

Medidas de Eficiência Energética no Setor Industrial

Trabalho de Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Área de Especialização em Automação e
Comunicações em Sistemas Industriais/Sistemas de Energia

Autor

Luís Filipe Quintas Amado

Orientadores

Doutor Paulo Filipe de Almeida Ferreira Tavares

Mestre Helena Jorge Carvalho da Silva Marto

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Supervisor

Engenheiro António Rodrigues

EFAPEL – Empresa Fabril de Produtos Elétricos, S. A.

Coimbra, abril, 2018

AGRADECIMENTOS

Ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, em particular ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, aos docentes e todos os colaboradores pelas condições proporcionadas no decorrer da minha formação académica.

Aos orientadores, Professor Paulo Tavares e Professora Helena Marto, por todo o apoio, todas as sugestões e indicações e por todo o tempo despendido no desenvolvimento deste trabalho.

À EFAPEL, S.A. e respetiva administração, ao Engenheiro Américo Duarte, pela oportunidade de realização deste trabalho de projeto, pelas condições proporcionadas com a disponibilização de todos os recursos necessários no decurso do mesmo.

Ao supervisor na empresa, Engenheiro António Rodrigues, pelos ensinamentos, conversas sobre eficiência energética e por todo o apoio prestado ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

A todos os colaboradores da EFAPEL, S.A. pela colaboração, disponibilidade e por toda a ajuda dispensada.

A toda a minha família e amigos, pela compreensão e apoio incondicional demonstrado ao longo da minha vida pessoal e académica.

A todas estas pessoas, o meu sincero obrigado.

Luís Amado

RESUMO

O presente trabalho tem como motivação base o estudo de Medidas de Eficiência Energética no Setor Industrial. O elevado consumo de energia neste setor leva as empresas a procurarem soluções que permitam aumentar a eficiência energética nas suas instalações e nos processos produtivos, promovendo a redução do consumo energético e reduzindo os custos.

Neste contexto, surgiram os objetivos deste trabalho, que resultaram das principais necessidades identificadas pela empresa à data da realização do mesmo. O trabalho consistiu na implementação de soluções que visem a eficiência energéticas na substituição da iluminação existente, na substituição dos motores elétricos nas máquinas de injeção, na instalação de um sistema solar fotovoltaico para autoconsumo e no projeto de um posto de transformação.

Os estudos de eficiência energética realizados têm como base uma cuidada análise dos dados recolhidos junto da empresa, todas as medições registadas, os perfis de consumo traçados, uma extensa pesquisa de mercado, com o intuito de encontrar as soluções eficientes mais adequadas para cada caso e metodologias de cálculo já existentes e devidamente comprovadas, conduzindo, desta forma, a uma maior fiabilidade dos resultados obtidos.

Estes estudos evidenciaram até que ponto a implementação das diversas medidas apresentadas são economicamente viáveis, o seu impacto na redução do consumo energético e a poupança anual obtida.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Iluminação LED; Motores de Indução; Painéis Fotovoltaicos; Posto de Transformação.

ABSTRACT

The main goal of the present work is the study of energy efficiency measures in the industrial sector. The high energy consumption of this sector lead companies to search for solutions that allow to increase the energy efficiency in their installations and in the processes, promoting the reduction of the energy consumption and reducing costs.

In this context, the objectives of this study emerged, which resulted from the main needs identified by the company. So the work was divided into four parts. The first one was the study of replacing the existing lighting (mainly mercury vapor lamps by led); another study conducted was the replacement of the electric motors in injection machines by new and more efficient ones; the third one was the installation of a photovoltaic solar system (for self-consumption) and, finally, the project of a new power converter station for the company.

The energy efficiency studies carried out are based on a careful analysis of the data provided by the company, all the measurements done, the consumption profiles that have been drawn, an extensive market research (with the purpose of finding the most efficient solutions for each case) and in already existing and proven calculation methodologies, leading, in this way, to a greater reliability of the obtained results.

These studies showed to which extent the implementation of the various measures presented are economically viable, their impact on the reduction of energy consumption and the annual savings achieved.

Keywords: Energy Efficiency; LED Lighting; Induction Motors; Photovoltaic Panels; Power Converter Station.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO.....	iii
ABSTRACT.....	v
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos Propostos	4
1.3 Estrutura do documento	4
2. Estado de Arte.....	5
2.1 Iluminação Eficiente	5
2.2 Motores de Indução Trifásicos	8
2.3 Sistema Solar Fotovoltaico.....	11
2.4 Posto de Transformação	16
3. Estudo de Caso - EFAPEL.....	21
3.1 Empresa	21
3.2 Organização	23
3.3 Obrigações Legais e Eficiência Energética.....	24
3.4 Consumos de Energia Elétrica.....	26
4. Estudos de Eficiência Energética Realizados.....	31
4.1 Iluminação	31
4.1.1 Iluminação Atual	31
4.1.1.1 Levantamento das Luminárias	31
4.1.1.2 Custo da Iluminação.....	32
4.1.2 Estudo de Soluções.....	33
4.1.2 Soluções Propostas.....	37
4.1.2.1 Cenário 1	37
4.1.2.2 Cenário 2	39
4.2 Sistemas Acionados por Motores Elétricos.....	40
4.2.1 Inventário dos MIT	40
4.2.2 Estudo de Soluções.....	43
4.2.3 Conclusões	47

4.3	Projeto do Sistema Solar Fotovoltaico	49
4.3.1	Considerações iniciais	49
4.3.2	Autoconsumo vs Venda à rede.....	50
4.3.3	Software de apoio	50
4.3.3	Caso Prático	51
4.3.4	Conclusões	57
4.4	Projeto do Posto de Transformação	58
4.4.1	Introdução	58
4.4.2	Valor da Intensidade na Alta e Baixa Tensões.....	59
4.4.2.1	Valor da Intensidade na Alta Tensão	59
4.4.2.2	Valor da Intensidade na Baixa Tensão.....	60
4.4.3	Correntes de Curto-Circuito	60
4.4.3.1	Cálculos das Correntes de Curto-Circuito na Alta Tensão.....	60
4.4.3.2	Cálculos das Correntes de Curto-Circuito na Baixa Tensão	61
4.4.4	Dimensionamento do Barramento	63
4.4.4.1	Verificação da densidade de corrente	63
4.4.4.2	Verificação dos esforços eletrodinâmicos	63
4.4.4.3	Esforço máximo suportável pelo barramento	64
4.4.4.4	Esforço sobre os isoladores	65
4.4.4.5	Módulo de flexão dos perfis mais usuais.....	66
4.4.4.6	Módulo de geométrico dos perfis.....	66
4.4.4.7	Vibrações mecânicas.....	66
4.4.4.8	Força crítica	67
4.4.4.9	Verificação do esforço térmico	67
4.4.5	Escolha das Proteções de Alta e Baixa Tensão.....	68
4.4.6	Dimensionamento dos Circuitos de Ligação à Terra.....	68
4.4.6.1	Circuito de Terra de Proteção.....	69
4.4.6.2	Circuito de Terra de Serviço	70
4.4.6.3	Tensão existente no exterior da instalação	71
4.4.6.4	Tensões existentes no interior da instalação	71
4.4.6.5	Distância mínima entre elétrodos de proteção e serviço	72
4.4.7	Conclusões	73
5.	Conclusões	75
5.1	Conclusões Principais	75
5.2	Trabalhos Futuros.....	76
	Referências Bibliográficas	79
	Anexos	83
Anexo A	Registos do Estudo de Caso	85

Anexo A.1	Consumo Energético	85
Anexo A.2	Diagramas de Carga	86
Anexo B	Medições e Registos da Iluminação.....	89
Anexo B.1	Tabelas de registo	89
Anexo B.2	Documentação do DIALux	93
Anexo C	Medições e Registos dos Motores Elétricos	103
Anexo C.1	Inventário.....	103
Anexo C.2	Perfis de Consumo.....	104
Anexo D	Registos do Sistema Solar Fotovoltaico.....	107
Anexo D.1	Tabela resumo dos estudos efetuados no PVGIS	107
Anexo D.2	Documentação PVGIS, PVWATTS e Sunny Design	108
Anexo D.2.1	Sistema Solar Fotovoltaico com 40 kWp.....	108
Anexo D.2.2	Sistema Solar Fotovoltaico com 300 kWp.....	112
Anexo D.2.3	Sistema Solar Fotovoltaico com 500 kWp.....	116
Anexo D.2.4	Sistema Solar Fotovoltaico com 600 kWp.....	120
Anexo D.2.5	Sistema Solar Fotovoltaico com 700 kWp.....	124
Anexo E	Registos do Posto de Transformação	129
Anexo E.1	Tabelas	129
Anexo E.2	Esquemas.....	130
Anexo E.2.1	Esquema Unifilar	130
Anexo E.2.2	Esquema do QPT	131
Anexo E.3	Cálculos Justificativos	132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Eficiência Energética (lm/W) dos diferentes tipos de lâmpadas existentes [15].	7
Figura 2.2. Rendimento [%] em função da Potência [kW] na gama de MIT de 4 polos, por classe IE de acordo com a Norma CEI/EN 60034-30 de 2014 [22].	10
Figura 2.3. Esquema geral de ligação de uma UPAC[24].	12
Figura 2.4. Esquema geral de ligação de uma UPP [24].	13
Figura 3.1. Edifício 1 da UPS [30].	21
Figura 3.2. Edifício 2 da UPS [30].	21
Figura 3.3. Edifício 3 da UPS [30].	21
Figura 3.4. Edifício 1 da UPA [30].	21
Figura 3.5. Diagrama organizacional da UPS.	23
Figura 3.6. Diagrama organizacional da UPA.	24
Figura 3.7. Síntese da aplicação do SGCIE em instalações CIE [23].	25
Figura 3.8. Evolução mensal do consumo e dos encargos com a energia elétrica em 2015.	26
Figura 3.9. Distribuição do consumo de energia ativa por período horário.	27
Figura 3.10. Diagrama de carga da semana de 14 a 20 de dezembro de 2015.	28
Figura 3.11. Diagrama de carga da semana de 25 a 31 de julho de 2016.	28
Figura 3.12. Diagrama de carga obtido no quadro de saída para o edifício 1; medição efetuada entre as 16:50 do dia 13 até às 16:25 do dia 14 de dezembro de 2016.	29
Figura 4.1. Parametrização e resultados obtidos no software DIALux: a) parametrização local 1, b) parametrização local 2 e c) resultados para ambos os locais.	35
Figura 4.2. Resumo dos cálculos luminotécnicos para o local 1.	36
Figura 4.3. Resumo dos cálculos luminotécnicos para o local 2.	36
Figura 4.4. Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 21; mediação efetuada no dia 23 de novembro de 2016.	42
Figura 4.5. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 40 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.	53
Figura 4.6. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 300 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.	54
Figura 4.7. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 500 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.	54
Figura 4.8. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 600 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.	55
Figura 4.9. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 700 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.	55

