando 200 módulos instalados para esta área. O espaçamento definido entre os painéis FV dispostos em fila (lado a lado) foi de 2 m.

### 8.1.1.3 Área 3

Para finalizar, a área 3 possui uma largura inconstante, sendo necessário considerar o seu valor mínimo para averiguar a possibilidade de instalar 2 painéis FV por fila, tal como na área 2.

$$L_{A3} - (L_{\text{painéis FV}} * 2) = 1,6 \text{ m}$$

Dada a possibilidade de instalar dois painéis FV lado a lado, a área 3 será composta por filas com 2 painéis FV lado a lado.

O valor remanescente de  $C_{A2}$  deverá ser considerado para aferir o comprimento real da área 3, tal como na equação (33):

$$C_{A3} = 8,30 - (-4,47) = 12,77 \text{ m}$$

Uma peculiaridade da área 3 prende-se com o facto de não ser necessário o espaçamento para outros painéis FV, pelo que apenas temos de garantir que o valor referente ao comprimento disponível é ocupado. Como tal, propõe-se a instalação de uma só fila de painéis FV, cujo  $S_2$  (distância do painel no plano horizontal) possa corresponder ao  $C_{A3}$ . A partir da equação (27), foi possível determinar o comprimento do painel FV no plano inclinado ( $\ell$ ), que por sua vez permitiu calcular o número de fileiras a colocar na área 3 ( $N_{FA3}$ ).

$$S_2 = C_{A3} = 12,77m$$

$$7,83m = \frac{\ell * \text{sen}(\beta)}{\tan(\beta)} \Leftrightarrow \ell = \frac{12,77m * \tan(32^\circ)}{\text{sen}(32^\circ)} \Leftrightarrow \ell = 14,63 m$$

A partir de  $\ell$ , é calculado o  $N_{FA3}$ , considerando também o valor da moldura. Arredondando por defeito,

$$N_{FA3} = \frac{\ell}{C_{mod}} - 0,04 \Leftrightarrow N_{FA3} \approx 6$$

O valor de  $N_{FA3}$  será de 8 fileiras por painel FV. Considerando que existem 2 painéis, o número de módulos total da área 3 foi calculado a partir da equação (34):

$$N_{mod} = N_S * N_{FA3} * N_{painéis FV} = 300$$

Na área 3 será instalada uma fila de painéis FV lado a lado. Como nas restantes áreas, os módulos serão dispostos na vertical, e cada painel FV será composto por 8 fileiras de 25 módulos ligados em série, totalizando 300 módulos instalados para esta área. O espaçamento definido entre os painéis FV dispostos em fila (lado a lado) foi de 1,5 m.

### 8.1.2 Potência total e configuração final do sistema FV

O sistema fotovoltaico terá então 29 fileiras ligadas em paralelo ( $N_f=29$ ) cada uma composta por 27 módulos ligados em série ( $N_s=27$ ), perfazendo um total de 725 módulos. Como o módulo selecionado tem um *output* correspondente a 580 W, a potência total do sistema foi determinada com base na equação (35):

$$P_{FV} = 0,58 kW * N_{mod} = 0,58 kW * 725 = 420,05 kW$$

O cálculo do número de inversores obteve-se a partir do quociente entre a  $P_{FV}$  e a  $P_{INV}$ ,

$$N_{INV} = \frac{420,05}{125} \approx 3$$

O rácio  $P_{nom}$  foi determinado, inserindo-se no intervalo de aceitação, confirmando a compatibilidade entre o módulo e os inversores selecionados.

$$Rácio P_{nom} = \frac{P_{FV}}{N_{INV} * P_{INV}} = \frac{420,05}{3 * 125} = 1,12$$

O valor de  $N_f=29$  é viável, encontrando-se abaixo do valor máximo estabelecido. Este valor foi calculado a partir da equação (25):

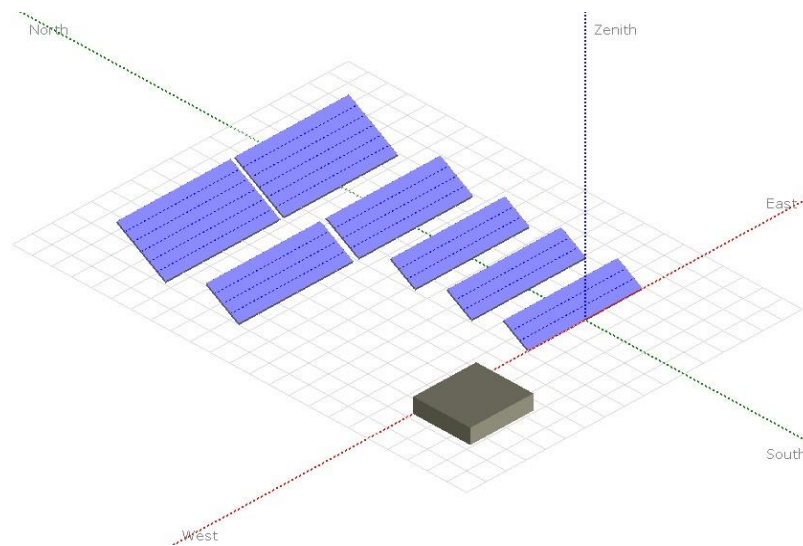


$$N_F < \frac{N_{INV} * I_{INV}^{max}}{I_{mód}^{max}} \Leftrightarrow N_F < \frac{3 * 148 A}{12,96 A} \Leftrightarrow N_F < 34,25$$

Procedeu-se então à configuração do parque solar FV, elaborada no *PV Syst*, tendo em conta todos os cálculos efetuados anteriormente. Esta construção está representada na figura 14.

De forma a poder computar posteriores perdas relativas a sombreamentos próximos (“*near shadings*”), foi apenas desenhado o edifício da obra de entrada, precisamente por ser o único edifício próximo o suficiente para causar algum tipo de sombreamento. Não existem árvores, ou outro tipo de objetos que possam obstruir a propagação de raios solares.

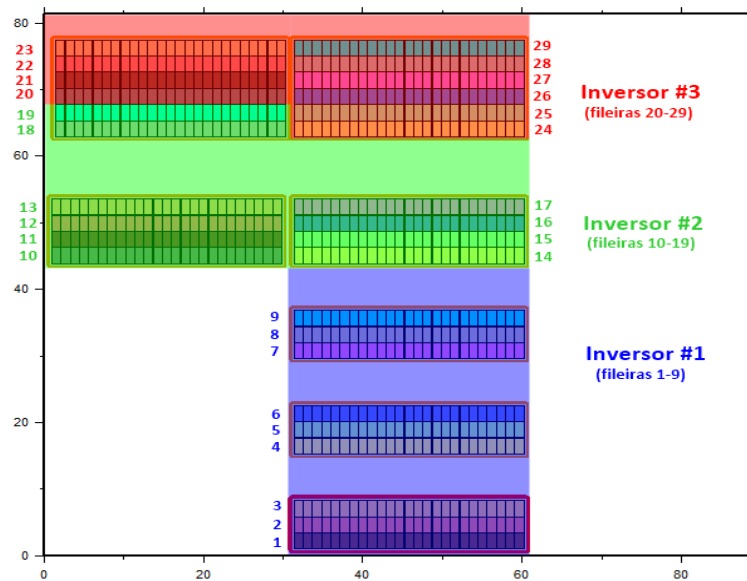
O edifício da obra de entrada possui uma altura de 4 m, com 14,47 m de comprimento e 15,98 m de largura.



**Figura 14** – Configuração do parque solar FV para o cenário 1. A cinzento está representado o edifício da obra de entrada, a azul os painéis FV.

### 8.1.3 *Layout* elétrico e dimensionamento de cablagens

O comprimento referente aos cabos de fileira terá de ser determinado de forma a conseguir o menor valor possível, considerando que o parque FV será subdividido em três grupos com o mesmo número de fileiras, ligados ao respetivo inversor. O comprimento dos cabos e a respetiva secção irão variar em conformidade com a configuração elétrica. Para elaborar o “*layout*” elétrico, na figura 15, foi atribuída uma numeração referente às fileiras individuais.



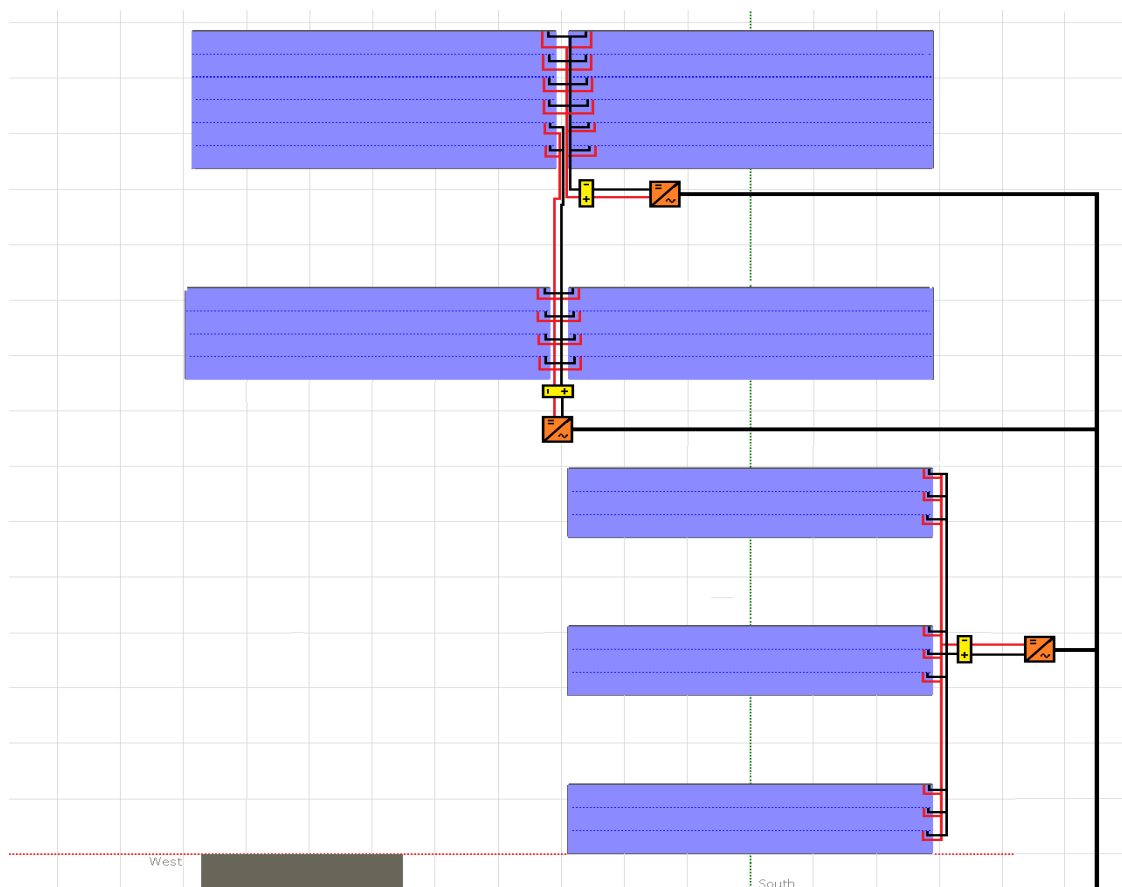
**Figura 15** – Configuração elétrica do parque FV referente ao cenário 1 – *PVSyst*.

Teremos então de considerar três comprimentos distintos para os cabos de fileira. O comprimento determinado para cada um deles, foi baseado na configuração efetuada no software *PVSyst*, presente na figura 16. O comprimento designado para um cabo de fileira corresponde sensivelmente à soma da largura do painel FV ( $L_{\text{painel FV}}$ ) com o comprimento desse painel no plano inclinado ( $\ell$ ) e a distância à caixa de junção.

É importante referir que existem no total 58 cabos de fileira, 2 por fileira, uma vez que o condutor positivo e o negativo dos cabos se encontram separados. No entanto, para o cálculo iremos apenas considerar o valor de comprimento de um cabo de fileira referente a cada um dos inversores.

A esquematização dos cabos do sistema FV foi construída a partir da configuração estabelecida anteriormente. As fileiras 19 e 20 pertencem ao inversor 2, embora sejam de uma fila distinta de painéis pelo que o comprimento designado para os cabos de fileira DC do inversor 2 estará dependente desse fator.

A figura 16 não se encontra à escala, apenas representa a ligação dos cabos de fileira à caixa de junção e a ligação dos cabos principais DC ao respetivo inversor.



**Figura 16** – Configuração da ligação do sistema DC (dos cabos de fileira à caixa de junção e dos cabos principais DC aos inversores) e ligação dos inversores em paralelo, para o cenário 1.

Os cálculos para a secção dos cabos DC efetuaram-se com o auxílio a uma folha de cálculo, na premissa de que a caixa de junção será instalada a 0,50 m dos painéis e que por sua vez se distancia 10 m do inversor, sendo este o comprimento a considerar para os cabos principais DC.

O comprimento máximo de um cabo de fileira DC para o cenário 1 toma valores de 47 m, 53 m e 44 m, correspondentes ao inversor 1,2 e 3, respetivamente.

Como a tensão nos cabos DC é bastante elevada, a secção obtida foi bastante reduzida.

Nestes casos deverá ser efetuado um sobredimensionamento considerável dos cabos solares, por questões de poupança económica a longo prazo [76]. Propõe-se então a utilização de cabos de fileira e cabos principais genéricos, com uma secção de 6 mm<sup>2</sup>.

Posteriormente, a partir da equação (41), foi calculada a intensidade de corrente (I) presente nos cabos AC, de forma a conseguir dimensionar a secção dos mesmos.

$$I(A) = \frac{420\,500}{3 \cdot 230} \Leftrightarrow I(A) = 609,42\,A$$

A partir da seguinte tabela de intensidade de correntes admissíveis (tabela 15), conclui-se que o valor de I obtido corresponde a uma secção do cabo do ramal AC de 400 mm<sup>2</sup> (considerando a instalação de 2 condutores de cobre ao ar livre).

O comprimento (L) máximo entre os inversores e o contador é de 300 m.

**Tabela 15** – Tabela de intensidade de correntes admissíveis para cabos de cobre de baixa tensão – adaptada de [50].

<b>Tabela de intensidades de correntes admissíveis - Cabos de baixa tensão</b>				
<b>Área de secção (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Intensidade de corrente admissível (A)</b>			
	Cobre			
	2 condutores		3-4 condutores	
	Enterrado	Ar livre	Enterrado	Ar livre
0,5		14		12
1		17		15
1,5	30	22	25	20
2,5	40	30	35	28
4	50	40	45	36
6	65	50	60	48
10	90	70	80	65
16	120	95	110	90
25	155	125	135	110
35	185	150	165	130
50	220	180	190	150
70	280	225	245	195
95	335	270	295	235
120	380	305	340	270
150	435	350	390	310
185	490	390	445	355
240	570	455	515	410
300	640	510	590	470
400	760	610	700	560
500				

## 8.2 Cenário 2

Este cenário irá considerar a contribuição do sistema de cogeração, dimensionando o parque solar FV para suprimir o consumo no mês com o menor valor de  $H_s$ , ou mês crítico – Dezembro. Caso este valor seja impossibilitado por se encontrar sob as restrições presentes no decreto nº162/2019, excedendo o valor de 1 MW, iremos considerar o mês de Julho, precisamente por ser o mês em que existe um maior consumo energético na ETAR.

A metodologia para o cálculo das necessidades energéticas foi similar ao cenário 1, no entanto, ao invés de considerar  $W_{\text{médio diário}}$ , iremos considerar o balanço energético, descontando o valor de produção da cogeração.

Como o funcionamento da cogeração de biogás foi desfasado ao longo do ano, não poderemos considerar valores distintos para cada mês. Por exemplo, o mês de Dezembro que iremos considerar inicialmente como o mês crítico, praticamente não teve uma atenuação dos seus consumos energéticos, com um contributo de apenas de 26,5%, valor esse que é muito inferior ao seu potencial. Como clarificado anteriormente, também não poderemos considerar o valor correspondente ao mês de maior produção percentual, uma vez que esse valor é condicionado ao longo do ano por determinadas ocorrências como períodos de manutenção e flutuações sazonais.

Para este cenário será assumido um valor de 70% de produção por cogeração de biogás (indicado pelas entidades da ETAR) em relação ao consumo de cada mês. Posto isto, as necessidades energéticas poderão ser calculadas a partir da seguinte equação:

$$L = \frac{W_{\text{médio diário}} * (1 - 0,70)}{\eta_{\text{inv}}} \quad (69)$$

Os dados de irradiação para o plano com inclinação ótima ( $I(\beta_{\text{opt}})$ ) serão idênticos àqueles considerados para o cenário 1, uma vez que a instalação é efetuada no mesmo local e tem, consequentemente, a mesma  $\beta_{\text{opt}}$ , o mesmo  $\alpha$  e as mesmas  $H_s$  médias diárias para cada mês.

A partir da folha de cálculo, foi elaborada a tabela 16.

**Tabela 16** – Valores obtidos de potência a instalar ( $P_{FV}$ ), de forma a suprimir as necessidades energéticas para cada mês do ano, considerando a produção por cogeração de biogás.

<b>Mês</b>	<b>Necessidades energéticas (L) (kWh/dia)</b>	<b>Horas solares equivalentes (<math>H_s</math>) (dia médio)</b>	<b>Potência a instalar (<math>P_{FV}</math>) (kWp)</b>
<b>Janeiro</b>	1081,97	1,82	879,22
<b>Fevereiro</b>	1076,81	2,83	563,83
<b>Março</b>	1112,81	3,93	419,82
<b>Abril</b>	1098,64	5,22	311,51
<b>Mai</b>	1152,73	6,42	265,96
<b>Junho</b>	1154,35	7,01	243,89
<b>Julho</b>	1211,89	7,09	253,26
<b>Agosto</b>	1195,17	6,28	281,84
<b>Setembro</b>	1222,61	4,95	365,56
<b>Outubro</b>	1142,57	3,09	547,58
<b>Novembro</b>	1160,53	2,09	821,09
<b>Dezembro</b>	1054,12	1,55	1008,28

Mesmo com o contributo da cogeração, o mês de Dezembro continua a exigir uma potência instalada superior a 1 MW. Seguindo a metodologia definida, será considerado o mês de Setembro, por se revelar o mês com maiores necessidades energéticas.

