

Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

**Análise, dimensionamento e design de um sistema
fotovoltaico para um edifício de serviços**

Dorivaldo Costa Duarte

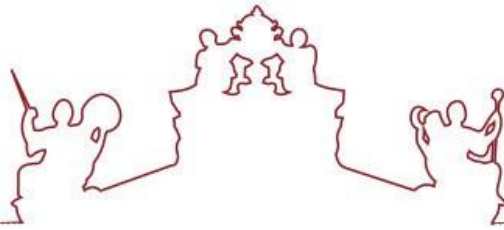
Orientador(es) |

Luís Fialho

Manuel Collares Pereira

Évora 2019





Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

**Análise, dimensionamento e design de um sistema
fotovoltaico para um edifício de serviços**

Dorivaldo Costa Duarte

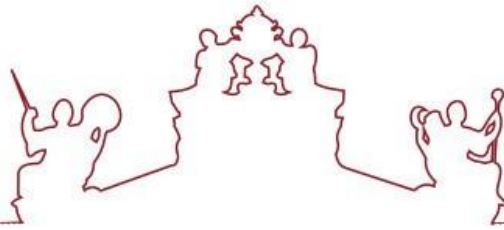
Orientador(es) |

Luís Fialho

Manuel Collares Pereira

Évora 2019





A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

- Presidente | Diogo Canhão de Sousa Canavarro (Universidade de Évora)
- Vogal | Paulo Canhoto (Universidade de Évora)
- Vogal-orientador | Luís Fialho (Universidade de Évora)

Agradecimentos

As minhas palavras de agradecimento, primeiramente são ingressadas aos meus pais e aos meus irmãos pelo suporte emocional e o encorajamento que me dão desde o início desta longa caminhada.

Aos meus amigos e todos os meus colegas que me acompanharam nesta etapa universitária e que me ajudaram a vivê-la na totalidade. Obrigado por todo o apoio, companheirismo, amizade e momentos inesquecíveis.

Um muito obrigado à Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora, pela oportunidade e disponibilidade, a partilha do saber e as valiosas contribuições para o trabalho. Também aos responsáveis da ABRoxo, uma palavra de agradecimento pela sua disponibilidade e oportunidade concebida para trabalhar na sua sede.

De uma forma especial agradeço os meus orientadores, o Doutor Luís Fialho e o Prof. Doutor Manuel Collares Pereira, pela sua disponibilidade, pelo acompanhamento e apoio prestado durante esta etapa.

Por fim agradeço a todos aqueles que de uma forma ou de outra me apoiaram e que contribuíram para a elaboração deste trabalho.

A todos o meu mais sincero obrigado,

Dorivaldo Duarte

Resumo

No âmbito deste plano de trabalhos para a dissertação de mestrado pretende-se analisar e conceber um sistema fotovoltaico para as necessidades energéticas de um consumidor do sector de serviços. Neste contexto, após uma análise dos perfis de consumo do edifício realizar-se-á um enquadramento da instalação, mediante as condições apresentadas pelo edifício onde se pretende incorporar o sistema fotovoltaico supracitado, segundo o conceito dos BAPV. Este sistema será concebido com o propósito de aproveitar o facto do horário laboral/ ocupação do edifício coincidir justamente com o perfil diário de disponibilidade de radiação solar, este não contempla armazenamento de energia e nem *tracking*.

Conseguiu-se simular e dimensionar a instalação fotovoltaica adequada às necessidades energéticas do edifício, levando em conta todos os constrangimentos verificados no local. Esta instalação fotovoltaica foi projetada tendo em consideração a preservação estética e arquitetónica do edifício, procurando sempre a solução que melhor respondia às necessidades energéticas do edifício.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico, BAPV, BIPV, Otimização, Especificações técnicas

Abstract

Analysis, sizing and design of a photovoltaic system for a building services

This work plan for the master dissertation aims to analyse and design a photovoltaic system for the energy needs of a service sector consumer. In this context, after an analysis of the building's consumption profiles, the installation will be framed according to the conditions presented by the building where the above-mentioned photovoltaic system is to be incorporated, according to the BAPV concept. This system will be designed to take advantage of the fact that the working hours / occupancy of the building coincide precisely with the daily profile of solar radiation availability, this does not include energy storage or tracking.

It was possible to simulate and size the photovoltaic installation appropriate to the energy needs of the building, considering all constraints verified on site. This photovoltaic installation was designed considering the aesthetic and architectural preservation of the building, always looking for the solution that best met the building's energy needs.

Keyword: BAPV, BIPV, Optimization, Photovoltaic system, Technical Specifications

Índice

| | |
|---|-------------|
| Agradecimentos | I |
| Resumo | II |
| Abstract | III |
| Índice de figuras | VI |
| Índice de gráficos | VII |
| Índice de tabelas | VIII |
| Índice de quadros | IX |
| Nomenclatura | X |
| Abreviaturas | XI |
| 1. Introdução | 1 |
| 1.1. Enquadramento e motivação | 1 |
| 1.2. Objetivos | 2 |
| 1.3. Estrutura da dissertação | 3 |
| 1.3.1. Esquema geral de tarefas | 4 |
| 2. Breve estado da arte e enquadramento legislativo | 6 |
| 2.1. BIPV e BAPV | 6 |
| 2.1.1. Tecnologias existentes | 7 |
| 2.1.2. Modos de integração de módulos fotovoltaicos nos edifícios | 8 |
| 2.1.3. Tecnologia BIPV e tendências | 10 |
| 2.1.4. Análise de mercado das tecnologias BIPV | 11 |
| 2.1.5. Casos históricos de projetos BIPV | 14 |
| 2.2. Enquadramento legislativo | 17 |
| 2.3. Autoconsumo vs Pequena Produção | 18 |
| 2.4. Caracterização do Aproveitamento Hidroagrícola do Roxo | 21 |
| 3. Recolha e tratamento de dados | 23 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.1. | Dados de localização e características dos edifícios..... | 23 |
| 3.2. | Perfil de cargas da sede ABRoxo | 24 |
| 3.3. | Tratamento de dados das cargas | 26 |
| 3.4. | Correção do horário para horas de sol | 27 |
| 4. | Simulação e escolha do perfil adequado..... | 29 |
| 4.1. | Simulação de instalações fotovoltaicas..... | 29 |
| 4.2. | Resultados das simulações..... | 32 |
| 4.3. | Reunião com os dirigentes da sede da Associação de Beneficiários do Roxo e visita técnica | 34 |
| 4.4. | Novas simulações e configuração final | 35 |
| 4.5. | Percentagem de autoconsumo..... | 38 |
| 5. | Especificações Técnicas do caderno de encargos | 40 |
| 5.1. | Potência de injeção no PCC a instalar: 20 kW | 41 |
| 5.2. | Fatores de degradação e modos de falha de uma instalação fotovoltaica..... | 44 |
| 6. | Análise económica | 46 |
| 6.1. | Principais Critérios de Rentabilidade e de Avaliação de Projetos de Produção de Energia | 47 |
| 6.2. | Resultados económicos para a UPAC_Sede_Roxo..... | 50 |
| 7. | Considerações finais..... | 53 |
| 7.1. | Conclusão..... | 53 |
| 7.2. | Trabalhos futuros | 54 |
| | Referências | 56 |
| | Anexos..... | 58 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Edifício em Zurique de carácter residencial revestida de módulos PV [13] ... | 15 |
| Figura 2. Edifício em Amesterdão, totalmente “neutro” em energia [13]..... | 16 |
| Figura 3. Edifício em Holanda, totalmente revestido por módulo PV [13] | 17 |
| Figura 4. Sede da Associação de Beneficiários do Roxo [Adaptada <i>do Google maps</i>] 24 | |
| Figura 5. Imagem para os dados de <i>input</i> no SISIFO | 30 |
| Figura 6. Imagem gráfica para os dados de <i>output</i> no SISIFO [Adaptada do SISIFO] 31 | |
| Figura 7. Esquema geral de uma instalação fotovoltaica | 42 |
| Figura 8. Planta ABROxo [ABROxo] | 58 |

Índice de gráficos

| | |
|---|----|
| Gráfico 1. Potência de BIPV/BAPV instalada mundialmente e perspectiva de crescimento [11] (Adaptado) | 11 |
| Gráfico 2. Registo de MCP em Portugal nos anos 2015, 2016 e 2017 | 13 |
| Gráfico 3. Registo de UPAC em Portugal nos anos 2015, 2016 e 2017 | 13 |
| Gráfico 4. Curva de carga do dia 3 de janeiro de 2018 e o fator de potência..... | 25 |
| Gráfico 5. Curva de carga média diária anual [EDP] | 27 |
| Gráfico 6. Primeiro perfil médio diário anual pré-selecionado | 33 |
| Gráfico 7. Primeiro perfil médio mensal pré-selecionado..... | 34 |
| Gráfico 8. Os três perfis médios diários anuais pré-selecionado..... | 36 |
| Gráfico 9. Os três perfis médios mensais pré-selecionado | 37 |
| Gráfico 10. <i>Cash flow</i> acumulado anual deste projeto PV | 52 |
| Gráfico 11. Curva de carga média do mês de agosto | 61 |

Índice de tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1. Folha de especificação de um inversor [17] (Adaptada) | 26 |
| Tabela 2. Percentagens de autoconsumo fotovoltaico das configurações pré- selecionadas | 39 |
| Tabela 3. Pressupostos e dados energéticos vs resultados obtidos | 51 |
| Tabela 4. Dados das curvas de carga de cada mês [EDP/ABRoxo] | 59 |
| Tabela 5. Dados de produção anual do perfil escolhido | 62 |

Índice de quadros

| | |
|---|----|
| Quadro 1. As três gerações de tecnologias PV..... | 8 |
| Quadro 2. Resumo do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro, UPAC vs UPP | 20 |
| Quadro 3. Resumo do processo de licenciamento de diferentes instalações PV | 21 |

Nomenclatura

| | | |
|--------------------|--|--------|
| A_t | Custo total anual | [€] |
| CF_t | <i>Cash flow</i> gerado no período t | [€] |
| $E_{fornecida, m}$ | Energia fornecida no mês m | [kWh] |
| f_r | Frequência | [Hz] |
| i | Taxa de atualização | [-] |
| I_0 | Investimento inicial | [€] |
| $M_{t,el}$ | Eletricidade produzida | [kWh] |
| n | Número total de períodos de vida útil | [-] |
| OMIE | Mercado Ibérico de Energia para Portugal | [-] |
| $P_{ca,máx}$ | Potência máxima de saída | [VA] |
| $P_{ca,r}$ | Potência ativa nominal em corrente alternada | [W] |
| $R_{UPAC, m}$ | Remuneração do mês m | [€] |
| t | Período de tempo | [anos] |
| $U_{máx}$ | Tensão máxima | [V] |
| U_{min} | Tensão mínima | [V] |

Abreviaturas

| | |
|-----------------|--|
| ABRoxo | Associação de Beneficiários do Roxo |
| a-Si | <i>Amorphous silicon</i> |
| BAPV | <i>Building attached photovoltaics</i> |
| BIPV | <i>Building integrate photovoltaics</i> |
| BT/MT/AT | Baixa, Média e Alta Tensão respetivamente |
| CAPEX | Despesas de capitais |
| CdTe | <i>Cadmium Telluride</i> |
| CE | Caderno de Encargos |
| CIGS | <i>Copper indium gallium selenide</i> |
| CZTS | <i>Copper zinc tin sulphide</i> |
| DSSC | <i>Dye sensitized solar cell</i> |
| EDP | Energias De Portugal |
| LCOE | Custo nivelado de eletricidade |
| LED | <i>Light Emitting Diode</i> |
| LSC | <i>Luminescent solar concentrator</i> |
| MCP | Mera Comunicação Prévia |
| MJ | <i>Multijunction solar cell</i> |
| m-Si | <i>Monocrystalline silicon</i> |
| N | <i>North</i> |
| NOAA | <i>National Oceanic and Atmospheric Administrati</i> |
| NPV | <i>Net Present Value</i> |
| NZEB | <i>Nearly Zero Energy Buildings</i> |
| OPEX | Despesas de operação e manutenção |
| OPV | <i>Organic solar cell</i> |
| PCC | Ponto Comum de Conexão |
| PEC | <i>Photoelectrochemical cell</i> |
| poli-Si | <i>Policrystalline silicon</i> |
| PV | <i>Photovoltaics</i> |
| PVGIS | <i>Photovoltaic Geographical Information System</i> |
| RESP | Rede Elétrica de Serviço Público |

| | |
|--------------|---|
| SERUP | Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção |
| SI | Sistema Internacional |
| TIR | Taxa Interna de Rentabilidade |
| UPAC | Unidade de Produção para Autoconsumo |
| UPP | Unidade de Pequena Produção |
| UTC | <i>Coordinated Universal Time</i> |
| W | <i>West</i> |

1. Introdução

1.1. Enquadramento e motivação

Um dos maiores desafios do futuro próximo é obter a quantidade de energia limpa necessária para tentar conter os efeitos do aquecimento global relacionados com a produção de energia de fontes fósseis, reduzindo assim a dependência de combustíveis fósseis e aliviando o impacto económico da subida dos preços do petróleo [1]. Para tal é necessária uma aposta forte e firme nos recursos renováveis, nomeadamente na energia solar.

No entanto a integração da eletricidade gerada por sistemas fotovoltaicos na rede pode levar a problemas nas redes de distribuição de eletricidade, dada a sua intermitência, isto é, poderão ocorrer momentos com excesso de produção fotovoltaica, em especial nos dias de sol de verão, ou de carência de eletricidade fotovoltaica face ao consumo. Porém o autoconsumo aumenta a competitividade no mercado uma vez que estimula o aparecimento de novos serviços que melhor se adequem às necessidades do consumidor. Desta forma o consumidor torna-se ativo no panorama de transição energética, através dos seus contínuos investimentos [1].

A produção fotovoltaica tem duplicado a cada dois anos, aumentando em média 48% por ano desde 2002, tornando-se a tecnologia de produção de energia renovável que mais cresce no mundo. Aproximadamente 90% da capacidade de geração de energia fotovoltaica consiste em sistemas elétricos ligados à rede. Tais instalações podem ser montadas no solo (e às vezes integradas na agricultura ou pastoreio) ou construídas no telhado ou nas paredes de edifícios [2]. Apesar da turbulência do mercado fotovoltaico (PV) nos últimos anos, atualmente verifica-se uma redução acentuada de preços e crescente interesse na tecnologia e nos seus ganhos, verificando-se assim um crescimento saudável. Ao mesmo tempo, um segmento de mercado interessante está a emergir: a construção de sistemas fotovoltaicos integrados ou anexados, BIPV e BAPV respetivamente, que integram o PV na envolvente e nos telhados de edifícios [3]. Estas pequenas centrais são principalmente destinadas para o autoconsumo de energia do edifício. Este tema relaciona-se diretamente com o conceito de NZEB - *Nearly Zero*

Energy Building, e com as diretivas europeias neste sentido e é um conceito que já tem repercussão em Portugal e na futura legislação.

Atualmente os edifícios comerciais contribuem significativamente para o consumo de recursos, bem como para outros impactos como emissões atmosféricas e produção de resíduos sólidos. Essas e outras questões ambientais, relacionadas com a saúde humana preocuparam e motivaram um número crescente de designers e investigadores a procurar estratégias de construção de sistemas fotovoltaicos sustentáveis que possam apresentar soluções para os referidos problemas [4].

Em Portugal, o autoconsumo fotovoltaico é regulamentado pelo Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro e as Portarias nº 14/2015 e nº 15/2015, ambas de 23 de janeiro. Até estas datas, a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos não podia ser utilizada para benefício próprio [5], tendo o consumidor atualmente a flexibilidade na escolha do seu “*kit*” mediante a potência selecionada e também pode vender o excedente à rede.

1.2. Objetivos

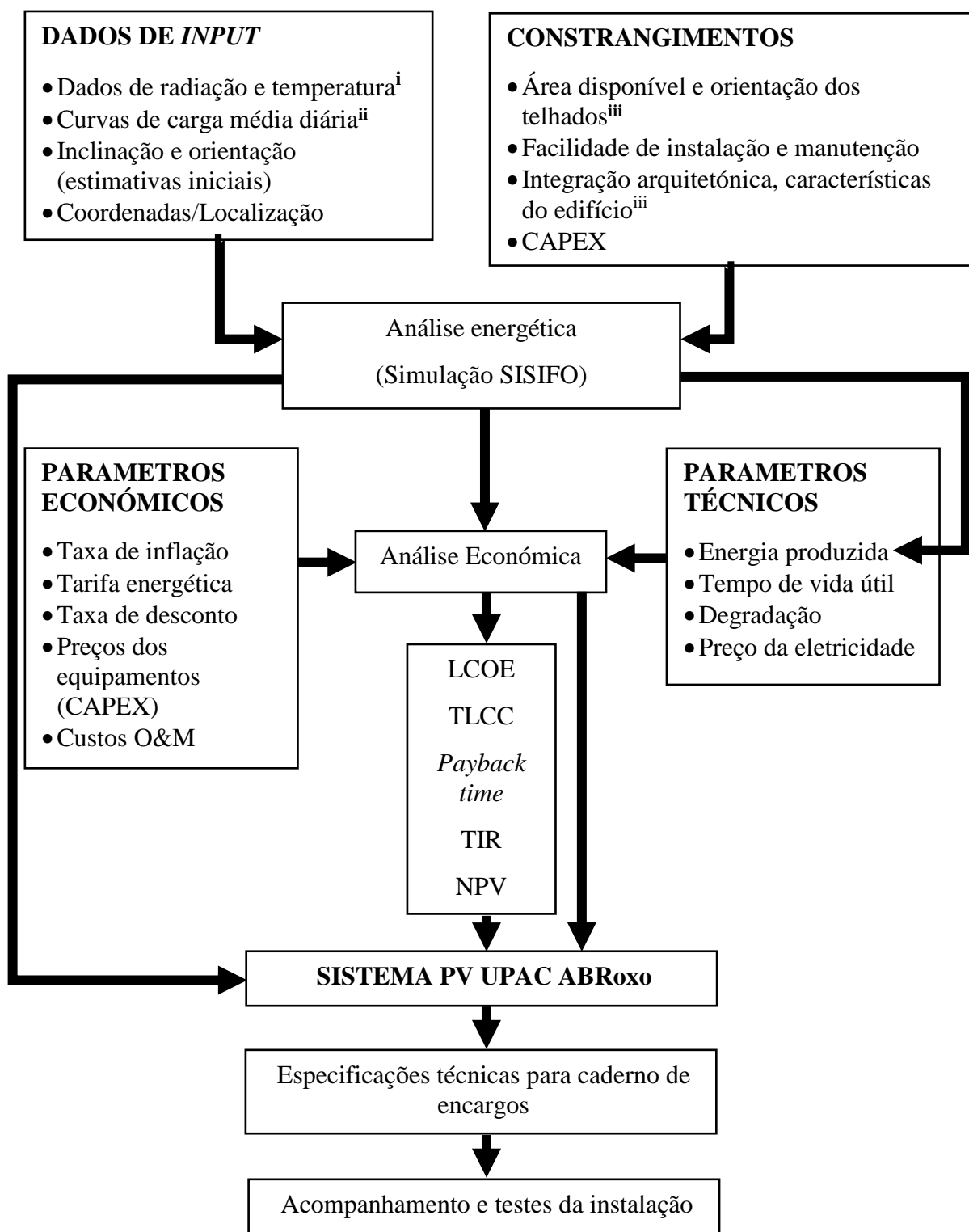
Este trabalho surge na perspetiva de poder, com uma instalação fotovoltaica de um edifício de serviços, suprir o máximo da necessidade de eletricidade do edifício, aproveitando o facto do perfil de carga de eletricidade neste tipo de edifício se encontra durante o dia, no horário de trabalho do mesmo, coincidindo com o período de horas de sol. Esta característica da carga dos edifícios de serviços torna-os propícios para a instalação de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo e permite reduzir drasticamente os valores das faturas de energia elétrica. Para obter uma solução verdadeiramente personalizada é necessário modelar e analisar todo sistema (utilização de energia e produção) de forma a atingir o objetivo que é poder fornecer energia para os consumos diários com a instalação fotovoltaica, neste caso sem utilização de armazenamento de energia. De um modo geral, o objetivo passa por obter um sistema fotovoltaico personalizado para o edifício, enquadrando-o esteticamente na arquitetura existente e tendo em conta as características geográficas, evitando a utilização de *tracking* e

armazenamento de energia, mas permitindo ao utilizador obter o melhor resultado económico no final do tempo de vida deste sistema, normalmente 25 anos. Além de suprir os consumos diários do edifício, também será proposto/recomendado ao proprietário do edifício a aposta em medidas de eficiência energética do mesmo e tornar assim a conjugação entre a instalação PV e o edifício num sistema mais sustentável. Por outro lado, pretende-se também preparar o detalhe técnico do caderno de encargos para o concurso público que permitirá a execução real do sistema planeado. Neste caderno de encargos serão incluídas todas as especificações técnicas (a desenvolver neste programa de trabalhos) necessárias para monitorizar e garantir a performance desejada do sistema fotovoltaico. Apenas com especificações técnicas enquadradas no contrato entre os diversos atores se consegue garantir a melhor execução e desempenho ótimo do sistema fotovoltaico. Será ainda feito, na medida do tempo disponível deste programa de trabalhos, o acompanhamento do comissionamento, com testes de inspeção, e da instalação durante o seu período de funcionamento e conceber ainda a próxima fase, permitindo a evolução/melhoria do sistema no futuro, com novas ideias ou conselhos que possam vir a ser úteis para o proprietário.