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Autoconsumo vs Venda da totalidade da energia [23,24].	14
Tabela 2.2. Autoconsumo vs Venda da totalidade da energia (continuação) [23,24].	15
Tabela 4.1. Níveis de Iluminância nos locais de trabalho	34
Tabela 4.2. Soluções FL equivalentes às luminárias existentes.	37
Tabela 4.3. Soluções LED equivalentes às luminárias existentes.....	37
Tabela 4.4. Excerto de uma tabela de cálculos; neste caso para apurar os custos de exploração da iluminação FL T8 existente.	38
Tabela 4.5. Excerto de uma tabela de cálculos; neste caso para apurar os custos de exploração da iluminação LED em estudo.	38
Tabela 4.6. Excerto de uma tabela de cálculos; neste caso a análise económica.....	38
Tabela 4.7. Excerto de uma tabela de cálculos, neste caso a análise económica (continuação).....	39
Tabela 4.8. Rendimento dos motores em situação de carga nominal.....	41
Tabela 4.9. Tabela com o resumo das características dos motores em estudo para a máquina 21.	44
Tabela 4.10. Tabela com os cálculos efetuados para cada motor em estudo para a máquina 21.	45
Tabela 4.11. Payback obtido para a máquina 21.....	45
Tabela 4.12. <i>Payback</i> obtido para a máquina 2.....	46
Tabela 4.13. <i>Payback</i> obtido para a máquina 8.....	46
Tabela 4.14. <i>Payback</i> obtido para a máquina 9.....	46
Tabela 4.15. <i>Payback</i> obtido para a máquina 10.....	46
Tabela 4.16. <i>Payback</i> obtido para a máquina 13.....	46
Tabela 4.17. <i>Payback</i> obtido para a máquina 14.....	46
Tabela 4.18. <i>Payback</i> obtido para a máquina 15.....	47
Tabela 4.19. <i>Payback</i> obtido para a máquina 16.....	47
Tabela 4.20. <i>Payback</i> obtido para a máquina 18.....	47
Tabela 4.21. <i>Payback</i> obtido para a máquina 19.....	47
Tabela 4.22. <i>Payback</i> obtido para a máquina 6.....	47
Tabela 4.23. <i>Payback</i> obtido para ventilador.	47
Tabela 4.24. Distribuição da energia fotovoltaica produzida, comparação UPP vs. UPAC.	51
Tabela 4.25. Rentabilidade do sistema fotovoltaico, comparação UPP vs. UPAC.	52
Tabela 4.26. Distribuição da energia fotovoltaica produzida nas UPACs.....	56
Tabela 4.27. Rentabilidade do sistema fotovoltaico nas UPACs (análise a 15 anos, sem taxas)	56
Tabela 4.28. Rentabilidade do sistema fotovoltaico nas UPACs.	57
Tabela 4.29. Resumo do impacto da UPAC na redução do consumo e custos.	57

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

ADENE - Agência para a Energia

ARCE - Acordo de Racionalização dos Consumos de Energia

CE - Comissão Europeia

CEMEP - Comité Europeu de Fabricantes de Máquinas Elétricas

CIE - consumidoras intensivas de energia

CO₂ - Dióxido de Carbono

DVI - Dados, Voz e Imagem

ESE's - Empresas de Serviços Energéticos

GEE - Gases com Efeito de Estufa

HC - Horas Cheias

HP - Horas de Ponta

HSV - Horas de Supervazio

HVN - Horas de Vazio

IDI - Investigação, Desenvolvimento e Inovação

IE - *International Efficiency*

IEA - *International Energy Agency*

LED - *Lighting Emitting Diode*

MIT - Motores de Indução Trifásicos

PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

PREn - Plano de Racionalização do Consumo de Energia

PT - Posto de Transformação

REP - Relatórios de Execução e Progresso

RESP - Rede Elétrica de Serviço Público

RGCE - Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia

SGCIE - Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia

tep - tonelada equivalente de petróleo

UE - União Europeia

UE MEPS - European Minimum Energy Performance Standard

UPA - Unidade Produtiva do Alto do Padrão

UPAC - Unidade de Produção para Autoconsumo

UPP - Unidade de Pequena Produção

UPS - Unidade Produtiva de Serpins

1. Introdução

O presente capítulo tem como finalidade apresentar o enquadramento, enumerar os principais objetivos propostos e descrever a estrutura deste Trabalho de Projeto.

1.1 Enquadramento

O avanço nas tecnologias disponíveis e a melhoria da qualidade de vida das populações têm estimulado uma crescente utilização de energia.

É imperativo que se faça uma utilização responsável da energia, quer isto dizer, consumir menos em cada produto ou serviço utilizado, sem alterar o estilo de vida ou sem abdicar do conforto. E desta forma se define o conceito de eficiência energética.

“A eficiência energética é a otimização que realizamos no consumo de energia” [1].

Ao longo dos tempos, a sociedade tem-se deparado com problemas quer a nível energético, com o aumento da escassez dos combustíveis fósseis, quer a nível ambiental, com a degradação do ambiente, o que ditou a necessidade de reduzir o consumo de energia à escala global. Para tal, cada país deverá criar políticas energéticas capazes de cumprir metas.

O Protocolo de Quioto foi o primeiro tratado jurídico internacional, a nível das Nações Unidas, que explicitamente pretende limitar as emissões quantificadas de gases com efeito de estufa (GEE) dos países desenvolvidos. O Protocolo de Quioto fixou uma meta de 8% de redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂) para a União Europeia (UE) em 2008-2012, em relação a 1990 [2].

A nível da UE, em 2008, os líderes europeus reunidos em Conselho acordaram o pacote legislativo Energia-Clima “três vintes”. O pacote dita que os estados membros, até 2020, deverão: reduzir 20% das emissões GEE relativamente aos níveis de 1990, obter 20% das necessidades energéticas a partir de fontes renováveis e reduzir 20% do consumo energético devido ao aumento da eficiência energética. Este pacote compreende quatro peças legislativas fundamentais: a Diretiva 2009/28/CE, a Diretiva 2009/29/CE, a Diretiva 2009/31/CE e a Decisão n.º406/2009/CE [3-6].

Atualmente, existe um novo acordo sobre o 'pacote energia-clima' assinado pelos 28 estados membros que prevê metas vinculativas de redução das emissões de GEE de 40%, em relação ao nível de 1990, e de pelo menos 27% de incorporação de energias renováveis, até 2030. O compromisso alcançado contempla ainda o objetivo indicativo de aumentar igualmente em pelo menos 27% a eficiência energética e 15% para as interligações, com vista à criação um verdadeiro mercado de energia na UE [7]. O Pacote Energia-Clima 2030 engloba quatro peças legislativas fundamentais: a Diretiva 2009/28/CE, a Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/UE, a Diretiva 2010/31/UE e a Diretiva 2012/27/UE [8].

Tendo por base o compromisso assumido pelos países da UE no âmbito do Protocolo de Quioto, os Estados Membros mobilizaram-se no sentido de adotar modelos energéticos que permitam alcançar um melhor desempenho no setor e Portugal não é exceção. Para alcançar resultados, Portugal desenvolveu planos e programas específicos que visam dinamizar medidas e concretizá-las de forma mais efetiva. O primeiro passo foi a revisão do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o período 2013 - 2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020), através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril [9].

O Setor Industrial apresenta um elevado potencial de implementação de medidas de eficiência energética, dado o largo consumo de energia que este representa no consumo global.

As medidas de maior impacto a indústria portuguesa são as seguintes:

- Sistemas acionados por motores elétricos;
- Produção de calor e frio;
- Iluminação;
- Eficiência do processo industrial/outros [10].

O Decreto-Lei n.º 71/2008, publicado em Diário da República a 15 de abril, regula o SGCIE – Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia, no âmbito da Estratégia Nacional para a Energia, sendo uma das medidas do PNAEE [10]. Este diploma foi posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, e pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril.

O diploma prevê que as instalações consumidoras intensivas de energia (CIE) realizem, periodicamente, auditorias energéticas e promovam o aumento da eficiência energética, incluindo a utilização de fontes de energia renováveis.

O Despacho n.º 17449/2008, no âmbito do SGCIE, considera os elementos para a realização de auditorias energéticas, para a elaboração dos planos de racionalização do consumo de energia (PREn) e nos relatórios de execução e progresso (REP). A auditoria energética, conforme definida no Decreto-Lei n.º 71/2008, consiste num levantamento detalhado de todos os aspetos relacionados com o uso da energia, ou que de alguma forma contribuam para a caracterização dos fluxos energéticos. Tem por objetivo a caracterização energética dos diferentes equipamentos e sistemas existentes numa instalação CIE e a identificação das medidas com viabilidade técnico-económica possíveis de implementar, de modo a aumentar a eficiência energética e/ou a reduzir a fatura energética associadas às atividades da instalação. A auditoria energética incidirá sobre a conceção e o estado das instalações, devendo ser recolhidos os elementos necessários à elaboração do plano de racionalização do consumo de energia, bem como à subsequente verificação do cumprimento deste [10-11].

Com as diversas preocupações ambientais e com a possibilidade de escassez dos recursos não-renováveis num futuro próximo, as fontes de energia renovável têm tido uma grande atenção por parte das empresas do setor elétrico e em áreas de investigação.