A potência a instalar determinada ( $P_{FV}$ ) foi então de 365,56 kWp, correspondendo ao mês em que existem maiores necessidades energéticas (Setembro). A partir deste valor e da potência de um módulo individual, foi possível estimar o número de módulos necessários a instalar no sistema FV, para este cenário.

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}}{P_{mod}} \Leftrightarrow N = \frac{365\,560\,W}{580\,W} \Leftrightarrow N_{mod} = 630,27 \approx 631$$

Após obtido o  $N_{mod}$  estimado, procedeu-se ao cálculo do número máximo e mínimo de fileiras. Como o módulo e inversor selecionados são os mesmos que no cenário 1, os limites máximos e mínimos de tensão (V) do inversor e do módulo, de acordo com a temperatura mínima e máxima a que estarão sujeitos, já foram estabelecidos anteriormente.

Assim, o intervalo aceitável para  $N_s$  foi definido como:

$$22 \leq N_s \leq 25$$

Sendo que as dimensões da área disponível são as mesmas que no cenário 1, é eficiente priorizar a área mais próxima do contador (definida anteriormente como área 1), de forma a diminuir as perdas relativas às cablagens. Como tal, selecionou-se o valor de  $N_s=25$ , reduzindo ao máximo o número de fileiras ( $N_c$ ) instaladas.

O número de inversores ( $N_{INV}$ ) neste cenário já pôde ser calculado a partir da equação (36), definindo-se posteriormente o  $N_F$ .

$$N_{INV} = \frac{365,56}{125} \approx 3$$

Como o inversor trifásico selecionado tem uma potência de 125 kW, propõe-se ligar três inversores em paralelo, obtendo-se uma potência nominal do inversor de 375 kW.

Como estabelecido no início do capítulo, o valor máximo de  $N_F$  está condicionado pelo número de inversores ( $N_{INV}$ ), pelo valor máximo de corrente de entrada nos inversores ( $I_{\max INV}$ ) e pelo valor máximo num módulo individual (ou numa fileira) ( $I_{\max \text{mód}}$ ).

$$N_F < \frac{3 * 148 A}{12,96 A} \Leftrightarrow N_F < 34,26$$

Tendo em conta que o número total de módulos é dado pelo produto de  $N_F$  e  $N_S$ , o valor selecionado para  $N_F$  foi determinado a partir da equação (38):

$$N_F = \frac{N_{\text{mód}}}{N_S} \Leftrightarrow N_F = \frac{631}{25} \Leftrightarrow N_F = 25,24 \approx 26$$

O número real de módulos a instalar foi então obtido,

$$N_{\text{real mod}} = N_F * N_S \Leftrightarrow N_{\text{mód}} = 25 * 26 = 650$$

Tal como no cenário anterior, o rácio  $P_{\text{nom}}$  aferiu-se tendo em conta o quociente entre a  $P_{FV}$  e o produto da  $P_{INV}$  e o  $N_{INV}$ .

$$\text{Rácio } P_{\text{nom}} = \frac{377 \text{ kW}}{3 * 125 \text{ kW}} = 1,005$$

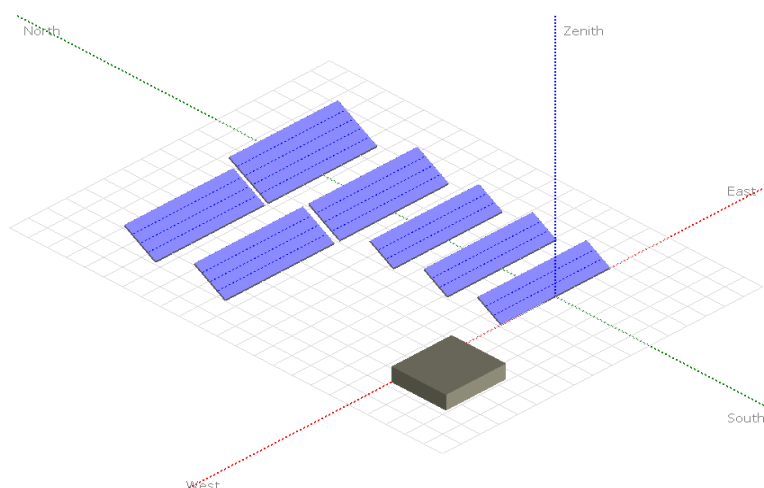
O valor obtido insere-se no intervalo de aceitação, confirmando a compatibilidade entre o módulo e o inversor selecionados.

### 8.2.1 Configuração do sistema FV

A configuração do parque solar FV para o cenário 2 foi relativamente simples, uma vez que não existe a preocupação de ocupar toda a área disponível.

Como tal, a construção do sistema FV teve por base a configuração utilizada no cenário anterior, com a utilização de 3 painéis FV equipados com 3 fileiras de módulos na área 1 e a instalação de 2 painéis FV lado a lado com 4 fileiras de módulos na área 2 de 25 módulos ligados em série. A diferença está nos painéis FV compreendidos na área 3 que requerem menos fileiras que o cenário 1, propondo-se dois painéis FV lado a lado, um com 5 fileiras de módulos e outro com 4. O “pitch” entre os painéis FV mantém-se exatamente o mesmo.

A configuração do sistema FV, para o cenário 2 está representada na figura 17.

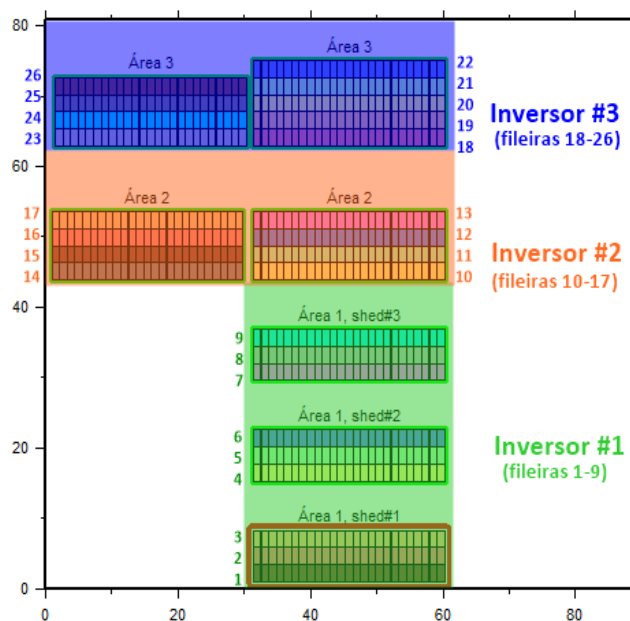


**Figura 17** – Configuração do parque solar FV para o cenário 2 – adaptado de *PV Syst*. A cinzento está representado o edifício da obra de entrada, a azul os painéis FV.

### 8.2.2 *Layout* elétrico e dimensionamento das cablagens

Para minimizar as perdas relativas às cablagens, a escolha da secção do cabo é bastante importante. O comprimento referente aos cabos de fileira DC, aos cabos principais DC e aos cabos do ramal AC também deverá ser o mais reduzido possível.

O *layout* elétrico foi construído com a ajuda do *PV Syst* e consiste na subdivisão em 3 grupos ligados a cada um dos inversores. O grupo 1 e 3 compreendem 9 fileiras cada um, enquanto o grupo 2 corresponde a 8 fileiras. Esta esquematização está representada na figura 18.



**Figura 18** – Configuração elétrica do parque FV referente ao cenário 2 – *PV Syst*.

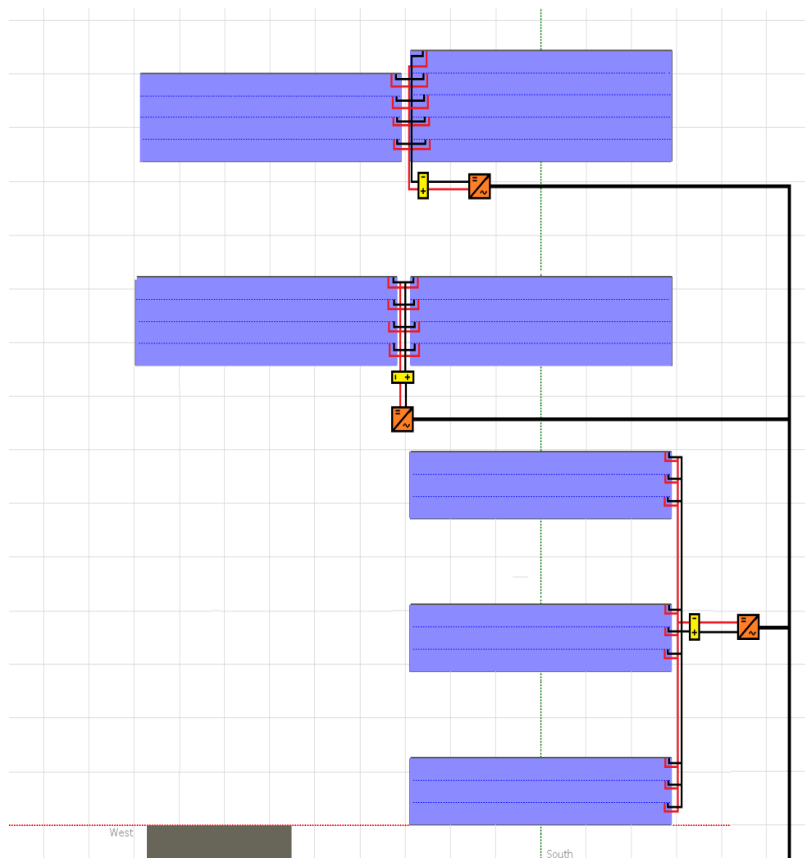


O comprimento dos cabos e a respetiva secção irão variar de acordo com a configuração elétrica para o inversor selecionado. Tal como no cenário anterior, optou-se por numerar individualmente as fileiras.

No cenário 2, iremos ter 3 comprimentos distintos para cabos de fileira DC. Tal como no cenário 1, apesar de existirem dois cabos de fileira DC por cada fileira (condutor positivo e negativo), totalizando 52 cabos para o cenário 2, apenas iremos calcular a secção transversal de um cabo de fileira por inversor, uma vez que não existirão diferenças significativas no comprimento dos restantes cabos ligados ao mesmo inversor.

O valor estipulado entre a caixa de junção e o inversor foi de 10 m, representando o comprimento dos cabos principais DC. A caixa de junção foi colocada a 0,50 m dos painéis FV.

O comprimento máximo de um cabo de fileira DC para o cenário 2 toma valores de 47 m, 11 m e 42 m para o inversor 1, 2 e 3, respetivamente. De forma idêntica ao cenário 1, as áreas de secção obtidas foram bastante reduzidas, pelo que também se irá considerar o valor estipulado de  $S=6 \text{ mm}^2$ . Na figura 19 encontra-se representada a ligação dos cabos de fileira aos inversores e a ligação em paralelo entre eles.



**Figura 19** – Configuração da ligação do sistema DC (dos cabos de fileira à caixa de junção e dos cabos principais DC aos inversores) e ligação dos inversores em paralelo, para o cenário 2.

Tal como no cenário anterior, a partir da equação (41), foi calculada a intensidade de corrente (I) presente nos cabos AC, de forma a conseguir dimensionar a secção dos mesmos.

$$I(A) = \frac{376\,923}{3 \cdot 230} \Leftrightarrow I(A) = 546,27\,A$$

Consultando a tabela 15 (tabela de intensidade de correntes admissíveis para cabos de cobre de baixa tensão) e considerando a instalação de 2 condutores de cobre ao ar livre, o comprimento do cabo AC requer uma secção de 400 mm<sup>2</sup>.

### **8.3 Estimativa de produção de energia**

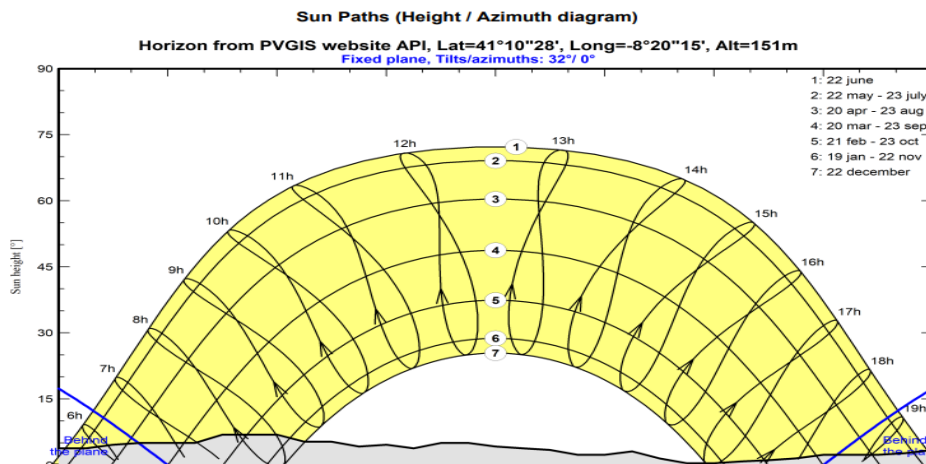
A estimativa de produção de energia real, baseia-se na razão de desempenho (PR). No presente estudo, este valor foi obtido a partir da simulação no *PVSyst*, mas também de forma analítica, numa folha de cálculo, de forma a comparar e a assegurar que não existem variações significativas entre ambos os métodos.

#### **8.3.1 Estimativa das perdas de desempenho do sistema FV**

Antes de iniciada a estimativa da produção de energia obtida a partir do sistema FV para ambos os cenários, foi essencial avaliar individualmente o valor das perdas, que foram posteriormente introduzidos na simulação realizada. Foram estimadas as perdas óticas, relativas a fenómenos de sombreamentos e ao ângulo de incidência, as perdas relativas à matriz FV (perdas por incompatibilidade, sujidade, temperatura e resistência dos módulos) e as perdas relativas à eficiência do inversor.

Inicialmente, foram importados dados do *PVGis* para as coordenadas específicas do local, permitindo construir o horizonte e definir os sombreamentos distantes do local. A figura 20 representa o mapa de trajetória solar, a partir da variação do ângulo de elevação solar ( $\gamma$ ) e em função do azimute solar ( $\alpha_s$ ) para a ETAR Paço de Sousa, referente a diferentes períodos do ano. A parte abaixo do tracejado refere-se ao sombreamento do local, provocado pelo horizonte.

Os sombreamentos distantes (*far shadings*) resultantes do horizonte local são responsáveis por uma perda percentual da potência de pico de 1,01% para o cenário 1 e 1,03% para o cenário 2. Embora o horizonte seja o mesmo, esta pequena variação existe devido à diferente dimensão dos parques.

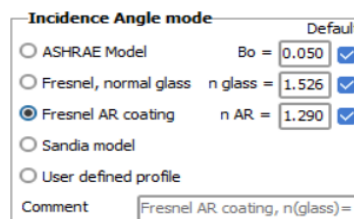


**Figura 20** – Representação gráfica do mapa da trajetória solar na ETAR Paço de Sousa, com o respetivo sombreamento referente ao horizonte topográfico.

Para o caso de estudo, as perdas próximas (*near shadings*) não são um fator muito significativo, uma vez que não existem árvores ou edifícios próximos do local de instalação. O único edifício próximo é o edifício da obra de entrada, e embora a sua altura não seja muito significativa, foi incluído na construção do sistema FV devido à proximidade do mesmo.

O valor relativo às perdas de potência de pico por sombreamento próprio também varia ao longo do ano, de acordo com a elevação solar ( $\gamma$ ). Em média, os sombreamentos próximos aportam perdas anuais no valor de 1,19% para o cenário 1 e 1,58% para o cenário 2.

O modelo JKM580M-7RL4-V especifica nas suas características mecânicas um vidro frontal de 3,2 mm de espessura e com um revestimento anti-reflexo (*AR coating*) que permite reduzir as perdas óticas do módulo, uma vez que o índice de refração do vidro revestido ( $n_{AR}$ ) é menor que o índice de refração do vidro simples ( $n_{vidro}$ ). O modelo selecionado para calcular as perdas óticas relativas ao ângulo de incidência (IAM) foi o “*Fresnel AR coating*”, introduzindo-se o valor do índice refração dos dois materiais, como exemplificado na figura 21.

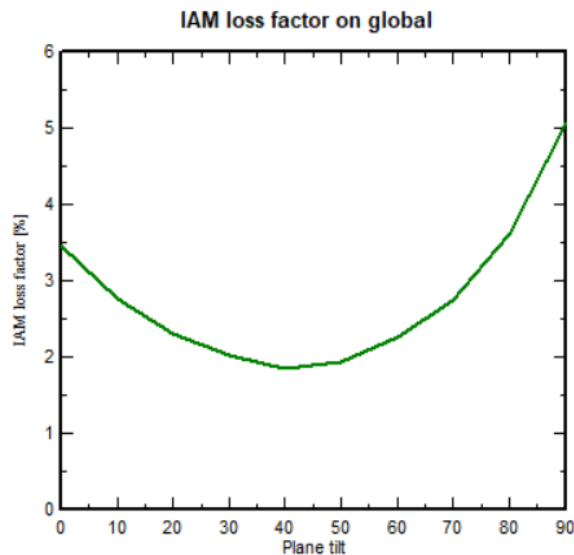


**Figura 21** – Modelação “*Fresnel AR Coating*” do IAM – PVSystem.

A simulação considera também fatores como a inclinação do plano ( $\beta_{opt}$ ) e a irradiação global ( $I_{global}$ ), calculando o fator de perdas específico para cada valor.