1.3. Estrutura da dissertação

Para além do presente capítulo de carácter introdutório, o corpo do trabalho é composto por mais 6 capítulos, correspondendo o seguinte a uma abordagem teórica, fazendo o enquadramento legislativo deste tipo de instalação PV, uma breve comparação entre BIPV e BAPV e finaliza com a caracterização do aproveitamento hidroagrícola do Roxo. O terceiro capítulo é dedicado à recolha e tratamento dos dados, o capítulo quatro tem um carácter teórico-prático, onde se apresentam algumas das simulações realizadas, a escolha do perfil adequado e a área de implantação. No quinto capítulo fez-se uma breve apresentação dos pontos mais importantes do caderno de encargos e especificações técnicas para a instalação desta UPAC. O capítulo seguinte apresenta análise económica do perfil escolhido. A presente dissertação finaliza com uma síntese do trabalho desenvolvido, com as principais conclusões, limitações e uma breve referência a pistas de investigação futura.

1.3.1. Esquema geral de tarefas



Fontes:

i. PVGIS; ii. ABRoxo/EDP; iii. ABRoxo

Sabendo que o problema se prende com a questão da produção de energia fotovoltaica para o autoconsumo de um edifício de serviços, torna-se estritamente necessário criar um esquema de trabalhos que possibilite desenvolver uma solução. O esquema acima apresentado espelha o método de trabalho que foi adotado.

Tendo em mãos os consumos energéticos do edifício durante 1 ano, foi identificada a melhor ferramenta de software, de acordo com as necessidades, para a obtenção de uma solução possível para este problema. Foi selecionado o SISIFO por ser um *software* com livre acesso e capaz de gerar todos os resultados desejados, com inputs detalhados e validado cientificamente em diversos artigos publicados. Além dos dados dos perfis de carga e escolhido o *software* para simulação, são necessários parâmetros adicionais para a simulação. Primeiro, os dados de *input*, nomeadamente, dados de radiação e temperatura para o local, as curvas de produção médias diárias, dados de localização e a orientação e inclinação para simulação inicial dos módulos fotovoltaicos. Por outro lado, é necessário levar em conta os constrangimentos do local, desde a área disponível de telhados, inclinação e orientação, obstáculos e sombreamentos, facilidade de instalação e manutenção e ainda a minimização do CAPEX (necessário para que proprietário consiga avançar com este projeto). Assim foi feita a simulação, na qual se gerou um parâmetro técnico, que serviu de *input* para a análise económica, juntamente com outros parâmetros técnicos e económicos, tais como a taxa de inflação, taxa de desconto, preços de mercado e tarifa energética.

Da análise económica foram gerados resultados, nomeadamente o LCOE, TLCC, *payback time*, NPV e o TIR associados às características do sistema simulado, que na verdade têm o peso principal na decisão de investimento neste projeto pela ABROxo. Também para a solução final foram levados em conta os perfis de produção gerados pelo SISIFO, para que se aproximasse o mais possível das necessidades do edifício.

Obtida uma solução adequada através das simulações e da análise económica, os passos seguintes foram proceder com a elaboração das especificações técnicas do caderno de encargos e, posteriormente, fazer o acompanhamento/aconselhamento técnico da decisão do procedimento concursal de aquisição da ABROxo e, finalmente, testes de comissionamento da instalação fotovoltaica.

2. Breve estado da arte e enquadramento legislativo

2.1. BIPV e BAPV

A energia solar é a fonte de energia renovável mais promissora usada em todo o mundo recentemente. Devido à crescente necessidade energética, o uso de módulos fotovoltaicos para a produção de eletricidade tem vindo a ser cada vez maior [8].

A tecnologia de fotovoltaica integrada em edifícios (BIPV) refere-se ao método de utilização de PV que usa células fotovoltaicas para substituir materiais de construção tradicionais, integrando-os no revestimento da construção, como telhados, janelas, fachadas, varandas, claraboias, e fornece um ambiente estético, económico, e solução técnica para autossuficiência de eletricidade em edifícios, além disso, surge como uma das tecnologias mais promissoras para a captação de energia solar em áreas urbanas, oferecendo múltiplos benefícios para os edifícios, nomeadamente a geração de energia a partir de recursos energéticos renováveis, iluminação diurna, redução de carga de aquecimento/arrefecimento, etc., assim tornou-se um centro de pesquisa emergente da tecnologia solar fotovoltaica, visando o progressos nos aspetos elétricos, térmicos, óticos e desempenho energético dos sistemas BIPV [9]. Outra aplicação para o BIPV é adicionar módulos fotovoltaicos em edifícios existentes, chamados sistemas fotovoltaicos adicionados/anexados em edifícios (BAPV) e podem ser convenientemente instalados em edifícios antigos. É uma versão mais versátil para o aproveitamento energético, facilmente adaptável à construção independentemente da orientação do telhado ou da fachada.

Após anos de aplicação e prática, o BIPV demonstrou seu potencial como tecnologia de energia de construção eficaz que pode trazer muitas vantagens para os edifícios, proporcionando uma grande oportunidade para projetos arquitetónicos inovadores e edifícios esteticamente mais atraentes. Na verdade, o BIPV mostra um alto nível de inovação e potencial para realizar edifícios verdes ou de energia zero no futuro. Além disso, o BIPV pode trazer algumas outras vantagens para um edifício. Como por exemplo, no verão, a adição de módulos fotovoltaicos à construção pode ajudar a reduzir o ganho de calor evitando que as fachadas estejam diretamente expostas à radiação solar,



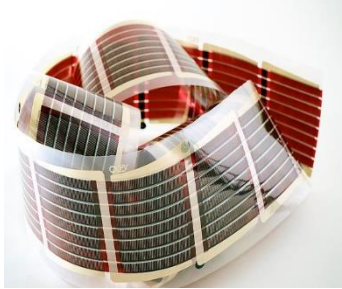
reduzindo efetivamente a carga de arrefecimento interna. De um ponto de vista geral, a incorporação de tecnologias fotovoltaicas em edifícios não só introduz uma oportunidade de produção de eletricidade no local, mas também traz algumas vantagens adicionais relacionados à estética arquitetônica e aspectos de eficiência energética. Em comparação com edifícios convencionais, estes edifícios onde se integram módulos fotovoltaicos proporcionam uma melhor iluminação natural, maior conforto térmico, menor consumo de energia, e também é esteticamente agradável [9].

2.1.1. Tecnologias existentes

Para a obtenção do efeito fotovoltaico é usada a tecnologia dos materiais semicondutores baseada em silício e em materiais não baseados em silício. Entre estes materiais semicondutores, o silício é o principal material para a produção de células fotovoltaicas e representa aproximadamente 80% do mercado fotovoltaico [9].

As tecnologias podem ser agrupadas em três categorias: silício monocristalino (m-Si ou mono-Si), silício policristalino (poli-Si ou multi-Si) e silício amorfo de película fina (a-Si). As eficiências energéticas das células fotovoltaicas baseadas em silício são muito diferentes umas das outras. Para células monocristalinas, a eficiência varia entre 16% e 24%. A eficiência das células policristalinas varia na faixa de 14 a 18%. Quanto ao silício amorfo células, a eficiência varia de 4% a 10%. Também as células fotovoltaicas podem ser agrupadas em três gerações diferentes: tecnologias de primeira geração, segunda geração e terceira geração. A tecnologia das *wafers* de silício é a tecnologia básica usada para as células fotovoltaicas da primeira geração, nomeadamente células fotovoltaicas de silício monocristalino e policristalino, apresentam uma junção única, sendo estas as mais usadas no mercado, devido a sua maior eficiência e durabilidade [9]. As células fotovoltaicas de segunda geração ainda são dispositivos de junção única, no entanto mais finas do que as da primeira, esta categoria inclui tecnologia *PV-perovskite*, tecnologia fotovoltaica sensibilizada por tinta, tecnologia fotovoltaica orgânica e todos os filmes finos tecnologias, incluindo CIGS, CdTe, silício amorfo, e representam aproximadamente 20% do mercado fotovoltaico total. O seu processo de fabrico é mais simples (baseado na tecnologia de filme fino) e implica um menor gasto energético. O surgimento das células da terceira geração deve-se a necessidade de obter uma célula fotovoltaica mais eficiente,

versátil e economicamente menos dispendioso utilizando uma variedade de novos materiais como tintas solares, nanotubos, corantes orgânicos, plásticos condutores, etc., encontrando ainda na sua fase laboratorial e assim justifica a sua indisponibilidade no mercado [9].

| <i>Three generations of PV technologies</i> | | |
|--|---|--|
| <i>1st generation solar PV cells</i> | <i>2nd generation solar PV cells</i> | <i>3rd generation solar PV cells</i> |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Single-crystal or monocrystalline silicon</i> ▪ <i>Polycrystalline or multicrystalline silicon</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Amorphous silicon</i> ▪ <i>Cadmium telluride</i> ▪ <i>Copper indium gallium selenide</i> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>CZTS</i> ▪ <i>OPV</i> ▪ <i>Polymer PV cell</i> ▪ <i>Hybrid solar cell</i> ▪ <i>LSC</i> ▪ <i>MJ</i> ▪ <i>DSSC</i> ▪ <i>PEC</i> ▪ <i>Nanocrystal solar cell</i> |
|  |  |  |

Quadro 1. As três gerações de tecnologias PV

2.1.2. Modos de integração de módulos fotovoltaicos nos edifícios

A célula fotovoltaica é um componente básico da geração de eletricidade fotovoltaica. No entanto, uma única célula solar não produz energia suficiente para aplicações comuns. Portanto, as células fotovoltaicas são conectadas entre si em série para atingir e garantir uma maior capacidade de geração de energia. Esta conexão de células é depositada entre tampas transparentes ou opacas para proteção, geralmente são

selados usando tedlar ou vidro na parte traseira, além disso, possui uma estrutura de alumínio ou outro material para garantir a estabilidade mecânica desta agregação para montagem e fixação, e esse conjunto é designado por módulo fotovoltaico.

Convencionalmente, os módulos fotovoltaicos são projetados e fabricados para geração de eletricidade externa e nem todas essas tecnologias são adequadas para a integração em edifícios, desempenhando a dupla funcionalidade, nomeadamente produção de eletricidade fotovoltaica e a função de elementos do envelope (nova pele) do próprio edifício, além disso, para serem integrados nos edifícios têm de cumprir uma série de requisitos, de entre eles, têm de ser mecanicamente estáveis, resistentes ao fogo e têm de proporcionar isolamento térmico e sonoro.

Os módulos fotovoltaicos padrões (com estrutura rígida e opaca) são comumente usados em aplicações BIPV, especialmente para edifícios existentes. No entanto, a sua estrutura metálica e a pouca flexibilidade impedem a sua integração conveniente e elegante na construção de edifícios novos. Neste sentido foram desenvolvidas várias tecnologias de módulos PV, entre elas os módulos PV laminados, os telhados PV, vidros solares, as cortinas PV otimizados e projetados para a integração direta nos edifícios substituindo assim os materiais convencionais para as construções, beneficiando ainda o facto de algumas destas tecnologias serem flexíveis, semitransparentes ou mesmo transparentes, o que reverte num aproveitamento da luz solar para a iluminação do edifício. Os laminados fotovoltaicos foram desenvolvidos omitindo a estrutura metálica do módulo fotovoltaico, enquanto que as telhas PV foram projetados especialmente para aplicação no telhado. Todos estes módulos fotovoltaicos podem ser fabricados com materiais opacos ou semitransparentes. Para módulos fotovoltaicos ou laminados fotovoltaicos fabricados a partir de tecnologias de silício monocristalino ou policristalino, a transmissão da luz pode ser regulada o espaçamento celular.

Nos dias de hoje, no que concerne à parte arquitetónica, existem dois campos onde se pode instalar módulos fotovoltaicos tanto como BIPV ou mesmo como BAPV, refere-se nomeadamente aos telhados e as fachadas. Neste sentido, já foram desenvolvidos produtos destinadas especificamente para a aplicação nos edifícios, com características e configurações desejadas para essa aplicação. Por um lado, o BAPV, nesta modalidade se usam produtos aptos para serem anexados à construção com o auxílio de um sistema de montagem especial e que não dão a possibilidade de substituírem quaisquer camadas da construção, mas sim acrescem uma nova pele á parede ou telhado. O mesmo

já não sucede com o caso do BIPV, nesta modalidade é possível substituir os materiais de construção tradicional por módulos fotovoltaicos padronizados e desenhados para esta finalidade.

2.1.3. Tecnologia BIPV e tendências

A tecnologia do BIPV surgiu de uma experiência pioneira realizada em arquitetura em 1978-82: uma superfície envidraçada de uma unidade residencial em Munique projetada por Thomas Herzog em colaboração com o Instituto Fraunhofer que ainda é hoje uma referência indiscutível sobre a tecnologia PV e abordagem de design integrado. Desde então as tendências só aumentaram em todo o mundo, tanto a nível de pesquisa como projetos industriais para a melhoria do BIPV [10].

O processo de incorporação da tecnologia fotovoltaica aos edifícios tem vindo a ter uma evolução relativamente lenta, preocupando-se bastante com a preservação estética e arquitetónica do edifício, entretanto a associação a novos modelos conceituais relacionados a morfologia, a própria imagem arquitetónica e ao comportamento tecnológico da construção visam uma evolução rápida num futuro muito próximo. Neste sentido muitos testes mostram diferentes tendências inovadoras do amplo campo de BIPV, como os concentradores solares luminescentes (LSC- são células solares que resultam da deposição de centros óticos ativos num substrato transparente, capazes de converter a radiação solar num comprimento de onda específico e a reflexão interna no interior do substrato permite o aprisionamento de grande parte da luz que é direcionada até as células fotovoltaicas acopladas até a extremidade do substrato), novas tecnologias (por exemplo, DSSC-células solares que resultam da combinação de materiais orgânicos inorgânicos, aproveitando as vantagens de cada um, formados por um ânodo foto-sintetizado, com base em semicondutores ou num eletrólito, e por um cátodo foto-eletródico, cujo seu princípio de funcionamento baseado na excitação dos eletrões através absorção da radiação solar, este quando excitado, entra na banda de condução dá-se a difusão até o cátodo) ou alguns protótipos que estão abrindo o cenário de PV “camuflados” no edifício (PV colorido e branco), PV “invisível” e PV interno [10]. A tecnologia BIPV toma um novo paradigma, com novas abordagens de design e abertura de novos desafios. A indústria, por sua vez, desempenha um papel muito importante para o avanço da tecnologia, disponibilizando muitos produtos para aplicação em edifícios: multifuncionalidade, custo-efetividade, customização em massa que garantem a crescente

penetração no mercado. Mas, além dos aspetos funcionais e construtivos, definitivamente BIPV é hoje um dos novos fundamentos para a inovação da arquitetura contemporânea.

Nesta secção foram descritas algumas das principais tecnologias e tendências do BIPV que se acredita no seu crescimento nos próximos 5 anos e serem lançados no mercado da renovação e construção de novos edifícios [10].

2.1.4. Análise de mercado das tecnologias BIPV

O atual mercado global de BIPV é de cerca de 2.3 GW, o que representa cerca de 1% do mercado fotovoltaico global, constituindo a Europa a maior fatia desse mercado, tendo a Holanda como um dos principais responsáveis para o crescimento deste mercado, isto devido à falta de espaço livre para fazer instalações PV optando então por fazer o aproveitamento das fachadas e dos telhados dos edifícios. Do mesmo modo surgem a Ásia/Pacífico e os Estados Unidos com uma aposta forte na construção de instalações fotovoltaicas integradas em edifícios [11] [12].

O gráfico seguinte mostra o resultado do estudo do mercado incluindo uma perspetiva de crescimento anual até 2020 [11].

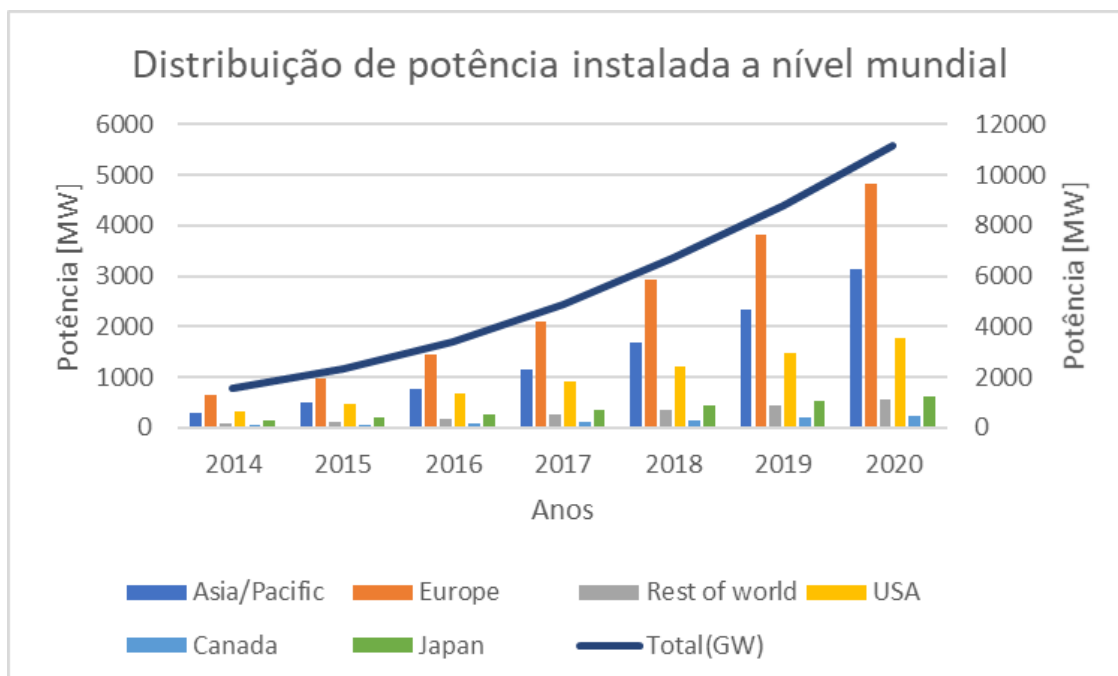


Gráfico 1. Potência de BIPV/BAPV instalada mundialmente e perspetiva de crescimento [11] (Adaptado)

Em Portugal, o autoconsumo fotovoltaico é regulamentado pelo Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro e as Portarias nº 14/2015 e nº 15/2015, ambas de 23 de janeiro. Até estas datas, a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos não podia ser utilizada para benefício próprio, tendo o consumidor atualmente a flexibilidade na escolha do seu “kit” mediante a potência selecionada e também pode vender o excedente à rede. Esta medida veio dar um input à aposta na produção descentralizada da energia, fazendo o aproveitamento dos telhados e fachadas e por outro lado adequando uma instalação fotovoltaica às reais necessidades energéticas do edifício.

O mercado português de fotovoltaicos, na sua totalidade atingiu 64 MW em 2017, registando pequeno aumento em relação ao nível anual anterior de instalações, passando de 52 MW para os tais 64 MW. O setor industrial continua sendo o detentor da maior fatia dessa potência instalada, totalizando 28 MW instalados, enquanto as outras redes distribuídas contribuem com apenas 4 MW juntos. Isso pode ser explicado pelo crescimento das instalações de redes residenciais e comerciais que atingiram 20 MW em 2017 [12].

Nesta data não foi possível encontrar uma bibliografia que pudesse fazer uma caracterização de uma forma discriminada por tecnologia, pela aplicação (residencial, comercial ou industrial) e pela forma que instalação é feita. Sendo assim houve a necessidade em recorrer à direção geral de energia para apurar as instalações feitas no âmbito de BIPV/BAPV para que pudesse agrupá-las em categorias tal como mostram os gráficos seguintes, desta forma conseguiu-se ter uma ideia geral sobre a distribuição e a potência instalada em Portugal.

Como se pode observar no Gráfico 2, existe uma certa predominância de instalações fotovoltaicas com potências entre 250 a 500 W que normalmente correspondem a um ou dois módulos instalados no telhado, com a função de suprir os pequenos consumos durante o dia, nomeadamente frigoríficos, a televisão, algumas lâmpadas em muitos casos.

Este tipo de instalação fotovoltaica tem a particularidade de dispensar quaisquer registos, licenças de produção e exploração, necessitando somente de uma comunicação à SERUP.

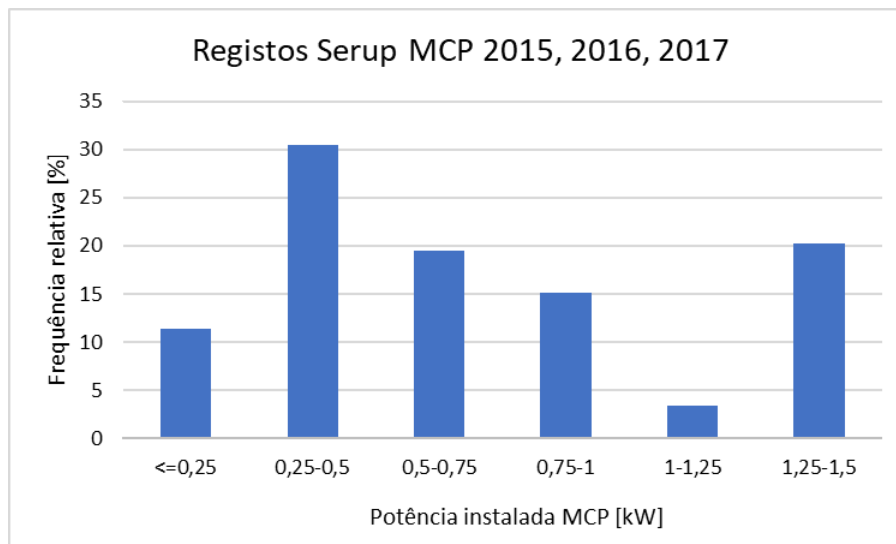


Gráfico 2. Registo de MCP em Portugal nos anos 2015, 2016 e 2017

Em Portugal, no período entre 2015 e 2017, existia um domínio claro de UPAC's com potências entre 2 a 50 kW tal como mostra o Gráfico 3. Por norma esse tipo de instalação é de natureza comercial ou de serviços, ou seja, de edifícios que efetivamente necessitam de muita potência durante o dia.