Em Portugal, o regime de autoconsumo foi implementado através do Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro. Neste decreto-lei, para além de ser definido o regime de autoconsumo é ainda definido outro regime, onde estão englobadas as antigas unidades de micro e miniprodução, definidas agora como Unidades de Pequena Produção (UPP) [12]. Com o novo regime de autoconsumo passa a ser possível consumir diretamente a energia produzida pelos próprios sistemas de produção, tendo ainda a possibilidade de vender o excedente de produção à rede. [13-14].

1.2 Objetivos Propostos

Os objetivos do presente Trabalho de Projeto são quatro e, resultam das principais necessidades identificadas pela empresa à data de realização deste trabalho:

- Estudo da viabilidade técnica e económica da substituição da iluminação existente por LED, tirando o máximo partido das instalações existentes;
- Estudo da viabilidade técnica e económica da substituição dos motores elétricos existentes nas máquinas de injeção mais antigas por motores de alto rendimento;
- Estudo da viabilidade técnica e económica da instalação de painéis fotovoltaicos para produção de energia elétrica a consumir no próprio edifício;
- Projeto de um novo posto de transformação com potência de 2500 kVA, para satisfazer a necessidade de ampliação das instalações da empresa.

1.3 Estrutura do documento

Este Trabalho de Projeto encontra-se dividido em 5 capítulos e 5 anexos, exibindo no início um Resumo que sintetiza o trabalho desenvolvido.

No Capítulo 1, é feito o enquadramento onde se relaciona a eficiência energética com o setor industrial, descrevem-se os objetivos e a estrutura do presente relatório.

No Capítulo 2, destaca-se a evolução ao longo do tempo e o enquadramento legal das soluções em estudo.

No Capítulo 3, faz-se a descrição da empresa onde decorreu o projeto, a sua organização, é abordada a eficiência energética e caracterizado o consumo de energia elétrica.

No Capítulo 4, apresentam-se os estudos de viabilidade técnica, económica e financeira realizados, bem como todos os elementos necessários à sua realização, tendo em consideração os objetivos deste trabalho.

No Capítulo 5, reservado para as conclusões, expõem-se os impactos dos estudos realizados nos consumos energéticos da empresa.

De seguida são identificadas as referências bibliográficas e, por último, os anexos onde é apresentado a documentação adicional que complementa os estudos de viabilidade técnica e económica realizados.

2. Estado de Arte

Este capítulo apresenta uma abordagem à evolução de cada tecnologia que abrange cada um dos principais objetivos deste relatório. Também é feito o enquadramento legislativo associado a cada um dos temas abordados.

2.1 Iluminação Eficiente

A luz é um elemento importante e indispensável à vida. Ao longo dos tempos as tecnologias em torno dos sistemas de iluminação têm sofrido uma grande evolução. Hoje em dia, existe uma enorme variedade de soluções disponíveis para as mais diversas aplicações.

Cada solução de iluminação existente, quer sejam lâmpadas ou balastos, foi desenvolvida com um propósito e uma utilização específica. Seguidamente serão apresentados os tipos de lâmpadas mais utilizados no setor industrial [15-17].

Lâmpada de incandescência

Este tipo de lâmpada caiu em desuso devido ao seu fraco rendimento. No entanto, ainda são utilizadas por alguns fotógrafos devido à boa restituição cromática.

É recomendada a troca direta deste tipo de equipamentos por lâmpadas e/ou fontes de luz mais eficientes (e.g. fluorescentes compactas ou LEDs).

Lâmpada de halogénio

A lâmpada de halogénio tem um rendimento superior se comparada com a incandescente. No entanto, este tipo de iluminação emite calor para o espaço que se pretende iluminar, o que condiciona a sua utilização.

Este tipo de lâmpadas é aconselhado para iluminação decorativa onde se pretende destacar algum objeto.

Lâmpada de vapor de mercúrio

Era utilizada fundamentalmente na iluminação exterior. Contudo, está a ser substituída pelas lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão, devido ao melhor rendimento destas. Em alguns armazéns, com um pé-direito acentuado, também eram utilizadas em luminárias do tipo campânulas.

Lâmpada tubular fluorescente

Existem dois tipos de lâmpadas tubulares fluorescentes: as T5 e T8. As T5 revelam-se mais eficientes quando comparadas com as T8. Se se acoplar uma T5 a um balastro eletrónico, podem-se obter poupanças na ordem dos 40%, comparando com as T8 acopladas a um balastro ferromagnético. Devido ao rendimento, baixo custo e restituição de cor aceitável, este tipo de lâmpadas é utilizado em inúmeros locais tais como: escritórios, corredores, cozinhas, armazéns, salas de aula, bibliotecas, etc.

Lâmpada fluorescente compacta - LFC

A LFC veio substituir a lâmpada incandescente, pois apresenta um rendimento muito superior, apesar do preço inicial destas ser um pouco mais elevado comparativamente às incandescentes. Normalmente, este tipo de lâmpada é associado ao uso doméstico podendo, também, ser utilizado no setor empresarial (gabinetes, wc's, corredores, arrecadações).

Lâmpada de vapor de sódio de alta pressão

Esta lâmpada veio substituir a lâmpada de vapor de mercúrio na iluminação exterior (parques de estacionamento privados, locais de cargas e descargas), pois o seu rendimento é muito superior. Para além da iluminação exterior, esta lâmpada também é utilizada em grandes armazéns onde a restituição de cor não é muito importante.

LED

O LED - *Lighting Emitting Diode* veio revolucionar a iluminação era conhecida.

Este equipamento já apresenta níveis de rendimento superiores, se comparado com as lâmpadas ditas convencionais. Os fabricantes destes equipamentos começam a desenvolver “lâmpadas LED” capazes de substituir, de forma direta, as restantes tecnologias.

O preço deste tipo de equipamento ainda é a sua maior desvantagem, chegando a ser 3 a 4 vezes superior, quando comparado com outras soluções. Sendo assim, é aconselhada a utilização de LED em locais onde a iluminação artificial seja necessária durante um elevado número de horas.

Como principal vantagem, os LEDs apresentam um consumo de energia reduzido, quando comparado com outras fontes de iluminação. Como vantagens podem também ser apontadas: elevada durabilidade; dimensão reduzida; maior versatilidade; reduzido desperdício de energia; reduzida radiação térmica; produz baixos níveis de CO₂ no seu fabrico, boa qualidade de luz e resistente a impactos.

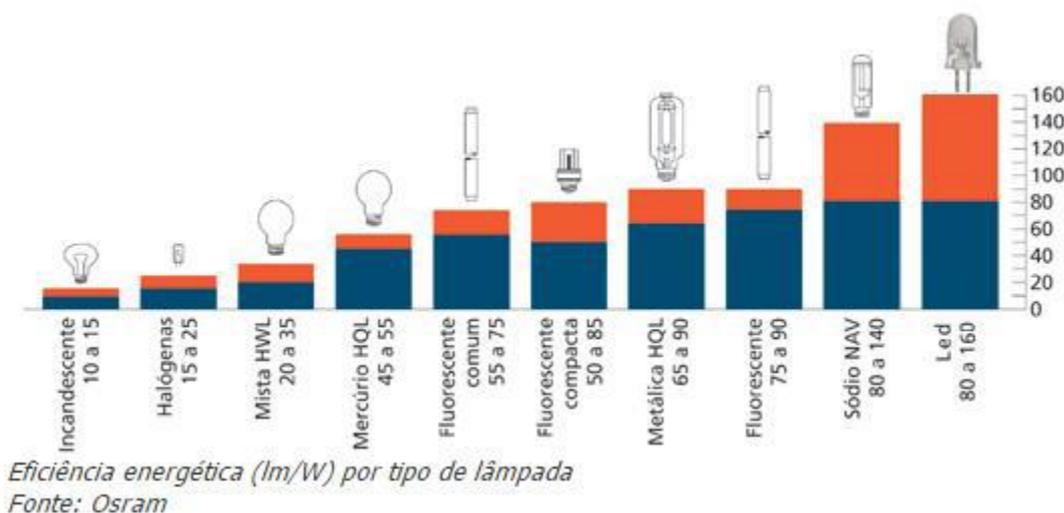


Figura 2.1. Eficiência Energética (lm/W) dos diferentes tipos de lâmpadas existentes [15].

Balastros

Existem dois tipos de balastros: os ferromagnéticos e os eletrônicos.

Os balastros ferromagnéticos estão a cair em desuso devido às perdas associadas ao equipamento, embora ainda se encontrem muitos destes equipamentos instalados em luminárias mais antigas. Este tipo de balastros dissipa calor, desequilibram o fator de potência da instalação originando energia reativa e provocando diversos efeitos indesejáveis. Os balastros eletrônicos melhoram o rendimento das lâmpadas fluorescentes convertendo a frequência da rede (50 Hz) em alta frequência (geralmente entre 25 kHz e 40 kHz). Com o funcionamento das lâmpadas a estas frequências mais elevadas, produzindo a mesma quantidade de luz, resulta numa poupança de energia 12 a 25 %.

Por estas razões houve necessidade de abandonar a tecnologia dos balastros ferromagnéticos e utilizar outra mais eficiente (balastros eletrónicos).

A Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho nº2000/50/CE, de 26 de julho 2000, transposta para o direito português pelo Decreto-lei nº327/2001, de 18 de dezembro 2001, veio estabelecer as disposições aplicáveis à eficiência energética das fontes de iluminação fluorescentes, proibindo a utilização dos balastros ferromagnéticos e dando lugar aos balastros eletrónicos.

2.2 Motores de Indução Trifásicos

Os sistemas acionados por motores elétricos são de longe as cargas mais importantes na indústria. Sendo responsáveis por cerca de 77 % do consumo de energia elétrica no setor industrial. Os motores elétricos são utilizados numa vasta gama de aplicações, principalmente na movimentação de fluídos em bombas, compressores e ventiladores, entre outros. O consumo total de energia destes motores encontra-se desagregado da seguinte forma: 25 % corresponde a compressores, 21 % corresponde a bombas, 16 % corresponde a ventiladores, ficando os restantes 38 % distribuídos pelos motores empregues noutras aplicações [18].