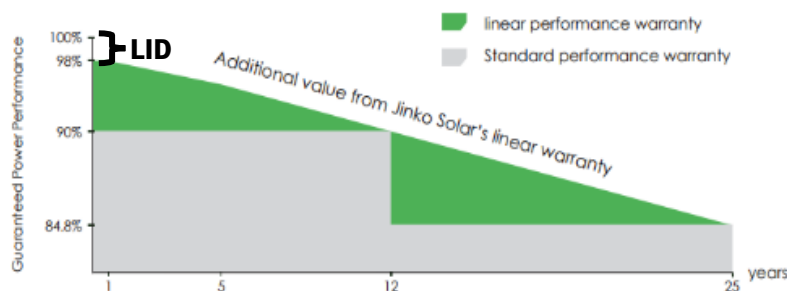
Na figura 22, no gráfico A, concluiu-se que o fator de perdas óticas (IAM) toma o valor de 2,03% para  $\beta_{opt}$  (32°) sendo este o valor a considerar no caso de estudo.

Contabilizadas as perdas óticas totais ( $L_{ótcas}$ ) que incluem o fator IAM, os sombreamentos próximos e distantes, obteve-se um valor de 4,23% para o cenário 1 e de 4,64% para o cenário 2.



**Figura 22** – Representação gráfica do fator de perdas IAM (%) em função da inclinação do plano.

As perdas por incompatibilidade no módulo são variadas. O módulo JKM580M-7RL 4-V da Jinko Solar apresenta no ano 0 uma potência percentual de 98%, como especificado no gráfico relativo à garantia linear de desempenho, na figura 23. A perda inicial de 2% da potência de fábrica deve-se ao efeito da indução de luz (LID) nas primeiras horas de exposição à radiação solar.



**Figura 23** – Representação gráfica da garantia linear de desempenho do módulo JKM580M-7RL-4V – adaptado da folha de especificações (anexo 1).

O parâmetro relativo à qualidade do módulo, relaciona-se com o valor de tolerância de potência indicado pelo fabricante. A tolerância do módulo varia entre 0% e 3%, o que revela que o valor de potência de um módulo individual poderá variar entre 580 kW e 597,4 kW. Como se trata de uma tolerância

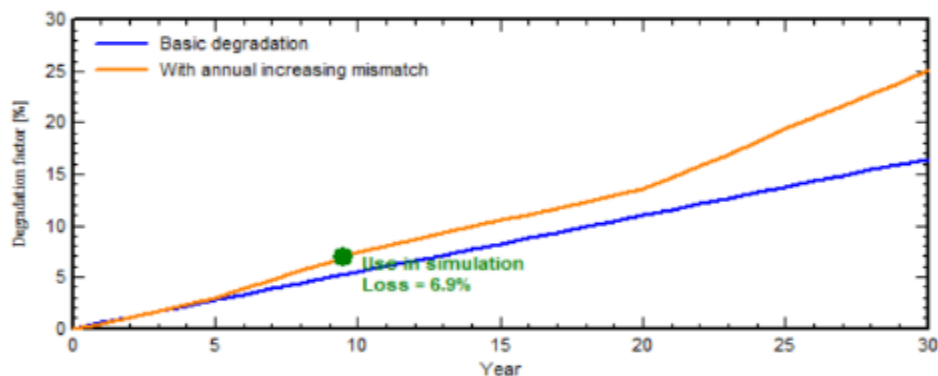
positiva, o valor a introduzir terá de ser negativo, indicando um acréscimo na potência ao invés de uma perda. Metodicamente, foi introduzido o valor percentual negativo de -1,5%, uma vez que é o valor intermédio de tolerância.

No entanto, as diferenças nas classes de potência também irão causar incompatibilidade entre os módulos FV. Neste parâmetro foi considerada uma diferença nas classes de potência de 3% (valor relativo ao intervalo de tolerância). Após a simulação, no *PVSystem* foram obtidas perdas de 1%.

Para o sistema FV de ambos os cenários, todas as fileiras têm o mesmo número de módulos, não justificando a introdução de perdas por incompatibilidade de tensão em fileiras.

A degradação anual dos módulos, em termos percentuais, será igual para os dois cenários. A degradação anual do módulo JKM-580M-7RL-V é especificada como uma perda anual de eficiência do módulo de 0,55%.

Inicialmente o sistema encontra-se a operar a 98%, excetuando o valor de 2% associado ao LID. No entanto, após 25 anos de vida, a degradação gradual atinge um valor de 13,75%, apenas viabilizando um *output* do sistema FV de 84,25%. Na simulação, como as perdas por incompatibilidade são incorporadas na degradação do módulo, foram obtidas perdas anuais superiores, correspondentes a 0,69% ( $L_{DGR}$ ). Após 10 anos, prevêem-se perdas de 6,9%, em ambos os cenários. A visualização gráfica da degradação anual associada às perdas por incompatibilidade encontra-se representada na figura 24.



**Figura 24** – Fator de degradação anual da eficiência dos módulos. A azul considera-se a degradação linear de 0,55%/ano, enquanto a laranja se acrescenta o valor associado às perdas por incompatibilidade (0,69%/ano).

Na estimativa das perdas térmicas, como mencionado na metodologia, o coeficiente de transferência térmica ( $U_c$ ) foi definido como  $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{-K}$ , para ambos os cenários, uma vez que os painéis serão montados no solo a um ângulo de inclinação solar fixo ( $\beta=31,99^\circ$ ). Após a simulação obtiveram-se perdas na ordem dos 3,39%.

As perdas por sujidade foram estimadas a partir dos dados de precipitação horária obtidos num ano meteorológico típico, para a região, considerando-se 3 limpezas periódicas nos meses de Maio, Julho e Setembro.

A partir da modelação destes dados, foi construída a tabela 17, inserida no *PVSyst* para posterior simulação. O valor anual relativo a perdas por sujidade é o mesmo para ambos os cenários e corresponde a 2,4%.

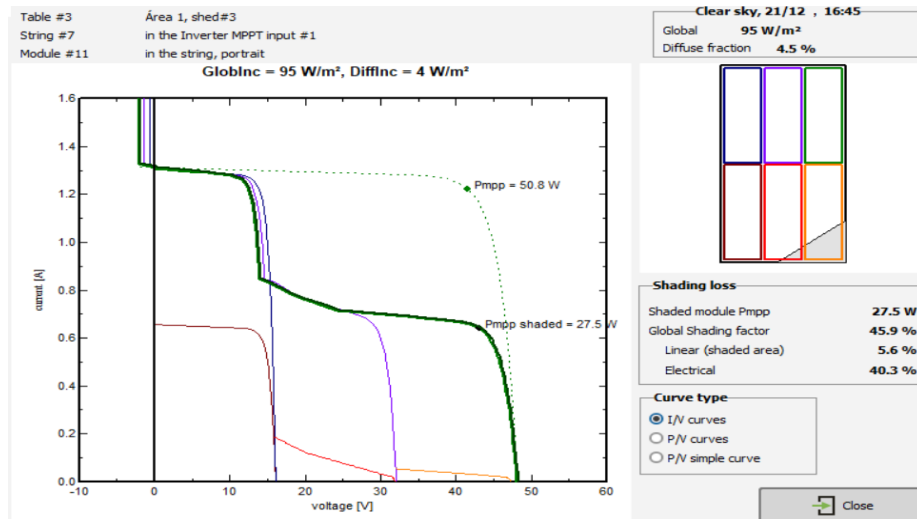
**Tabela 17** – Tabela relativa ao rácio de perdas mensais por sujidade dos módulos FV, calculadas a partir da folha de cálculo.

	<b>Perdas por sujidade (%)</b>	<b>Precipitação (mm)</b>
Janeiro	4,7	137
Fevereiro	3,3	75
Março	3,9	119
Abril	4,6	106
Maio	2,6	61
Junho	1,8	30
Julho	0,9	23
Agosto	1,3	32
Setembro	1,1	58
Outubro	0,8	144
Novembro	1,5	148
Dezembro	2,0	168
Média anual	2,4	

As perdas resistivas referentes às cablagens AC e cablagens DC foram obtidas a partir da secção transversal dos cabos, do comprimento estimado dos mesmos e das respetivas quedas máximas de tensão admissíveis ( $e$ ). Em condições STC, as perdas resistivas para o cenário 1 foram de 0,30% para o circuito AC e de 0,10% para o circuito DC. No cenário 2, registou-se um decréscimo de 0,26% no desempenho do sistema para o circuito AC e de 0,11% para o circuito DC.

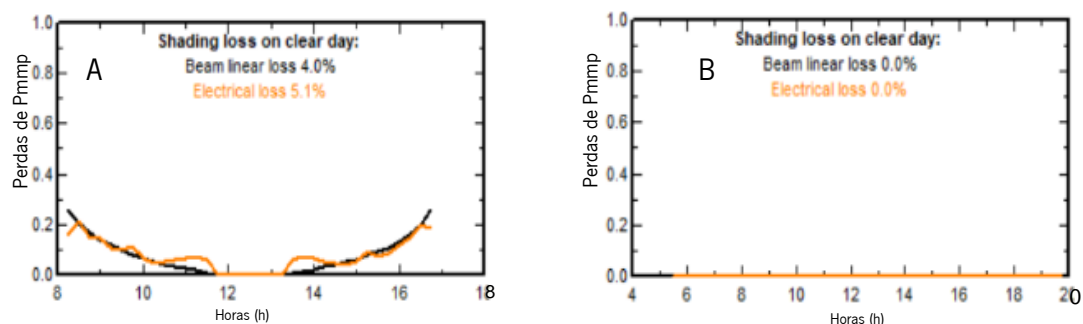
Para além das perdas resistivas, também foram calculadas as perdas relativas ao *self-shading*, ou seja, o sombreamento causado pelos próprios painéis FV. Este valor foi minimizado, uma vez que foi calculado o espaçamento N-S entre eles (*pitch*), no entanto, irão sempre existir períodos do dia em que o sombreamento entre painéis FV é uma realidade e essa perda deverá ser considerada.

Para o cenário 1, em condições de céu limpo, no dia 21 de Dezembro (solstício de inverno), às 16:45, uma parte significativa do parque solar FV encontra-se sombreada, isto porque a elevação solar é bastante reduzida, assim como a radiação solar incidente. A título de exemplo, se considerarmos um módulo parcialmente sombreado nesse momento específico (ex: módulo nº11 da 7ªfileira do cenário 1), é possível calcular a perda de potência momentânea, a partir da diferença entre  $P_{mmp}$  e  $P_{mmp}$  sombreado, como pode ser observado na figura 25.



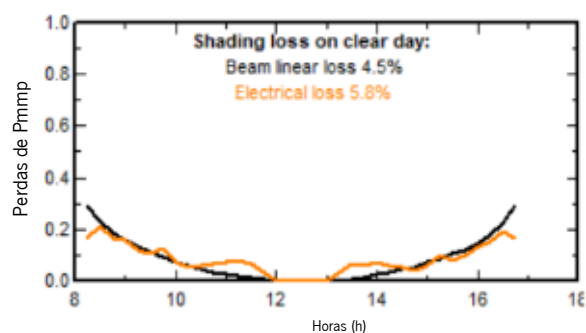
**Figura 25** – Curva I-V do módulo nº11 da 7ªfileira do cenário 1 para o dia 21 de Dezembro às 16:45 – *PVsyst*.

Para este módulo particular, obteve-se uma perda de potência elétrica de 40,3%, que, juntamente com as perdas referentes ao fenómeno de sombreamento, apresenta um fator de sombreamento de 45,9%. Efetuando o mesmo processo para todos os módulos do sistema, durante intervalos de 15 minutos ,para esse dia, elaborou-se a figura 26, com o seguinte gráfico A (para o solstício de inverno). Para efeitos comparativos, o mesmo cálculo foi efetuado para o dia 21 de Junho (solstício de Verão), em B, em que não ocorrem quaisquer perdas.



**Figura 26** – Curva das perdas elétricas percentuais ao longo do dia, para o solstício de Inverno (A) e para o solstício de Verão (B), para o cenário 1.

Para o cenário 2, a perda elétrica por *self-shading* é ligeiramente mais elevada, como se comprova na figura 27, ao comparar as perdas de potência no solstício de Inverno com o mesmo período do ano, no cenário anterior (figura 26 - A).



**Figura 27** – Curva das perdas elétricas percentuais ao longo do dia, para o solstício de inverno, no cenário 2.

Após calculadas todas as perdas por *self-shading* relativamente a todos os dias do ano, obteve-se o valor final de 0,77% para o cenário 1 e 1,17% para o cenário 2.

Por fim, a correção espectral relativa à influência da precipitação e humidade relativa na massa de ar (AM) traduziu-se numa melhoria do desempenho para o cenário 1 de 0,34% e para o cenário 2 de 0,33%, pelo que o valor a introduzir na simulação é negativo, uma vez que é contabilizado como uma perda do sistema.

O valor relativo às perdas individuais está explícito no anexo 7 que representa o diagrama de perdas. O valor de algumas perdas intrínsecas do módulo FV difere ligeiramente daquele utilizado na folha de cálculo. Isto deve-se a uma normalização que o programa efetua referente aos níveis de irradiância.



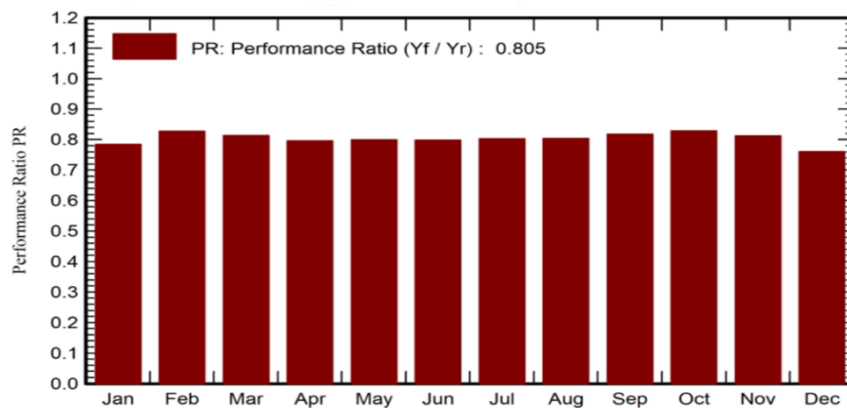
### 8.3.2 Razão de desempenho (PR)

Posteriormente à determinação das perdas, é possível proceder ao cálculo da razão de desempenho (PR), descrito no ponto 7.6.

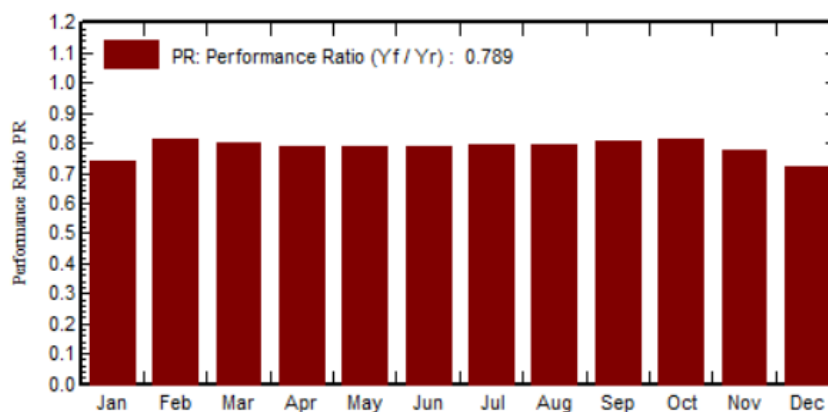
A partir da simulação, o *PVSyst* elabora um relatório completo, com informações acerca do projeto FV. Neste relatório, para além do valor mensal e final da PR, também é obtido um diagrama de perdas, em que estão contabilizadas todas as perdas do sistema FV.

A variação do valor de PR ao longo do ano relaciona-se diretamente com a irradiância disponível. Como demonstra a figura 11 (curva I-V do módulo), a eficiência do módulo FV irá naturalmente diminuir para uma menor disponibilidade de radiação solar.

As médias anuais das PR simuladas para o cenário 1 e cenário 2 foram obtidas, conjuntamente com os valores mensais, como evidenciam as figuras 28 e 29.



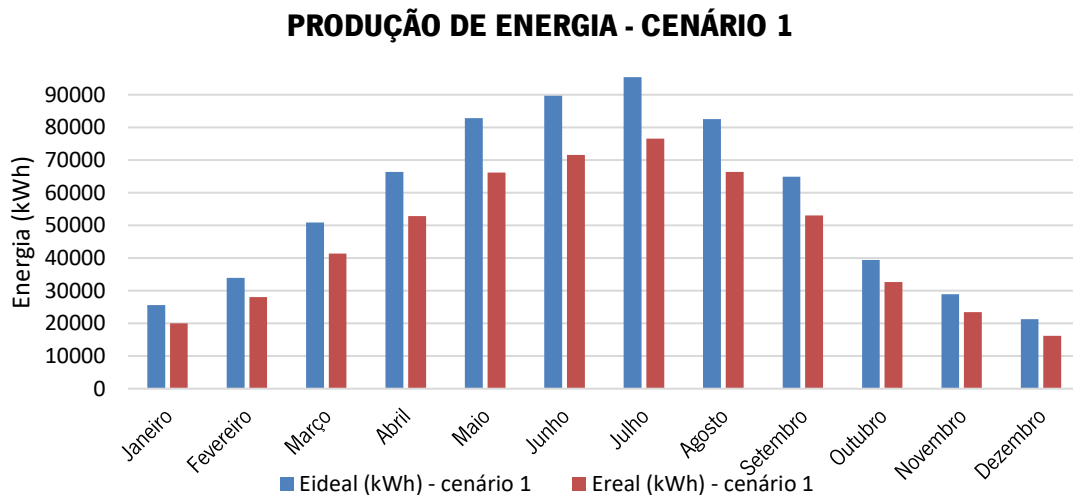
**Figura 28** – Valores mensais da razão de desempenho (PR) normalizada e a média anual, obtidos a partir da simulação, para o cenário 1 – *PVSyst*.