Sendo instalações relativamente grandes, são necessários alguns requisitos para possam entrar em funcionamento, nomeadamente de um registo e certificado de exploração, segundo a lei em vigor.

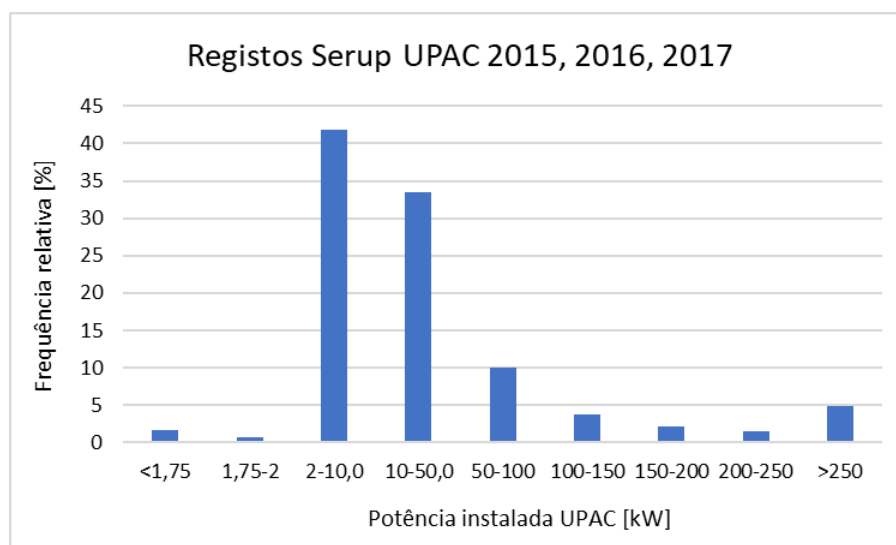


Gráfico 3. Registo de UPAC em Portugal nos anos 2015, 2016 e 2017

2.1.5. Casos históricos de projetos BIPV

No crescente campo da “arquitetura sustentável”, a energia solar representa um dos principais desafios que evidencia uma mudança progressiva no conceito de construção.

O uso de um material na arquitetura vem sempre acompanhado por um enriquecimento de algo diferente de simples inovação tecnológica, incluindo um espírito simbólico, expressando seu próprio valor linguístico, a mudança e o poder do design.

Quando se aborda o conceito energia fotovoltaica, é invocada uma a imagem de um elemento azul ou preto que geralmente parece "sobrecarregar" a imagem estética de um edifício. Mesmo que um PV elemento tem o papel básico de produzir energia renovável, isto não é o principal aspeto da “inovação na arquitetura”. Contudo, tanto na perspectiva de arquitetura quanto de pesquisa, existem muitos produtos, edifícios emblemáticos, projetos de pesquisa e algumas tendências de inovação que representam *drivers* para uma apostas bem-sucedidas de BIPV.

Pesquisas recentes já mostraram exemplos muito interessantes e de boa aparência, conceitual, tipológico, construtivo e integração estética de PV na arquitetura contemporânea, bem como no património existente. É sem dúvida, que o PV está progressivamente se tornando uma das “ferramentas” de arquitetura contemporânea, similar a qualquer outro material de construção (como madeira, pedra, tijolo, vidro, etc.). Na base de dados do site da SUPSI encontram-se coletados mais de 120 exemplos de projetos. Alguns destes exemplos são também apresentados no âmbito da tarefa 15 da Agência Internacional de Energia [13].

- Em 2016 foi concluída em Zurique a remodelação de um edifício de carácter residencial onde foram instalados 180 kWp de potência assegurada por módulos fotovoltaicos monocristalinos de vidro-vidro, em que a camada de vidro externa é saturada com um *matte* da cor cinza-verde de modo a torná-los anti refletivos e também acaba por aumentar o desempenho energético cerca de 60% em comparação com os módulos coloridos sem essa camada. Toda a remodelação foi pensada e executada na perspectiva da renovação sustentável do setor de construção, zelando pela maximização do consumo da energia produzida e a integração de módulos fotovoltaicos no meio urbano sem pôr em causa os aspetos

arquitetónicos do edifício. Foi considerado um projeto bem-sucedido uma vez que tanto a fachada como o telhada geram energia que contribuem para alcançar um balanço energético anual positivo, distribuída na climatização, iluminação e outras, e apenas uma pequena quantidade de eletricidade representa excedentes [13].



Figura 1. Edifício em Zurique de caráter residencial revestida de módulos PV [13]

- Foi concluída a construção de um novo edifício em Amesterdão no ano de 2014, totalmente neutro em energia, para que isso fosse possível toda a fachada sul é coberta de módulos fotovoltaicos, além disso o telhado é coberto por módulos fotovoltaicos bem como os telhados dos edifícios próximos. No mesmo edifício é gerada energia térmica e a iluminação é assegurada por LED inteligente, sistema esse que permite aos usuários mudar de clima e luz nos seus pontos de trabalho. Este desenhado com a preocupação de otimizar a iluminação natural e minimizar a entrada de calor que influencia a temperatura no interior que resultou numa fachada sul que é 50% transparente. A fachada é revestida por módulos fotovoltaicos personalizados para a tal aplicação e nas orientações norte, oeste e leste a transparência é de 100%. Além disso, os LEDs, os *smartphones* e *laptops* são de baixo consumo e também todos os veículos usados pelos funcionários são elétricos. O consumo atual de energia é estimado em $0.3\text{kWhe}/\text{m}^2/\text{ano}$ [13].



Figura 2. Edifício em Amsterdão, totalmente “neutro” em energia [13]

- No ano de 2017 deu-se por concluído um edifício residencial na Holanda, este foi demolido e reconstruído de raiz com o objetivo inicial de proporcionar uma renda baixa aos inquilinos. Recentemente este tornou-se um parâmetro construtivo importante, gerar um muito baixo custo de vida e construir apartamentos de energia zero, tanto é que os moradores atualmente não têm custos com eletricidade. O edifício é revestido por um filme fino preto fosco que totaliza uma potência de 250 kWp capazes de fornecer energia e cobrir as necessidades de água, de aquecimento durante o inverno e inevitavelmente eletricidade para iluminação e os outros consumos domésticos durante todo o ano.



Figura 3. Edifício em Holanda, totalmente revestido por módulo PV [13]

2.2. Enquadramento legislativo

Em maio de 1988 foi legislada pela primeira vez a atividade de produção de energia elétrica descentralizada, regida pelo Decreto-de-Lei n.º 189/88 de maio de 1988, cujo o principal objetivo deste diploma legislativo foi a diminuição de dependência externa de Portugal em energia primária, criando as condições necessárias e estabelecendo os incentivos adequados para potenciar o aproveitamento dos recursos endógenos nacionais. Anos mais tarde, enquadrado no Programa para a Eficiência Energética e Energias Renováveis, surgiu o Decreto-Lei n.º 68/2002 de março de 2002, que veio impulsionar a produção de eletricidade com recurso a fontes de energia renováveis e apostando no aumento da eficiência energética. Esta modalidade de produção de energia tinha de ser feita em baixa tensão e destinada ao autoconsumo, podendo injetar o excedente na rede sem prejuízo e nem benefícios ao produtor [6].

No ano 2007, quando foi publicado o Decreto-de-Lei n.º 363/2007 de novembro de 2007, a microprodução surgiu como estímulo ao setor da energia fotovoltaica a nível nacional, notando claramente uma mudança no paradigma da forma clássica de distribuição da eletricidade. O consumidor de energia passou a ser visto não só como um mero consumidor, mas também passa a ser reconhecido como produtor, ou seja, podia

ultrapassar 50% da sua potência contratada e naturalmente passou a ser bonificado pelo excedente de energia [6].

Atualmente a atividade de produção descentralizada de energia elétrica, associada a unidades de produção em baixa tensão, maioritariamente de pequena dimensão, é regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro e pelas portarias n.º 14/2015 e 15/2015 de 23 de janeiro, estes estabelecem o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade em unidades de produção (UP). Uma unidade de produção é subdividida em dois grupos, em “Unidades de Pequena Produção” (UPP) onde só é permitida uma só tecnologia. Esta modalidade de produção de eletricidade é destinada somente à venda da totalidade da energia produzida à rede elétrica de serviço público (RESP), com tarifa atribuída com base num modelo de licitação e a potência de ligação à rede é necessariamente igual ou inferior a 250 kW. A outra modalidade de produção de eletricidade é através de uma “Unidade para o Autoconsumo” (UPAC), este tipo de instalação está diretamente associado com a respetiva unidade consumidora, baseado em tecnologias de produção renovável ou não renovável com ou sem ligação a RESP e no caso de haver ligação, pode-se injetar os excedentes na rede. [7]. Desta forma nota-se a grande diferença entre as leis anteriores em comparação com a atual.

2.3. Autoconsumo vs Pequena Produção

Nas duas tabelas seguintes encontra um resumo do referido decreto-lei fazendo uma comparação objetiva entre uma UPAC e uma UPP.

a) Comparação entre as duas formas de produção descentralizada de energia elétrica na legislação portuguesa

| | Autoconsumo (UPAC) | Pequena Produção (UPP) |
|--------------------------------|---|--|
| Atividade de produção e | Produção de energia da fonte renovável ou não renovável pela unidade de produção com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com injeção da energia preferencialmente na | Produção de energia da fonte renovável, baseada em uma só tecnologia de produção, e injeção da totalidade da energia elétrica à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). A Pequena Produção, mantendo os |

| | | |
|---------------------------------------|--|---|
| | instalação de consumo. Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP quando aplicável. | traços gerais estabelecidos pelos antigos diplomas de mini- e microprodução passa a um enquadramento legal único. |
| Limites de potência | A potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo. A potência instalada não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação. | A potência de ligação será menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, até uma potência de ligação máxima de 250 kW. |
| Requisitos da produção | Dimensionamento da UPAC por forma a aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida na instalação de consumo. Possível venda do excedente instantâneo ao Comercializador de Último Recurso (CUR). | Energia consumida na instalação de consumo deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida. Venda da totalidade da energia ao Comercializador de Último Recurso (CUR). |
| Produtor e local de instalação | O consumidor (pessoa singular, coletiva ou condomínio) pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP. A Unidade de Produção (UP) é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP. | O consumidor (pessoa singular, coletiva ou condomínio) ou entidade terceira devidamente autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização, pode instalar uma UPP por cada instalação elétrica de utilização. A Unidade de Produção (UP) é instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização. É permitida a pluralidade de registos de UP em nome do mesmo produtor, desde que cada instalação de utilização só esteja associada a uma única UP. |
| Quota | Não existe quota. | Quota anual inferior ou igual a 20 MW. |
| Remuneração e compensação | A remuneração da UPAC da eletricidade fornecida à RESP é calculada de acordo com a fórmula: $R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$ onde $R_{UPAC,m}$ - Remuneração no mês m em €; | Tarifa atribuída com base num modelo de licitação no qual os concorrentes oferecem desconto à tarifa de referência, estabelecida mediante portaria e apurado para cada uma das seguintes categorias: Categoria I: Instalação de apenas uma Unidade de Pequena Produção (UPP). |

| | | |
|-----------------|---|---|
| | <p>$E_{fornecida,m}$ - Energia fornecida no mês m em kWh;</p> <p>$OMIE_m$ - Média aritmética simples do preço de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal no mês m em €/kWh;</p> <p>O contrato de venda a celebrar com o CUR tem prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos. As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração.</p> | <p>Categoria II: UPP associada no local de consumo com tomada para carregamento de veículos elétricos, ou seja, proprietário ou locatário de veículo elétrico.</p> <p>Categoria III: UPP associada no local de consumo com coletor solar térmico de área mínima útil de 2 m². A tarifa a atribuir correspondente ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa varia consoante o tipo de energia primária utilizada e vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica.</p> |
| Contagem | Contagem obrigatória da eletricidade produzida e da eletricidade injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 1,5 kW. | Contagem obrigatória da eletricidade injetada na RESP. |

Quadro 2. Resumo do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro, UPAC vs UPP

b) Processo de licenciamento

Nota: É obrigatório celebrar um seguro de responsabilidade civil

| | Isenção de controlo prévio | Mera comunicação prévia | Registo | Certificado de exploração | Licença de exploração | Licença de produção |
|---|----------------------------|-------------------------|---------|---------------------------|-----------------------|---------------------|
| UPP | | | x | x | | |
| UPAC $P_{instalada} \leq 200 W$, ligada à RESP | x | | | | | |
| UPAC $200 W < P_{instalada} \leq 1.5 kW$, ligada à RESP | | x | | | | |
| UPAC $1.5 kW < P_{instalada} \leq 1 MW$, ligada à RESP | | | x | x | | |
| UPAC | | | x | x | | |

| | | | | | | |
|--|--|---|---|---|---|---|
| $P_{instalada} \leq 1 MW$, quando o produtor pretende fornecer a energia não consumida à RESP | | | | | | |
| UPAC $P_{instalada} > 1 MW$ | | | | | X | X |
| UPAC sem ligação à RESP | | X | | | | |
| UPAC sem ligação à RESP que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem | | | X | X | | |

Quadro 3. Resumo do processo de licenciamento de diferentes instalações PV

2.4. Caracterização do Aproveitamento Hidroagrícola do Roxo

O Aproveitamento Hidroagrícola do Roxo, localizado no Distrito de Beja, foi construído entre os anos de 1963 a 1968, foi elaborado pela ex-Direção Geral dos Serviços Hidráulicos contando com a colaboração dos Serviços da Secretaria de Estado da Agricultura e integrado no Plano de Rega do Alentejo. Com este projeto foi possível fazer a reconversão de hectares de sequeiro em regadio numa faixa de terreno entre Montes Velhos e o Rio Sado que se deu em ambas as margens da ribeira do Roxo. O aproveitamento foi concebido para ser construído em duas fases, em que primeira fase foi beneficiada uma área de 5041 ha com os recursos hídricos próprios da albufeira da barragem do Roxo, incluindo manchas dos concelhos de Santiago do Cacém, de Ferreira do Alentejo e de Aljustrel, já a segunda fase, prevê-se a expansão da área beneficiada para 16000 ha (podendo atingir os 25000 ha com a inclusão de áreas situadas nas cabeceiras da albufeira do Roxo), prevendo-se ainda a ligação ao Perímetro de Rega de Campilhas e Alto Sado e o abastecimento ao Complexo Industrial de Sines, aproveitando da maior disponibilidade hídrica do rio Guadiana, tirando dividendos da ligação ao sistema hidráulico do Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva (EFMA) [14], [15]. Ainda no âmbito da segunda fase, foi realizada a reconversão do Bloco de Montes Velhos (1800

ha) passando de rega gravítica a rega com pressão, alimentada pela Estação Elevatória do Bloco 1 do Roxo. Esta estação elevatória alimenta ainda a rede de rega em pressão do Bloco de Aljustrel (1318 ha), localizado na margem esquerda da ribeira do Roxo [15].

Atualmente o Aproveitamento Hidroagrícola do Roxo beneficia uma área de 8561 ha, dividido pelo Bloco Gravítico (4831 ha), e Bloco de Pressão Montes Velhos (2412 ha) e Aljustrel (1318 ha) [15]. O aproveitamento Hidroagrícola é constituído pela barragem do Roxo, órgãos de segurança e de utilização da albufeira, pelas infraestruturas da rede de rega (primária e secundária), da rede de enxugo e ainda por vários edifícios destinados à exploração, onde se inclui o edifício da sede da Associação de Beneficiários do Roxo [15].

A Associação de Beneficiários do Roxo (ABRoxo) é uma entidade que presta serviços aos regantes da região desde a calendarização da rega segundo as previsões meteorológicas registadas, fornecimento de dados da cultura com recurso aos sensores instalados no solo da referida cultura, análise e apresentação de relatórios quinzenais sobre o solo e a avaliação da fertilidade, também são feitas análises foliares e o aconselhamento da fertilização. Tudo se traduz na vantagem de ter uma eficiência no uso da água e redução das perdas de nutrientes, no aumento das produções e consequente rentabilidade global, além disso, preocupa-se com a diminuição do impacto ambiental, racionalizando a água e os fertilizantes além de que o número de horas de regas reduz-se drasticamente [15].

Nos dias de hoje, a sede da associação é composta por sete colaboradores, cada um com o seu gabinete equipado com ar condicionado, sendo o horário de trabalho das 09:00h às 17:30h, com uma pausa de 01:30h para o almoço, entre as 12:30h às 14:00h. Durante a noite existe iluminação exterior do espaço e uma arca frigorífica a funcionar, além disso, existem na própria sede duas moradias anexas, cada uma delas com famílias compostas por três pessoas. Todos estes fatores contribuem para o perfil de cargas da sede da ABRoxo.

3.Recolha e tratamento de dados

3.1. Dados de localização e características dos edifícios

A sede da Associação de Beneficiários do Roxo encontra-se em Beja, no concelho de Aljustrel nas coordenadas 37°56'37" N e 8°10'58" W. Esta região beneficia de uma boa disponibilidade de radiação solar, o que a torna convidativa para instalações fotovoltaicas.

Segundo as plantas dos diversos edifícios que constituem a sede, existem essencialmente quatro grupos de telhados que, apesar de todos apresentarem o mesmo declive de 10°, têm, no entanto, orientações e desvios azimutais diferentes.

Segundo a planta ilustrada no anexo 1, existem sete telhados disponíveis para implantar esta UPAC, o que sendo uma área disponível generosa para uma instalação fotovoltaica provavelmente pequena, não se prevê necessário ocupar toda a área de telhados. Assim, foram selecionados os telhados 1 e 2, sendo o 1 orientado a oeste e com um desvio azimutal de cerca de 7° a sudeste e o 2 com orientação sul e com um desvio azimutal de cerca de 10° a nordeste. Esses telhados foram selecionados conjuntamente com a ABRoxo, devido à existência de espaço nesses edifícios para instalação coberta dos inversores e equipamentos auxiliares, além de proximidade do quadro geral do edifício, provável ponto de conexão desta UPAC.



Figura 4. Sede da Associação de Beneficiários do Roxo [Adaptada *do Google maps*]

3.2. Perfil de cargas da sede ABRoxo

Segundo os dados fornecidos pela EDP, a sede da Associação de Beneficiários do Roxo apresenta um perfil de cargas diárias típicas de um edifício de serviços, semelhante ao apresentado abaixo, exemplificado pelo dia três de janeiro de 2018. Dados os dois extremos existentes em termos de variações sazonais durante um ano (verão e inverno), houve a necessidade de trabalhar com dados de um ano inteiro, tendo em conta a preocupação de fazer um dimensionamento ajustado às necessidades energéticas do edifício, sem sobredimensionar para o verão ou subdimensionar no inverno, procurando uma harmonia entre a necessidade energética e a produção durante o ano todo. Daí a necessidade de trabalhar com dados de um ano inteiro, estes são registados a cada quinze minutos e fornecem informações sobre a potência requerida pelo edifício, seja ela ativa ou reativa.

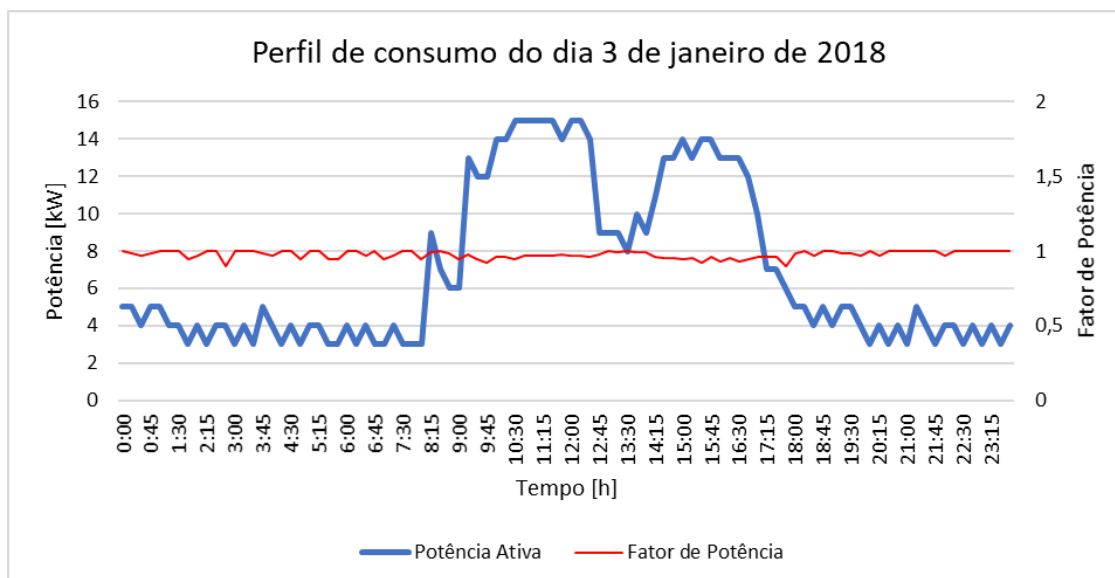


Gráfico 4. Curva de carga do dia 3 de janeiro de 2018 e o fator de potência

Sendo o perfil médio mensal a média de todos os perfis médios diários durante o mês, logo o referido perfil médio mensal representa aproximadamente a curva típica desse mês. No anexo 2 pode-se ver o perfil médio mensal do mês de agosto, e nota-se claramente que todos os perfis, seja médio diário ou mensal, não apresentam grandes variações entre eles.