A grande importância dos motores elétricos no consumo de eletricidade verificado nas empresas e o aumento dos custos de energia, levou ao desenvolvimento dos designados "motores de alto rendimento". Estes motores caracterizam-se por apresentarem um rendimento e um fator de potência mais elevados que os motores tradicionais (*standard*). Este acréscimo na eficiência dos motores está associado a uma redução das suas perdas conseguida à custa, quer da utilização de materiais construtivos de melhor qualidade, quer por alteração das suas características dimensionais (aumento da secção dos condutores, aumento do comprimento do circuito magnético, etc.).

Nos últimos anos, muitos fabricantes de motores investiram fortemente na pesquisa e desenvolvimento de novos produtos com o objetivo de colocarem no mercado motores mais eficientes.

Um acordo voluntário firmado em 1999 e revisto em 2014, entre o Comité Europeu de Fabricantes de Máquinas Elétricas (CEMEP) e a Comissão Europeia (CE), estabeleceu um esquema de rotulagem da eficiência dos motores de indução trifásicos (MIT), de 2 e 4 polos, na gama de potências nominais de 1,1 a 90 kW.

Os motores foram classificados de acordo com o seu rendimento em:

- EFF1 – Motores de alto rendimento;
- EFF2 – Motores de rendimento melhorado;
- EFF3 – Motores convencionais ou de rendimento normal.

No seguimento da Diretiva “Ecodesign” (2005/32/CE)” publicada em 2005, a Comissão Europeia aprovou, o Regulamento CE 640/2009 de 22 de julho, um regulamento de aplicação dos requisitos de conceção ecológica para os motores elétricos. O Regulamento UE 4/2014 de 6 de janeiro, veio alterar o Regulamento CE 640/2009 [19].

A União Europeia, através do organismo UE MEPS (European Minimum Energy Performance Standard), definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

O organismo UE MEPS baseia-se em duas normas criadas pelo IEC (International Electrotechnical Commission) [20-21]:

- Norma CEI/EN 60034-2-1

Disponível desde setembro de 2007, alterada em 2014, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.

- Norma CEI/EN 60034-30

Disponível desde outubro de 2008 e alterada em 2014, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

A Norma IEC 60034-30, elaborada para uniformizar o sistema de classificação do rendimento a nível internacional, define as seguintes classes IE (International Efficiency):

- IE5 - Rendimento *Ultra Premium*;
- IE4 - Rendimento *Super Premium*;
- IE3 - Rendimento *Premium* (equivalente ao NEMA *Premium*);
- IE2 - Alto Rendimento (equivalente ao EFF1 do CEMEP/CE e ao NEMA EAct);
- IE1 - Rendimento *Standard* (equivalente ao EFF2 do CEMEP/CE);
- IE0 - Sem classificação (equivalente ao EFF3 do CEMEP/CE, são os motores de rendimento inferior aos IE1).

A figura 2.2 mostra as curvas de rendimento em função da potência, por classe IE de acordo a norma IEC 60034-30.

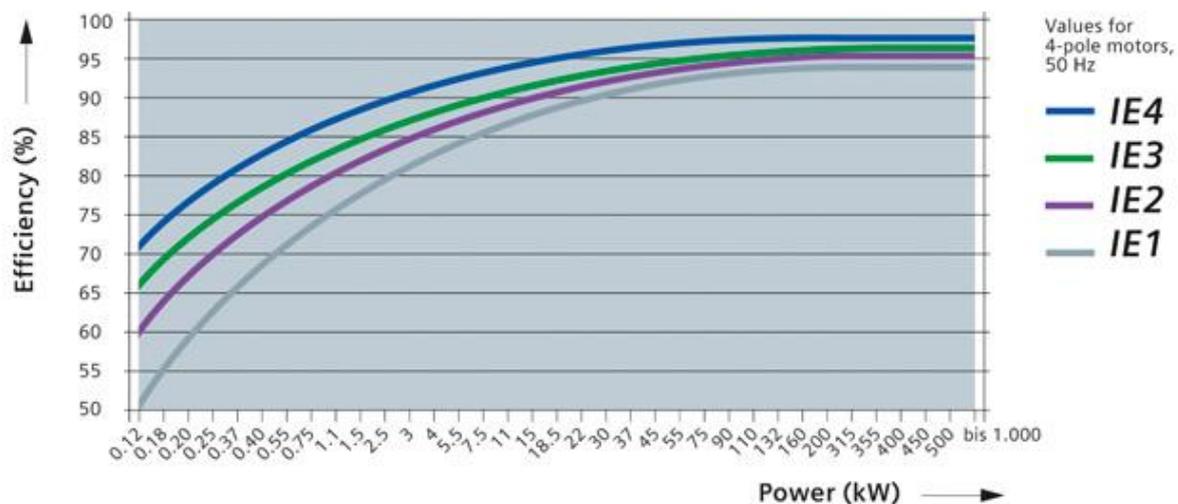


Figura 2.2. Rendimento [%] em função da Potência [kW] na gama de MIT de 4 polos, por classe IE de acordo com a Norma CEI/EN 60034-30 de 2014 [22].

A UE emitiu o Regulamento 640/2009 (CE) tendo em vista a redução do consumo de energia dos motores elétricos, ajudando na redução das emissões de dióxido de carbono. Este regulamento foi, entretanto, atualizado em 2014 pelo Regulamento 04/2014 (UE).

A implementação das novas normas em cada estado membro da UE está a ser realizada em três fases [19]:

- Fase 1: até 16 de julho de 2011. Todos os motores devem satisfazer o nível de eficiência IE2;
- Fase 2: até 1 de janeiro de 2015. Todos os motores com uma potência nominal entre 7,5 - 375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade;
- Fase 3: até 1 de janeiro de 2017. Todos os motores com uma potência nominal entre 0,75-375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade.

2.3 Sistema Solar Fotovoltaico

A energia solar ocupa uma posição de destaque no mercado das energias renováveis. Cada consumidor pode produzir energia no próprio local, a partir de uma fonte limpa, podendo ainda vender o excedente de produção à rede.

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção [23].

Este decreto define o Regime de Produção Distribuída e são reguladas duas vertentes de produção descentralizada de energia, a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a unidade de pequena produção (UPP).

A UPAC caracteriza-se pela produção de energia essencialmente para satisfazer necessidades de consumo. Essa energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo e caso exista excesso de produção, será injetado na rede elétrica de serviço público (RESP), evitando-se assim o desperdício. Na figura 2.3 apresenta-se um modelo de funcionamento geral de uma UPAC ligada à RESP e sem sistema de armazenamento de energia.

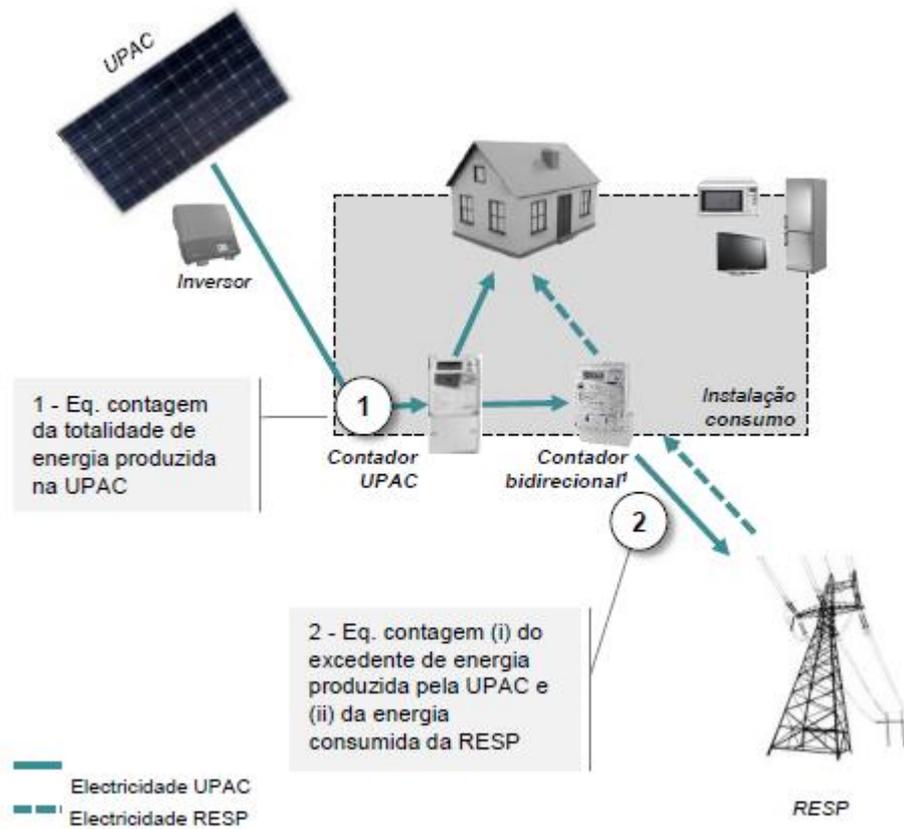


Figura 2.3. Esquema geral de ligação de uma UPAC[24].

A UPP caracteriza-se pela injeção da totalidade da energia elétrica produzida na RESP. A instalação de consumo associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo fornecedor/comercializador. Na figura 2.4, apresenta-se um modelo geral de funcionamento de uma UPP ligada à RESP.