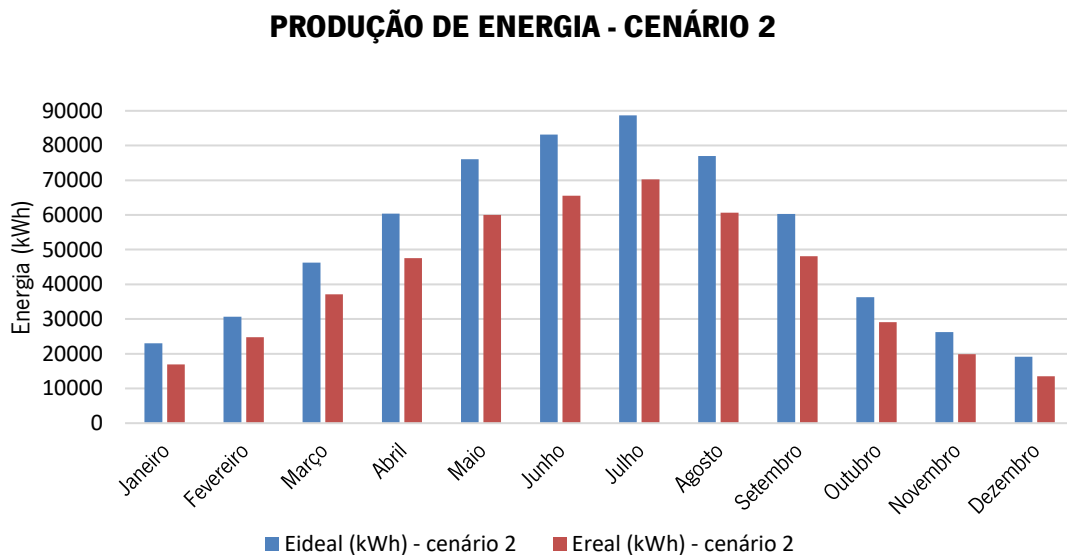
**Figura 29** – Valores mensais da razão de desempenho (PR) normalizada e a média anual, obtidos a partir da simulação, para o cenário 2 – *PVSyst*.

### 8.3.3 Produção de energia

As estimativas de produção energética ( $E_{real}$ ) mensal, foram obtidas de forma analítica, a partir do cálculo de produção real horária. Os resultados relativos a ambos os cenários foram obtidos utilizando os valores PR obtidos na simulação do *PVSyst*, uma vez que a razão se ajusta a cada mês. Nas figuras 30 e 31, é possível visualizar a energia real produzida para cada mês e comparar com a energia idealmente produzida, para cada um dos cenários.



**Figura 30** – Variação mensal da produção de energia (kWh), para o cenário 1 – *PVSyst*.



**Figura 31** – Variação mensal da produção de energia (kWh), para o cenário 2 – *PVSyst*.

Os meses que registam uma maior produção energética são, inevitavelmente, os meses que possuem também uma maior irradiação solar.

No período entre Maio e Agosto são produzidos valores mensais superiores a 65 MWh para o cenário 1 e a 60 MWh para o cenário 2. O pico de produção regista-se em Julho para ambos os cenários, precisamente devido à maior irradiação solar nesse mês. O pico de produção estimado para o cenário 1 é de 76,58 MWh, enquanto para o cenário 2 serão produzidos 70,22 MWh no mês de Julho.

Estima-se que anualmente, para o cenário 1, sejam produzidos 548,23 MWh de energia a partir do sistema FV. Já para o cenário 2, estima-se uma produção de 493,36 MWh. A contribuição percentual da produção do sistema FV (para cada um dos cenários) de acordo com o consumo anual da ETAR, assim como as perdas totais anuais ( $L_{total}$  – MWh), encontra-se apresentada na tabela 18.

As perdas totais anuais ( $L_{total}$  – MWh), também foram calculadas a partir da diferença entre  ${}^{Ano}E_{ideal}$  (MWh) e  ${}^{Ano}E_{real}$  (MWh).

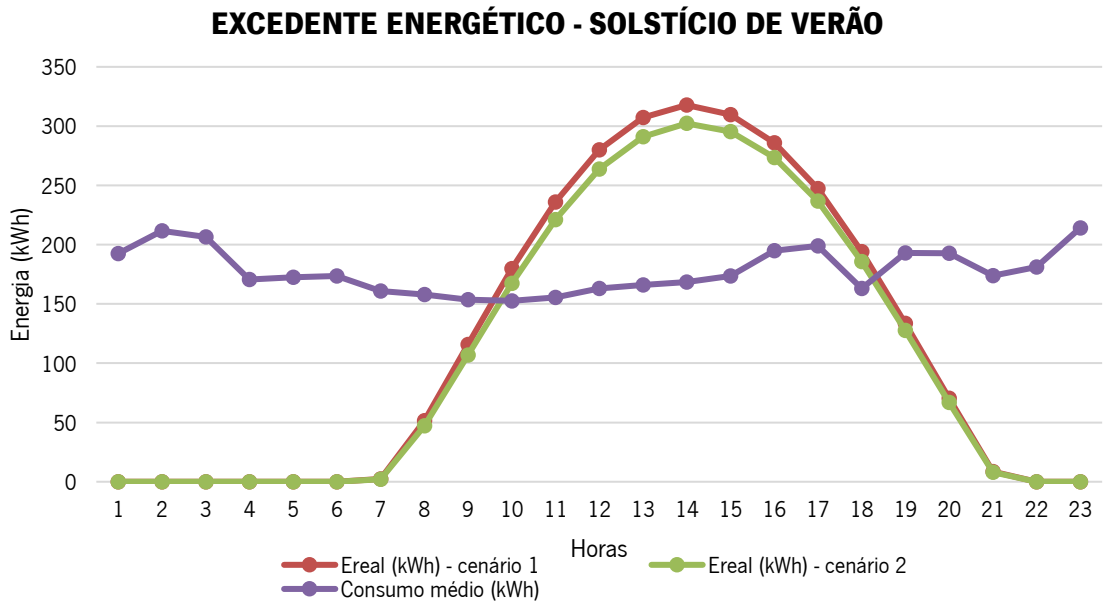
**Tabela 18** – Valores estimados da contribuição energética do sistema FV (%) e das perdas totais do sistema (MWh).

	<b>Produção ideal anual (MWh)</b>	<b>Produção real anual (MWh)</b>	<b>Consumo médio anual da ETAR (MWh)</b>	<b>Contribuição energética do sistema FV (%)</b>	<b><math>L_{total}</math> (MWh)</b>
Cenário 1	681,51	548,23	1503,07	36,5%	97,28
Cenário 2	627,04	493,36	1503,07	32,8%	133,68

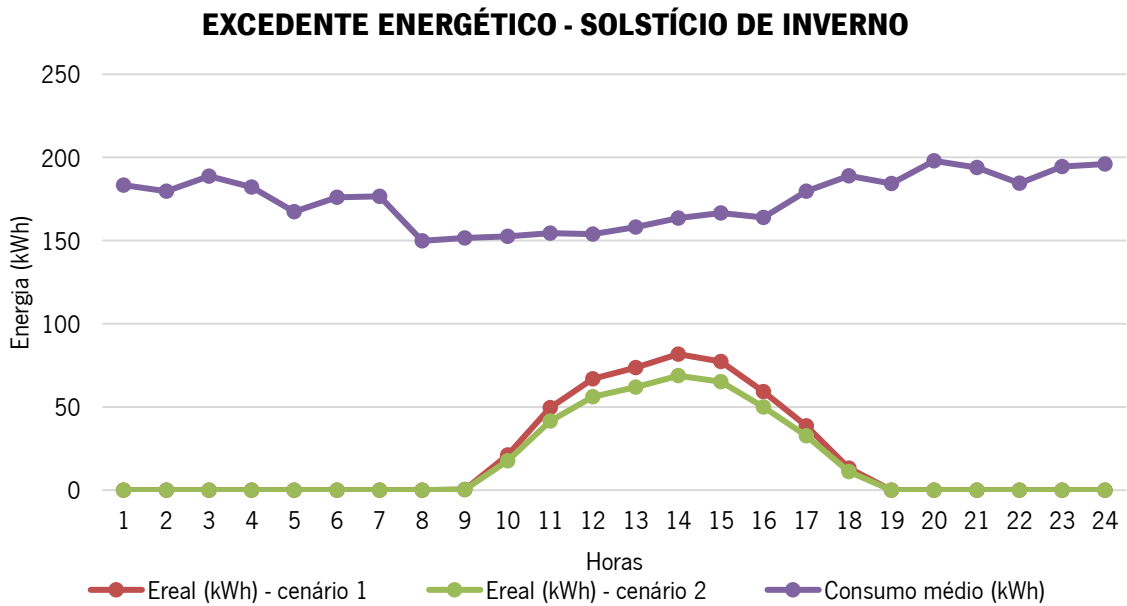
A partir dos valores de produção energética e consumo médio (de 2019 e 2020), para cada hora, foi calculado o excedente energético ( $E_{exc}$ ) para cada um dos cenários. O excedente anual foi calculado a partir da soma de todos os valores horários, resultando em 92 751,65 kWh para o cenário 1 e 65 041,85 kWh para o cenário 2.

No diagrama dos excedentes de produção (anexo 6), é possível observar que os meses em que existem horas de excedente de energia, para o cenário 2, correspondem ao período entre Abril e Setembro. Para o cenário 1, como a potência instalada é superior, este período alarga-se, registando excedentes entre Fevereiro e Setembro.

É possível visualizar graficamente o excedente de energia, a partir da diferença entre a curva de produção e a curva de consumo. Nas figuras 32 e 33, estão representados a produção e o consumo energético para os dias em que o excedente é máximo (solstício de Verão) e para o dia em que o excedente é inevitavelmente inexistente (solstício de Inverno), para ambos os cenários.



**Figura 32** – Oscilação diária de produção e consumo de energia para o solstício de Verão.



**Figura 33** – Oscilação diária de produção e consumo de energia para o solstício de Inverno.

Na projeção dos 25 anos de vida do sistema FV, a energia produzida diminui gradualmente, devido à degradação anual dos módulos. Os valores obtidos de produção de energia ( $E_{AC}$ ,  $E_{exc}$  e  $E_{real}$ ) para os 25 anos do projeto, encontram-se nas tabelas 19 e 20, em kWh.

**Tabela 19** – Estimativa de energia produzida anualmente pelo sistema FV – cenário 1.

<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b>		
	<b>E<sub>autoconsumo</sub> (kWh)</b>	<b>E<sub>excedente</sub> (kWh)</b>	<b>E<sub>real</sub> (kWh)</b>
0	455 481,12	92 751,65	548 232,77
1	452 383,84	90 539,78	542 923,62
2	449 286,57	88 350,03	537 636,61
3	446 189,30	86 179,03	532 368,33
4	443 092,03	84 024,53	527 116,56
5	439 994,76	81 883,85	521 878,61
6	436 897,49	79 764,49	516 661,97
7	433 800,21	77 661,72	511 461,93
8	430 702,94	75 571,35	506 274,29
9	427 605,67	73 501,55	501 107,22
10	424 508,40	71 448,43	495 956,83
11	421 411,13	69 413,89	490 825,02
12	418 313,86	67 391,80	485 705,66
13	415 216,59	65 385,44	480 602,02
14	412 119,31	63 411,18	475 530,49
15	409 022,04	61 469,17	470 491,21
16	405 924,77	59 555,88	465 480,65
17	402 827,50	57 668,56	460 496,06
18	399 730,23	55 802,98	455 533,20
19	396 632,96	53 961,07	450 594,03
20	393 535,68	52 139,00	445 674,68
21	390 438,41	50 340,59	440 779,00
22	387 341,14	48 565,15	435 906,29
23	384 243,87	46 815,39	431 059,26
24	381 146,60	45 088,75	426 235,34
25	378 049,33	43 383,76	421 433,09

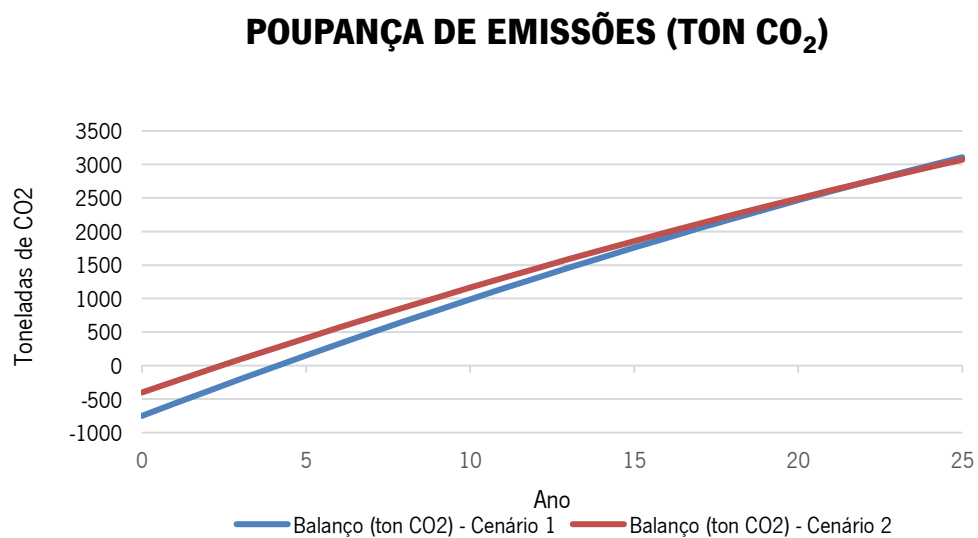
**Tabela 20** – Estimativa de energia produzida anualmente pelo sistema FV – cenário 2.

<b>Ano</b>	<b>Cenário 2</b>		
	<b>E<sub>autoconsumo</sub> (kWh)</b>	<b>E<sub>excedente</sub> (kWh)</b>	<b>E<sub>real</sub> (kWh)</b>
0	428 320,55	65 041,85	493 362,41
1	425 407,97	63 284,33	488 692,31
2	422 495,39	61 546,80	484 042,19
3	419 582,81	59 832,53	479 415,34
4	416 670,23	58 138,47	474 808,70
5	413 757,66	56 459,36	470 217,02
6	410 845,08	54 796,86	465 641,94
7	407 932,50	53 150,34	461 082,83
8	405 019,92	51 523,24	456 543,16
9	402 107,34	49 909,55	452 016,88
10	399 194,76	48 314,82	447 509,58
11	396 282,18	46 745,72	443 027,90
12	393 369,60	45 189,89	438 559,49
13	390 457,02	43 648,45	434 105,47
14	387 544,44	42 126,82	429 671,26
15	384 631,86	40 627,01	425 258,87
16	381 719,28	39 150,90	420 870,18
17	378 806,70	37 699,59	416 506,28
18	375 894,12	36 262,55	412 156,66
19	372 981,54	34 840,84	407 822,38
20	370 068,96	33 439,23	403 508,19
21	367 156,38	32 065,00	399 221,38
22	364 243,80	30 718,24	394 962,04
23	361 331,22	29 397,74	390 728,96
24	358 418,64	28 098,96	386 517,60
25	355 506,06	26 820,70	382 326,76

#### 8.4 Balanço de emissões de CO<sub>2</sub>

Para além da poupança energética e económica, abordada no capítulo seguinte, um dos benefícios ambientais imediatos refere-se à poupança nas emissões de CO<sub>2</sub>.

Apesar das emissões associadas à construção do sistema FV, ao considerar a poupança associada ao consumo de energia limpa ao longo dos anos, na figura 34, verificou-se que após terem decorrido 3 anos no cenário 1 e 2 anos para o cenário 2, o balanço de emissões de CO<sub>2</sub> tornou-se positivo, registando um incremento anual. No final dos 25 anos, estimam-se poupanças nas emissões de 3 857,72 toneladas de CO<sub>2</sub> e 3 471,61 toneladas de CO<sub>2</sub>, para o cenário 1 e 2, respetivamente.



**Figura 34** – Previsão do balanço de emissões de CO<sub>2</sub> (ton) ao longo dos 25 anos de vida do sistema, para ambos os cenários.

## 9 ECONOMIA DO SISTEMA

### 9.1 Metodologia

Na abordagem económica aos cenários de produção energética, o principal foco centrou-se em estimar os custos relativos à instalação fotovoltaica, o retorno financeiro inerente à sua produção energética para autoconsumo ( $R_{ac}$ ), assim como o rendimento relativo à venda da energia excedente ( $R_{excedente}$ ), para obter o “*cash-flow*” e analisar a viabilidade económica do sistema. Posteriormente, será considerada a remuneração obtida na venda da energia produzida pela cogeração ( $R_{cog}$ ) à rede elétrica do serviço público (RESP), assim como os gastos relativos ao consumo energético anual, de forma a avaliar a auto-suficiência final da ETAR, considerando o funcionamento dos dois sistemas de produção, ao longo de 25 anos. A energia anual produzida na cogeração é estimada a partir do valor de consumo, considerando o valor constante de 70% do mesmo, como indicado anteriormente.

O Decreto-Lei 153/2014 de 20 de Outubro, decretou que a energia produzida poderia ser vendida na totalidade à RESP, permitindo o autoconsumo por parte dos consumidores de forma a cobrir as suas necessidades energéticas. São também permitidas as instalações de UPACs com ligação à rede, para venda do excedente, como é previsto no caso de estudo.