É de notar que além da potência ativa consumida da rede, a sede também consome potência reativa, apresentando um fator de potência a variar entre 0,9 e 1,0. O fator de potência, também designada por $\cos(\varphi)$, representa a fração da energia que é efetivamente consumida, quociente entre a potência ativa e a aparente. Na prática a potência reativa não produz trabalho, no entanto é necessária para o funcionamento de alguns equipamentos elétricos e eletromecânicos em sistemas de corrente alternada [16].

Após a instalação do sistema fotovoltaico anexado ao telhado deste edifício, poderá existir uma redução da necessidade de potência reativa da rede pública, uma vez que os próprios inversores da instalação fotovoltaica são capazes de ajustar/fornecer também potência reativa e conseguir responder às necessidades energéticas do edifício.

Normalmente os inversores vêm acompanhados por uma folha de especificações técnicas do equipamento, onde se pode encontrar a gama de fator de potência do mesmo. Este parâmetro traduz as proporções em que o equipamento é capaz de fornecer potência reativa à rede do edifício. Na tabela que se segue exemplificam-se as especificações de

um inversor fotovoltaico e, como se pode observar, o fator de potência pode variar entre 0.85 – 1.

Tabela 1. Folha de especificação de um inversor [17] (Adaptada)

| Especificações técnicas | |
|--|----------------------------|
| Potência nominal CA ($P_{ca,r}$) | 3000.0 W |
| Potência máxima de saída ($P_{ca\ máx}$) | 3000.0 VA |
| Faixa de tensão CA (U_{\min} - $U_{\máx}$) | 180 – 270 V |
| Frequência (fr) | 45 - 65 Hz |
| Fator de distorção | <5% |
| Fator de potência ($\cos \varphi_{ca,r}$) | 0.85-1 indutiva/capacitiva |

3.3. Tratamento de dados das cargas

Os dados utilizados, ao serem gerados e recolhidos por sistemas automáticos apresentam, por vezes, erros normais de medição associados a falhas de comunicação, de registo de dados ou variáveis, falhas de energia, falhas dos sensores, etc. Assim, carecem de um tratamento e filtragem inicial, antes da realização de quaisquer análises com os mesmos. Para este caso, relativamente aos dados 15 minutais das curvas de carga, primeiramente foram eliminados os *outliers*, nomeadamente registo erróneos de potências muito elevadas (fora do normal e da potência contratada), fez-se a sua separação em dias para que à posteriori se pudessem executar facilmente cálculos diários e também a correção do *timestamp* dos dados, eliminando a mudança de hora Verão/Inverno legal em Portugal com conversão para UTC. Após este pré-tratamento dos dados calculou-se o perfil médio diário para cada mês e foi gerado um perfil de potência para o dia médio anual, tal como mostra o gráfico seguinte.

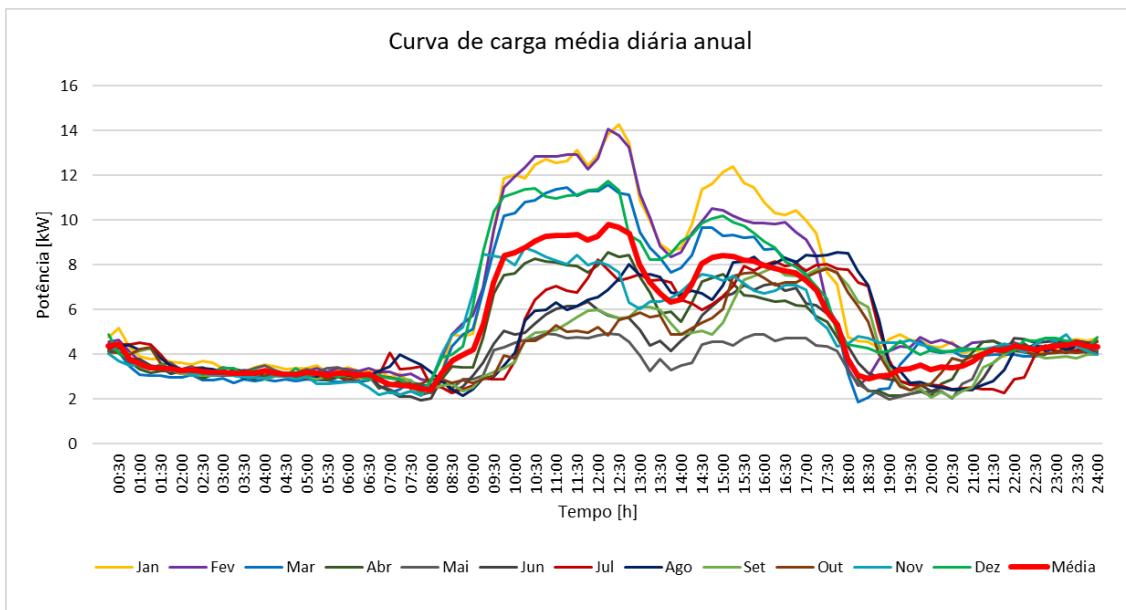


Gráfico 5. Curva de carga média diária anual [EDP]

Todo o tratamento dos dados e obtenção dos perfis de carga médios mensais foi desenvolvido em *excel*, devido à sua versatilidade e facilidade na sua utilização, tornou-se na ferramenta que mais se adequou a esta tarefa.

Para análise dos dados dos perfis de carga calcularam-se um perfil médio de consumo diário anual, para o qual se pretende adequar uma curva de produção fotovoltaica. Posto isto, inicia-se uma nova etapa que passa por fazer modelação e simulação por via de ferramentas de simulação *online*, de modo a encontrar um perfil de produção que mais se adequa às cargas deste edifício.

3.4. Correção do horário para horas de sol

Dado que a instalação não possuirá armazenamento de energia, a produção será feita exclusivamente durante as horas de sol. Os consumos de eletricidade noturnos neste tipo de aplicação (edifício de serviços) são tipicamente baixos. Assim, para calcular percentagens de autoconsumo apenas para o período solar foi necessário selecionar apenas as curvas de carga nesse horário. Assim sendo, foi calculado o horário de nascer

e o pôr-do-sol de cada dia do mês durante um ano nas coordenadas da instalação, para o ano dos dados em questão.

Estes cálculos dos horários locais do nascer do sol, meio-dia solar, pôr-do-sol, amanhecer e anoitecer foram executados com base no procedimento de cálculo da NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration* do EUA) e com o auxílio do *excel* por questões de simplicidade de cálculo e de uma melhor manipulação dos dados.

4. Simulação e escolha do perfil adequado

4.1. Simulação de instalações fotovoltaicas

Após o pré-tratamento de dados passou-se à fase de design e simulação do sistema fotovoltaico, simulado com várias configurações diferentes, desde orientações, inclinações, potência a instalar, também o impacto da instalação no edifício foi um critério muito relevante na escolha da instalação que mais se adequa às necessidades. Todo este trabalho de testes/simulações foi executado no SISIFO, uma ferramenta online de fácil compreensão e capaz de devolver resultados precisos para o estudo e escolha da instalação que a posteriori se pretende implementar.

Em suma, o SISIFO é o resultado de uma experiência de mais de 20 anos de simulação, medição e ensaio de sistemas fotovoltaicos e também já contou com a colaboração para o seu desenvolvimento da Cátedra Energias Renováveis. O SISIFO foi a ferramenta interna para simulação do Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid, com utilização de linguagem *MatLab*. Hoje em dia, apresenta-se como um serviço *Web* que permite a qualquer utilizador ou empresa realizar simulações precisas de sistemas fotovoltaicos [18] e sistemas de bombagem fotovoltaica.

O SISIFO utiliza a base de dados PVGIS com todas as informações meteorológicas necessárias. Parâmetros como radiação global e difusa no plano horizontal, temperaturas máximas e mínimas e velocidade do vento, têm influência no cálculo de produção de energia fotovoltaica.

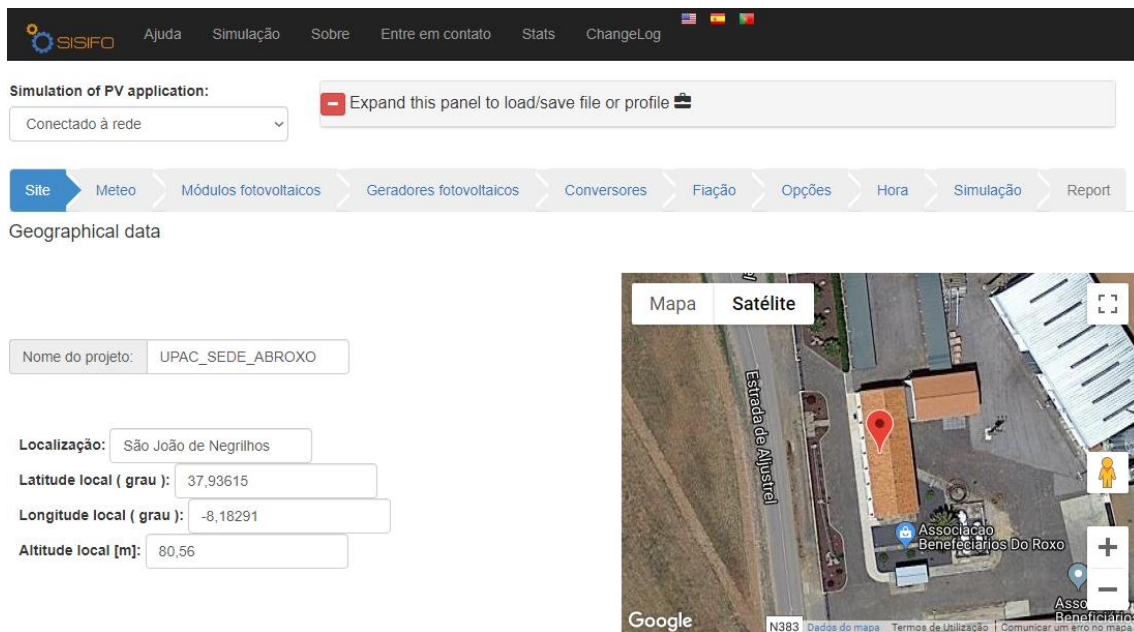


Figura 5. Imagem para os dados de *input* no SISIFO

Na Figura 5 está demonstrada a apresentação gráfica do *software*, tal como se pode constatar, possui diversos campos e para obter uma boa simulação é necessário o seu preenchimento completo, desde os dados da localização para que possam ser obtidos do PVGIS os dados meteorológicos desse mesmo local, selecionar o tipo de módulos fotovoltaicos desejados, definir a potência fotovoltaica a ser instalada e conseqüentemente o tipo de inversores e a sua potência. Além destes parâmetros é preciso definir a cablagem e as suas respectivas perdas óhmicas, também existem uma série de opções a serem feitas, desde a modelação e correlações para a radiação difusa, o tipo de análise a ser feita, o impacto da sujidade, se quer uma resposta espectral ou não, o modelo de sombreamento escolhido, sem se esquecer que se pode escolher o intervalo de tempo para as variáveis da simulação. O SISIFO é assim uma ferramenta completa e versátil para a simulação de toda e qualquer tipo de instalação fotovoltaica relacionada com a produção de eletricidade para o consumo direto ou para o uso em sistemas de irrigação fotovoltaica.

Após a conclusão da introdução dos dados de *input* para o sistema fotovoltaico, são gerados os resultados e estes, por sua vez, são apresentados em formas diferentes: resultados anuais, mensais, diários, médios diários, horários, etc. Há ainda um campo onde se encontram os resultados detalhados que possibilitam fazer uma análise com mais

detalhe, selecionando o intervalo pretendido para obtenção dos valores da simulação, por ex. o mês.

A Figura 6 mostra a forma escolhida para analisar os resultados da simulação da UPAC da sede da ABRoxo.

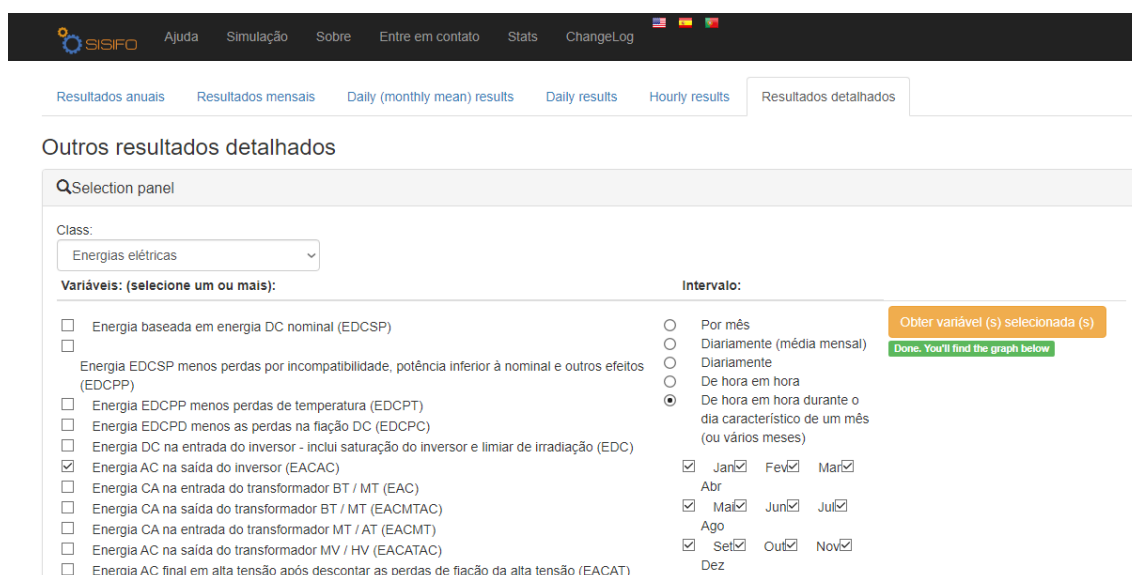


Figura 6. Imagem gráfica para os dados de *output* no SISIFO [Adaptada do SISIFO]

Pode ser gerado um ficheiro *excel* com os resultados que carece de um tratamento na perspetiva de poder fazer posteriormente uma melhor análise e uma apresentação gráfica de toda a simulação feita. O SISIFO apesar de ter uma opção para simular instalações com duas orientações ao mesmo tempo, nomeadamente instalações com estrutura delta (Orientação Este-Oeste com 60° de inclinação), não permite simular instalações com mais do que uma orientação de azimute. Tendo em conta as condições específicas escolhidas para a instalação, pelo que foi necessário fazer duas simulações independentes (uma com orientação oeste e outra sul), cada uma com as suas condições e posteriormente, processadas em *excel*, procedendo à sua junção de modo a obter uma única solução de produção de energia ao longo do ano.

Numa primeira fase, com o tratamento e a análise das curvas de carga do edifício e a obtenção de uma curva de carga média diária mensal e a consequente curva de carga média anual, tendo a noção da potência requerida pelo edifício, começou-se por idealizar

possíveis instalações capazes de cobrir todas as necessidades energéticas do edifício tendo sempre presente os constrangimentos existentes e que configurações tornavam a instalação mais favorável na captação da radiação solar e transformá-la em energia. Toda a análise energética elaborada através de simulações no SISIFO levou a uma série de resultados. Estes resultados foram primeiramente analisados de uma forma “grosseira”, ou seja, nesta fase as possíveis instalações foram escolhidas empiricamente mediante a maior aproximação da curva de carga para uma configuração inicial aproximada do sistema. Entretanto este critério é insuficiente e não garante que a escolha feita seria a melhor, sendo necessário refinar a condição de otimização. Contudo nesta fase inicial, serve o propósito pretendido.

Com pequenas alterações na configuração da instalação, foram realizadas mais simulações e já tendo em conta o critério de seleção acima referido fez-se uma análise em termos de percentagens médias de autoconsumo (entendida como o quociente entre a energia produzida e a consumida) e uma análise económica, de onde saiu um parâmetro bastante importante, o LCOE (*levelized cost of energy*), que acaba por ter um grande peso na seleção do perfil mais adequado. Não obstante levar em conta a facilidade de instalação e manutenção, a necessidade de integração arquitetónica e as próprias características do edifício em qualquer das simulações realizadas; para a entidade que realiza o investimento, este é sem dúvida um parâmetro crítico.

4.2. Resultados das simulações

Numa primeira instância houve a total liberdade em fazer simulações da forma em que apresentasse uma melhor resposta relativamente às necessidades energéticas do edifício. Foram realizadas diversas simulações, todas resultaram de uma conjugação entre uma configuração mista com um sistema fotovoltaico com orientação oeste (inclinação e potência a ser definida) em conjunto com um sistema fotovoltaico com orientação sul (inclinação e potência a ser definida).

De entre as diversas simulações, chegou-se à conclusão que o perfil apresentado abaixo, resultado da instalação de 12kWp no telhado inclinados 50° e orientados a sul em

conjunto com um sistema com 8 kWp instalados na fachada, inclinados 80° e orientados a oeste seria uma boa aproximação da melhor configuração. Do gráfico, foi a configuração que mais se adequou à curva de carga da sede, com uma conjugação muito boa entre o período de consumo mais elevado do período laboral e horas de disponibilidade da radiação solar.

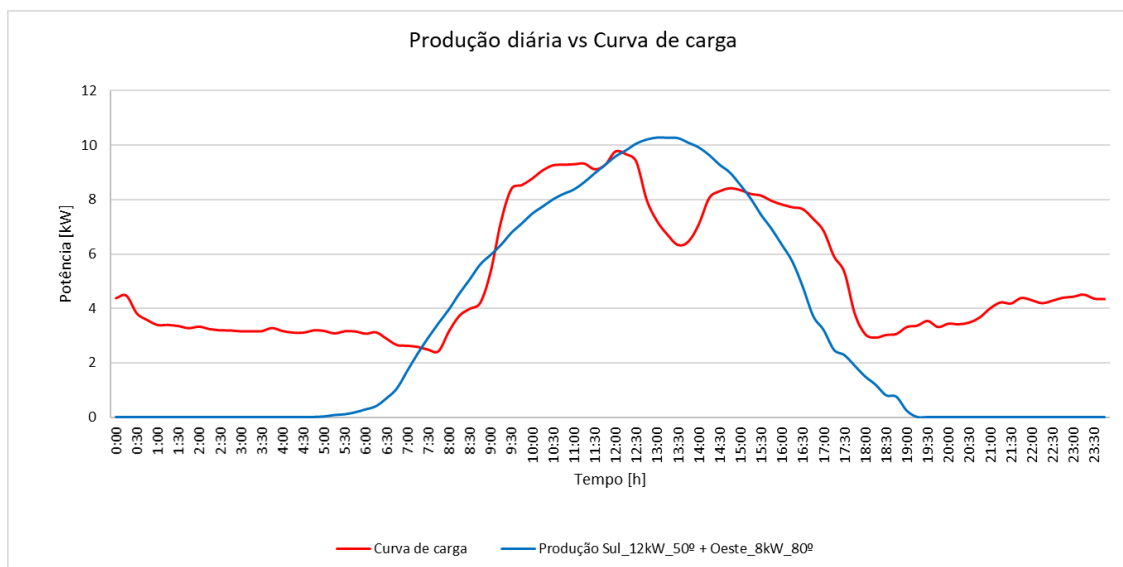


Gráfico 6. Primeiro perfil médio diário anual pré-selecionado

Como foi referido, esta configuração foi pensada e elaborada com uma potência total de 20 kWp, da qual 12 kWp com orientação sul e inclinação de 50° , a restante potência com orientação oeste e inclinação 80° . Antes desta simulação foram testadas diversas outras configurações com diferentes potências e com conjugações de orientações e inclinações diferentes. Foi também simulada a conjugação das orientações este e oeste, um sistema delta, mas a configuração escolhida e apresentada acima, tem a particularidade de conseguir dar resposta a quase todas as necessidades energéticas do edifício durante o dia solar, pela harmonia entre o período de consumo e a produção fotovoltaica, ou seja, não produzindo pouca energia relativamente ao consumo, nem gerando um grande excedente de energia que, em princípio, seria vendido à rede pública com preço muito pouco convidativo, decido ao enquadramento legal atual.

A escolha desta configuração, ainda sem uma visita técnica ao edifício de modo a definir os restantes constrangimentos para a instalação, deve-se ao facto de haver necessidade de produzir energia para uma curva de carga mais plana que a curva típica

de produção fotovoltaica de uma instalação orientada apenas a sul. A carga existente no período do final da tarde, devido ao horário laboral, não seria suprida satisfatoriamente nesse caso, portanto as orientações sul + oeste, permitem tirar o melhor partido de cada uma e chega-se a um equilíbrio entre a produção de energia em relação à curva de carga.