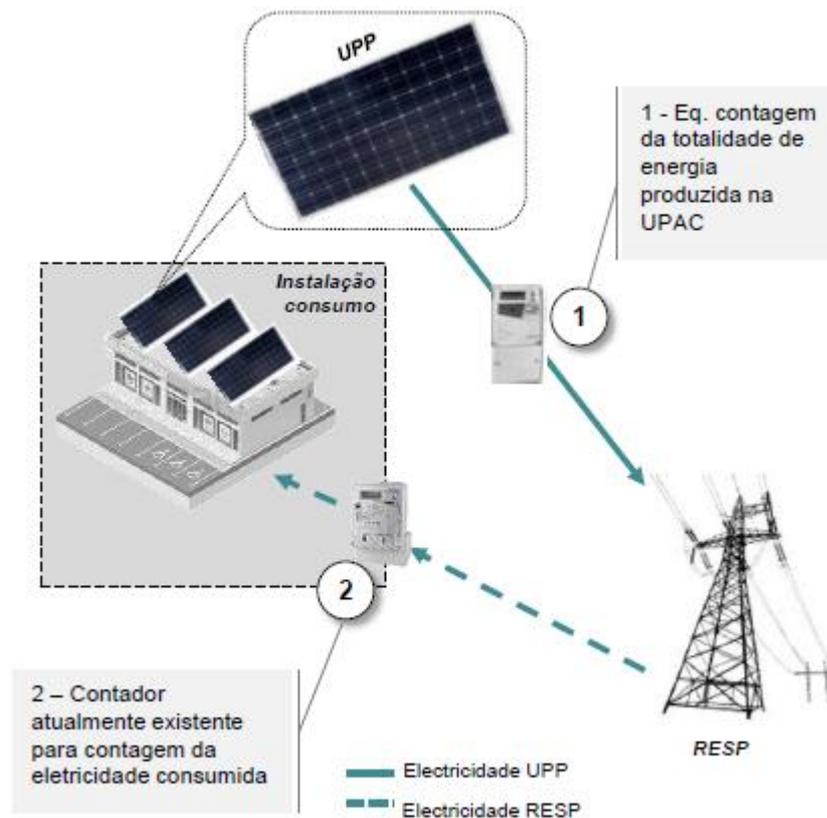


Figura 2.4. Esquema geral de ligação de uma UPP [24].

De certa forma, esta nova legislação incentivou o autoconsumo e penalizou a venda de energia elétrica à rede. O objetivo passa por adequar o modelo de produção distribuída ao perfil do local de consumo. Sendo esta uma produção local e ajustável às necessidades do consumidor, traz ainda vantagens ao nível das perdas de energia, uma vez que a produção está localizada mais próxima do local de consumo.

Tabela 2.1. Autoconsumo vs Venda da totalidade da energia [23,24].

	Autoconsumo UPAC - Unidade de Produção em Autoconsumo	Venda da totalidade da energia UPP - Unidade de Pequena Produção
Modelo	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo, com possibilidade de venda de excedente à rede; 	<ul style="list-style-type: none"> • Venda da totalidade da energia à rede;
Limite de Potência	<ul style="list-style-type: none"> • Potência de ligação < que 100% da potência contratada na instalação de consumo; 	<ul style="list-style-type: none"> • Potência de ligação < que 100% da potência contratada na instalação de consumo; • Potência de ligação até 250 kW;
Requisitos de Produção	<ul style="list-style-type: none"> • Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo; • Venda do excedente instantâneo ao CUR; 	<ul style="list-style-type: none"> • Produção anual < que 2 vezes o consumo da instalação; • Venda da totalidade da energia ao CUR;
Licenciamento	<ul style="list-style-type: none"> • Potência instalada até 200 Wp: sem controlo; • Potência instalada de 200 Wp a 1,5 kWp: apenas comunicação prévia; • Potência instalada de 1,5 kWp a 1 MWp: registo, inspeção e certificado; • Potência instalada superior a 1 MWp: licença de produção e exploração; 	<ul style="list-style-type: none"> • Registo, Inspeção e Certificado;
Remuneração	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsumo remunerado pela substituição do consumo da rede (valor equivalente de tarifa de compra + IVA); • Venda do excedente à rede ao valor médio dos preços do OMIE, deduzido de 10%; • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado; 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifa de remuneração atribuída em leilão, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa referência, válida por 15 anos; • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado;
Compensação	<ul style="list-style-type: none"> • 0%, 30% ou 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo contida nos intervalos [0;1%], [1%;3%], [3%;...]da potência instalada no SEN; 	<ul style="list-style-type: none"> • n. a.
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> • Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW; 	<ul style="list-style-type: none"> • Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação;
Outros aspetos	<ul style="list-style-type: none"> • Não existe quota de atribuição; 	<ul style="list-style-type: none"> • Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano);

Tabela 2.2. Autoconsumo vs Venda da totalidade da energia (continuação) [23,24].

Taxas para registo em função da injeção de potência na rede	<u>Injeção de potência na rede:</u>	<u>Com</u>	<u>Sem</u>	<u>Com Injeção de potência na rede:</u>
	<ul style="list-style-type: none"> • Pot. instalada até 1,5 kWp: 30 € - • Pot. instalada até 1,5 a 5 kWp: 100 € 70 € • Pot. instalada até 5 a 100 kWp: 250 € 175 € • Pot. instalada até 100 a 250 kWp: 500 € 300 € • Pot. instalada até 250 a 1000 kWp: 750 € 500 € 			<ul style="list-style-type: none"> • Pot. instalada até 1,5 kWp: 30 € • Pot. instalada até 1,5 a 5 kWp: 100 € • Pot. instalada até 5 a 100 kWp: 250 € • Pot. instalada até 100 a 250 kWp: 500 € • Pot. instalada até 250 a 1000 kWp: 750 €
Tarifa de referência aplicável em 2015	• n. a.			<ul style="list-style-type: none"> • Categoria I: Instalação de UPP - 95 €/MWh; • Categoria II: Instalação de UPP + Tomada Veículo Elétrico no local de consumo - 105 €/MWh; • Categoria III: Instalação de UPP + Solar Térmico com um mínimo de 2 m² ou de caldeira de biomassa com produção equivalente - 100 €/MWh;

A Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na RESP da energia elétrica produzida, e determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. Determina ainda o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento em que são devidas as taxas previstas no artigo 37.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [25].

A Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, procede à fixação da tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção [26].

A Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março, altera a portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, que define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na

rede elétrica de serviço público da energia elétrica produzida, e determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. [27].

A Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março, e a Portaria n.º 20/2017, de 11 de janeiro, visam definir a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano à eletricidade vendida na sua totalidade à RESP, oriunda de UPP que utilizem fontes de energia renovável, nos termos do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [28].

2.4 Posto de Transformação

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) é uma estrutura complexa composta pelo conjunto das centrais de produção elétrica, das redes de transporte e distribuição, aéreas e subterrâneas, e das instalações de transformação de energia.

Questões de ordem económica e de segurança, obrigam este sistema a ter vários níveis de tensão, escolhidos entre os normalizados.

Dos níveis de tensão normalizados pelas instituições internacionais, há dois que são particularmente importantes no âmbito europeu: o nível dos 400 kV, na Alta Tensão, valor preferencial para a interligação das diversas redes nacionais, e os 400 V, no domínio da Baixa Tensão, para propiciar a utilização universal. Os vários níveis de tensão necessários para o bom desempenho do sistema elétrico, são obtidos em instalações de transformação com recurso a transformadores.

De acordo com a legislação nacional, as instalações de transformação dividem-se em subestações e postos de transformação, dependendo da utilização que se dá à corrente secundária dos transformadores.

Posto de Transformação, segundo o art.º 6º do Regulamento de Segurança de Subestações, Postos de Transformação e de Seccionamento (RSSPTS) define-se como: “Instalação de alta tensão destinada à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, quando a corrente secundária de todos os transformadores for utilizada diretamente nos recetores, podendo incluir condensadores para compensação do fator de potência”.

Em Portugal a situação mais comum é a transformação de média tensão para baixa tensão, principalmente, a transformação de energia elétrica do nível dos 15 kV para os 0.4 kV.

O equipamento fundamental de um posto de transformação é o transformador, mas, como instalação envolvendo elevados níveis de tensão e energia, necessita naturalmente de um conjunto adicional de aparelhagem tendente a realizar as funções obrigatórias de comando, seccionamento, contagem e proteção quer de pessoas e animais, quer dos próprios equipamentos e outros bens.

Os postos de transformação são inseridos nas redes próximos dos centros de consumo, em diferentes áreas geográficas e com exigências diversas: zonas rurais, semiurbanas e urbanas, zonas industriais, loteamentos e urbanizações, zonas de baixa, média ou elevada densidade de carga, com média ou elevada exigência de qualidade de serviço, de domínio público ou privado.

Desta variedade de condicionantes resulta uma gama correspondente de soluções possíveis para a arquitetura dos postos de transformação. Assim, adequando as instalações às diversas situações encontradas, é possível classificar os postos de transformação quanto: à instalação, ao modo de alimentação, ao serviço prestado e ao modo de exploração [29].

Quanto à instalação, os PTs podem ser:

- de interior
 - em edifício próprio
 - em edifício para outros usos
- de exterior, ou à intempérie

Quanto ao modo de alimentação, os PTs serão do tipo:

- radial
- em anel aberto
- com dupla derivação

Quanto ao tipo de serviço prestado, dividem-se em:

- públicos
- privados ou particulares

Quanto ao modo de exploração, poderão ser de condução:

- manual
- automática

Para simplificar o projeto de PTs, decorrente da grande diversidade de soluções possíveis, a Direção-Geral de Energia, hoje Direção-Geral da Energia e Geologia, DGEG, normalizou, sob a forma de Projetos-tipo, uma série de esquemas destas instalações que contêm toda a especificação relativa a equipamentos, aparelhagens e seus dimensionamentos, normas e outros requisitos.

Os PTs, aéreos, montados em postes, PTA, montados em postes normalizados de betão, são classificados de acordo com a sua ligação à rede aérea da MT. Tratando-se de uma ligação direta estaremos na presença de um PT do tipo A; se esta se fizer por um seccionador, teremos um PT do tipo AS e se a ligação for estabelecida por um interruptor-seccionador será um PT do tipo AI.

Os PTs em cabine são classificados de acordo com o tipo de alimentação do posto, se for através de uma linha aérea teremos um PTCA e se esta for através de um cabo subterrâneo estaremos perante um PTCB.

A utilização de soluções do tipo PTCA já não se justifica, pois é muito fácil proceder-se à passagem da linha aérea para cabo subterrâneo e alimentar-se um PTCB com arquitetura modular.