Neste capítulo será avaliado o rendimento económico proveniente da produção de energia elétrica para autoconsumo e da venda do excedente à rede, para ambos os sistemas FV projetados. Nesta análise não serão considerados empréstimos ou juros, apenas o custo do investimento inicial que considera o custo dos módulos FV, dos inversores e o custo de instalação. Adicionalmente, serão considerados outros gastos associados à manutenção, ao contador, ao seguro e a substituição dos inversores (aos 15 anos).

O custo estimado do módulo JKM 580M-7RL4-V foi inquirido à Jinko Solar, sendo obtido o valor de 0,21 €/kW. O custo de um inversor Sungrow SG125HV, juntamente com acréscimo dos portes fixava-se nos 4 829 €, para Agosto de 2021 [77]. Os gastos referentes à operação e manutenção consideram o valor de 1% do investimento inicial dos módulos e do inversor [78]. Extrapolando a partir de orçamentos relativos à mão de obra obtidos pela MEGAJOULE II, S.A. para parques FV similares, a partir de uma empresa de construção de painéis fotovoltaicos, foi determinado o valor de 0,67 €/W.

De acordo com o Decreto-Lei 162/2019 de 25 de Outubro, as UPACs dimensionadas entre 30 kW e 1 MW, estão sujeitas a registo prévio e a certificado de exploração. Segundo o Artigo 8.º “Deveres do autoconsumidor”, as UPAC sujeitas a registo ou licença requerem a celebração de um seguro de responsabilidade civil, cujo montante anual é fixado por despacho do diretor-geral de Geologia e Energia, em função da sua natureza, da sua dimensão e do grau de risco, atualizado automaticamente em 31 de



Março de cada ano, de acordo com o índice de preços no consumidor do ano civil anterior, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística (Artigo 29.º - Decreto-Lei 172/2006). No caso de estudo, o valor estipulado a cobrar ao seguro foi de 150 € anuais fixos.

O valor da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor abrangido é calculado de acordo com a seguinte expressão, adaptada do Artigo 24.º do Decreto-Lei 153/2014 de 20 de Outubro,

$$R_{EXC} = E_{EXC} \times OMIE \times 0,9 \quad (70)$$

$R_{EXC}$  – A remuneração da eletricidade fornecida à RESP, em €;

$E_{FOR}$  – A energia fornecida, em kWh;

OMIE – O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado ibérico de energia (OMIE) para Portugal, em €/kWh;

A remuneração da energia produzida pelo sistema de cogeração de biogás e vendida à RESP ( $R_{COG}$ ) difere ligeiramente do rendimento inerente à venda do excedente FV, uma vez que a tarifa de venda de energia produzida por cogeração de biogás da ETAR Paço de Sousa se encontra definida em 0,0899 €/kWh (dados de 2020).

$$R_{COG} = E_{COG} \times 0,0899 \text{ €/kWh} \quad (71)$$

O valor atual indicado pela média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado ibérico de energia (OMIE) para Portugal diminuiu drasticamente para 2020, por influência direta da pandemia global de covid-19 [79]. Consequentemente, no presente trabalho optou-se por selecionar o valor médio do preço médio dos últimos 10 anos (2011-2020), sendo extrapolado o valor de 0,56261 €/kWh. Esta informação encontra-se disponível ao público no *site* oficial da OMIE [79].

A remuneração referente ao autoconsumo ( $R_{AC}$ ) pode ser contabilizada a partir do produto da energia produzida ( $E_{AC}$ ) e da tarifa (€/kWh) estabelecida pela empresa fornecedora de eletricidade,

$$R_{AC} (\text{€}) = E_{AC} (\text{kWh}) * Tarifa (\text{€/kWh}) \quad (72)$$

Na presente estimativa, será considerada a tarifa tetra-horária, correspondente a cada período horário, definida no capítulo 5. Estes cálculos foram efetuados de forma horária para os 25 anos, considerando sempre a tarifa horária específica para cada período temporal.

O rendimento relativo à produção anual do sistema FV ( $R_{\text{anual FV}}$ ) foi obtido a partir da soma do rendimento resultante ( $R_{AC}$  e  $R_{EXC}$ ) para cada um dos cenários,

$$R_{\text{anual FV}} (\text{€}) = (R_{AC} + R_{EXC}) \quad (73)$$

Por sua vez, os custos associados ao sistema FV, consideram a adição dos custos relativos ao seguro e à manutenção anual. Para o 15º ano, este valor inclui o custo de substituição dos 3 inversores de corrente.

$$C_{anuais\ SFV}(\text{€}) = Seguro + Manutenção \quad (74)$$

O lucro inicial (ano 0) é obtido a partir do diferencial entre as remunerações obtidas a partir da produção de energia do sistema FV e o investimento inicial do mesmo, contabilizando também o valor anual do seguro e da manutenção. Uma vez que ainda não existe produção de energia, este valor é negativo.

$$Lucro_{ano\ 0}(\text{€}) = R_{AC+EXC} - C_{investimento\ inicial+Seguro+Manutenção} \quad (75)$$

Para os anos seguintes, o lucro anual foi obtido através da diferença entre os gastos anuais referentes ao seguro e à manutenção e o rendimento da produção associada ao sistema FV. Este cálculo anual foi efetuado a partir da seguinte expressão,

$$Lucro_{ano\ n} = R_{ano\ n} - C_{ano\ n\ SFV} \quad (76)$$

Para o lucro total após 15 anos, esta equação é ligeiramente diferente, uma vez que é visada a substituição dos três inversores, contabilizando esse investimento,

$$Lucro_{ano\ 15} = R_{ano\ 15} - C_{ano\ 15\ SFV} \quad (77)$$

O fluxo de caixa ("cash-flow"), para determinado ano, contabiliza o lucro total obtido até então. Para o ano 25, o fluxo de caixa representa o lucro final obtido após os 25 anos de vida do sistema FV. Este valor é obtido a partir da soma do lucro total até ao ano anterior com o lucro do ano a determinar,

$$Lucro\ total_{ano\ n}(\text{€}) = Lucro_{ano\ n-1} + Lucro_{ano\ n} \quad (78)$$

No presente estudo, entende-se por auto-suficiência económica (%) a capacidade da ETAR em suportar a totalidade dos custos anuais. Este valor anual é decrescente, uma vez que a energia produzida pelo sistema FV diminui com a degradação anual dos módulos. Calculou-se a partir da soma dos custos anuais relativos ao sistema FV ( $C_{SFV\ anuais}$ ), que incluem o seguro, a manutenção e os inversores para o 15º ano, do custo relativo ao consumo energético ( $C_w$ ) e do rendimento relativo à produção energética ( $R_{anual}$ ) que inclui  $R_{COG}$ ,  $R_{AC}$  e  $R_{EXC}$ , dividindo o resultado pelos custos totais. Para cada ano individual, calculou-se,

$$Auto - suficiência\ económica(\%) = 1 - \left( \frac{C_{anual} + C_w + R_{anual}}{C_w + C_{anual}} \right) * 100 \quad (79)$$

## 9.2 Resultados

Os valores obtidos para as projeções dos rendimentos provenientes da produção energética do sistema FV foram determinados a partir de uma folha de cálculo, relativos a cada ano de vida do sistema FV para o cenário 1 e 2, respetivamente. Estes resultados estão assinalados na tabela 21.

**Tabela 21** – Projeção dos rendimentos provenientes da produção energética do sistema FV, ao longo dos 25 anos, para os cenários 1 e 2.

Ano	Cenário 1			Cenário 2		
	R autoconsumo (€)	R excedente (€)	R produção anual (€)	R autoconsumo (€)	R excedente (€)	R produção anual (€)
1	51 537 €	4 584 €	56 121 €	48 518 €	3 202 €	51 719 €
2	51 184 €	4 474 €	55 657 €	48 185 €	3 114 €	51 299 €
3	50 831 €	4 364 €	55 195 €	47 853 €	3 027 €	50 880 €
4	50 478 €	4 255 €	54 733 €	47 521 €	2 941 €	50 463 €
5	50 125 €	4 146 €	54 271 €	47 189 €	2 857 €	50 045 €
6	49 772 €	4 039 €	53 811 €	46 857 €	2 772 €	49 629 €
7	49 420 €	3 932 €	53 352 €	46 524 €	2 689 €	49 214 €
8	49 067 €	3 827 €	52 893 €	46 192 €	2 607 €	48 799 €
9	48 714 €	3 722 €	52 436 €	45 860 €	2 525 €	48 385 €
10	48 361 €	3 618 €	51 979 €	45 528 €	2 444 €	47 972 €
11	48 008 €	3 515 €	51 523 €	45 196 €	2 365 €	47 561 €
12	47 655 €	3 412 €	51 068 €	44 864 €	2 286 €	47 150 €
13	47 302 €	3 311 €	50 613 €	44 531 €	2 208 €	46 740 €
14	46 950 €	3 211 €	50 160 €	44 199 €	2 131 €	46 331 €
15	46 597 €	3 112 €	49 709 €	43 867 €	2 056 €	45 923 €
16	46 244 €	3 016 €	49 260 €	43 535 €	1 981 €	45 516 €
17	45 891 €	2 920 €	48 811 €	43 203 €	1 907 €	45 110 €
18	45 538 €	2 826 €	48 364 €	42 871 €	1 835 €	44 705 €
19	45 185 €	2 732 €	47 918 €	42 538 €	1 763 €	44 301 €
20	44 833 €	2 640 €	47 473 €	42 206 €	1 692 €	43 898 €
21	44 480 €	2 549 €	47 029 €	41 874 €	1 622 €	43 496 €
22	44 127 €	2 459 €	46 586 €	41 542 €	1 554 €	43 096 €
23	43 774 €	2 370 €	46 144 €	41 210 €	1 487 €	42 697 €
24	43 421 €	2 283 €	45 704 €	40 877 €	1 422 €	42 299 €
25	43 068 €	2 197 €	45 265 €	40 545 €	1 357 €	41 902 €
Total	1 182 562 €	83 513 €	1 266 075 €	1 113 286 €	55 845 €	1 169 131 €

O cenário 1 regista um rendimento total projetado de 1 266 075,14 € ao fim de 25 anos, enquanto o cenário 2 regista um valor ligeiramente inferior, de 1 169 131,07 €.

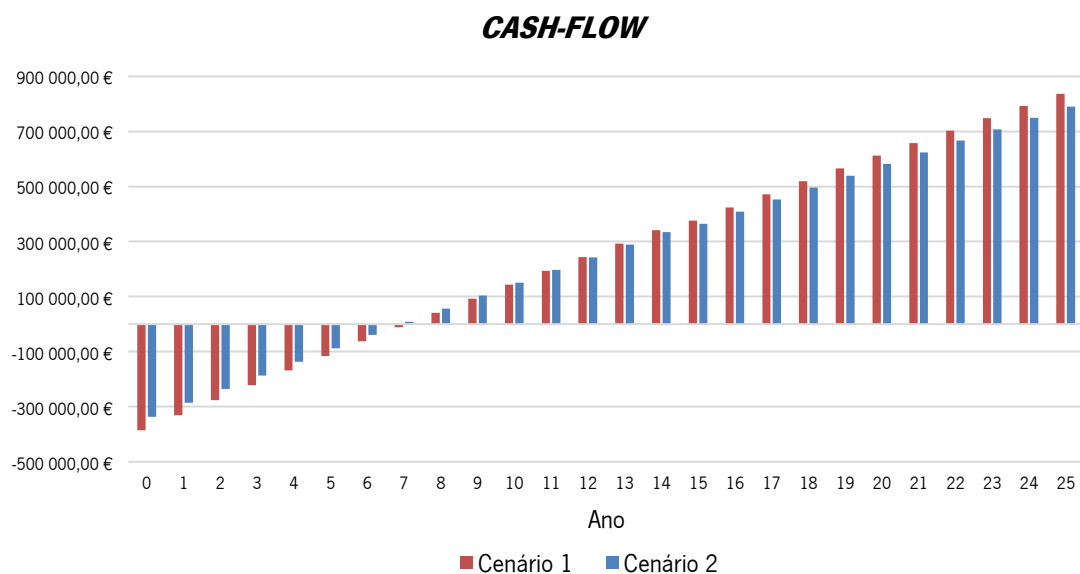
Por sua vez os custos anuais também foram calculados, de forma a obter o balanço anual, assim como o fluxo de caixa (*cash-flow*). O investimento inicial relativo aos módulos, à instalação e ao inversor, assim como as despesas anuais referentes à manutenção e ao seguro, estão registados na tabela 22.

**Tabela 22** – Custos económicos associados ao sistema FV, para ambos os cenários.

	<b>Custo dos módulos (€)</b>	<b>Custo dos inversores (€)</b>	<b>Custo da instalação (€)</b>	<b>Manutenção (€)</b>	<b>Seguro (€)</b>	<b>Custo total (ano 0) (€)</b>
Cenário 1	-88 287 €	-14 487 €	-281 677 €	-1 028 €	-150 €	-385 479 €
Cenário 2	-82 940 €	-14 487 €	-252 590 €	-974 €	-150 €	-328 989 €

Para projetar o balanço anual, foi efetuado o diferencial entre os rendimentos relativos à produção energética do sistema e os custos anuais que, à exceção do ano de investimento e do 15ºano, em que são substituídos os inversores, contabilizam o seguro e a manutenção. O *cash-flow* foi obtido a partir do balanço do ano anterior e do rendimento do ano atual. Estes cálculos foram efetuados para ambos os cenários e estão registados no anexo 8.

Na figura 35 é possível observar graficamente o *cash-flow* ao longo dos 25 anos. O lucro total projetado para o cenário 1 foi de 836 665,59 €, enquanto para o cenário 2 foi de 789 883,05 €. O cenário 1 registou um tempo de retorno do capital investido de 8 anos, enquanto para o cenário 2 o investimento é retribuído no 7ºano.

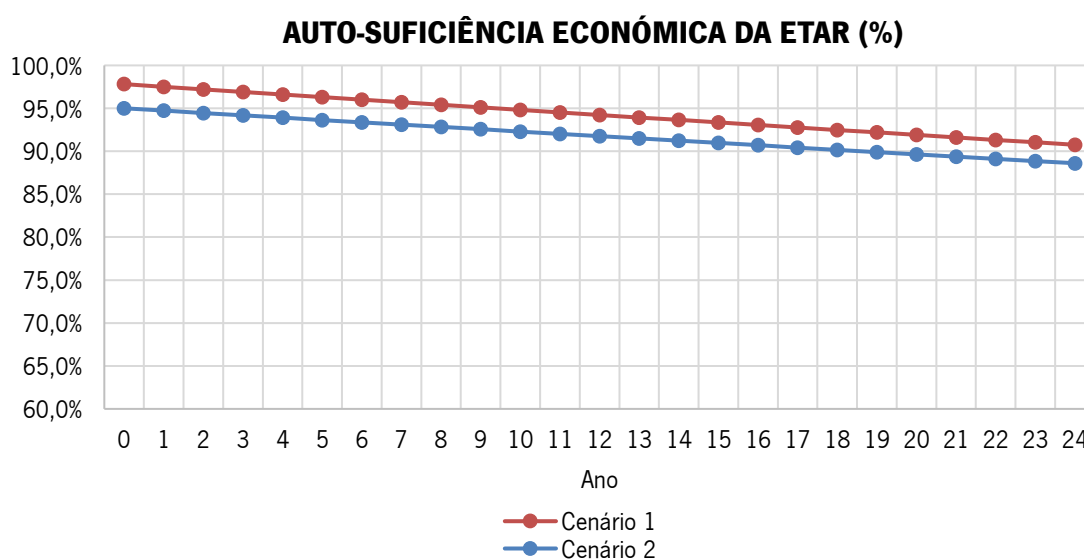


**Figura 35** – *Cashflow* relativo aos dois cenários, durante os 25 anos de vida do sistema FV.

No presente trabalho, a auto-suficiência difere do contributo do sistema FV (avaliado no capítulo anterior), uma vez que aqui é considerado o valor monetário (€) ao invés dos valores de energia produzida (kWh). A principal diferença prende-se com a produção de energia por cogeração de biogás que apesar de contribuir com 70% da energia produzida, apenas cobre 61,8% da despesa energética, uma vez que terá de ser vendida à rede por um valor inferior àquele pago pelo consumo energético. Outros fatores, tais como os custos anuais de manutenção e seguro, também reduzem a auto-suficiência económica referente aos sistemas FV.

Determinado no ponto 5.1, o custo anual relativo ao consumo energético ( $C_w$ ) é de 152 442,50 €. Embora apenas o cenário 2 tenha sido dimensionado atendendo à contribuição do sistema de cogeração, este contributo teve de ser considerado para ambos os cenários, de forma a aferir a auto-suficiência económica potencial para a ETAR.

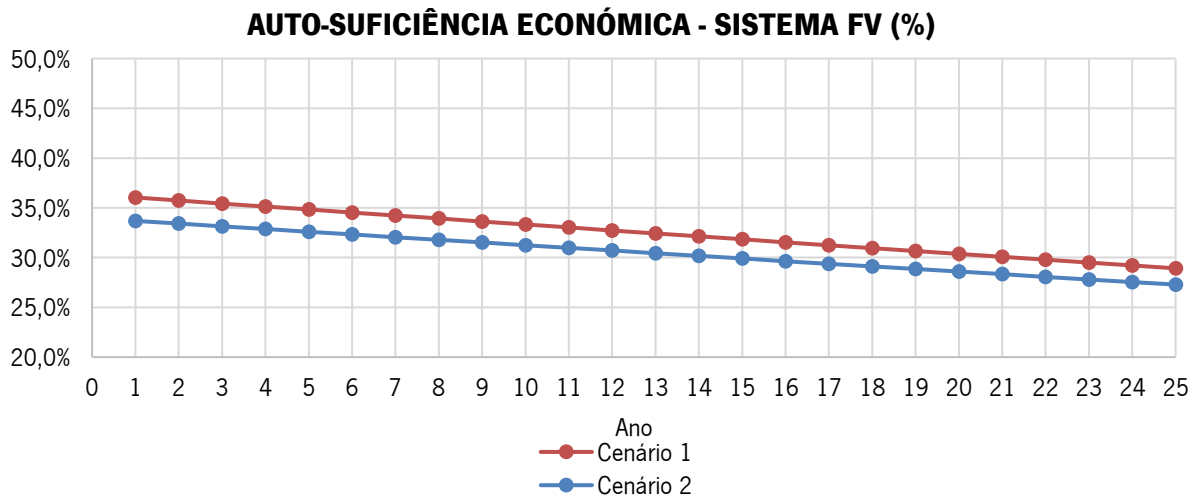
A auto-suficiência económica da ETAR consta na figura 36, sendo o valor médio (ao longo dos 25 anos) de 94,3% para o cenário 1 e de 91,8% para o cenário 2. Observou-se uma diminuição linear na auto-suficiência ao longo dos 25 anos do sistema FV, sendo que esta não é significativa e resulta da degradação anual dos módulos.