O perfil médio diário anual torna-se insuficiente para selecionar uma possível instalação uma vez que não fornece nenhuma informação da instalação a nível mensal, não refletindo a sazonalidade Verão-Inverno, por isso, também foi gerado um perfil médio mensal e a análise destes dois perfis complementa-se, para um melhor resultado final.

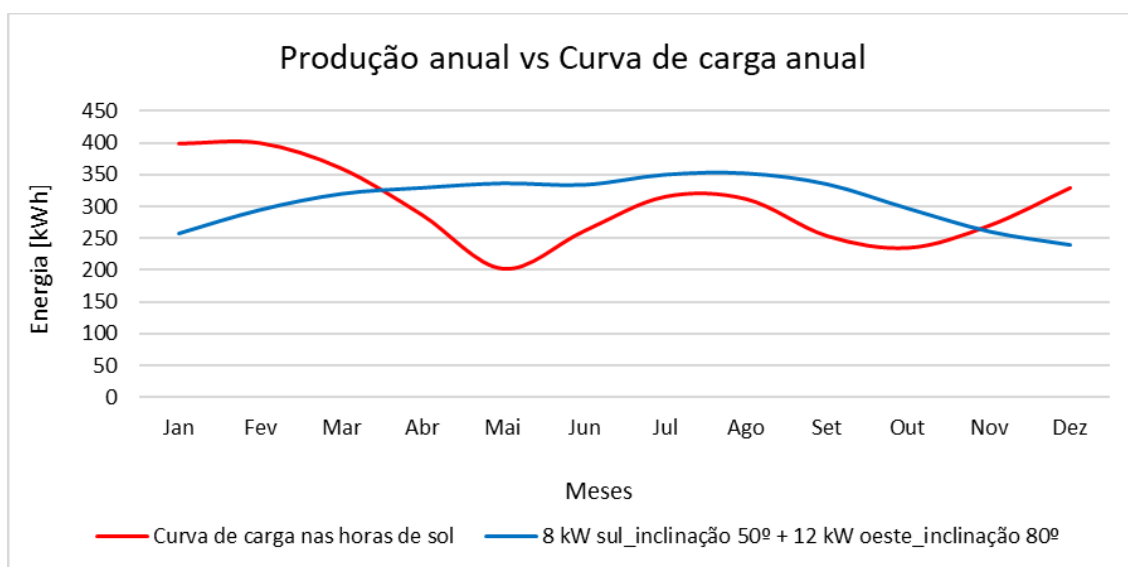


Gráfico 7. Primeiro perfil médio mensal pré-selecionado

4.3. Reunião com os dirigentes da sede da Associação de Beneficiários do Roxo e visita técnica

Seguidamente às primeiras simulações, houve a necessidade de reunir com os responsáveis da ABRoxo para que pudessem ser discutidas questões relacionadas com os constrangimentos do edifício, nomeadamente a inclinação dos telhados, a área disponível, a facilidade de acesso, o impacto que a instalação provocaria na parte arquitetónica e design do edifício, e perceber realmente qual era a opinião ou preferência dos

responsáveis em implantar a instalação. A aceitação social da tecnologia e minimização dos seus impactos visuais são aspectos críticos na decisão de avançar com estes projetos e devem ser obrigatoriamente levados em conta.

Dessa reunião apurou-se que os responsáveis da ABRoxo optaram por preservar a arquitetura da fachada e, portanto, a possibilidade de fazer parte da instalação na fachada foi descartada. Sugeriram uma instalação nos telhados que pudessem dar uma resposta muito semelhante à fachada. Esta passa por uma solução para a potência predefinida a Oeste quase na vertical ou mesmo na vertical.

Posto isto, fez-se uma visita técnica ao local e o levantamento de todas as suas características, desde inclinações e orientações de telhados, possíveis áreas sombreadas, condições mecânicas dos telhados, possíveis locais para a instalação dos inversores. Também em linhas gerais foi feito um estudo da instalação elétrica já existente na sede de modo a projetar a UPAC sem necessidade de grande extensão de cablagem, reduzindo-se os custos e evitando perdas de energia na cablagem.

Assim, foram definidos uma série de requisitos para o dimensionamento e implementação da instalação fotovoltaica, na verdade, das muitas simulações realizadas ficaram sujeitas a ajustes mediante os requisitos acima mencionados, portanto de todas as simulações foram escolhidas as três melhores e comparadas em detalhe, para obter uma escolha final.

4.4. Novas simulações e configuração final

Tendo em conta todos os constrangimentos encontrados no local, procedeu-se com novas simulações tendo em consideração os requisitos do edifício e o limite de potência a ser instalada, para não produzir excedente ou deficit de energia, o que prejudicaria os resultados da análise económica.

Nas novas simulações realizadas, foi modificada a inclinação da parte orientada a Oeste (uma vez que se pensou em colocar parte da instalação na vertical), passando então

esta parte da instalação para o telhado com uma inclinação relativamente alta de modo a obter uma boa resposta face às necessidades, reduzindo o impacto visual no telhado e, conseqüentemente, a parte da instalação com orientação sul careceu também de alguns ajustes. Mais uma vez, foram realizadas várias simulações, todas respeitando as condições e constrangimentos propostos na reunião e da visita técnica, e de todas estas simulações foram selecionadas somente três:

Assim sendo, seguem as três configurações escolhidas:

- **Caso 1_** 12kW com orientação sul inclinados 50° + 8 kW com orientação oeste inclinados 80°;
- **Caso 2_** 12kW com orientação sul inclinados 50° + 10kW com orientação oeste inclinados 50°;
- **Caso 3_** 10kW com orientação sul inclinados 50° +10 kW com orientação oeste inclinados 50°.

Graficamente os perfis não apresentam diferenças óbvias e aparentemente qualquer um se adequaria aos consumos da sede, sendo necessário utilizar parâmetros de seleção concretos. Por outro lado, a questão económica para implantar um ou outro sistema tem um peso enorme na seleção daquele que é efetivamente a melhor.

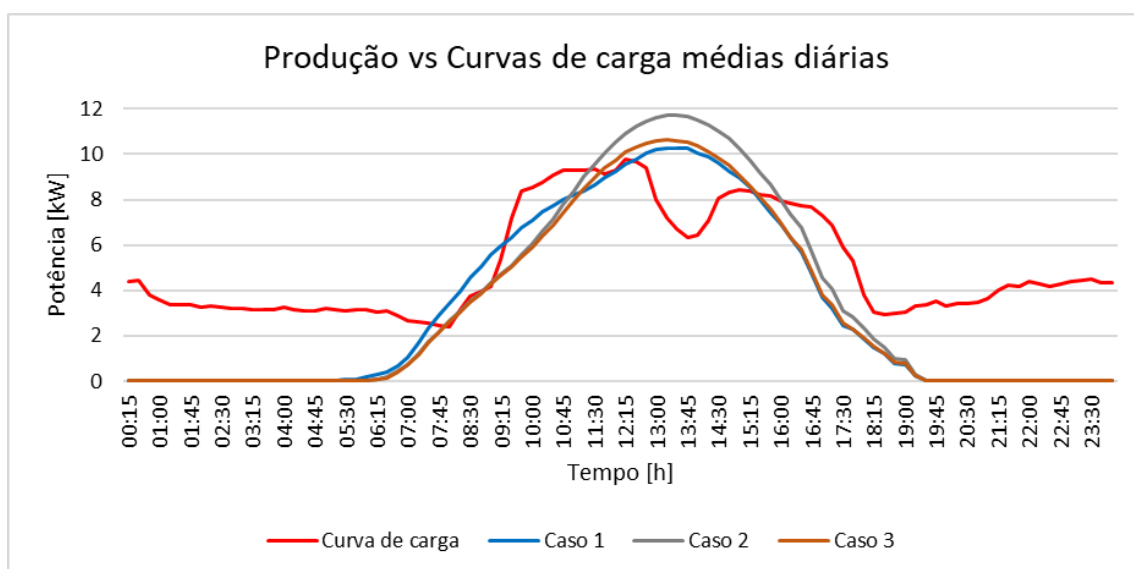


Gráfico 8. Os três perfis médios diários anuais pré-selecionado

Estes perfis médios diários anuais traduzem o comportamento da instalação fotovoltaica durante um dia médio de um ano, tal com é indicado no nome, ainda assim a

informação transmitida por eles é insuficiente para decisão da melhor e por isso é necessário pensar também no comportamento anual, mas em termos médios mensais.

Este tipo de perfil mostra a aproximação entre a produção anual e o consumo também anual, e traduzem de uma forma mais visível o comportamento da instalação fotovoltaica durante o ano, mostrando qual é a capacidade de produção de energia em cada mês e em que proporção essa energia é consumida, se houve excedentes ou se faltou para suprir a necessidades energéticas da sede.

A ideia passa por obter uma boa sobreposição entre os perfis de produção ao consumo, na prática impossível, mas ainda assim com bons resultados. Assim sendo, os perfis obtidos apresentam um comportamento muito bom, ou seja, a produção de energia anual fica muito próxima de suprir as necessidades energéticas anuais. Claramente, nos meses de inverno é muito difícil aproximar a produção ao consumo devido a pouca disponibilidade da radiação solar nesses meses e por outro lado a inclinação dos módulos não prioriza a produção no inverno, uma vez que a inclinação escolhida foi de 50° e para ter uma maior produção no inverno os módulos teriam de estar quase ou mesmo na vertical para as curvas de carga locais. Dado aos constrangimentos do local, instalar módulos fotovoltaicos na vertical é impossível, numa perspectiva do design e estética do edifício, além disso, essa configuração traria outros constrangimentos no verão. Resumidamente, as configurações escolhidas foram aquelas que melhor responderam às necessidades.

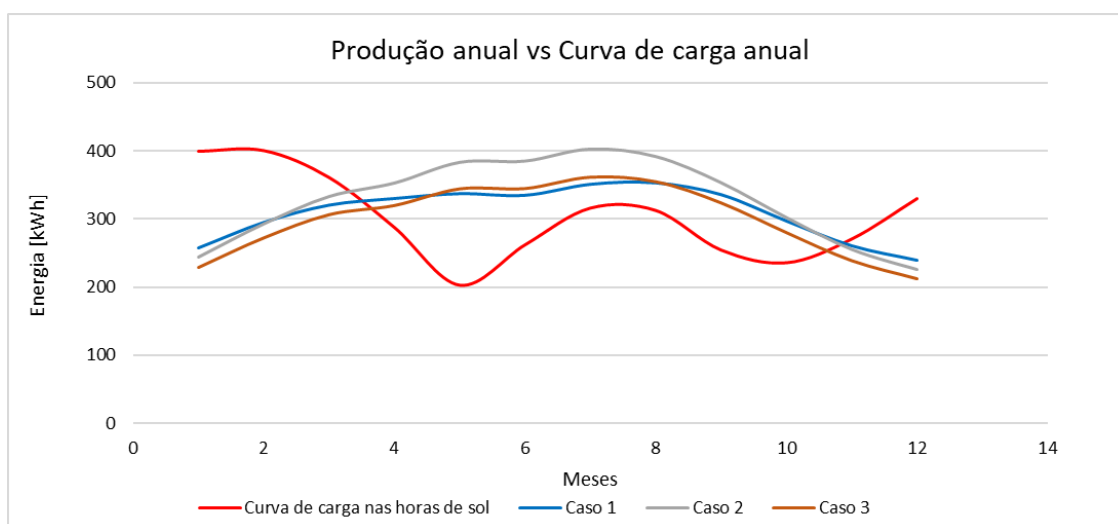


Gráfico 9. Os três perfis médios mensais pré-selecionado

4.5. Percentagem de autoconsumo

De um modo geral, o melhor critério energético utilizado para fazer a escolha do perfil que se pretende instalar foi com a percentagem de autoconsumo.

O autoconsumo de uma instalação fotovoltaica é entendido como produzir energia para o próprio consumo, tal como o nome indica, com ou sem armazenamento. Neste caso de estudo a UPAC não contempla armazenamento de eletricidade, pelo que a energia produzida é destinada somente ao consumo e uma vez que a instalação fotovoltaica se encontra ligada à RESP, existe a possibilidade de venda do excedente à rede.

De certa forma, para este trabalho, a percentagem de autoconsumo serve como medida da capacidade que a instalação fotovoltaica tem em produzir a energia que a sede da ABROxo necessita durante o dia, ou seja, mede em que proporção existe a sobreposição entre a produção e o consumo.

Na verdade, uma UPAC ideal neste caso é aquela em que o autoconsumo é de 100%, ou seja, toda a energia produzida é consumida no local de produção, sem excedente e nem falta de energia. E tal como já foi referido, a percentagem de autoconsumo foi o critério encontrado para fazer a seleção do perfil que mais se adequa às necessidades energéticas da ABROxo.

Na tabela seguinte encontram-se as percentagens de autoconsumo mensais de cada caso bem como a sua média anual.

Tabela 2. Percentagens de autoconsumo fotovoltaico das configurações pré-selecionadas

| Mês | Percentagem de autoconsumo | | |
|----------------------|----------------------------|--------|--------|
| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Janeiro | 64,48 | 61,29 | 57,36 |
| Fevereiro | 73,62 | 73,34 | 68,02 |
| Março | 88,67 | 92,53 | 84,86 |
| Abril | 114,60 | 122,96 | 111,13 |
| Mai | 165,77 | 189,11 | 169,33 |
| Junho | 127,44 | 147,12 | 131,30 |
| Julho | 110,80 | 127,65 | 114,18 |
| Agosto | 112,74 | 125,58 | 113,38 |
| Setembro | 131,71 | 139,14 | 127,06 |
| Outubro | 125,76 | 128,36 | 118,66 |
| Novembro | 96,26 | 94,58 | 88,27 |
| Dezembro | 72,54 | 68,63 | 64,40 |
| Média | 107,03 | 114,19 | 103,99 |
| Desvio Padrão | 29,39 | 37,30 | 32,55 |

Na verdade, a percentagem de autoconsumo nunca pode ser superior aos 100%, como se pode observar na Tabela 2, existem percentagens de autoconsumo muito superiores a 100%, quer isto dizer que o valor acima dos 100% indica o excedente de energia produzida na UPAC.

Posto isto, a configuração final selecionada foi o Caso 3: 10kW com orientação sul inclinados 50° + 10kW com orientação oeste inclinados 50°. Uma vez que apresenta uma melhor percentagem de autoconsumo em termos médios anuais.

O resultado detalhado da sua performance de produção de energia pode encontrar-se nos anexos.

5. Especificações Técnicas do caderno de encargos

Atualmente, a maior parte das empresas procura otimizar as suas operações e minimizar os riscos do negócio. Os ativos físicos são um dos seus fatores estratégicos, pelo que uma adequada aquisição e acompanhamento do seu ciclo de vida são aspetos determinantes na competitividade das empresas no mercado. O Caderno de Encargos (CE) é o elemento basilar onde começa o processo de vida de um ativo, pelo que a sua correta elaboração é o elemento diferenciador para um ciclo de vida económico otimizado. Este é entendido como um documento contratual que descreve o que é esperado do fornecedor pelo contratante, sendo o primeiro a entidade escolhida pelo cliente para realizar a obra, nas condições de prazo, qualidade e custos fixados por este último em conformidade com um contrato, e o contratante é o cliente que está a comprar o serviço/equipamento [19]. Neste caso em específico, os interlocutores foram o proprietário que é a Associação de Beneficiários do Roxo e a empresa executora/adjudicatária. Estes, sem prejuízo de cada um destes interlocutores, podem estabelecer acordos bilaterais com outros atores. Por exemplo, o proprietário com uma entidade financeira ou com uma entidade de engenharia fotovoltaica, e a empresa executora com outros fornecedores de equipamentos ou instaladores. Assim, estes acordos deverão ser coerentes com o especificado no documento contratual.

Os objetivos da elaboração do caderno de encargos para a instalação fotovoltaica da sede da ABRoxo são claros e bem definidos e encontram-se transcritos nos pontos seguintes:

- Integrar o sistema fotovoltaico na instalação elétrica pré-existente da Sede da Associação de Beneficiários do Roxo;
- Ajustar na medida do possível a produção à necessidade de consumos da Sede da ABRoxo. Isto obriga à comparação do perfil anual das necessidades energéticas da Sede da ABRoxo com o perfil anual de radiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos;
- Assegurar a fiabilidade durante, no mínimo, 25 anos para garantir o cumprimento dos planos de negócio da ABRoxo. No momento de seleção dos componentes do sistema, recomenda-se optar exclusivamente por tecnologias bem comprovadas e

cujo comportamento seja previsível. É este o motivo pelo qual estas especificações não contemplam nem baterias, nem módulos que não sejam de silício cristalino, nem híbridos fotovoltaico-eólicos;

- Não efetuar alterações ao modo de operação da instalação elétrica do edifício desta sede.

A grande importância do caderno de encargos passa pelas cláusulas técnicas desenhadas e adequadas à instalação fotovoltaica para ajudarem no cumprimento dos objetivos supracitados, sendo estas atualizadas segundo as normas regentes, de modo que todos os componentes da instalação fotovoltaica cumprem os standards nacionais e internacionais, garantindo qualidade, a sua integridade e performance ótima após a sua instalação (anexo 4).

Depois da seleção da configuração energeticamente melhor para o critério da percentagem do autoconsumo foi necessário definir as especificações técnicas para o caderno de encargos desta instalação e proceder ainda à sua análise económica.

Nesta secção primeiramente serão expostas algumas definições relevantes e posteriormente será abordada de uma forma mais centrada as questões relacionadas com o perfil que foi escolhido efetivamente.

5.1. Potência de injeção no PCC a instalar: 20 kW

Este valor representa a potência objetivo de injeção no ponto comum de conexão para esta empreitada, pode ser diferente da potência nominal da central fotovoltaica a instalar.

a) Descrição genérica de uma UPAC

A Figura 7 descreve um exemplo de constituição de uma instalação fotovoltaica. Pode ser formada por várias unidades de geradores, cada uma composta por conjuntos fotovoltaicos e inversores ligados através dos correspondentes transformadores BT/MT/AT à instalação consumidora através do PCC ou ponto de ligação. A configuração particular da instalação fotovoltaica pode ser constituída por um inversor

ou vários inversores (que podem incluir a transformação para BT). A instalação fotovoltaica também inclui equipamentos de medição e monitorização (sensores ambientais, sistema de Supervisão) e serviços auxiliares (armários, quadros, sistemas de segurança, ...).

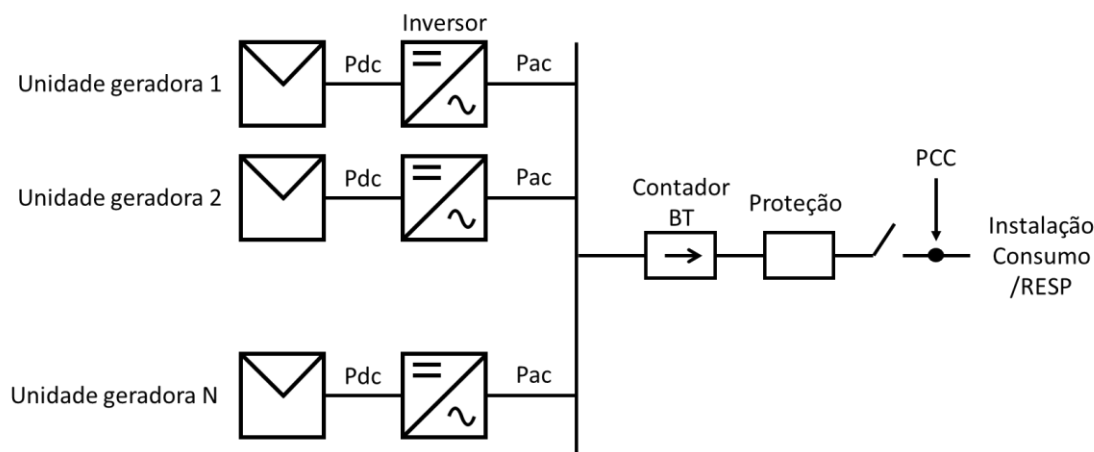


Figura 7. Esquema geral de uma instalação fotovoltaica

Para os propósitos destas especificações técnicas, a instalação fotovoltaica é composta pelos seguintes elementos:

- Conjuntos fotovoltaicos;
- Inversores DC/AC;
- Estrutura de suporte;
- Elementos de ligação em BT;
- Equipamento de medição e contagem de energia;
- Sistema de medição, monitorização e aquisição de dados;
- Sistema de Supervisão.

b) Definições

A potência STC da central fotovoltaica é a soma da potência nominal dos seus conjuntos fotovoltaicos, ou seja, o produto do número total de módulos pela potência STC referida pelo fabricante na sua folha de especificações. Este valor pode ser diferente da potência nominal da central fotovoltaica, que é dada pela potência máxima permitida de injeção no PCC.

Do mesmo modo, a potência nominal dos conjuntos fotovoltaicos pode ser diferente da potência nominal do inversor que é a potência máxima à sua saída.

c) Ocupação das áreas 1 e 2 pela UPAC

Numa primeira fase a instalação fotovoltaica foi pensada projetada para a ocupação dos mesmos edifícios só que com inclinações diferentes. Dada aos constrangimentos encontradas no local após uma visita, a instalação foi repensada no seu todo e foram perspetivadas novas configurações que foram simuladas e validadas de acordo com os critérios de seleção pré-definidos.