Os PTCB admitem duas variedades consoante a disposição das suas celas, podendo esta ser em U ou em linha, classificando-se assim em PTCBU e PTCBL, respetivamente. A construção deste tipo de PTs de raiz em edifícios próprios ou para outras finalidades tem vindo a cair em desuso, em parte, por culpa do surgimento dos PTCB pré-fabricados. Este tipo de soluções em monobloco apresenta dimensões e área de implementação reduzidas, trata-se de uma solução chave-na-mão totalmente ensaiado em fábrica de acordo com a legislação em vigor e destaca-se ainda a facilidade de transporte, instalação e rápida colocação em serviço.

O projeto de PTs tem que dar resposta a um conjunto de requisitos técnicos e de segurança. Em Portugal, o projeto, construção e exploração de instalações de alta, média e baixa tensão e as

caraterísticas dos respetivos equipamentos, os métodos de ensaio e os critérios de aceitação, obedecem a um conjunto de documentos regulatórios e normativos e também a normas nacionais e europeias.

Atualmente estão em vigor os seguintes regulamentos, normas e documentos normativos:

- Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento (Decreto-Lei n.º 42895, de 31/03/60, alterado pelo Dec. Regulamentar n.º 14/77, de 18 de fevereiro).
- Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas da Alta Tensão (Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18/02)
- Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Baixa Tensão (Decreto Regulamentar n.º 90/84, de 26/12)
- Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (Portaria 949-A/2006, de 11/09)
- Equipamento elétrico usado em atmosfera explosiva (Decreto-Lei n.º 202/90, de 14/12)
- Normas CEI 479-1 e 479-2: 1994 - Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano
- Norma CEI 529, 1989 - 1 - Índices de proteção dos invólucros dos equipamentos e materiais elétricos
- Norma CEI 536, 1976 - Classificação dos equipamentos elétricos quanto à proteção contra choques elétricos, em caso de defeito de isolamento
- Norma EN 50110-1, 1996 - Trabalhos em instalações elétricas

Para além dos regulamentos e normas mencionadas anteriormente, um conjunto de documentos normativos específicos da empresa concessionária das redes públicas de distribuição de energia média e baixa tensão, no entanto, estes não se podem sobrepor aos regulamentos e normas em vigor:

- DIT – Instruções técnicas;
- DRP – Recomendações de projeto;
- DEF – Especificação funcional;
- DMA – Materiais e aparelhos;
- DPE – Protocolo de ensaios;
- DRE – Regras de execução e montagem.

Há ainda outros documentos normativos a ter em conta, como é o caso dos regulamentos de segurança, projetos-tipo e guias técnicos elaborados pela DGEG:

- Projeto-tipo de Postos de Transformação aéreos, em cabine alta e em cabine baixa;
- Guia Técnico para a instalação de para-raios em edifícios e estruturas;
- Guia Técnico de redes aéreas em condutores de torçada;
- Redes particulares de distribuição de energia elétrica em baixa tensão e condomínios fechados;
- Guia Técnico de instalações elétricas estabelecidas em condomínios fechados;
- Entre outros.

3. Estudo de Caso - EFAPEL

Este capítulo tem como principal objetivo apresentar a empresa, como esta aborda o conceito eficiência energética e analisar os consumos de energia elétrica e os diagramas de carga.

3.1 Empresa

A EFAPEL, empresa formada exclusivamente por capital Português, foi fundada em 1978 e é constituída por uma equipa com cerca de 370 profissionais distribuídos por 4 unidades industriais com uma superfície total de 26173 m².

Nas figuras 3.1 a 3.4 são apresentadas fotografias das unidades produtivas que constituem a Unidade Produtiva de Serpins (UPS) e a Unidade Produtiva do Alto do Padrão (UPA).



Figura 3.1. Edifício 1 da UPS [30].



Figura 3.2. Edifício 2 da UPS [30].



Figura 3.3. Edifício 3 da UPS [30].



Figura 3.4. Edifício 1 da UPA [30].

A empresa encontra-se sediada em Serpins (Lousã), a cerca de 30 km de Coimbra, o que permite despachar de um modo rápido e eficaz as encomendas quer para o norte, quer para o sul do país.

No mercado das instalações elétricas, para além do mercado Português há também uma aposta vincada na internacionalização exportando para mais de 50 países da Europa, África, Médio Oriente e América Latina. Na exportação destacam-se os seguintes países como principais mercados: Espanha, Áustria, Polónia, República Checa, França, Alemanha, Grécia, Rússia, Arábia Saudita, Angola, Moçambique, Chile e Perú.

A EFAPEL, S.A. está certificada segundo as normas [30]:

- NP EN ISSO 9001 (Gestão da Qualidade);
- NP EN ISO 14001 (Gestão Ambiental);
- OHSAS 18001 / NP 4397 (Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho).

Com o objetivo de oferecer aos clientes uma gama completa de equipamentos que permita projetar e executar uma instalação elétrica “completa” com a marca EFAPEL, a empresa desenvolve e fabrica produtos de qualidade para instalações elétricas de baixa tensão, tais como, aparelhagens de embeber, estanque e saliente, calhas técnicas, som ambiente, DVI (dados, voz e imagem) e aparelhagem modular para quadros.

As equipas de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (IDI) dedicam-se à pesquisa, conceção e desenvolvimento de soluções que melhor correspondam às necessidades dos clientes, tendo em mente três princípios orientadores: boa relação qualidade/preço; facilidade e rapidez de instalação; e segurança e comodidade para o utilizador.

O compromisso com o cliente assenta em três pilares que, desde sempre regeram a política da EFAPEL, o produto (conceber e fabricar produtos de qualidade que correspondam às necessidades e expectativas dos clientes); o serviço (servir o cliente do modo mais rápido e eficaz); e a melhor relação qualidade/preço.

Deste modo, pretende ser conhecida pela competitividade, fiabilidade dos produtos e eficiência dos serviços prestados (ou que presta) aos clientes [30].

3.2 Organização

A EFAPEL está repartida em duas Unidades Produtivas, a UPS constituída por três unidades industriais, estando a quarta em construção, e a UPA constituída por uma unidade industrial.

Com conclusão prevista para novembro de 2017 e entrada em funcionamento em abril de 2018, o novo edifício da UPS, visa centralizar as áreas administrativas e aumentar as áreas de armazenagem e logística.

A UPS é composta por 10 seções produtivas e por 12 departamentos de apoio à produção, conforme representado no diagrama organizacional na figura 3.5.

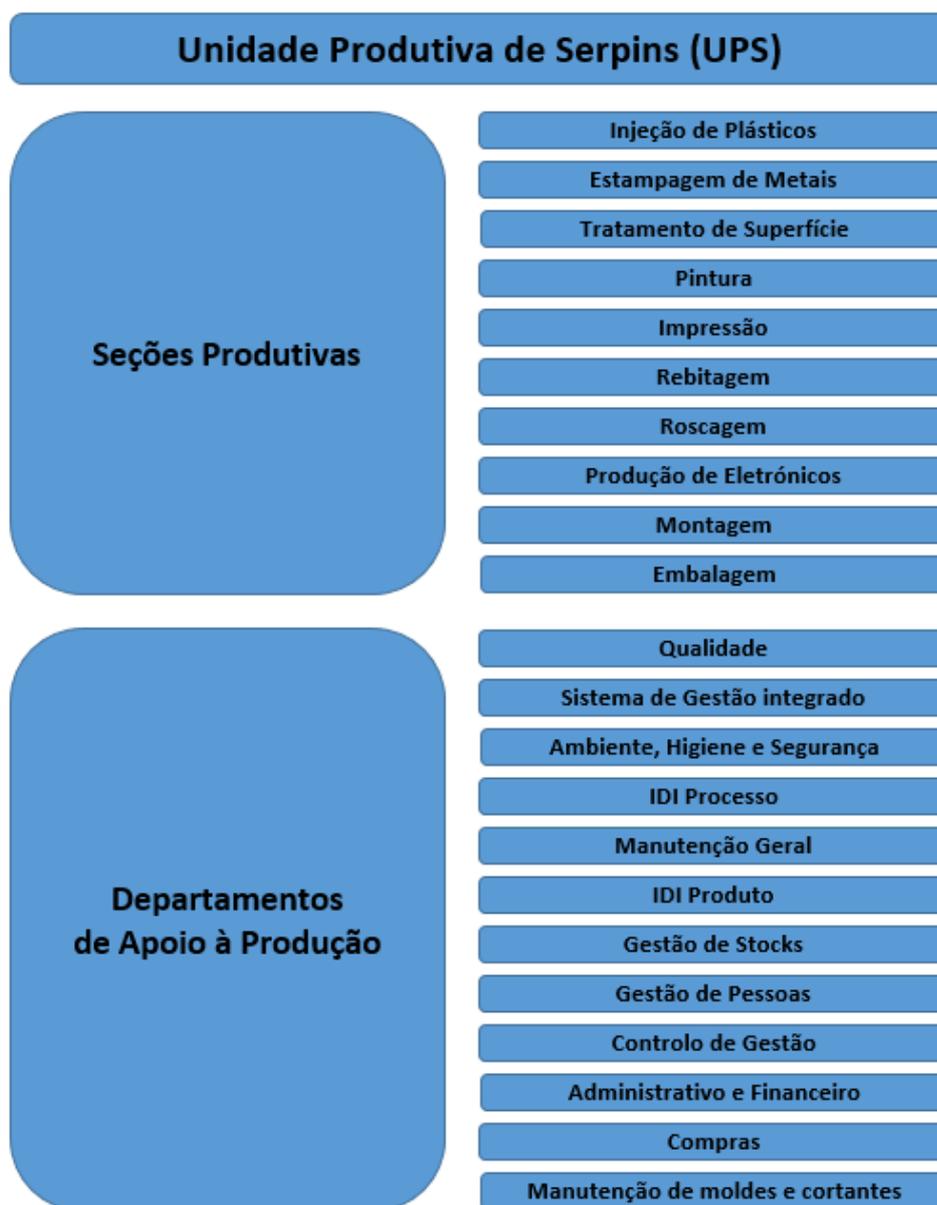


Figura 3.5. Diagrama organizacional da UPS.