**Figura 36** – Auto-suficiência económica total (%) projetada na ETAR, considerando os cenários 1 e 2.

A auto-suficiência relativa ao sistema FV poderá também ser caracterizada especificamente, ignorando o sistema de produção elétrica por cogeração de biogás, como consta na seguinte figura 37. A média da auto-suficiência económica (%) gerada pelo sistema FV foi de 32,4% para o cenário 1 e de 30,5% para o cenário 2.

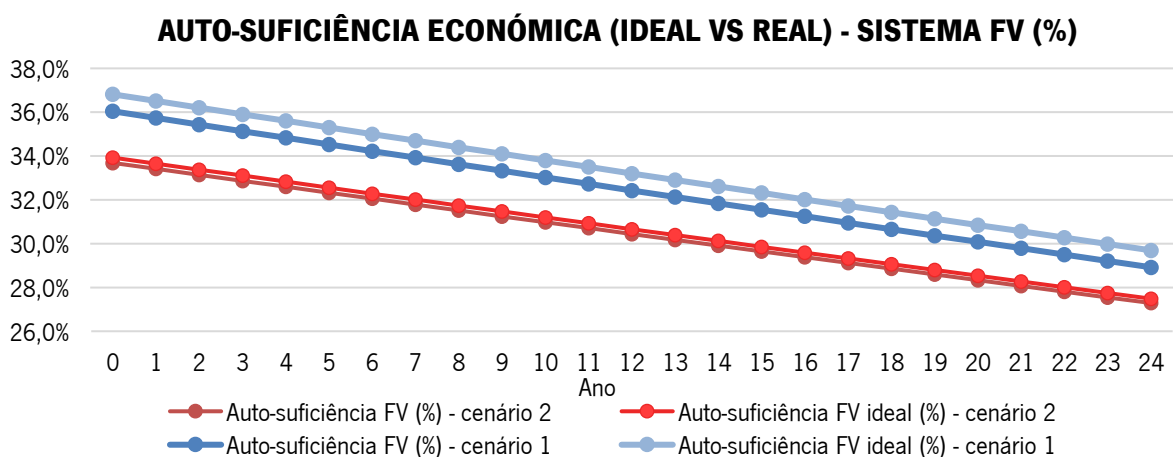
O valor de auto-suficiência económica poderia ser ligeiramente superior, caso existisse uma reestruturação para que os gastos energéticos incidissem preferencialmente nas horas de insolação diária, garantindo que toda a energia produzida seja utilizada para autoconsumo.



**Figura 37** – Auto-suficiência económica do sistema FV (%) para ambos os cenários.

Se considerarmos um cenário ideal em que os consumos energéticos fossem alocados de forma a anular os excedentes de energia e a maximizar os rendimentos, a auto-suficiência económica média da ETAR é projetada para 95,0% e 92,4%, para os cenários 1 e 2, respetivamente. A figura 38, está representada graficamente a diferença entre os valores anuais de auto-suficiência económica do sistema FV e da auto-suficiência ideal do sistema FV após reestruturação e ajuste do perfil de carga horária.

O ajuste de carga diária não é significativo para o cenário 2, precisamente porque este não visa excedentes de energia volumosos, ao contrário do cenário 1 que iria ser beneficiado.



**Figura 38** – Auto-suficiência económica do sistema FV (%) para a atual configuração dos consumos energéticos e a auto-suficiência FV económica ideal (%), para ambos os cenários.

## 10 CONCLUSÃO

O presente estudo pretendeu avaliar o atual estado de arte relativo ao funcionamento e ao consumo energético em ETARs de lamas ativadas, sendo proposto o dimensionamento e implementação de um sistema fotovoltaico e avaliada a sua contribuição para aumentar a sustentabilidade energética da ETAR, assim como a viabilidade económica do projeto.

A ETAR beneficia atualmente de um sistema de produção elétrica através da cogeração de biogás, um dos produtos resultantes do tratamento da própria ETAR, que assegura um contributo energético de 70% e uma receita proveniente da venda de eletricidade à RESP que cobre as despesas energéticas em 61,8%.

Foram propostos dois cenários de dimensionamento do parque solar FV, sendo o cenário 1 configurado para cobrir a área disponível, enquanto o cenário 2 foi ajustado às necessidades energéticas do mês de maior consumo energético, considerando o funcionamento pleno da cogeração.

A média de contribuição energética prevista, ao longo de 25 anos, para o sistema FV proposto foi de 36,5% para o cenário 1 e 32,8% para o cenário 2. Esta contribuição adicional permite que a ETAR seja energeticamente sustentada, na totalidade, a partir da interação dos dois sistemas de produção de energia elétrica renovável.

Em termos de auto-suficiência económica, a contribuição do sistema FV é menor, uma vez que são considerados os custos associados ao seguro e manutenção anual e a venda do excedente à RESP, registando-se um incremento de auto-suficiência económica de 32,4% para o cenário 1 e 30,5% para o cenário 2. Em média, a auto-suficiência económica assegurada ao longo dos 25 anos, a partir dos dois sistemas de produção energética é de 94,3% para o cenário 1 e de 91,8% para o cenário 2.

Atualmente o sistema FV recomendado para a instalação é o dimensionado no cenário 1, precisamente por registar um maior lucro final (836 665,59 € em relação a 789 883,05 € no cenário 2). No entanto, o cenário 2 poderá ser viabilizado, correspondendo a uma opção que exige menor investimento inicial e em que o retorno financeiro é atingido mais rapidamente.

Neste trabalho efetuou-se uma avaliação detalhada das perdas do sistema fotovoltaico, de forma a reduzi-las ao máximo, tanto a nível das perdas associadas à configuração do sistema (sombreamentos, perdas óticas, perdas térmicas), como a nível da seleção dos módulos (perdas por incompatibilidade, degradação anual) ou até mesmo as perdas elétricas associadas à secção das cablagens. Curiosamente, no cenário 1, são previstas perdas de energia inferiores ao cenário 2, apesar da maior potência instalada, sendo este um fator a favor da recomendação anterior.

## **10.1 Melhorias e futuros trabalhos**

Apesar do sucesso previsto, tanto a nível energético como económico, da instalação do sistema fotovoltaico e da sua eficiência, existem vários aspetos registados neste trabalho que poderiam beneficiar de futuras melhorias.

Para atingir valores próximos de uma auto-suficiência económica total, seria importante que o excedente resultante do sistema FV não fosse vendido à rede, mas sim consumido pela própria ETAR. Propõe-se então a reestruturação do consumo energético da ETAR, principalmente no Verão, para que exista um maior consumo nos períodos de maior irradiação solar. Esta alocação permite potenciar a auto-suficiência económica total da ETAR para 95,0% e 92,4% para os cenários 1 e 2, respetivamente.

Embora não seja o foco da presente dissertação, seria importante considerar e seguir os estudos relativos aos sensores de oxigénio dissolvidos [39], uma vez que permitem aumentar a eficiência no processo de aeração correspondente ao tratamento secundário, atenuando aquela que é a maior fatia do consumo energético da ETAR Paço de Sousa e de ETARs similares de lamas ativadas.

A sinergia entre o sistema fotovoltaico e o sistema de cogeração de biogás em ETARs de lamas ativadas deverá ser fortemente incentivada a nível nacional, uma vez que para além de recorrer à utilização de fontes de energia renovável e da produção de energia limpa, de acordo com as metas propostas pela EU, viabiliza simultaneamente uma influência neutra no meio ambiente, para o processo de tratamento das águas residuais.

No entanto, a viabilidade da aplicação de um modelo de larga escala para aumentar a auto-suficiência energética em ETARs portuguesas de lamas ativadas estará sempre dependente das especificidades de cada caso, como a disponibilidade de área para a instalação fotovoltaica, a disponibilidade de irradiação solar e os consumos relativos ao tratamento, sendo indispensável a realização de um estudo preliminar.



## 11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Carneiro J, Passos M. *Sistemas Fotovoltaicos - Fundamentos sobre dimensionamento*. ENGEBOOK, [www.quanticaeditora.pt](http://www.quanticaeditora.pt) (2020).
- [2] Pires EES. *Auditoria energética em estações de tratamento de água*. Instituto Politécnico de Coimbra, <http://hdl.handle.net/10400.26/28150> (2018).
- [3] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2020*. Paris, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (2020).
- [4] Le Quéré C, Jackson RB, Jones MW, et al. Temporary reduction in daily global CO<sub>2</sub> emissions during the COVID-19 forced confinement. *Nat Clim Chang* 2020; 10: 647–653.
- [5] International Energy Agency. *Global Energy Review 2021*. Paris, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0031107-401d-4a2f-a48b-9eed19457335/GlobalEnergyReview2021.pdf> (2021).
- [6] World Bank. *Population estimates and projections (Total World Population)*, <https://databank.worldbank.org/Population-growth/id/f74e7ca6> (2021).
- [7] Kalair A, Abas N, Saleem MS, et al. Role of energy storage systems in energy transition from fossil fuels to renewables. *Energy Storage*; 3. Epub ahead of print February 2021. DOI: 10.1002/est2.135.
- [8] Scholten D. The geopolitics of renewables—an introduction and expectations. In: *Lecture Notes in Energy*. Springer Verlag, 2018, pp. 1–33.
- [9] Larsson M. *Global Energy Transformation - A roadmap to 2050*. 2009. Epub ahead of print 2009. DOI: 10.1057/9780230244092.
- [10] EUROSTAT. Share of energy from renewable sources, <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/bookmark/bdf882c7-1d2a-499b-ae01-86ae5fab734c?lang=en><https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/bookmark/bdf882c7-1d2a-499b-ae01-86ae5fab734c?lang=en> (2020).
- [11] British Petroleum. *Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets*, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (2021).
- [12] Huld T, Müller R, Gambardella A. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Sol Energy* 2012; 86: 1803–1815.

- [13] Direção Geral de Energia e Geologia. *Estatísticas rápidas das renováveis - Junho 2021*, <https://www.dgeg.gov.pt/media/hupfetxn/dgeg-arr-2021-06.pdf> (2021).
- [14] Bey M, Hamidat A, Nacer T. Eco-energetic feasibility study of using grid-connected photovoltaic system in wastewater treatment plant. *Energy* 2021; 216: 119217.
- [15] WWAP (UNESCO World Water Assessment Programme). *The United Nations World Water Development Report 2019: Leaving No One Behind*. Paris: UNESCO, 2019.
- [16] Chen S, Chen B. Urban energy–water nexus: A network perspective. *Appl Energy* 2016; 184: 905–914.
- [17] Longo S, d’Antoni BM, Bongards M, et al. Monitoring and diagnosis of energy consumption in wastewater treatment plants. A state of the art and proposals for improvement. *Applied Energy* 2016; 179: 1251–1268.
- [18] Andrei H, Badea CA, Andrei P, et al. Energetic-environmental-economic feasibility and impact assessment of grid-connected photovoltaic system in wastewater treatment plant: Case study. *Energies*, 14. Epub ahead of print 1 January 2021. DOI: 10.3390/en14010100.
- [19] Stensel DH, Makinia J. Activated sludge process development. In: *Activated Sludge – 100 Years and Counting*. 2014. Epub ahead of print 2014. DOI: 10.2166/9781780404943.
- [20] Ribeiro R, Pinheiro H, Pinheiro C, et al. *Metodologia DEMOCON - Sistema expedito para supervisão e controlo avançados de ETAR descentralizadas*. 2017. Epub ahead of print 12 April 2017. DOI: 10.13140/RG.2.2.19817.90722.
- [21] Prazeres AM. Estudo de fatores que potenciam o desenvolvimento de biomassa granular em reatores do tipo SBR (Sequencing Batch Reactor), [https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/32893/1/TeseMestrado\\_PatriciaPrazeres.pdf](https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/32893/1/TeseMestrado_PatriciaPrazeres.pdf) (2016).
- [22] Jafarinejad S. Cost estimation and economical evaluation of three configurations of activated sludge process for a wastewater treatment plant (WWTP) using simulation. *Appl Water Sci* 2017; 7: 2513–2521.
- [23] Vieira RG, de Araújo FMU, Dhimish M, et al. A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules. *Energies*, 13. Epub ahead of print 1 May 2020. DOI: 10.3390/en13102472.
- [24] Gibson J, Drake J, Karney B. UV disinfection of wastewater and combined sewer overflows. In: *Advances in Experimental Medicine and Biology*. Springer New York LLC, 2017, pp. 267–275.
- [25] Jiang G, Melder D, Keller J, et al. Odor emissions from domestic wastewater: A review. *Crit Rev*

- Environ Sci Technol* 2017; 47: 1581–1611.
- [26] Oulebsir R, Lefkir A, Safri A, et al. Optimization of the energy consumption in activated sludge process using deep learning selective modeling. *Biomass and Bioenergy*, 132. Epub ahead of print 1 January 2020. DOI: 10.1016/j.biombioe.2019.105420.
- [27] Guerrini A, Romano G, Indipendenza A. Energy efficiency drivers in wastewater treatment plants: A double bootstrap DEA analysis. *Sustain*; 9. Epub ahead of print 27 June 2017. DOI: 10.3390/su9071126.
- [28] Zaher K, Hammam G. Correlation between Biochemical Oxygen Demand and Chemical Oxygen Demand for Various Wastewater Treatment Plants in Egypt to Obtain the Biodegradability Indices. *Int J Sci Basic Appl Res* 2014; 13: 42–48.
- [29] Jouanneau S, Recoules L, Durand MJ, et al. Methods for assessing biochemical oxygen demand (BOD): A review. *Water Research* 2014; 49: 62–82.
- [30] Russell DL. *Practical Wastewater Treatment*. John Wiley & Sons, 2006. Epub ahead of print 2006. DOI: 10.1002/0470067926.
- [31] Boyles W. The science of chemical oxygen demand. *Tech Inf Ser Bookl No 9* 1997; 9: 23.
- [32] Balasubramanian S V., Pahlevan N, Smith B, et al. Robust algorithm for estimating total suspended solids (TSS) in inland and nearshore coastal waters. *Remote Sens Environ*; 246. Epub ahead of print 1 September 2020. DOI: 10.1016/j.rse.2020.111768.
- [33] Longo S, Mauricio-Iglesias M, Soares A, et al. ENERWATER – A standard method for assessing and improving the energy efficiency of wastewater treatment plants. *Appl Energy* 2019; 242: 897–910.
- [34] Sabia G, Luigi P, Avolio F, et al. Energy saving in wastewater treatment plants: A methodology based on common key performance indicators for the evaluation of plant energy performance, classification and benchmarking. *Energy Convers Manag*; 220. Epub ahead of print 15 September 2020. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113067.
- [35] Gikas P. Towards energy positive wastewater treatment plants. *J Environ Manage* 2017; 203: 621–629.
- [36] Silva C, Rosa MJ. Energy performance indicators of wastewater treatment: A field study with 17 Portuguese plants. *Water Sci Technol* 2015; 72: 510–519.
- [37] Gurung K, Tang WZ, Sillanpää M. Correction to: Unit Energy Consumption as Benchmark to Select Energy Positive Retrofitting Strategies for Finnish Wastewater Treatment Plants (WWTPs): a Case Study of Mikkeli WWTP (*Environmental Processes*, (2018), 5, 3, (667-681), 10.1007/s40710-

- 018-0310-. *Environ Process* 2018; 5: 931.
- [38] Vaccari M, Foladori P, Nembrini S, et al. Benchmarking of energy consumption in municipal wastewater treatment plants - A survey of over 200 plants in Italy. *Water Sci Technol* 2018; 77: 2242–2252.
- [39] Khatri N, Khatri KK, Sharma A. Enhanced Energy Saving in Wastewater Treatment Plant using Dissolved Oxygen Control and Hydrocyclone. *Environ Technol Innov* 2020; 18: 100678.
- [40] Sampaio PGV, González MOA. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renew Sustain Energy Rev* 2017; 74: 590–601.
- [41] Hernández-Callejo L, Gallardo-Saavedra S, Alonso-Gómez V. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Solar Energy* 2019; 188: 426–440.
- [42] Rahman MA. A Review on Semiconductors Including Applications and Temperature Effects in Semiconductors. *Am Sci Res J Eng Technol Sci ISSN* 2014; 7: 50–70.
- [43] Tiwari GN, Mishra RK, Solanki SC. Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modelling. *Applied Energy* 2011; 88: 2287–2304.
- [44] Czanderna AW, Pern FJ. *Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review*. 1996. Epub ahead of print 1996. DOI: 10.1016/0927-0248(95)00150-6.
- [45] Omazic A, Oreski G, Halwachs M, et al. Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2019; 192: 123–133.
- [46] Vignola F, Mavromatakis F, Krumsick J. Performance of PV inverters. *Am Sol Energy Soc - Sol 2008, Incl Proc 37th ASES Annu Conf, 33rd Natl Passiv Sol Conf, 3rd Renew Energy Policy Mark Conf Catch Clean Energy Wave* 2008; 1: 628–650.
- [47] Díez-Mediavilla M, Dieste-Velasco MI, Rodríguez-Amigo MC, et al. Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system. *Energy Convers Manag* 2014; 86: 1128–1133.
- [48] Meteonorm. *Handbook part II (7) : Theory Global Meteorological Database Version 7 Software and Data for Engineers , Planers and Education*, [https://meteonorm.com/assets/downloads/mn80\\_software.pdf](https://meteonorm.com/assets/downloads/mn80_software.pdf) (2020).
- [49] PVSyst. PVSyst 7 - Grid Connected, [https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2020/10/PVsyst\\_Tutorials\\_V7\\_Grid\\_Connected.pdf](https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2020/10/PVsyst_Tutorials_V7_Grid_Connected.pdf).
- [50] Carneiro J. *Projeto Interdisciplinar II - Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos*,

<http://hdl.handle.net/1822/16965> (2009).