As primeiras simulações foram de uma certa forma descartadas devido a impossibilidade de instalar módulos orientados à oeste e inclinados 80° , quase na vertical, basicamente seriam instalados na fachada do edifício principal, com a visita conseguiu-se verificar essa modalidade de instalação era impossível para a sede da ABRoxo. Assim sendo, a escolha ideal foram os telhados, fazendo com que permanecessem as orientações e jogando com as orientações até conseguir a melhor configuração. Foram selecionadas duas áreas, a área 1 orientada a oeste correspondente a 162 m^2 e a área 2 com orientação sul e que corresponde a 76 m^2 .

Na Área 1 a instalação deverá ser feita recorrendo a estrutura fixa, totalizando 50% da potência objetivo com os módulos fotovoltaicos com orientação oeste e inclinação de 50° . A restante potência (50%), até perfazer o total da UPAC, também deverá ser instalada em estrutura fixa na Área 2, com os módulos fotovoltaicos orientados a sul e inclinados também 50° .



Figura 5. Áreas a serem implantadas a UPAC (Adaptada do *google maps*)

Foram definidas 81 cláusulas técnicas para o caderno de encargos desta instalação. Nos anexos desta dissertação apresenta-se um extrato das mesmas, devido à grande extensão deste documento e respetivas clausulas técnicas.

5.2. Fatores de degradação e modos de falha de uma instalação fotovoltaica

Segundo as simulações realizadas, a configuração selecionada é capaz de produzir 53481.8 kWh de energia anualmente, contado com a degradação anual, ao fim do ciclo de vida da instalação, ela é capaz de produzir 44104.83 kWh.

Efetivamente a instalação fotovoltaica não consegue ter o mesmo desempenho durante todo o seu ciclo de vida, dado que os módulos fotovoltaicos não possuem partes móveis a principal fonte de problemas é amplamente determinada pela estabilidade e resistência à corrosão dos materiais a partir dos quais ele é construído. No entanto, existem vários modos de falha e mecanismos de degradação que podem reduzir a saída

de energia ou causar falha no módulo. Estes estão intimamente ligados ao estresse térmico e a entrada de água [19]

A degradação gradual no desempenho do módulo pode ser causada pela diminuição da aderência dos contatos ou corrosão (geralmente causada pelo vapor de água), pela migração de metais através da junção p-n ou pela deterioração do revestimento antirreflexo [19].

Algumas das falhas comuns em módulos fotovoltaicos são nomeadamente, células em circuito aberto, ainda que não impeça o funcionamento, quebra da célula causada pelo estresse térmico, rachaduras provenientes do processo de montagem, que não são detetáveis ao inicialmente, mas que começam a ganhar força ao longo do tempo. Também o aparecimento de *hot-spot*, falhas no diodo *by-pass*, falhas no encapsulamento, tal como foi referido, a delaminação do módulo [19], constituem um conjunto de fatores que acabam por afetar a performance de um módulo fotovoltaico e consequentemente a instalação fotovoltaica no seu todo. Também o efeito do *soiling* tem grande impacto no desempenho de qualquer instalação fotovoltaica.

Deste modo, este conjunto de fatores acaba por explicar os motivos pelos quais não há uma produção uniforme durante o ciclo de vida útil da instalação.

Quando se refere ao ciclo de vida útil de uma instalação fotovoltaica, fala-se de 25 anos, que foram meramente estimados, não quer dizer que o módulo deixe de funcionar para além desse tempo, deverá continuar em funcionamento com a mesma taxa estimada de degradação da sua potência pico feita anteriormente.

O projeto GRECO fez um estudo sobre os módulos antigos, para perceber em que escala temporal se situam as instalações fotovoltaicas no mundo inteiro. Os resultados foram bastante esclarecedores, constatou-se que cerca de 85% da capacidade instalada possui menos de 5 anos de vida e as instalações com 10-15 anos representam somente 1% [20]. É preciso esclarecer que essa raridade não se deve ao fato de os módulos fabricados há muitos anos serem de má qualidade, mas sim uma consequência direta do crescimento rápido e sustentado que o mercado fotovoltaico vem tendo nos últimos anos, e que tem resultado que a maioria dos módulos que funcionam hoje são realmente muito recentes [20].

6. Análise económica

Na avaliação de projetos recorre-se a critérios cujo objetivo consiste em fornecer informação necessária para facilitar a tomada de decisão relativamente a um determinado projeto. Por sua vez, permite igualmente clarificar a escolha entre várias alternativas de investimento. A determinação da rentabilidade de um projeto é feita com a comparação entre os *cash flows* de exploração e de investimento, sendo estes de carácter previsional. Assim, um projeto só é aceitável e rentável caso o somatório dos *cash flows* de exploração seja superior ao valor do somatório dos *cash flows* de investimento, em termos de valores atualizados [20].

Quando se faz qualquer análise económica, é importante ter sempre em presente que o valor do dinheiro varia ao longo do tempo. Deste modo, quando se pretende comparar fluxos monetários em períodos diferentes há que “transportá-los” para o mesmo momento do tempo [20].

A rentabilidade de um projeto pode ser mensurada através do cálculo dos seus *cash flows* sendo este um indicador financeiro de um investimento ou de uma empresa que significa então “fluxos de tesouraria”, ou seja, encontra-se adicionando todas as entradas de fundos e subtraindo todas as saídas. Assim sendo, os *cash flows* gerados são atualizados e isso implica descontar um fluxo futuro através de uma taxa de atualização (i) como é demonstrado na equação seguinte [20], [21]:

$$\text{cash flow atualizado} = \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Onde,

t - período de tempo;

i - taxa de atualização;

CF_t - *cash flow* gerado pelo projeto no período t .

6.1. Principais Critérios de Rentabilidade e de Avaliação de Projetos de Produção de Energia

Na avaliação de projetos recorre-se a critérios de rentabilidade de forma a suportar a decisão de investir ou não num projeto, ou escolher entre várias alternativas de investimento [21], estes bem assente em previsões e estimativas sobre o futuro desempenho dos projetos, dando ao investidor garantias sobre a fiabilidade do investimento.

a) *Net Present Value* - NPV¹

O NPV é entendido como os lucros de cada ano gerados por um determinado projeto, atualizados para o momento em que se realiza o investimento.

É considerado o indicador mais sólido na avaliação de um projeto, uma vez que leva em consideração o valor temporal do dinheiro, utiliza os *cash-flows*, logo este conceito não está sujeito a manipulações contabilísticas e por fim, considera no processo de atualização o custo do capital incluindo nela o risco associado ao investimento [21].

Conhecidos os *cash-flows* e selecionada a taxa de atualização, o processo de atualização e cálculo do NPV pode traduzir-se de forma generalizada na seguinte expressão:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Onde,

t - período de tempo;

n - número total de períodos da vida útil do projeto;

CF_t - valor do *cash-flow* gerado pelo projeto no período t ;

i - taxa de atualização.

¹ Valor Atual Líquido (VAL), em português

b) Taxa Interna de Rentabilidade -TIR²

Entende-se como TIR a taxa média anual de rendimento do investimento, capaz de anular o NPV. Esta relação é traduzida na seguinte expressão, ficando então o TIR como a incógnita da equação:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (3)$$

Onde,

t - período de tempo;

n - número total de períodos da vida útil do projeto;

CF_t - valor do *cash-flow* gerado pelo projeto no período t ;

i - taxa de atualização.

A TIR representa a taxa a que o capital presente no projeto de investimento está a ser reinvestido. Determinada a TIR do projeto, pode ser comparada com a taxa de financiamento do próprio projeto, de modo a concluir se este é rentável o suficiente para cobrir as remunerações do capital investido [21].

c) Período de Recuperação Atualizado -*Payback*

O período de recuperação atualizado determina o período de retorno do investimento realizado. Reflete quanto tempo é necessário para que os fluxos gerados pelo projeto cubram na totalidade o investimento que foi realizado para os obter [21], ou seja, é o período de tempo que decorre até que se verifique a seguinte condição:

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + i)^t} \quad (4)$$

² *Internal Rate of Return (IRR)*, em inglês

Onde,

t - número do período;

n - número total de períodos da vida útil do projeto;

CF_t - valor dos *cash-flow* gerado pelo projeto no período t ;

i - taxa de atualização.

I_0 - valor do Investimento no momento inicial.

d) Custo nivelado de eletricidade – LCOE³

O LCOE é o resultado da comparação de todos os custos que surgem ao longo do tempo de vida útil da instalação fotovoltaica, referentes à sua construção e operação, com a soma da quantidade de energia gerada ao longo do ciclo de vida [22]. Os principais dados para calcular o LCOE incluem custos de capital, custos de combustível, quando necessário, operações fixas e variáveis e custos de operação e manutenção (O&M), custos de financiamento e uma suposta taxa de utilização para cada tipo de instalação [23]. Sendo assim, a formulação para o cálculo do LCOE é a seguinte:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

Onde,

t - número do período;

n - número total de períodos da vida útil do projeto;

A_t custo total anual;

i - taxa de atualização;

I_0 - valor do Investimento no momento inicial;

$M_{t,el}$ - eletricidade produzida.

O LCOE depende essencialmente do custo do investimento específico, referente a construção e instalação da unidade de produção, das condições ambientais do local, nomeadamente das condições típicas de radiação solar e velocidade do vento bem como

³ *Levelized cost of electricity*, em inglês

as cargas horárias suportadas pela instalação, dos custos de operação e manutenção, também dos ganhos verificados durante o ciclo de vida da instalação, além disso, tem uma forte dependência das políticas de financiamento de cada país [22].

6.2. Resultados económicos para a UPAC_Sede_Roxo

Partindo das condições ambientais da região e dos pressupostos financeiros em vigor, obteve-se uma série de valores que acabam por caracterizar a instalação e auxiliam na análise e decisão na escolha da instalação que efetivamente é a melhor em termos de custos, implementação e produção de energia, tendo em conta os parâmetros anteriormente transcritos.

Existem dois conceitos que já foram referidos anteriormente, que estão presentes em qualquer análise económica de um projeto, nomeadamente o CAPEX⁴ e o OPEX⁵. Estes conceitos acabam por fazer uma distinção entre as despesas, facilitando a análise e devido a uma melhor perceção dos custos, ou seja, sabe-se em que é que o capital será gasto.

Para o projeto da instalação da UPAC da sede da Associação dos Beneficiários do Roxo, os custos se reverteram quase na sua totalidade sobre o investimento inicial (CAPEX), distribuído na compra de módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte, cablagem e na própria implementação da instalação. Em termos de custos de operação e manutenção, não se verificou muitos, dado que a instalação é anexada ao edifício da sede, logo não é necessário o pagamento de rendas nem sistema de segurança. Portanto os custos de operação e manutenção, efetivamente estão relacionadas com a manutenção e limpeza da instalação, o que não serão feitas com muita frequência, por outro lado, pode-se fazer a substituição dos inversores a meio de ciclo de vida da instalação, dado que estes são os equipamentos que mais se degradam ao longo do funcionamento da UPAC.

⁴ *Capital Expenditure*, em inglês

⁵ *Operational Expenditure*, em inglês

Tal como já foi referido, de acordo com os dados da produção energética, as tarifas energéticas em vigor e os pressupostos financeiros, nomeadamente a taxa de inflação, taxa de desconto e a taxa de aumento da tarifa, chegou-se a determinados valores que caracterizam economicamente a instalação e estes serão apresentados da tabela seguinte:

Tabela 3. Pressupostos e dados energéticos vs resultados obtidos

| Input | | Output | |
|------------------------------------|-------------|---------------------------------|-------------|
| Energia produzida anual | 53481.8 kWh | <i>Net Present Value</i> | 166852.36 € |
| Perda eficiência anual | 0.8 % | <i>Total Life Cycle Cost</i> | 17494.00 € |
| Preço da energia | 0.15 €/kWh | <i>Payback period</i> | 2.29 anos |
| Taxa inflação | 1.40 % | Taxa Interna de Retorno | 43.44% |
| Taxa desconto | 2.00% | <i>Levelised Cost of Energy</i> | 0.02 €/kWh |
| Taxa aumento tarifa energia | 2.50 % | _____ | _____ |

Para a conceção e permanência em funcionamento da instalação fotovoltaica da sede da ABROxo, foi necessário um dispêndio monetário de cerca de 18000€, este valor é referente a todos os custos da instalação durante o seu ciclo de vida. O investimento feito é facilmente recuperado, estando o *payback period* em torno dos 2.3 anos e por fim, é muito relevante perceber que segundo os testes e cálculos, consegue-se produzir eletricidade a 0.02 €/kWh. Após 25 anos de funcionamento da instalação, que corresponde ao ciclo de vida útil da instalação, verifica-se que o lucro obtido é de cerca de 167000 €.

Uma forma de criar mais impacto visual e maior perceção da evolução do lucro obtido com a instalação fotovoltaica é apresentar os resultados em gráfico, tal como estão traduzidos os valores da tabela para o Gráfico 10.

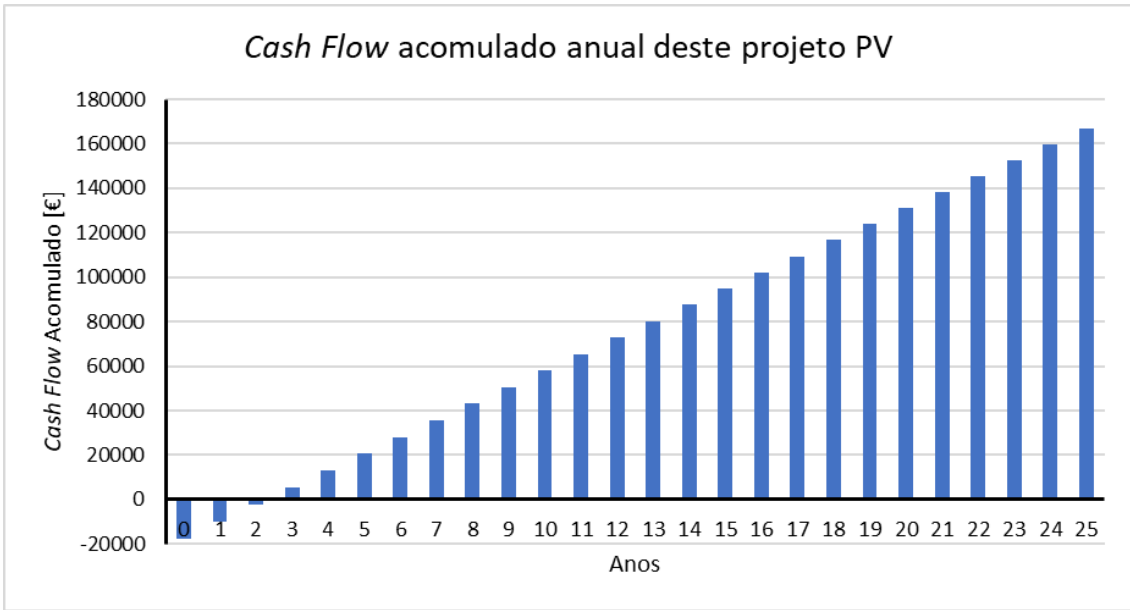


Gráfico 10. *Cash flow* acumulado anual deste projeto PV

7. Considerações finais

7.1. Conclusão

Na sequência do estudo realizado nesta dissertação, é imprescindível saber que este tema dará o seu importante contributo na análise e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios, tema cada vez mais importante para o combate às alterações climáticas associadas às emissões de gases com efeito de estufa devido à produção de energia com recurso a combustíveis fósseis.

As simulações realizadas permitiram obter uma certa flexibilidade na projeção deste tipo de instalações, podendo adequar potências, orientações, inclinação dos módulos, áreas disponíveis, a facilidade no acesso, a manutenção e operação. Também existiu uma grande preocupação em encontrar uma solução ótima em termos energéticos ao menor custo possível.

O tema da dissertação tornou-se muito interessante, por um lado é um tema relativamente recente e também abrangente, possibilitando desta forma a realização de um projeto na sua totalidade, ou seja, desde as simulações até o acompanhamento durante o seu funcionamento, por outro lado, pelo facto do edifício onde se projetou a instalação ser um edifício de serviço, tem a particularidade de sobrepor as horas de sol ao período laboral, ou seja, as horas de sol durante o dia coincidem com o período de ocupação da sede, o que permite o consumo da energia produzida quase na sua totalidade dentro da própria sede onde se encontra a instalação fotovoltaica, portanto com a vantagem de aproveitar toda a instalação elétrica existente e realizar uma produção verdadeiramente descentralizada.

A UPAC foi adaptada para os constrangimentos da sede da ABRoxo de acordo com os seus consumos, tendo sempre em mente evitar produção de excedentes ou deficit de energia, ou seja, foi feito um ajusto fino no par produção-consumo. Em termos comerciais, acredita-se que este tipo de adaptação deveria ser feito, mas na realidade verifica-se um pobre estado da arte relativamente à capacidade técnica das pequenas empresas instaladoras para o fazer. Pretende-se aqui apontar caminhos e soluções, sublinhando a necessidade de integrar cláusulas técnicas concretas nos procedimentos

contratuais de aquisição e instalação instalações fotovoltaicas. Só assim se poderá garantir a sua performance, tempo de vida, baixos custos de operação e manutenção, integração arquitetónica e social e cumprir o plano de negócios do proprietário/investidor.

Ao longo da realização desta dissertação, a única limitação encontrada foi o facto de se tratar de uma instalação do tipo BAPV, isto é, adaptação dum edifício pré-existente, com uma dificuldade acrescida na instalação, por ex. de módulos fotovoltaicos em fachadas. Devido às características do parque edificado em Portugal, a grande maioria destas instalações fotovoltaicas para autoconsumo descentralizadas serão realizadas nestas condições. Assim, este exemplo representa efetivamente a realidade nacional. Efetivamente, a fachada a oeste seria a melhor solução, mas não havendo essa possibilidade, foram criadas alternativas que substituir essa configuração, obtendo uma configuração com desempenho equivalente, abordada ao longo do trabalho.

Em termos pessoais, é relevante dizer que entrei num mundo relativamente novo, onde acabei por adquirir muito conhecimento. É com muita satisfação que falo do meu trabalho, por poder ser meramente teórico, me possibilita vê-lo a funcionar na prática.

7.2. Trabalhos futuros

Para tornar o trabalho ainda mais completo, é necessário fazer um acompanhamento de toda a instalação, desde a produção fotovoltaica da UPAC até o controlo dos consumos do edifício e identificar os pontos a serem melhorados. A UPAC por si só é capaz de responder bem ao problema proposto, mas a resposta torna-se muito mais eficiente quando medidas de eficiência energética forem adotadas de modo a estarem em sintonia com a produção fotovoltaica, ou seja, de forma a fazer uma melhor gestão e consumo da energia produzida. Portanto foram identificados alguns pontos a serem melhorados, nomeadamente reduzir os gastos energéticos da sede, adicionar sensores de movimento para que as lâmpadas atuem quando for realmente necessário de modo a reduzir consumos noturnos exagerados, melhorar a gestão dos consumos, alterando por ex. climatização ou aquecimento durante a hora de almoço e reduzindo durante a tarde, mantendo o conforto, um dos pontos também identificado, foi a substituição das lâmpadas de iluminação exterior por LED, esta medida já foi adotada.

Uma das recomendações feitas ao proprietário, foi ter em conta a possibilidade de expandir a instalação criando pontos de carregamento de veículos elétricos no estacionamento, isto num futuro próximo, dando sequência a evolução tecnológica.

Referências

- [1] R. M. Rocha Val de Ovelha, Projeto, Dimensionamento e Instalação de Solução Fotovoltaica numa moradia offgrid, FACULDADE DE CIÊNCIAS, UNIVERSIDADE DE LISBOA, 2017.
- [2] V. Devabhaktuni, M. Alam, S. Depuru, R. C. Green, D. Nims e C. Near, “Solar energy: Trends and enabling technologies,” 2013.
- [3] F. J.W. Osseweijer, L. B. van den Hurk, E. J. Teunissen e W. G. van Sark, “A comparative review of building integrated photovoltaics ecosystems in selected European countries,” *ELSEVIER*, 2018.
- [4] E. Leite Didoné, A. Wagner e F. O. RuttKay Pereira, “Estratégias para edifícios de escritórios energia zero no Brasil com ênfase em BIPV,” 2014.
- [5] [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/deve-saber-autoconsumo-paineis-solares-fotovoltaicos/>.
- [6] B. Oliveira e P. Miguel, Autoconsumo Fotovoltaico, análise de um caso de estudo em termos de poupança e de rentabilidade, FACULDADE DE CIÊNCIAS, UNIVERSIDADE DE LISBOA, 2017.
- [7] *Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro.*
- [8] B. Bektaş Ekici, S. Ekici e F. Ünal, “A COMPARISON STUDY ON BUILDING-INTEGRATED AND BUILDING-APPLIED PV SYSTEMS,” em *INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY AND THERMAL ENGINEERING*, ISTANBUL, 2017.
- [9] T. Zhang, M. Wang e H. Yang, “A Review of the Energy Performance and Life-Cycle Assessment of Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Systems,” *Energies*, 2018.
- [10] I. Zanetti, P. Bonomo, F. Frontini e E. Saretta, “Building Integrated Photovoltaics: Product overview for solar building skins,” 2017.
- [11] F. J. Osseweijer, L. B. van den Hurk, E. J. Teunissen e W. G. van Sark, “A comparative review of building integrated photovoltaics ecosystems in selected European countries,” *ELSEVIER*, vol. 90, pp. 1027-1040, 2018.
- [12] I. E. Agency, “Trends 2018 in Photovoltaic Applications,” 2018.
- [13] SUPSI, “Building Integrated Photovoltaics: Product overview for solar building skins,” Suíça, 2017.