Esta unidade produtiva dedica-se à produção de aparelhagem elétrica de baixa tensão (interruptores, tomadas, disjuntores, interruptores diferenciais, entre outros) e acessórios de calha técnica.

A UPA é composta por 3 seções produtivas e por 4 departamentos de apoio à produção, conforme representado no diagrama organizacional na figura 3.6.

Esta unidade dedica-se à produção de produtos extruídos, neste caso, a calha técnica.



Figura 3.6. Diagrama organizacional da UPA.

3.3 Obrigações Legais e Eficiência Energética

No âmbito da Estratégia Nacional para a Energia, o Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, que regulamenta o Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE). Este Diploma resulta da revisão do Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia (RGCE), sendo posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro, e pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril [31].

O SGCIE tem como objetivo promover a eficiência energética e monitorizar os consumos energéticos das instalações consumidoras intensivas de energia (CIE). O SGCIE define quais as instalações CIE, com consumo anual igual ou superior a 500 tep (tonelada equivalente de petróleo), estendendo o âmbito de aplicação do anterior regulamento (RGCE) a um maior número de empresas e instalações, com vista ao aumento da sua eficiência energética.

Para o efeito, o SGCIE prevê que as instalações CIE realizem, periodicamente, auditorias energéticas que incidam sobre as condições de utilização de energia e promovam o aumento da eficiência energética, incluindo a utilização de fontes de energia renováveis. Prevê ainda, que se elaborem e se executem Planos de Racionalização dos Consumos de Energia (PREn) que contemplem objetivos mínimos de eficiência energética. Quando aprovados, os PREn constituem Acordos de Racionalização dos Consumos de Energia (ARCE) celebrados com a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), associando ao seu cumprimento a obtenção de incentivos pelos operadores (entidades que exploram as instalações CIE) [31].

Na figura 3.7 encontra-se um esquema que resume a aplicação do SGCIE em instalações CIE, desde a fase de registo da instalação até à entrega do relatório de execução e progresso (REP) final.

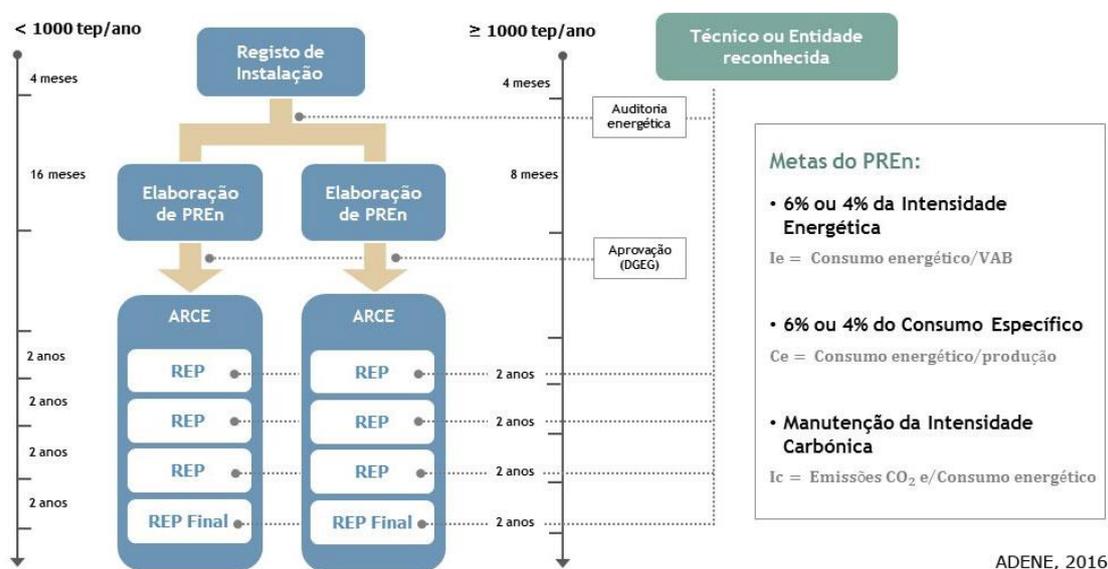


Figura 3.7. Síntese da aplicação do SGCIE em instalações CIE [23].

Com plena consciência da importância da eficiência energética, quer em termos ambientais quer em termos económicos, a EFAPEL promove todos os anos medidas de eficiência energética e de eliminação de desperdícios. Esta postura perante o consumo energético da empresa, com a implementação de diversas ações que conduzem à redução dos consumos energéticos, foram permitindo que o consumo energético global se mantivesse abaixo do limite definido no SGCIE.

Atualmente, a EFAPEL encontra-se a cumprir um ARCE. Este acordo resultou do PREn entregue na Agência para a Energia (ADENE) aquando o registo do relatório elaborado na auditoria energética realizada em 2016.

3.4 Consumos de Energia Elétrica

A energia elétrica é a forma de energia mais utilizada na EFAPEL, é utilizada intensivamente nos diversos setores de produção e também na iluminação, no entanto, o contributo da iluminação apenas representa cerca de 10 a 15% do consumo total de energia elétrica.

Da análise das faturas de energia elétrica referentes ao ano de 2015, resultam informações respeitantes aos consumos mensais e anual de energia, bem como, os custos mensais e anual com a energia e com a potência. Na figura 3.8, está representada a evolução mensal referente ao consumo e encargos com a energia ao longo do ano de 2015.

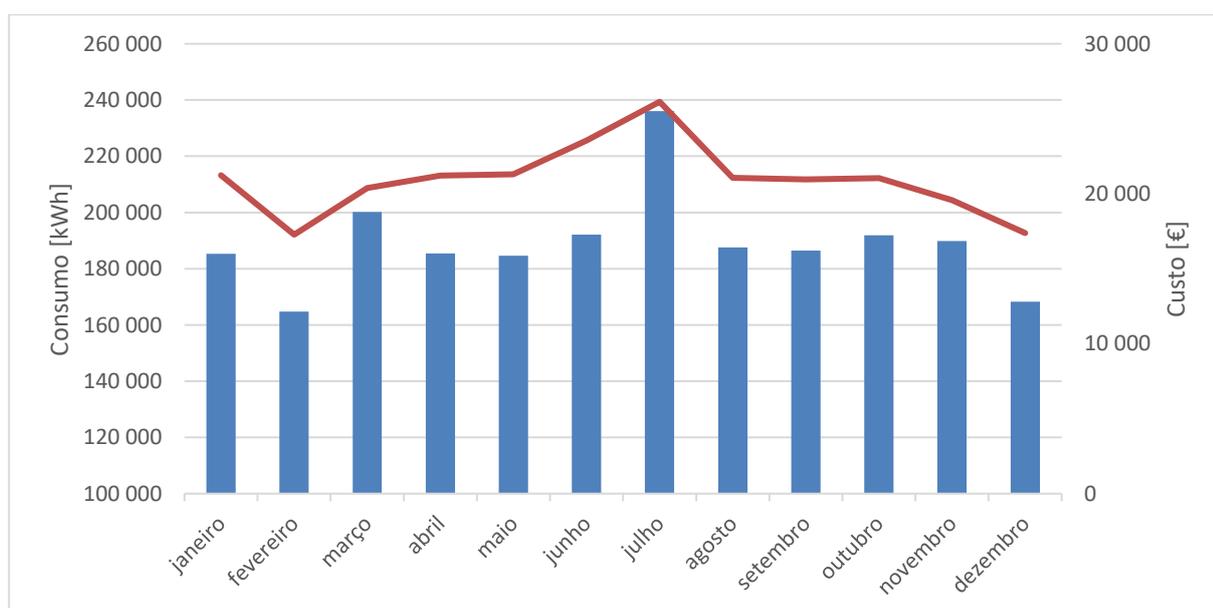


Figura 3.8. Evolução mensal do consumo e dos encargos com a energia elétrica em 2015.

O consumo de energia elétrica está repartido entre energia ativa e energia reativa, a maior fatia desse consumo corresponde à energia ativa, com cerca de 99% do consumo, ficando o restante consumo associado à energia reativa. Distribuído em Horas de Ponta (HP), Horas Cheias (HC), Horas de Vazio (HVN) e Horas de Supervazio (HSV), o consumo de energia ativa por período horário é mostrado na figura 3.9.

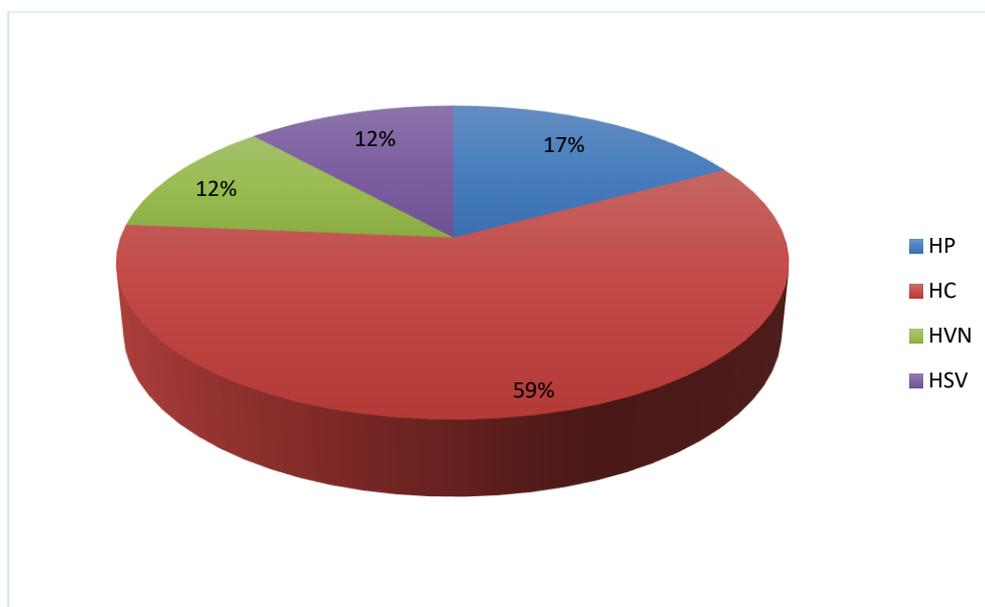


Figura 3.9. Distribuição do consumo de energia ativa por período horário.