- [51] dos Santos JN. Condutores e Cabos de Energia. *Fac Eng da Univ do Porto*.
- [52] Massi Pavan A, Mellit A, De Pieri D, et al. A study on the mismatch effect due to the use of different photovoltaic modules classes in large-scale solar parks. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2014; 22: 332–345.
- [53] Wurster TS, Schubert MB. Mismatch loss in photovoltaic systems. *Sol Energy* 2014; 105: 505–511.
- [54] Lindroos J, Savin H. Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2016; 147: 115–126.
- [55] Boppana S, Passow K, Sorensen J, et al. Impact of Uncertainty in IAM Measurement on Energy Predictions. In: *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC*. 2018, pp. 2276–2281.
- [56] Mumma SA, Yellott JI, Wood B. Application of ASHRAE standard 93-77 to the thermal performance testing of air solar collectors. *ASHRAE J*; 84.
- [57] Fatehi JH, Sauer KJ. Modeling the incidence angle dependence of photovoltaic modules in PVsyst. *2014 IEEE 40th Photovolt Spec Conf PVSC 2014* 2014; 1335–1338.
- [58] Bosman LB, Leon-Salas WD, Hutzl W, et al. PV system predictive maintenance: Challenges, current approaches, and opportunities. *Energies*; 16. Epub ahead of print 2 March 2020. DOI: 10.3390/en13061398.
- [59] Maghami MR, Hizam H, Gomes C, et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016; 59: 1307–1316.
- [60] Smestad GP, Germer TA, Alrashidi H, et al. Modelling photovoltaic soiling losses through optical characterization. *Sci Rep*; 10. Epub ahead of print 1 December 2020. DOI: 10.1038/s41598-019-56868-z.
- [61] Conceição R, Vázquez I, Fialho L, et al. Soiling and rainfall effect on PV technology in rural Southern Europe. *Renew Energy* 2020; 156: 743–747.
- [62] Ilse KK, Figgis BW, Naumann V, et al. Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules. *Renew Sustain Energy Rev* 2018; 98: 239–254.
- [63] Ilse K, Micheli L, Figgis BW, et al. Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation. *Joule* 2019; 3: 2303–2321.
- [64] Costa SCS, Kazmerski LL, Diniz ASAC. Impact of soiling on Si and CdTe PV modules: Case study

- in different Brazil climate zones. *Energy Convers Manag X*; 10. Epub ahead of print 1 June 2021. DOI: 10.1016/j.ecmx.2021.100084.
- [65] Conceição R, Silva HG, Mirão J, et al. Saharan dust transport to Europe and its impact on photovoltaic performance: A case study of soiling in Portugal. *Sol Energy* 2018; 160: 94–102.
- [66] Daher DH, Gaillard L, Amara M, et al. Impact of tropical desert maritime climate on the performance of a PV grid-connected power plant. *Renew Energy* 2018; 125: 729–737.
- [67] García M, Marroyo L, Lorenzo E, et al. Soiling and other optical losses in solar-tracking PV plants in navarra. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2011; 19: 211–217.
- [68] Peel MC, Finlayson BL, McMahon TA. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrol Earth Syst Sci* 2007; 11: 1633–1644.
- [69] Kimber A, Mitchell L, Nogradi S, et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the Southwest Region of the United States. *Conf Rec 2006 IEEE 4th World Conf Photovolt Energy Conversion, WCPEC-4* 2006; 2: 2391–2395.
- [70] Nugent D, Sovacool BK. Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. *Energy Policy* 2014; 65: 229–244.
- [71] Nilsson AE, Aragonés MM, Torralvo FA, et al. A review of the carbon footprint of Cu and Zn production from primary and secondary sources. *Minerals*; 7. Epub ahead of print 13 September 2017. DOI: 10.3390/min7090168.
- [72] Leonardi J, Browne M. A method for assessing the carbon footprint of maritime freight transport: European case study and results. *Int J Logist Res Appl* 2010; 13: 349–358.
- [73] Karaiskakis A-N, Gazis E, Harrison G. *Energy and Carbon analysis of photovoltaic systems in the UK*. 2013.
- [74] Olson C, de Wild-Scholten M, Scherff P, et al. *Life Cycle Assessment of Heterojunction Solar Cells and Modules*. 2011. Epub ahead of print 2011. DOI: 10.4229/26thEUPVSEC2011-4AV.3.57.
- [75] De Wild-Scholten MJ. Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2013; 119: 296–305.
- [76] A.D. Mosheer C. *Optimal Solar Cable Selection for Photovoltaic Systems*. 2016.
- [77] Europe - Solar Store, <https://www.europe-solarstore.com/solar-inverters/huawei/huawei-solar-inverters/huawei-sun2000-20-kti.html> (2021).
- [78] Pereira MC, Joyce A, Reis PC. *O valor e o custo da electricidade produzida por sistemas Solares ( Levelised Cost of Electricity – LCOE , incentivos , política energética )*, <http://www.ipes.pt/ipes/wp-content/uploads/2017/10/IPES-O-valor-e-o-custo-da>

electricidade.pdf (2016).

- [79] Operador do Mercado Ibérico de Energia. *Evolução do mercado da eletricidade - Relatório Anual 2020*, [https://www.omie.es/sites/default/files/2021-01/informe\\_anual\\_2020\\_en.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2021-01/informe_anual_2020_en.pdf) (2020).

# ANEXOS

## Anexo 1 – a.

www.jinkosolar.com



**TR 78M**  
**560-580 Watt**  
**Mono-facial**

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

(Draft)

**TIGER Pro**



### KEY FEATURES

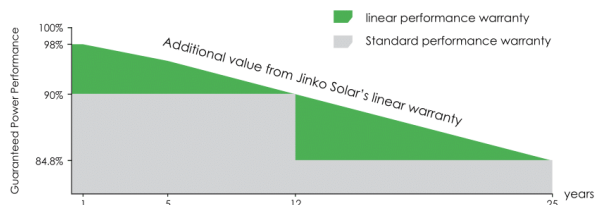
- TR technology + Half Cell**  
 TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.21%)
- MBB instead of 5BB**  
 MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- Higher lifetime Power Yield**  
 2% first year degradation,  
 0.55% linear degradation
- Best Warranty**  
 12 year product warranty,  
 25 year linear power warranty
- Strengthened Mechanical Support**  
 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load



ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory  
 IEC61215, IEC61730 certified product

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

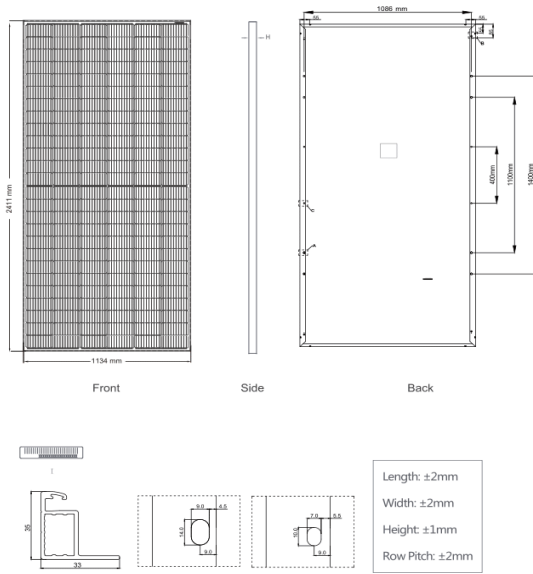
12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty  
 0.55% Annual Degradation Over 25 years



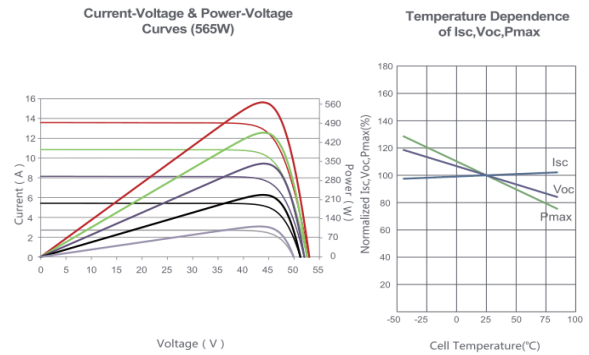


## Anexo 1 – b.

### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	30.93 kg (68.2 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560M-7RL4-V		JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.31V	40.63V	44.43V	40.72V	44.55V	40.80V	44.67V	40.89V	44.78V	40.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.64A	10.25A	12.72A	10.32A	12.80A	10.39A	12.88A	10.46A	12.96A	10.53A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.90V	49.93V	53.00V	50.03V	53.10V	50.12V	53.20V	50.21V	53.30V	50.31V
Short-circuit Current (Isc)	13.50A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A	13.82A	11.16A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.67%		20.85%		21.03%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

## Anexo 2 – a.

# SG125HV

String Inverter for 1500 Vdc System

**SUNGROW**  
Clean power for all



### HIGH YIELD

- Patented five-level topology, max. efficiency 98.9 %, European efficiency 98.7 %, CEC efficiency 98.5 %
- Full power operation without derating at 50 °C
- Patented anti-PID function

### SAVED INVESTMENT

- DC 1500V, AC 600V, low system initial investment
- 1 to 5MW power block design for lower AC transformer and labor cost
- Max.DC/AC ratio up to 1.5

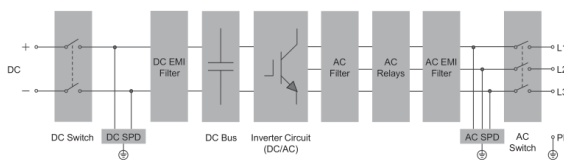
### EASY O&M

- Virtual central solution, easy for O&M
- Compact design and light weight for easy installation

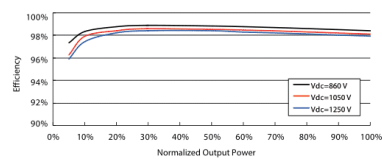
### GRID SUPPORT

- Compliance with both IEC and UL safety, EMC and grid support regulations
- Low/High voltage ride through(L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

### CIRCUIT DIAGRAM



### EFFICIENCY CURVE



## Anexo 2 – b.

SG125HV

Type designation	SG125HV
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	860 V / 920 V
Nominal PV input voltage	1050 V
MPP voltage range	860 – 1450 V
MPP voltage range for nominal power	860 – 1250 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	1
Max. PV input current	148 A
Max. DC short-circuit current	250 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	125 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	120 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 600 V
AC voltage range	480 – 690 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	98.9% / 98.7%
CEC efficiency	98.5%
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	Yes
Q at night function	optional
Anti-PID function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	670*902*296 mm 26.4**35.5**11.7"
Weight	76 kg 167.5 lb
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP 65 NEMA 4X
Night power consumption	< 4 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating) -22 to 140 °F (> 122 °F derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display / Communication	LED, Bluetooth+APP / RS485
DC connection type	OT or DT terminal (Max. 185 mm <sup>2</sup> 350 Kcmil)
AC connection type	OT or DT terminal (Max. 185 mm <sup>2</sup> 350 Kcmil)
Compliance	UL1741, UL1741SA, IEEEE1547, IEEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21, IEC 62109-1/-2, IEC 61000-6-2/-4, IEC 61727, IEC62116, BDEW, EN50549,VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16:2017, IEC 61683, PEA, NTCO
Grid Support	LVRT, HVRT, ZVRT, active & reactive power regulation, PF control, soft start/ stop



**Anexo 3 – a.**

<b>Consumo energético da ETAR (kWh) - 2019</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	165	169	194	183	195	193	193	197	203	190	183	155
01:00	162	163	191	182	189	198	192	195	196	185	181	152
02:00	160	159	184	175	185	191	190	191	184	181	179	152
03:00	159	155	173	167	180	176	172	183	180	177	175	149
04:00	155	147	162	163	165	173	168	172	172	172	169	147
05:00	151	146	159	158	158	169	159	165	164	166	163	147
06:00	146	143	155	151	151	157	147	164	160	156	159	148
07:00	139	139	143	143	145	156	148	156	153	149	151	144
08:00	138	138	145	144	147	161	152	159	153	145	148	144
09:00	148	148	150	145	150	161	156	164	161	146	151	145
10:00	152	150	154	150	153	160	159	170	180	154	153	142
11:00	153	153	160	156	162	167	167	176	185	159	154	147
12:00	154	155	169	161	169	175	174	179	185	159	156	146
13:00	152	157	175	164	171	176	178	190	197	163	160	147
14:00	154	157	174	164	173	181	185	192	199	167	158	149
15:00	159	163	180	170	178	187	193	192	196	172	161	147
16:00	160	165	181	172	188	193	194	200	196	177	166	148
17:00	164	170	186	174	189	193	201	203	208	181	175	158
18:00	171	167	188	179	191	198	199	195	203	180	179	157
19:00	168	168	193	179	193	196	195	197	194	185	179	156
20:00	166	169	200	178	193	190	196	194	206	184	183	156
21:00	164	174	195	185	196	191	196	197	208	186	183	158
22:00	164	178	200	182	194	200	201	196	205	189	183	154
23:00	164	174	199	182	199	197	196	199	203	189	181	154
Consumo diário (kWh)	3769	3808	4210	4008	4216	4341	4311	4424	4491	4111	4029	3603

**Anexo 3 – b.**

<b>Consumo energético da ETAR (kWh) - 2020</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	173	168	165	179	183	182	198	183	187	190	196	175
01:00	174	170	163	176	181	183	201	187	184	185	194	182
02:00	172	168	160	171	179	179	196	183	177	181	190	178
03:00	170	166	164	166	176	174	188	177	172	177	184	171
04:00	170	164	161	164	170	168	181	169	168	172	179	173
05:00	168	161	159	158	163	155	176	168	159	164	173	166
06:00	164	160	154	149	156	144	165	158	151	154	160	162
07:00	159	153	153	145	151	140	156	146	141	149	153	157
08:00	160	151	149	143	151	137	153	148	147	145	150	155
09:00	160	153	148	144	153	143	156	152	162	148	160	151
10:00	162	156	153	147	157	149	162	158	175	154	164	154
11:00	164	158	155	149	163	150	171	167	186	160	168	156
12:00	165	158	152	149	163	155	175	174	192	159	171	152
13:00	162	159	155	153	166	159	178	178	196	163	176	153
14:00	162	159	156	155	169	160	187	181	195	170	175	155
15:00	165	165	157	158	172	164	193	187	205	172	180	154
16:00	165	166	158	163	176	169	195	189	204	178	189	162
17:00	169	169	162	168	179	178	199	189	193	181	194	168
18:00	174	171	159	172	178	176	195	182	188	180	194	172
19:00	173	173	162	173	177	179	195	180	180	184	192	177
20:00	172	174	165	176	176	178	192	177	182	185	193	173
21:00	172	175	165	182	182	182	197	181	191	187	195	176
22:00	172	173	163	181	178	179	200	183	187	187	197	181
23:00	170	175	163	178	180	184	202	181	187	190	197	180
Consumo diário(kWh)	4019	3943	3800	3900	4081	3968	4412	4178	4309	4113	4324	3984

**Anexo 3 – c.**

<b>Consumo energético da ETAR (kWh) (média 2019 e 2020)</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	169	169	179	181	189	188	195	190	195	190	189	165
01:00	168	166	177	179	185	191	197	191	190	185	187	167
02:00	166	163	172	173	182	185	193	187	181	181	184	165
03:00	164	160	169	167	178	175	180	180	176	177	179	160
04:00	163	156	162	164	168	170	175	170	170	172	174	160
05:00	160	154	159	158	161	162	167	167	161	165	168	157
06:00	155	151	155	150	154	151	156	161	156	155	159	155
07:00	149	146	148	144	148	148	152	151	147	149	152	151
08:00	149	145	147	144	149	149	153	153	150	145	149	149
09:00	154	151	149	145	151	152	156	158	161	147	156	148
10:00	157	153	153	149	155	154	160	164	177	154	159	148
11:00	159	155	158	153	163	159	169	171	185	159	161	151
12:00	160	156	161	155	166	165	174	176	189	159	163	149
13:00	157	158	165	158	169	168	178	184	196	163	168	150
14:00	158	158	165	160	171	171	186	187	197	168	167	152
15:00	162	164	169	164	175	176	193	189	200	172	171	151
16:00	162	165	169	167	182	181	194	195	200	178	178	155
17:00	167	169	174	171	184	185	200	196	200	181	184	163
18:00	172	169	174	175	185	187	197	188	195	180	186	165
19:00	171	171	177	176	185	187	195	188	187	185	186	166
20:00	169	172	182	177	185	184	194	186	194	184	188	165
21:00	168	175	180	184	189	187	197	189	199	186	189	167
22:00	168	175	182	182	186	190	201	189	196	188	190	167
23:00	167	174	181	180	190	191	199	190	195	190	189	167
Consumo diário (kWh)	3894	3875	4005	3954	4148	4154	4361	4301	4400	4112	4177	3794