- [14] ABRoxo, IPBeja e UEvora, Qualidade da água da albufeira do Roxo na dinâmica dos solos e culturas agrícolas.
- [15] ABRoxo. [Online]. Available: <http://www.abroxo.pt/index.php/o-perimetro>. [Acedido em 10 julho 2019].
- [16] [Online]. Available: <http://www.eda.pt/Clientes/AMinhaEmpresa/Lists/MediatecaComercial/Attachments/16/Compensação%20Fator%20Potência.pdf> . [Acedido em 15 julho 2019].
- [17] Fronius, “WWW.Fronius.com,” [Online]. Available: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/residencial/inversor/fronius-primo/fronius-primo-3-0-1>. [Acedido em Agosto 2019].
- [18] SISIFO, “sisifo.info,” [Online]. Available: <https://www.sisifo.info/pt/About>. [Acedido em 23 julho 2019].
- [19] R. Pedro, J. Torres Farinha e H. Raposo, “Caderno de Encargos, um documento estratégico para o LCC,” *Manutenção*, 25 de Maio de 2016.
- [20] J. H. MARTINS DIAS, ANÁLISE ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM PROJETO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NUMA GRANDE SUPERFÍCIE, Aveiro: Universidade de Aveiro, 2017.
- [21] B. Pereira Carneiro, “Análise de projetos de investimento: elaboração de uma ferramenta otimizada de avaliação económico-financeira,” INSTITUTO SUPERIOR DE CONTABILIDADE E ADMINISTRAÇÃO DO PORTO, INSTITUTO SUPERIOR DE CONTABILIDADE E ADMINISTRAÇÃO DO PORTO, Porto, 2017.
- [22] C. KOST, S. SHAMMUGAM, V. JÜLCH, H.-T. NGUYEN e T. SCHLEGL, “LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES,” FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE, MARCH 2018.
- [23] Energy Information Administration, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019,” February 2019.

Anexos

Anexo 1

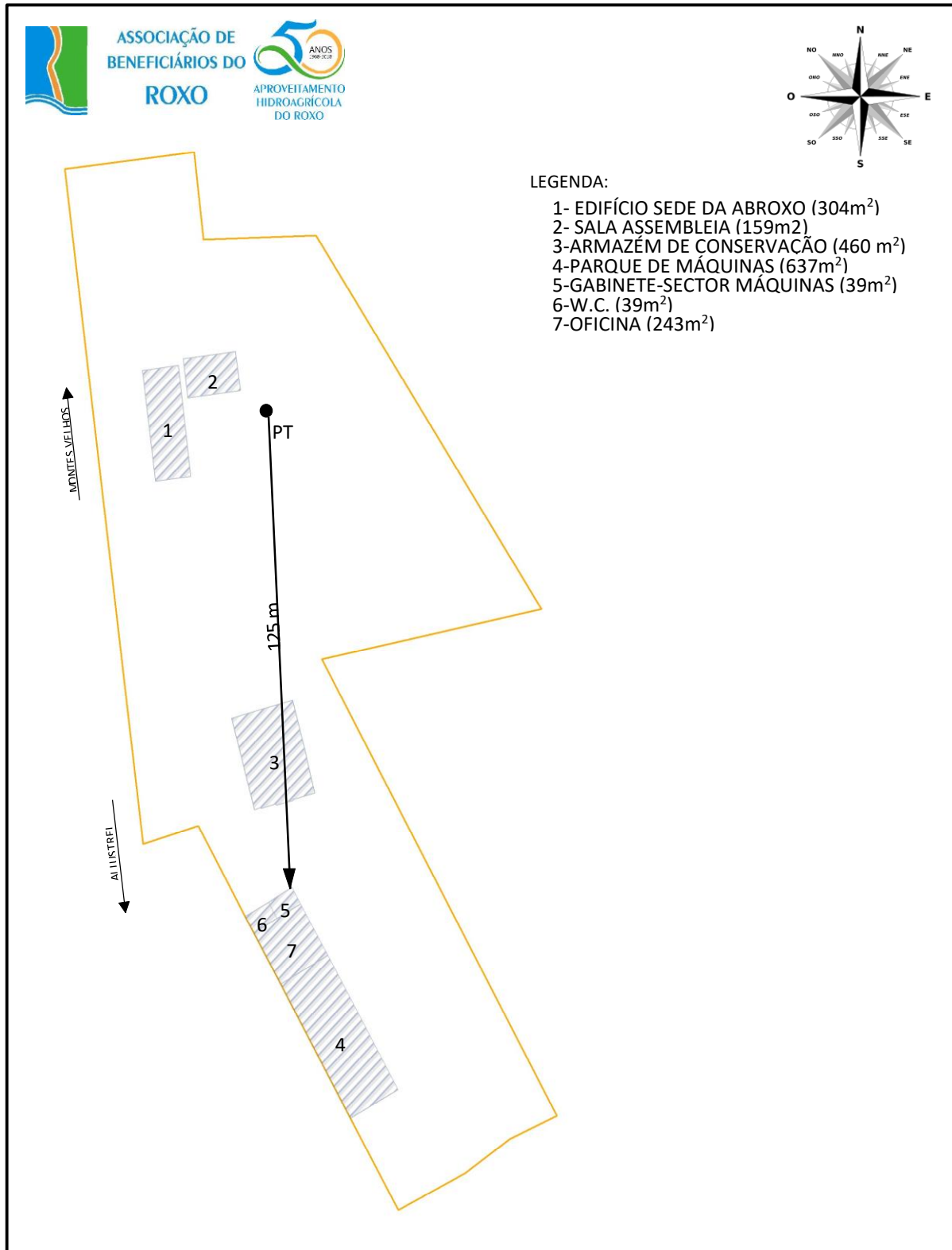


Figura 8. Planta ABROxo [ABROxo]

Anexo 2

Tabela 4. Dados das curvas de carga de cada mês [EDP/ABRoxo]

| Curvas de Carga | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| UTC | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Média |
| 00:15 | 4,7 | 4,6 | 4,2 | 4,1 | 4,2 | 4,4 | 4,3 | 4,5 | 4,0 | 4,1 | 4,0 | 4,9 | 4,4 |
| 00:30 | 5,2 | 4,6 | 4,1 | 4,1 | 4,5 | 4,3 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,7 | 4,0 | 4,5 |
| 00:45 | 4,3 | 4,1 | 3,5 | 3,7 | 3,6 | 3,8 | 4,5 | 4,4 | 4,0 | 4,0 | 3,5 | 3,8 | 3,8 |
| 01:00 | 3,9 | 3,7 | 3,1 | 3,3 | 3,6 | 3,8 | 4,5 | 4,2 | 4,1 | 4,2 | 3,5 | 3,5 | 3,6 |
| 01:15 | 3,8 | 3,4 | 3,1 | 3,2 | 3,4 | 3,5 | 4,5 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 3,5 | 3,3 | 3,4 |
| 01:30 | 3,8 | 3,3 | 3,0 | 3,3 | 3,5 | 3,4 | 4,0 | 3,8 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 3,5 | 3,4 |
| 01:45 | 3,6 | 3,4 | 3,0 | 3,3 | 3,6 | 3,1 | 3,5 | 3,5 | 3,3 | 3,3 | 3,2 | 3,3 | 3,3 |
| 02:00 | 3,6 | 3,3 | 3,0 | 3,1 | 3,3 | 3,3 | 3,2 | 3,3 | 3,1 | 3,2 | 3,3 | 3,2 | 3,3 |
| 02:15 | 3,5 | 3,5 | 3,1 | 3,2 | 3,4 | 3,3 | 3,3 | 3,4 | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 3,4 | 3,3 |
| 02:30 | 3,7 | 3,2 | 2,8 | 2,9 | 3,4 | 3,3 | 3,1 | 3,4 | 3,1 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 3,2 |
| 02:45 | 3,6 | 3,1 | 2,8 | 3,1 | 3,2 | 3,3 | 3,0 | 3,3 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 3,2 | 3,2 |
| 03:00 | 3,4 | 3,3 | 2,9 | 3,1 | 3,4 | 3,0 | 3,2 | 3,2 | 3,0 | 3,1 | 3,1 | 3,4 | 3,2 |
| 03:15 | 3,4 | 3,1 | 2,7 | 3,0 | 3,3 | 3,3 | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,4 | 3,2 |
| 03:30 | 3,2 | 3,3 | 2,9 | 3,1 | 3,2 | 3,2 | 3,0 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 3,1 | 3,2 |
| 03:45 | 3,4 | 3,3 | 2,8 | 2,9 | 3,4 | 3,2 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,0 | 3,0 | 3,3 | 3,2 |
| 04:00 | 3,5 | 3,3 | 2,9 | 3,2 | 3,5 | 3,2 | 3,0 | 3,0 | 2,9 | 3,1 | 2,9 | 3,2 | 3,3 |
| 04:15 | 3,5 | 3,2 | 2,8 | 3,0 | 3,3 | 3,2 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,2 |
| 04:30 | 3,3 | 3,1 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 3,0 | 3,1 |
| 04:45 | 3,4 | 3,2 | 2,8 | 2,9 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 2,9 | 3,4 | 3,1 |
| 05:00 | 3,4 | 3,3 | 2,9 | 3,2 | 3,3 | 3,1 | 2,9 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,2 |
| 05:15 | 3,5 | 3,4 | 2,8 | 2,9 | 3,2 | 3,2 | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 3,2 | 2,7 | 3,1 | 3,2 |
| 05:30 | 3,2 | 3,2 | 2,8 | 2,8 | 3,4 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 2,9 | 2,7 | 3,1 | 3,1 |
| 05:45 | 3,3 | 3,4 | 2,7 | 3,0 | 3,4 | 3,1 | 3,0 | 3,0 | 3,1 | 3,1 | 2,7 | 3,0 | 3,2 |
| 06:00 | 3,4 | 3,3 | 2,7 | 3,0 | 3,3 | 3,2 | 2,8 | 3,0 | 2,9 | 2,9 | 2,8 | 3,2 | 3,1 |
| 06:15 | 3,3 | 3,3 | 2,7 | 3,0 | 3,2 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 3,0 | 2,8 | 3,0 | 3,1 |
| 06:30 | 3,2 | 3,4 | 2,8 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 3,1 | 2,9 | 3,1 | 2,5 | 2,9 | 3,1 |
| 06:45 | 3,3 | 3,2 | 3,1 | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 3,0 | 3,3 | 3,1 | 3,0 | 2,2 | 3,0 | 2,9 |
| 07:00 | 3,0 | 3,2 | 2,3 | 2,6 | 2,4 | 2,3 | 4,1 | 3,5 | 2,9 | 3,0 | 2,3 | 2,9 | 2,6 |
| 07:15 | 3,1 | 3,0 | 2,5 | 2,8 | 2,2 | 2,1 | 3,3 | 4,0 | 2,9 | 2,8 | 2,2 | 2,9 | 2,6 |
| 07:30 | 2,7 | 3,1 | 2,7 | 2,5 | 2,3 | 2,1 | 3,4 | 3,7 | 2,8 | 2,6 | 2,4 | 2,5 | 2,6 |
| 07:45 | 2,6 | 2,9 | 2,6 | 2,6 | 2,2 | 1,9 | 3,5 | 3,5 | 2,4 | 2,7 | 2,2 | 2,3 | 2,5 |
| 08:00 | 2,5 | 2,8 | 2,5 | 2,3 | 2,3 | 2,0 | 2,6 | 3,2 | 2,5 | 2,9 | 2,8 | 2,8 | 2,4 |
| 08:15 | 3,2 | 3,9 | 3,2 | 2,9 | 2,8 | 2,9 | 2,5 | 2,8 | 2,6 | 2,9 | 4,0 | 3,9 | 3,2 |
| 08:30 | 4,9 | 4,9 | 4,4 | 3,5 | 2,5 | 2,3 | 2,3 | 2,5 | 2,7 | 2,7 | 4,8 | 4,0 | 3,7 |
| 08:45 | 4,8 | 5,4 | 4,9 | 3,4 | 2,9 | 2,6 | 2,5 | 2,2 | 2,4 | 2,8 | 5,2 | 4,4 | 4,0 |
| 09:00 | 4,9 | 5,8 | 5,1 | 3,4 | 2,9 | 3,1 | 2,6 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 6,7 | 6,2 | 4,2 |
| 09:15 | 6,9 | 7,0 | 6,8 | 4,7 | 3,0 | 3,6 | 2,9 | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 8,5 | 8,5 | 5,3 |
| 09:30 | 9,6 | 9,6 | 8,7 | 6,7 | 4,2 | 4,5 | 2,9 | 3,0 | 3,2 | 3,0 | 8,4 | 10,4 | 7,2 |
| 09:45 | 11,9 | 11,5 | 10,2 | 7,5 | 4,3 | 5,1 | 2,9 | 3,5 | 3,4 | 3,9 | 8,3 | 11,1 | 8,4 |
| 10:00 | 12,0 | 11,9 | 10,3 | 7,6 | 4,5 | 4,9 | 3,7 | 4,1 | 3,7 | 3,8 | 8,0 | 11,2 | 8,5 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------------|
| 10:15 | 11,9 | 12,4 | 10,8 | 8,1 | 4,6 | 5,0 | 5,6 | 5,5 | 4,6 | 4,6 | 8,8 | 11,4 | 8,8 |
| 10:30 | 12,5 | 12,8 | 10,9 | 8,3 | 4,7 | 5,4 | 6,4 | 5,9 | 5,0 | 4,6 | 8,6 | 11,4 | 9,1 |
| 10:45 | 12,7 | 12,9 | 11,2 | 8,1 | 4,9 | 5,8 | 6,9 | 6,0 | 5,0 | 4,9 | 8,4 | 11,0 | 9,3 |
| 11:00 | 12,5 | 12,8 | 11,4 | 8,1 | 4,9 | 6,0 | 7,0 | 6,3 | 5,1 | 5,3 | 8,2 | 11,0 | 9,3 |
| 11:15 | 12,6 | 12,9 | 11,5 | 8,0 | 4,7 | 6,1 | 6,8 | 6,0 | 5,4 | 5,0 | 8,0 | 11,1 | 9,3 |
| 11:30 | 13,1 | 12,9 | 11,1 | 7,9 | 4,8 | 6,2 | 6,8 | 6,1 | 5,7 | 5,1 | 8,4 | 11,1 | 9,3 |
| 11:45 | 12,5 | 12,3 | 11,3 | 7,7 | 4,7 | 6,4 | 7,4 | 6,4 | 5,9 | 5,0 | 8,0 | 11,3 | 9,1 |
| 12:00 | 12,9 | 12,8 | 11,3 | 8,0 | 4,8 | 6,0 | 8,2 | 6,5 | 6,0 | 5,2 | 8,2 | 11,4 | 9,3 |
| 12:15 | 13,8 | 14,1 | 11,6 | 8,6 | 4,9 | 5,7 | 7,8 | 6,9 | 5,8 | 4,8 | 8,0 | 11,7 | 9,8 |
| 12:30 | 14,3 | 13,8 | 11,2 | 8,3 | 4,9 | 5,6 | 7,3 | 7,4 | 5,6 | 5,5 | 7,7 | 11,3 | 9,7 |
| 12:45 | 13,5 | 13,3 | 11,1 | 8,4 | 4,6 | 5,6 | 7,4 | 8,0 | 5,7 | 5,6 | 6,3 | 9,3 | 9,4 |
| 13:00 | 10,9 | 11,2 | 9,5 | 7,5 | 3,9 | 5,1 | 7,6 | 7,5 | 6,1 | 5,9 | 6,0 | 9,1 | 8,0 |
| 13:15 | 10,0 | 10,1 | 8,8 | 6,8 | 3,3 | 4,4 | 7,3 | 7,6 | 6,1 | 5,6 | 6,4 | 8,2 | 7,2 |
| 13:30 | 8,9 | 8,8 | 8,3 | 5,8 | 3,8 | 4,6 | 7,3 | 7,5 | 6,0 | 5,7 | 6,4 | 8,2 | 6,7 |
| 13:45 | 8,6 | 8,4 | 7,7 | 5,9 | 3,3 | 4,2 | 7,2 | 6,8 | 5,4 | 4,9 | 6,5 | 8,5 | 6,3 |
| 14:00 | 8,7 | 8,6 | 7,9 | 5,5 | 3,5 | 4,6 | 6,5 | 6,7 | 4,9 | 4,9 | 6,8 | 9,1 | 6,5 |
| 14:15 | 9,8 | 9,4 | 8,4 | 6,3 | 3,6 | 5,0 | 6,3 | 6,8 | 5,0 | 5,2 | 7,2 | 9,3 | 7,1 |
| 14:30 | 11,4 | 9,9 | 9,6 | 7,3 | 4,4 | 5,7 | 6,0 | 6,7 | 5,0 | 5,4 | 7,6 | 9,9 | 8,1 |
| 14:45 | 11,6 | 10,5 | 9,6 | 7,4 | 4,6 | 6,1 | 6,2 | 6,4 | 4,9 | 5,6 | 7,5 | 10,1 | 8,3 |
| 15:00 | 12,1 | 10,4 | 9,3 | 7,6 | 4,6 | 6,6 | 6,6 | 7,1 | 5,4 | 6,0 | 7,3 | 10,2 | 8,4 |
| 15:15 | 12,4 | 10,2 | 9,3 | 7,2 | 4,4 | 6,7 | 7,0 | 8,1 | 6,4 | 7,5 | 7,5 | 9,9 | 8,4 |
| 15:30 | 11,6 | 10,0 | 9,2 | 6,6 | 4,7 | 7,1 | 7,9 | 8,2 | 7,3 | 7,6 | 7,2 | 9,7 | 8,2 |
| 15:45 | 11,5 | 9,9 | 9,3 | 6,6 | 4,9 | 6,9 | 7,7 | 8,4 | 7,5 | 7,7 | 6,8 | 9,4 | 8,2 |
| 16:00 | 10,8 | 9,9 | 8,7 | 6,5 | 4,9 | 7,1 | 8,0 | 7,9 | 7,7 | 7,4 | 6,7 | 9,0 | 8,0 |
| 16:15 | 10,3 | 9,8 | 8,7 | 6,3 | 4,6 | 7,2 | 8,1 | 8,1 | 7,9 | 7,1 | 6,8 | 8,7 | 7,8 |
| 16:30 | 10,2 | 9,9 | 8,3 | 6,4 | 4,7 | 6,8 | 7,9 | 8,3 | 7,5 | 7,2 | 7,1 | 8,2 | 7,7 |
| 16:45 | 10,5 | 9,5 | 8,2 | 6,2 | 4,7 | 7,0 | 8,0 | 8,1 | 7,5 | 7,2 | 7,1 | 7,9 | 7,7 |
| 17:00 | 10,0 | 9,1 | 7,6 | 6,2 | 4,7 | 6,3 | 7,7 | 8,5 | 7,5 | 7,5 | 6,9 | 7,5 | 7,3 |
| 17:15 | 9,4 | 8,4 | 7,0 | 5,7 | 4,4 | 6,2 | 8,0 | 8,4 | 7,8 | 7,6 | 5,6 | 7,1 | 6,9 |
| 17:30 | 7,7 | 6,2 | 6,0 | 5,5 | 4,4 | 5,8 | 8,0 | 8,4 | 7,9 | 7,8 | 5,2 | 6,5 | 5,9 |
| 17:45 | 7,1 | 5,4 | 5,3 | 4,8 | 4,1 | 5,3 | 7,8 | 8,5 | 7,6 | 7,6 | 4,4 | 5,0 | 5,3 |
| 18:00 | 4,8 | 3,4 | 3,1 | 3,9 | 3,3 | 4,3 | 7,8 | 8,5 | 7,1 | 6,7 | 4,5 | 4,4 | 3,8 |
| 18:15 | 4,6 | 2,6 | 1,9 | 2,9 | 2,7 | 3,6 | 7,2 | 7,7 | 6,3 | 6,1 | 4,8 | 4,4 | 3,0 |
| 18:30 | 4,5 | 3,0 | 2,1 | 2,4 | 2,4 | 3,2 | 7,0 | 7,1 | 6,1 | 5,5 | 4,7 | 4,3 | 2,9 |
| 18:45 | 4,3 | 3,8 | 2,5 | 2,4 | 2,2 | 3,0 | 5,1 | 5,5 | 4,3 | 4,0 | 4,5 | 4,1 | 3,0 |
| 19:00 | 4,7 | 4,1 | 2,5 | 2,2 | 2,0 | 2,9 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 4,5 | 4,1 | 3,1 |
| 19:15 | 4,9 | 4,4 | 3,5 | 2,2 | 2,1 | 2,8 | 2,8 | 3,3 | 2,7 | 2,5 | 4,5 | 4,6 | 3,3 |
| 19:30 | 4,6 | 4,3 | 4,0 | 2,2 | 2,2 | 2,7 | 2,6 | 2,7 | 2,4 | 2,4 | 4,6 | 4,2 | 3,4 |
| 19:45 | 4,6 | 4,8 | 4,6 | 2,3 | 2,3 | 2,6 | 2,6 | 2,8 | 2,5 | 2,6 | 4,4 | 4,0 | 3,5 |
| 20:00 | 4,4 | 4,5 | 4,1 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,6 | 2,6 | 2,1 | 2,7 | 4,3 | 4,2 | 3,3 |
| 20:15 | 4,3 | 4,6 | 4,1 | 2,7 | 2,4 | 2,5 | 2,6 | 2,5 | 2,3 | 3,2 | 4,2 | 4,1 | 3,4 |
| 20:30 | 4,5 | 4,5 | 4,2 | 2,9 | 2,0 | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 2,1 | 3,8 | 4,1 | 4,1 | 3,4 |
| 20:45 | 4,0 | 4,3 | 3,9 | 3,6 | 2,7 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,3 | 3,7 | 4,1 | 4,3 | 3,5 |
| 21:00 | 4,2 | 4,5 | 3,9 | 4,1 | 2,9 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 3,9 | 4,2 | 4,2 | 3,7 |
| 21:15 | 4,1 | 4,6 | 3,9 | 4,6 | 3,9 | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 3,4 | 4,1 | 4,2 | 4,2 | 4,0 |
| 21:30 | 4,3 | 4,6 | 4,0 | 4,6 | 4,3 | 3,6 | 2,5 | 2,8 | 3,6 | 4,1 | 4,3 | 4,2 | 4,2 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------------|
| 21:45 | 3,9 | 4,4 | 4,0 | 4,4 | 4,3 | 4,0 | 2,3 | 3,3 | 4,0 | 4,1 | 4,5 | 4,1 | 4,2 |
| 22:00 | 4,2 | 4,5 | 4,0 | 4,3 | 4,5 | 4,7 | 2,9 | 4,1 | 4,3 | 4,1 | 4,3 | 4,1 | 4,4 |
| 22:15 | 4,1 | 4,4 | 3,9 | 4,5 | 4,2 | 4,7 | 3,0 | 4,2 | 4,1 | 4,1 | 4,1 | 4,6 | 4,3 |
| 22:30 | 4,1 | 4,1 | 3,9 | 4,1 | 4,4 | 4,5 | 4,0 | 4,4 | 4,0 | 4,0 | 4,4 | 4,6 | 4,2 |
| 22:45 | 4,1 | 4,3 | 4,0 | 4,4 | 4,4 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 3,8 | 4,0 | 4,7 | 4,7 | 4,3 |
| 23:00 | 4,3 | 4,5 | 4,4 | 4,1 | 4,5 | 4,6 | 4,1 | 4,4 | 3,9 | 4,1 | 4,6 | 4,7 | 4,4 |
| 23:15 | 4,6 | 4,4 | 4,3 | 4,4 | 4,3 | 4,6 | 4,1 | 4,2 | 3,9 | 4,1 | 4,9 | 4,6 | 4,4 |
| 23:30 | 4,7 | 4,6 | 4,5 | 4,1 | 4,6 | 4,6 | 4,2 | 4,4 | 3,8 | 4,1 | 4,4 | 4,5 | 4,5 |
| 23:45 | 4,6 | 4,5 | 4,0 | 4,3 | 4,2 | 4,5 | 4,2 | 4,4 | 4,0 | 4,1 | 4,1 | 4,3 | 4,4 |
| 24:00 | 4,7 | 4,6 | 4,1 | 4,1 | 4,2 | 4,4 | 4,0 | 4,4 | 4,0 | 4,6 | 4,0 | 4,7 | 4,3 |