## Anexo 4

Produção elétrica por co-geração de biogás na ETAR (kWh)												
Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00	137	147	118	98	115	113	122	137	109			27
01:00	134	146	110	105	123	116	132	133	100			26
02:00	138	148	113	114	125	117	127	135	101			27
03:00	139	142	118	101	142	113	136	145	102			24
04:00	129	137	116	102	122	113	145	132	112			28
05:00	138	136	127	118	109	111	143	140	124			32
06:00	137	130	141	111	108	123	143	137	117			31
07:00	132	131	129	94	119	120	137	149	108			24
08:00	131	122	121	73	114	118	133	155	113			29
09:00	130	107	106	75	90	113	136	148	105			32
10:00	132	128	106	71	85	96	103	145	106			30
11:00	141	132	107	76	96	96	96	135	89			19
12:00	145	141	108	99	97	93	117	137	105			19
13:00	148	138	124	111	117	101	126	130	108			33
14:00	131	137	134	106	121	117	150	128	118			46
15:00	128	136	149	95	132	106	135	134	110			42
16:00	130	140	140	104	135	114	127	139	103			35
17:00	137	150	119	100	122	115	126	136	89			47
18:00	133	129	99	101	113	114	128	139	101			43
19:00	126	119	92	100	92	117	125	146	109			36
20:00	131	126	95	83	84	124	126	154	117			39
21:00	135	130	104	83	86	123	126	148	101			34
22:00	133	125	106	96	92	119	113	131	115			36
23:00	133	143	106	82	96	120	120	127	111			28
E produzida (kWh/dia)	3229	3220	2788	2296	2635	2713	3071	3342	2570	0	0	767

**Anexo 5 – a.**

<b>Produção energética diária (kWh/ano) – cenário 1</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	3	6	3	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	14	43	56	50	26	4	0	0	0
08:00	0	1	22	64	94	109	109	80	57	24	2	0
09:00	3	35	66	119	149	156	169	139	116	65	35	12
10:00	29	82	117	162	200	210	220	191	167	105	72	43
11:00	64	119	149	202	215	236	247	223	208	132	102	65
12:00	93	147	172	219	239	261	277	249	231	153	120	78
13:00	109	163	172	224	255	274	283	260	236	161	137	94
14:00	108	160	168	212	251	259	280	251	222	149	125	92
15:00	96	133	157	184	223	238	253	236	197	122	100	75
16:00	78	93	124	153	182	213	215	198	159	88	66	48
17:00	47	57	83	120	142	167	173	150	110	47	24	14
18:00	17	14	37	68	94	120	117	95	54	7	0	0
19:00	1	0	2	20	41	65	63	40	6	0	0	0
20:00	0	0	0	0	3	16	13	1	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção (kWh/dia)	646	1003	1268	1761	2134	2385	2470	2140	1766	1053	783	521



**Anexo 5 – b.**

<b>Produção energética diária (kWh/ano) – cenário 2</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	3	6	3	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	12	38	50	45	23	4	0	0	0
08:00	0	1	19	57	84	98	99	72	51	21	2	0
09:00	3	30	58	106	134	142	153	126	104	57	29	10
10:00	25	72	104	145	181	192	200	173	151	93	60	35
11:00	53	104	133	181	195	216	226	203	188	117	86	54
12:00	79	130	154	197	217	239	254	228	210	136	101	65
13:00	93	144	154	202	232	252	260	238	215	144	117	79
14:00	92	142	151	191	229	238	258	230	203	133	106	77
15:00	82	118	141	166	204	220	233	217	180	109	85	63
16:00	66	82	111	139	167	197	198	183	145	79	56	40
17:00	40	50	75	109	130	154	159	138	100	42	20	12
18:00	15	12	33	61	85	110	107	87	49	6	0	0
19:00	1	0	2	18	37	59	58	36	5	0	0	0
20:00	0	0	0	0	3	15	11	1	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção (kWh/dia)	547	886	1137	1584	1936	2186	2265	1956	1603	938	662	435

**Anexo 6 – a.**

<b>Energia produzida excedente (kWh/dia) – cenário 1</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00	0	0	0	0	0	4	13	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	14	45	56	60	28	0	0	0	0
11:00	0	0	0	49	52	78	78	51	22	0	0	0
12:00	0	0	11	64	73	96	102	73	42	0	0	0
13:00	0	5	7	66	86	106	105	75	40	0	0	0
14:00	0	2	3	52	80	88	94	64	25	0	0	0
15:00	0	0	0	20	48	63	60	46	0	0	0	0
16:00	0	0	0	0	0	33	20	4	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E <sub>excedente</sub> (kWh/dia)	0	7	21	265	384	523	531	341	130	0	0	0

**Anexo 6 – b.**

<b>Energia produzida excedente (kWh/dia) – cenário 2</b>												
<b>Hora</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0	25	37	40	10	0	0	0	0
11:00	0	0	0	29	32	58	57	32	2	0	0	0
12:00	0	0	0	42	51	74	79	51	21	0	0	0
13:00	0	0	0	44	63	84	82	54	19	0	0	0
14:00	0	0	0	32	58	68	72	43	6	0	0	0
15:00	0	0	0	2	28	44	40	28	0	0	0	0
16:00	0	0	0	0	0	16	4	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E<sub>excedente</sub> (kWh/dia)</b>	0	0	0	149	257	380	374	217	48	0	0	0

Anexo 7 – a.

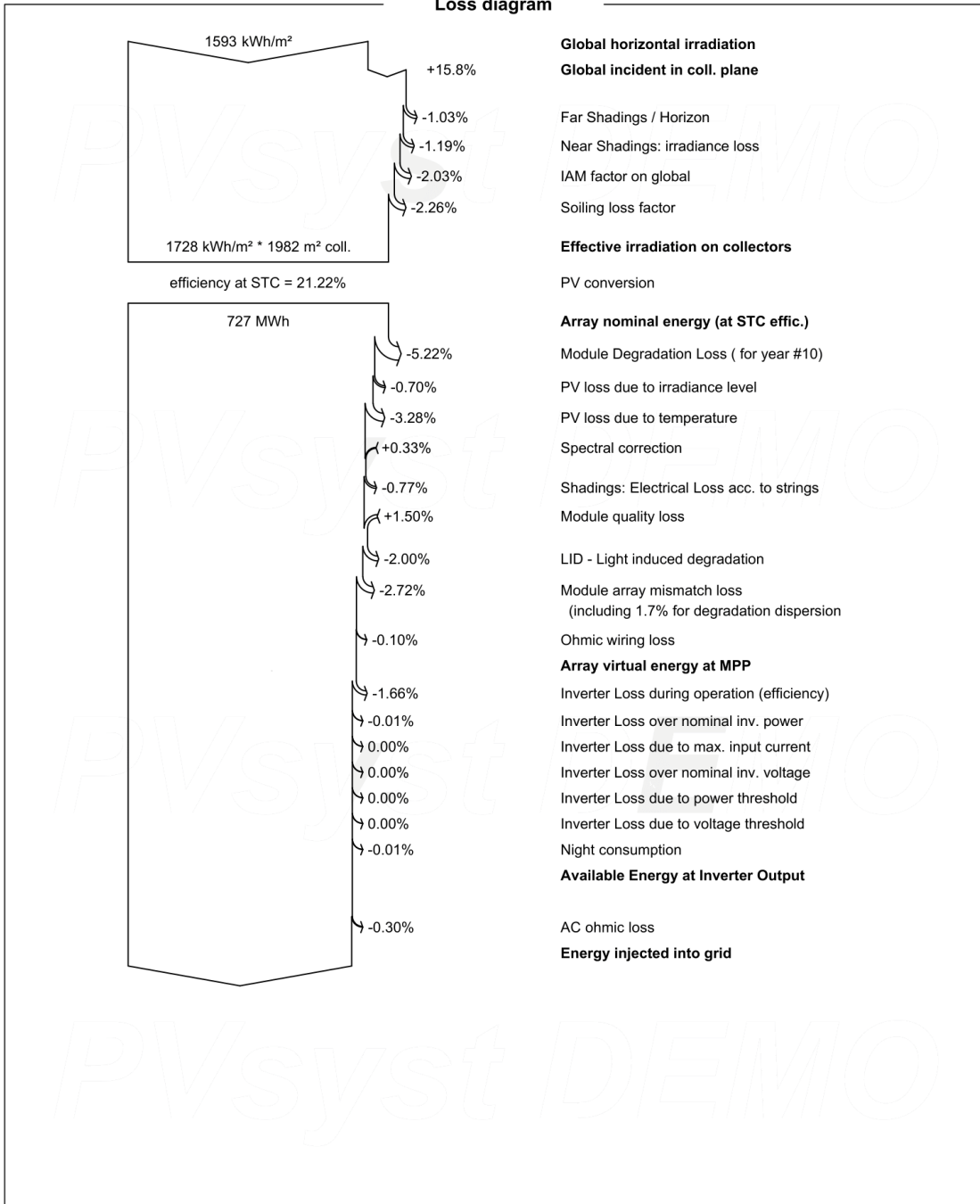


PVsyst V7.2.4  
 VC0, Simulation date:  
 05/09/21 16:04  
 with v7.2.4

Project: ETAR Paço de Sousa

**Cenário 1**

**Loss diagram**



## Anexo 7 – b.

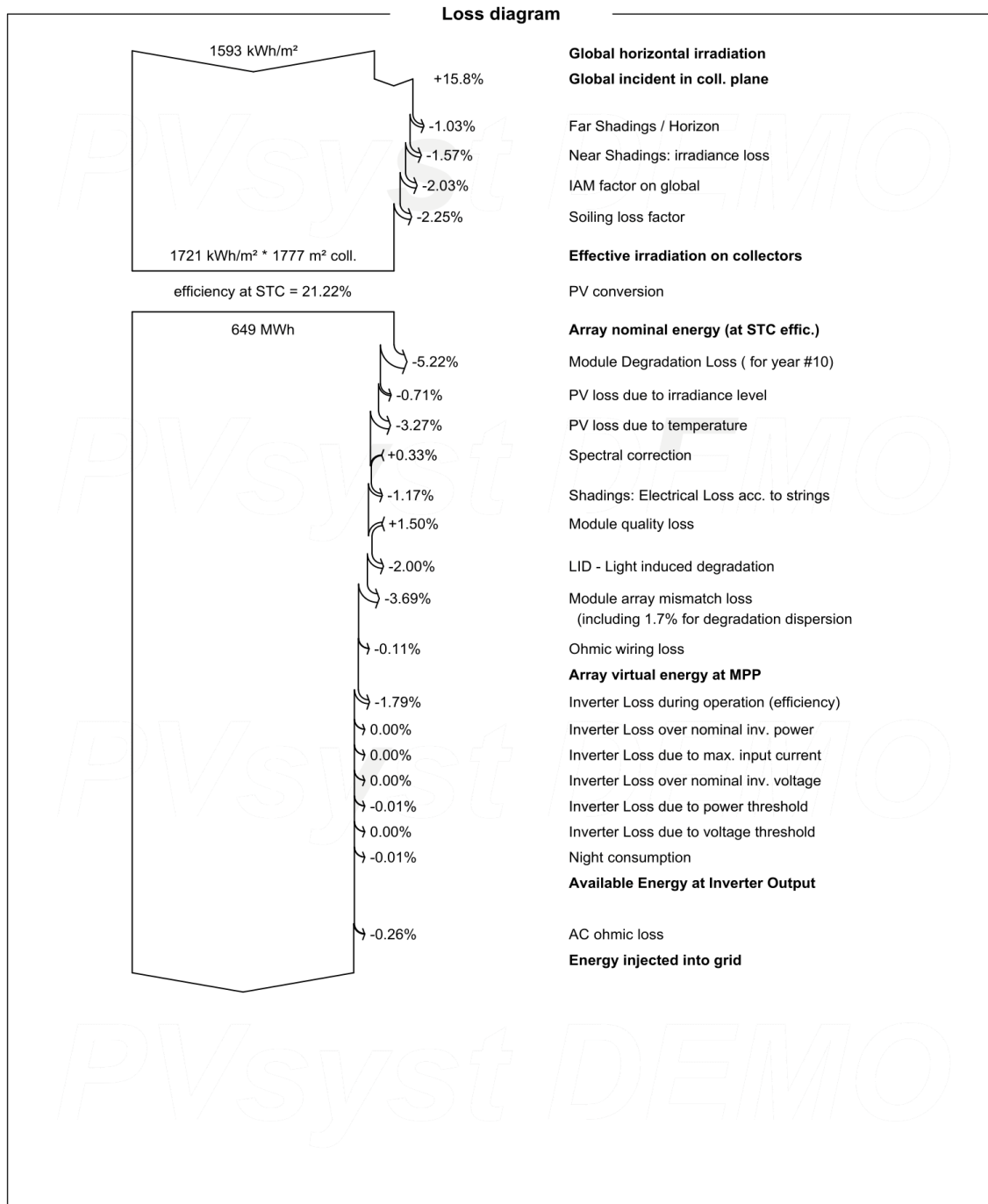


**PVsyst V7.2.4**

VC1, Simulation date:  
12/08/21 14:39  
with v7.2.4

Project: ETAR Paço de Sousa

**Cenário 2**



**Anexo 8 – a.**

	<b>Cenário 1</b>			
<b>Ano</b>	<b>Rendimento (€)</b>	<b>Custo (€)</b>	<b>Balanco (€)</b>	<b>Fluxo de Caixa (€)</b>
0		-385 479,07 €	-385 479,07 €	-385 479,07 €
1	56 121,14 €	-1 177,74 €	54 943,40 €	-330 535,67 €
2	55 657,42 €	-1 177,74 €	54 479,68 €	-276 055,99 €
3	55 194,64 €	-1 177,74 €	54 016,90 €	-222 039,09 €
4	54 732,70 €	-1 177,74 €	53 554,96 €	-168 484,13 €
5	54 271,46 €	-1 177,74 €	53 093,72 €	-115 390,42 €
6	53 811,29 €	-1 177,74 €	52 633,55 €	-62 756,86 €
7	53 351,97 €	-1 177,74 €	52 174,23 €	-10 582,63 €
8	52 893,28 €	-1 177,74 €	51 715,54 €	41 132,90 €
9	52 435,62 €	-1 177,74 €	51 257,88 €	92 390,79 €
10	51 978,82 €	-1 177,74 €	50 801,08 €	143 191,86 €
11	51 522,95 €	-1 177,74 €	50 345,21 €	193 537,07 €
12	51 067,71 €	-1 177,74 €	49 889,97 €	243 427,04 €
13	50 613,27 €	-1 177,74 €	49 435,53 €	292 862,57 €
14	50 160,45 €	-1 177,74 €	48 982,72 €	341 845,29 €
15	49 709,27 €	-15 664,74 €	34 044,53 €	375 889,82 €
16	49 259,54 €	-1 177,74 €	48 081,81 €	423 971,63 €
17	48 811,13 €	-1 177,74 €	47 633,39 €	471 605,02 €
18	48 363,82 €	-1 177,74 €	47 186,08 €	518 791,10 €
19	47 917,71 €	-1 177,74 €	46 739,97 €	565 531,07 €
20	47 472,60 €	-1 177,74 €	46 294,86 €	611 825,92 €
21	47 028,69 €	-1 177,74 €	45 850,95 €	657 676,87 €
22	46 585,94 €	-1 177,74 €	45 408,20 €	703 085,07 €
23	46 144,49 €	-1 177,74 €	44 966,75 €	748 051,82 €
24	45 704,21 €	-1 177,74 €	44 526,47 €	792 578,29 €
25	45 265,03 €	-1 177,74 €	44 087,29 €	836 665,59 €

**Anexo 8 – b.**

	<b>Cenário 2</b>			
<b>Ano</b>	<b>Rendimento (€)</b>	<b>Custo (€)</b>	<b>Balanco (€)</b>	<b>Fluxo de Caixa (€)</b>
0		-336 654,27 €	-336 654,27 €	-336 654,27 €
1	51 719,39 €	-1 124,27 €	50 595,12 €	-286 059,15 €
2	51 299,31 €	-1 124,27 €	50 175,04 €	-235 884,11 €
3	50 880,40 €	-1 124,27 €	49 756,13 €	-186 127,98 €
4	50 462,51 €	-1 124,27 €	49 338,24 €	-136 789,74 €
5	50 045,38 €	-1 124,27 €	48 921,11 €	-87 868,64 €
6	49 629,09 €	-1 124,27 €	48 504,82 €	-39 363,82 €
7	49 213,60 €	-1 124,27 €	48 089,33 €	8 725,51 €
8	48 799,10 €	-1 124,27 €	47 674,83 €	56 400,34 €
9	48 385,28 €	-1 124,27 €	47 261,01 €	103 661,35 €
10	47 972,42 €	-1 124,27 €	46 848,15 €	150 509,50 €
11	47 560,85 €	-1 124,27 €	46 436,58 €	196 946,08 €
12	47 149,96 €	-1 124,27 €	46 025,69 €	242 971,77 €
13	46 739,79 €	-1 124,27 €	45 615,52 €	288 587,29 €
14	46 330,63 €	-1 124,27 €	45 206,36 €	333 793,64 €
15	45 922,57 €	-15 611,27 €	30 311,30 €	364 104,94 €
16	45 515,70 €	-1 124,27 €	44 391,43 €	408 496,38 €
17	45 110,10 €	-1 124,27 €	43 985,83 €	452 482,20 €
18	44 705,21 €	-1 124,27 €	43 580,94 €	496 063,15 €
19	44 301,11 €	-1 124,27 €	43 176,84 €	539 239,98 €
20	43 898,01 €	-1 124,27 €	42 773,74 €	582 013,73 €
21	43 496,31 €	-1 124,27 €	42 372,04 €	624 385,76 €
22	43 095,99 €	-1 124,27 €	41 971,72 €	666 357,48 €
23	42 697,00 €	-1 124,27 €	41 572,73 €	707 930,21 €
24	42 299,11 €	-1 124,27 €	41 174,84 €	749 105,06 €
25	41 902,26 €	-1 124,27 €	40 777,99 €	789 883,05 €