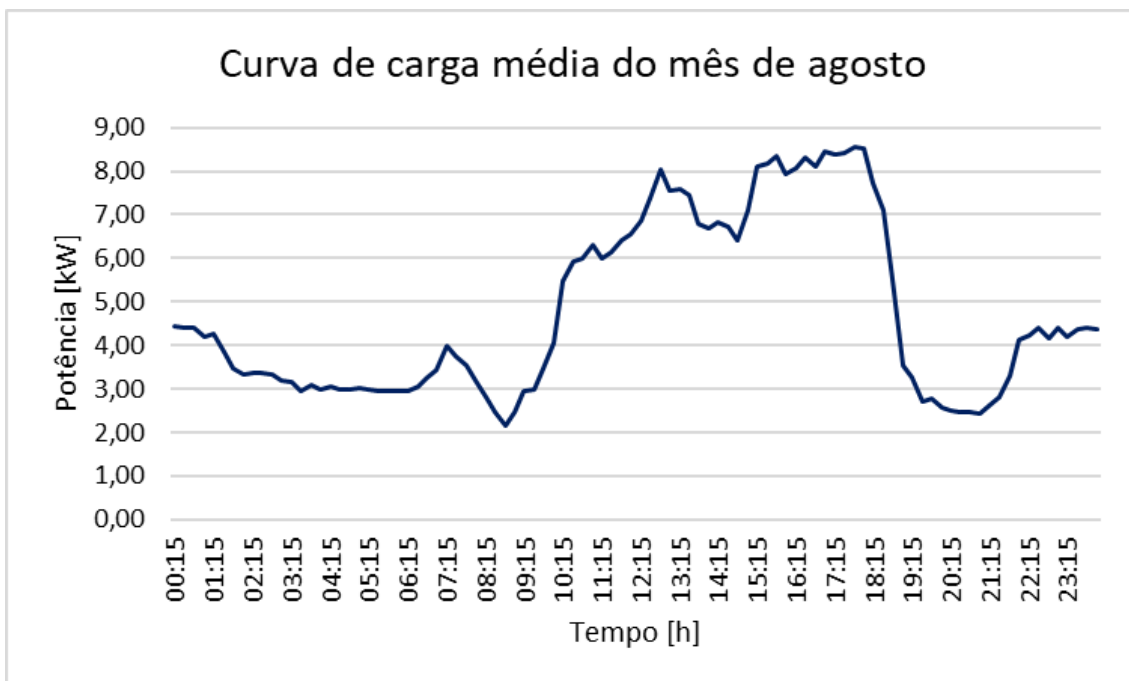


Gráfico 11. Curva de carga média do mês de agosto

Anexo 3

Tabela 5. Dados de produção anual do perfil escolhido

| Dados de produção anual do perfil escolhido | | | | | | | | | | | | |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Horas | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
| 00:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 00:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 00:45 | 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 |
| 01:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:45 | 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 |
| 02:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:45 | 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 |
| 03:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:45 | 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 |
| 04:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:45 | 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 |
| 05:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:15 | 0 | 0 | 0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:30 | 0 | 0 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0 | 0 | 0 |
| 06:45 | 0 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0 | 0 |
| 07:00 | 0 | 0,9 | 1 | 1,1 | 1 | 0,9 | 0,8 | 1 | 1,1 | 0,9 | 0 | 0 |
| 07:15 | 1,1 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 1,4 | 1,5 | 1,3 | 1,1 | 0 |
| 07:30 | 1,4 | 1,7 | 1,9 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,5 | 1,3 |
| 07:45 | 1,8 | 2,2 | 2,4 | 2,3 | 2,2 | 2 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 2,3 | 1,9 | 1,7 |
| 08:00 | 2,2 | 2,6 | 2,8 | 2,8 | 2,6 | 2,4 | 2,7 | 2,9 | 2,9 | 2,7 | 2,4 | 2,1 |
| 08:15 | 2,7 | 3,1 | 3,3 | 3,2 | 3 | 2,9 | 3,1 | 3,4 | 3,4 | 3,2 | 2,8 | 2,5 |
| 08:30 | 3,1 | 3,6 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,5 | 3,8 | 3,8 | 3,6 | 3,2 | 2,9 |
| 08:45 | 3,5 | 4 | 4,2 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,9 | 4,2 | 4,2 | 4 | 3,7 | 3,3 |
| 09:00 | 3,9 | 4,4 | 4,6 | 4,3 | 4,2 | 4 | 4,3 | 4,6 | 4,6 | 4,4 | 4,1 | 3,8 |
| 09:15 | 4,3 | 4,8 | 5 | 4,7 | 4,5 | 4,4 | 4,7 | 5 | 5 | 4,8 | 4,5 | 4,1 |
| 09:30 | 4,6 | 5,2 | 5,3 | 5 | 5,1 | 5 | 5,2 | 5,3 | 5,4 | 5,1 | 4,8 | 4,5 |
| 09:45 | 5 | 5,5 | 5,7 | 5,4 | 5,6 | 5,5 | 5,8 | 5,9 | 5,7 | 5,5 | 5,1 | 4,8 |

| | | | | | | | | | | | | |
|-------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|
| 10:00 | 5,3 | 5,8 | 6 | 6 | 6,2 | 6,2 | 6,5 | 6,4 | 6,2 | 5,9 | 5,4 | 5,1 |
| 10:15 | 5,6 | 6,1 | 6,5 | 6,6 | 6,9 | 6,8 | 7,1 | 7,2 | 6,7 | 6,1 | 5,7 | 5,3 |
| 10:30 | 5,8 | 6,5 | 7 | 7,3 | 7,5 | 7,4 | 7,8 | 7,8 | 7,3 | 6,6 | 6 | 5,6 |
| 10:45 | 6,1 | 6,9 | 7,6 | 7,8 | 8,2 | 8,1 | 8,5 | 8,5 | 7,9 | 7,1 | 6,4 | 5,9 |
| 11:00 | 6,6 | 7,5 | 8,3 | 8,4 | 8,7 | 8,6 | 9,1 | 9,1 | 8,6 | 7,7 | 6,9 | 6,3 |
| 11:15 | 7 | 8 | 8,8 | 9 | 9,3 | 9,2 | 9,7 | 9,7 | 9,1 | 8,2 | 7,3 | 6,6 |
| 11:30 | 7,4 | 8,5 | 9,3 | 9,5 | 9,8 | 9,7 | 10,1 | 10,2 | 9,6 | 8,7 | 7,7 | 7 |
| 11:45 | 7,7 | 8,9 | 9,8 | 9,9 | 10,3 | 10,1 | 10,6 | 10,7 | 10,1 | 9,1 | 8,1 | 7,4 |
| 12:00 | 8,2 | 9,2 | 10,1 | 10,3 | 10,7 | 10,5 | 11 | 11,1 | 10,4 | 9,4 | 8,4 | 7,7 |
| 12:15 | 8,4 | 9,6 | 10,5 | 10,6 | 11 | 10,8 | 11,4 | 11,4 | 10,8 | 9,8 | 8,7 | 8 |
| 12:30 | 8,7 | 9,9 | 10,7 | 10,9 | 11,2 | 11 | 11,6 | 11,7 | 11 | 10 | 8,9 | 8,2 |
| 12:45 | 8,8 | 10 | 10,9 | 11,1 | 11,4 | 11,2 | 11,8 | 11,9 | 11,2 | 10,2 | 9,1 | 8,4 |
| 13:00 | 8,8 | 10,1 | 11,1 | 11,1 | 11,5 | 11,3 | 11,9 | 12 | 11,4 | 10,3 | 9,2 | 8,4 |
| 13:15 | 8,9 | 10,1 | 11,1 | 11,2 | 11,5 | 11,3 | 11,9 | 12,1 | 11,4 | 10,3 | 9,2 | 8,5 |
| 13:30 | 8,9 | 10,1 | 11,1 | 11,2 | 11,5 | 11,3 | 11,9 | 12,1 | 11,3 | 10,3 | 9,2 | 8,4 |
| 13:45 | 8,7 | 10 | 11 | 11,1 | 11,5 | 11,2 | 11,9 | 12 | 11,3 | 10,2 | 9,1 | 8,2 |
| 14:00 | 8,6 | 9,8 | 10,8 | 10,9 | 11,4 | 11,1 | 11,8 | 11,8 | 11,1 | 10 | 8,9 | 8,1 |
| 14:15 | 8,3 | 9,5 | 10,4 | 10,7 | 11,1 | 10,9 | 11,6 | 11,6 | 10,9 | 9,9 | 8,6 | 7,8 |
| 14:30 | 8 | 9,2 | 10,1 | 10,4 | 10,8 | 10,7 | 11,3 | 11,4 | 10,6 | 9,5 | 8,3 | 7,5 |
| 14:45 | 7,6 | 8,9 | 9,8 | 10,1 | 10,4 | 10,3 | 11,1 | 11,1 | 10,3 | 9,2 | 8 | 7,1 |
| 15:00 | 7,2 | 8,4 | 9,3 | 9,7 | 10,1 | 10 | 10,6 | 10,7 | 9,9 | 8,7 | 7,5 | 6,7 |
| 15:15 | 6,7 | 7,9 | 8,9 | 9,3 | 9,7 | 9,7 | 10,1 | 10,2 | 9,4 | 8,2 | 7 | 6,2 |
| 15:30 | 6,1 | 7,4 | 8,3 | 8,6 | 9,2 | 9,2 | 9,7 | 9,7 | 8,9 | 7,7 | 6,5 | 5,8 |
| 15:45 | 5,6 | 6,8 | 7,8 | 8,1 | 8,7 | 8,7 | 9,2 | 9,1 | 8,4 | 7,1 | 5,9 | 5,2 |
| 16:00 | 5 | 6,1 | 7,2 | 7,6 | 8,1 | 8,2 | 8,7 | 8,6 | 7,7 | 6,5 | 5,3 | 4,6 |
| 16:15 | 4,4 | 5,5 | 6,5 | 7 | 7,6 | 7,6 | 8 | 7,9 | 7,1 | 5,9 | 4,8 | 4 |
| 16:30 | 3,8 | 4,9 | 5,8 | 6,3 | 7 | 7,1 | 7,5 | 7,3 | 6,5 | 5,3 | 4,2 | 3,5 |
| 16:45 | 3,3 | 4,2 | 5,2 | 5,7 | 6,4 | 6,4 | 6,9 | 6,7 | 5,7 | 4,6 | 3,6 | 0 |
| 17:00 | 0 | 3,7 | 4,5 | 5 | 5,7 | 5,8 | 6,2 | 6 | 5 | 4 | 0 | 0 |
| 17:15 | 0 | 3 | 3,8 | 4,5 | 5,2 | 5,3 | 5,7 | 5,4 | 4,5 | 3,3 | 0 | 0 |
| 17:30 | 0 | 0 | 3,2 | 3,9 | 4,7 | 4,9 | 5,2 | 4,8 | 3,8 | 0 | 0 | 0 |
| 17:45 | 0 | 0 | 2,7 | 3,4 | 4,3 | 4,6 | 4,9 | 4,3 | 3,3 | 0 | 0 | 0 |
| 18:00 | 0 | 0 | 0 | 3,1 | 3,9 | 4,3 | 4,5 | 4 | 3,1 | 0 | 0 | 0 |
| 18:15 | 0 | 0 | 0 | 2,8 | 3,6 | 3,9 | 4,2 | 3,7 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,3 | 3,6 | 3,9 | 3,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18:45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,1 | 3,3 | 3,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,8 | 3,1 | 3,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:45 | 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 |
| 20:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:45 | 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 |
| 21:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 21:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:45 | 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 |
| 22:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:45 | 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 |
| 23:15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Anexo 4

5. Especificações técnicas dos equipamentos

5.1.1. Gerador Fotovoltaico

- 1) Cada conjunto de módulos fotovoltaicos deve ser formado por módulos fotovoltaicos do mesmo fabricante, tipo e modelo.
- 2) Apenas módulos de silício cristalino são aceites.
- 3) Os módulos fotovoltaicos devem ter as certificações IEC 61730.

...

5.1.2. Estrutura de Suporte

- 18) As estruturas de suporte devem ser rígidas e resistentes a rajadas de vento de acordo com a norma EN 1991 e a ambientes corrosivos iguais ou superiores a C4, de acordo com a norma ISO 9223.
- 19) As estruturas de suporte devem ser em alumínio ou aço galvanizado em banho quente. Os procedimentos de instalação devem assegurar proteção anti corrosão. Isto é aplicável também a portas, bandejas, porcas, parafusos, anilhas e elementos de fixação em geral.
- 20) Todos os componentes da estrutura de suporte devem ser montados corretamente, devem encaixar perfeitamente entre si e devem ser compatíveis de forma a evitar corrosão galvânica.

...

5.1.3. Inversor fotovoltaico

- 30) A potência nominal do inversor fotovoltaico (potência de ligação) deve ser igual ou superior a 70% da potência nominal de referência (STC) do correspondente gerador fotovoltaico:

$$P_{INV}^N \geq 0.70 P_N^*$$

- 31) A Eficiência Europeia do inversor fotovoltaico deve ser no mínimo 90%.
- 32) O inversor fotovoltaico deve operar normalmente à sua potência nominal e com uma temperatura ambiente de $T_A = 50^\circ\text{C}$.

...

5.1.4. Quadro de Seccionador

- 39) Deve existir um quadro de ligação entre a instalação elétrica do edifício e a instalação fotovoltaica para autoconsumo. Este quadro deve incluir um contactor, os elementos de segurança e proteção elétricos regulamentares, de forma a permitir isolar a UPAC e efetuar a avaliação e manutenção da instalação fotovoltaica em segurança

5.1.5. Sistema de Medida e Registo de Dados

5.1.5.1. Sensores de Irradiância Solar e Temperatura de Célula

- 40) Os sensores de medição da irradiância incidente efetiva sobre os módulos fotovoltaicos, G_{ef} , e da sua temperatura de célula em operação, T_C , serão modelos de referência do mesmo fabricante, tipo e modelo que os restantes da instalação.
- 41) Os sensores de medição da irradiância para medição de G_{ef} serão instalados de forma a medir corretamente em qualquer instante a radiação incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos. Se existir mais do que uma orientação dos módulos, então deve existir um piranómetro para cada orientação.

...

5.1.5.2. Sistema de Monitorização

- 44) O sistema de monitorização deve ser capaz de comunicar com e receber informação de:

- a) Todas variáveis dos inversores fotovoltaicos e unidades de controlo do sistema fotovoltaico, por forma a monitorizar as variáveis relevantes de fluxo de energia (correntes, tensões e potências AC e DC, fator de potência, estado dos alarmes, frequência, etc.).
- b) Todos os sensores de variáveis ambientais, radiação incidente, temperatura de célula dos módulos fotovoltaicos, etc.
- c) Todos os medidores de energia.

...

5.1.6. Edifícios e Serviços Auxiliares

47) A linha de baixa tensão (BT) para alimentação das cargas auxiliares (quadros de controlo e/ou de inversores, sistemas de alarme, etc.) deverá cumprir com o especificado nos regulamentos eletrotécnicos para baixa tensão aplicáveis.

48) As portas dos edifícios/ contentores devem estar equipadas com sistemas de bloqueio de abertura (ou alternativa) de forma a evitar danos por rajadas de vento.

...

5.1.7. Ligação à Terra e Proteção contra Descargas Atmosféricas

51) Todas as estruturas metálicas e rede de massas metálicas devem estar ligadas à Terra. Esta ligação deve ser equipotencial.

NOTA. Sempre que exista possibilidade de contactos indiretos com partes ativas (condutores de baixa tensão) devem ser tomadas as medidas de proteção necessárias para evitar tensões de contacto perigosas para as pessoas.

52) O conjunto fotovoltaico:

- a) Não requer um sistema de proteção externo contra descargas elétricas atmosféricas.

- b) A cablagem positiva e negativa dos painéis fotovoltaicos deve ser instalada de forma a minimizar o quanto possível a área da volta da mesma.

5.1.8. Segurança e Proteção contra Incêndios

- 53) Os meios de segurança e extinção de incêndios devem ser providenciados de acordo com a IEC 60364-7-712 (além da normativa nacional).

5.1.9. Obras Civis

- 54) As obras civis devem incluir, entre outros, os seguintes trabalhos:
 - a) Melhoria e consolidação do telhado, se necessário.
 - b) Preparação de vias para acesso adequado a todos os conjuntos fotovoltaicos, caixas de junção, quadros de ligação, inversores fotovoltaicos, etc.
 - c) Construção do edifício/contentor ou estrutura de cobertura, se não entregue como produto acabado.
 - d) Construção de condutas subterrâneas e trincheiras abaixo da profundidade prevista nos regulamentos eletrotécnicos de baixa tensão aplicáveis dentro da instalação fotovoltaica.
 - e) Sistema de drenagem para escoamento e infiltração apropriada da água da chuva no subsolo.

...

5.2. Especificações Técnicas de Ensaio de Receção e Avaliação

5.2.1. Receção Provisória

- 59) Após um período inicial de exposição ao Sol, suficiente para que a radiação total dos módulos fotovoltaicos atinja, no mínimo, 200 kWh/m^2 , em qualquer caso, não inferior a um mês, devem executar-se os seguintes testes:
- Inspeção térmica (IR) e visual do conjunto fotovoltaico.
 - Potência STC individual dos módulos.
 - PR_{STC} , Rácio de performance das unidades do gerador em condições de referência (STC).
 - Caraterização das unidades do gerador: eficiência do inversor; potência do gerador fotovoltaico referida na entrada do inversor e índice de performance referido na entrada do medidor de energia.

5.2.2. Receção Final

- 77) O fornecedor/empresa executora irá operar a instalação fotovoltaica, sobre a sua exclusiva responsabilidade, durante o primeiro ano após comissionamento.
- 78) Devem ser tomadas medidas para limpeza dos conjuntos fotovoltaicos de cada vez que o grau de sujidade atinja 5%.

...

- 81) O valor de PR_{anual} deve ser igual ou superior a 0.77.

NOTA. Este valor limite de aceitação deve ser relacionado com o cenário de perdas permitidas da Avaliação de Rendimento Energético. Utilizando o exemplo dado na especificação 90), as perdas anuais não evitáveis no conjunto de módulos fotovoltaicos (térmicas, irradiância, sombreamento e saturação dos inversores), como estimadas na Avaliação Energética, devem ser adicionadas às perdas já consideradas de 15%. Assumindo que essas perdas não evitáveis se estimam em 8%, o total de perdas permitido atinge os 23%, o que é consistente com o valor do PR_{anual} indicado aqui.