Para uma melhor compreensão das necessidades energéticas da UPS analisaram-se os diagramas de carga referentes a um ano de registo, compreendido entre novembro de 2015 e outubro de 2016, estes dados foram fornecidos pela empresa.

Nas figuras 3.10 e 3.11, encontram-se os diagrama de carga referentes a uma semana de consumo do mês de dezembro de 2015 e de julho de 2016, respetivamente.

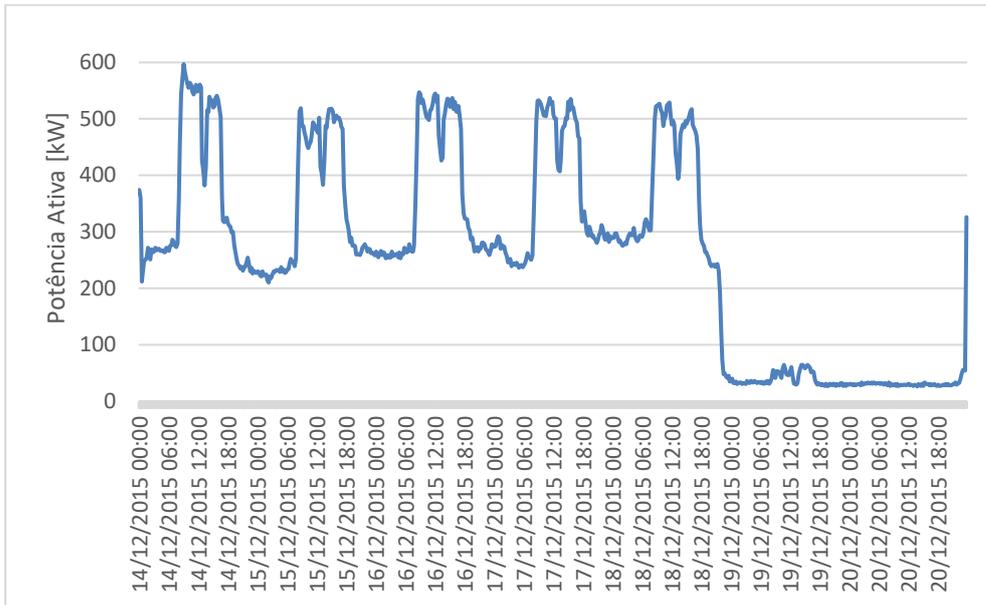


Figura 3.10. Diagrama de carga da semana de 14 a 20 de dezembro de 2015.

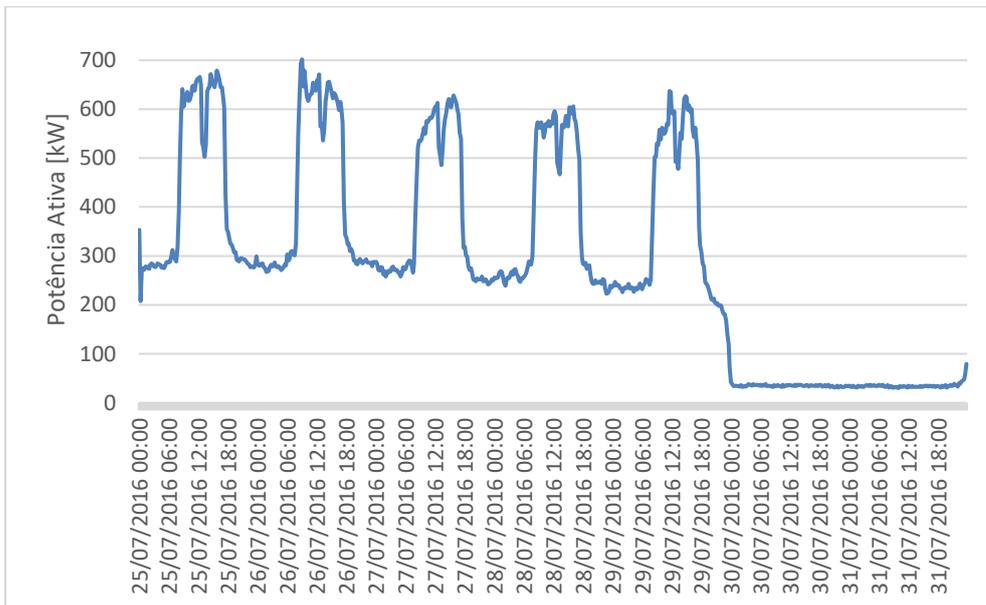


Figura 3.11. Diagrama de carga da semana de 25 a 31 de julho de 2016.

Da análise dos diagramas das figuras 3.10 e 3.11 ficou evidente que o perfil registado é coincidente com o horário laboral da empresa. Durante os dias úteis, os momentos de maior consumo ocorrem no período que vai das 8:00 às 17:30, em que a UPS se encontra a laborar em pleno, com a exceção da hora de almoço, das 12:30 às 13:30 em que há uma quebra do

consumo que se traduz na redução de potência na ordem dos 100 a 150 kW. No restante horário, a potência registada na ordem dos 200 a 300 kW é devido ao setor da injeção, que tem um horário laboral independente: trabalham durante as 24h repartidos em três turnos de 8h. Quanto aos fins de semana, apenas há a registar uma potência média de cerca de 30 kW, que poderá estar associada aos equipamentos de frio existentes na cozinha e refeitórios, aos servidores informáticos e climatização dos espaços onde estes se encontram e à iluminação de segurança.

O diagrama de carga obtido no quadro de saída para o edifício 1 (QPT 1), representado na figura 3.12, é referente ao quadro do edifício que maior contributo apresenta no diagrama de carga da UPS. É neste edifício que se localiza o setor de injeção de plásticos, operando 24h por dia.

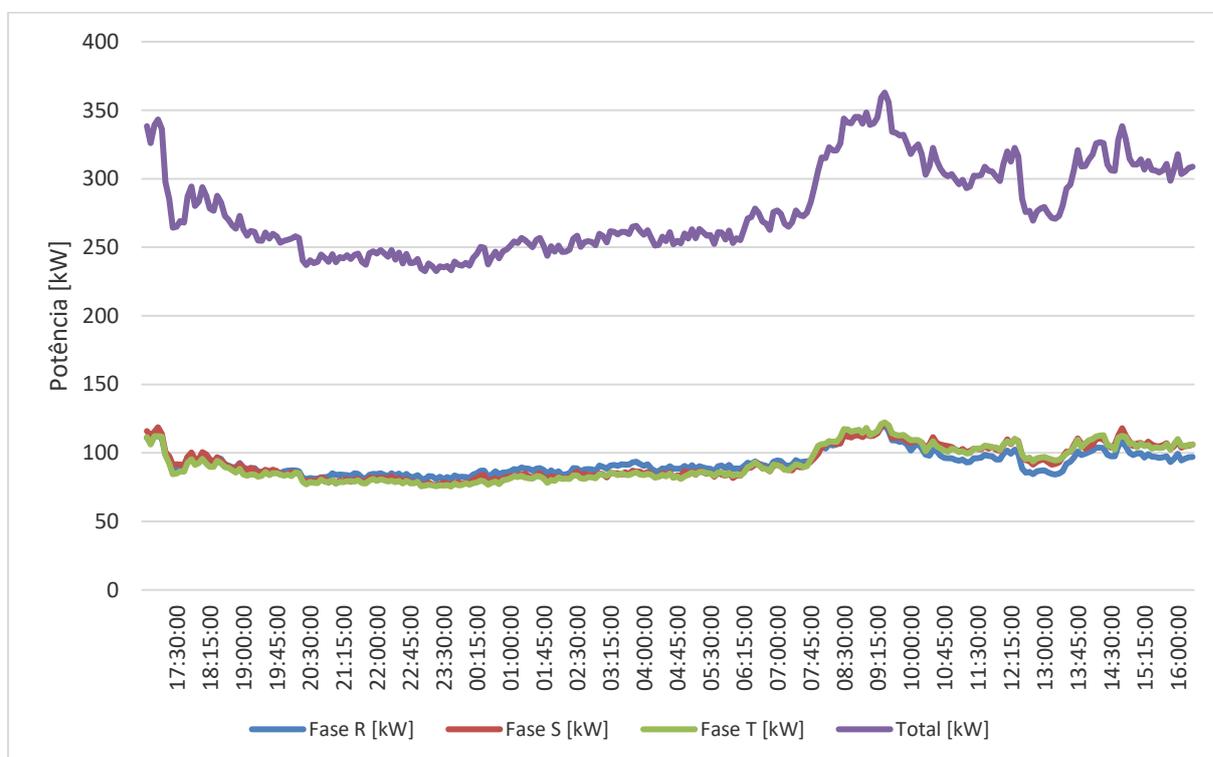


Figura 3.12. Diagrama de carga obtido no quadro de saída para o edifício 1; medição efetuada entre as 16:50 do dia 13 até às 16:25 do dia 14 de dezembro de 2016.

A análise deste diagrama de carga permite evidenciar o equilíbrio das 3 fases e a potência praticamente constante ao longo do seu regime de funcionamento.

4. Estudos de Eficiência Energética Realizados

Neste capítulo serão apresentados os diferentes estudos de viabilidade técnica e económica realizados e os projetos desenvolvidos. Os estudos de eficiência energética realizados de acordo com os objetivos propostos encontram-se aqui dispostos pelos 4 subcapítulos.

4.1 Iluminação

4.1.1 Iluminação Atual

4.1.1.1 Levantamento das Luminárias

Efetou-se um levantamento de todas as luminárias instaladas nas três unidades fabris da UPS. Este levantamento permitiu uma ambientação com as distintas áreas de cada unidade fabril de forma a compreender as soluções adotadas e as necessidades de cada espaço.

Durante este levantamento ficaram evidentes algumas medidas de redução de consumos já implementadas pela empresa com vista a uma maior eficiência energética, tais como:

- A alteração do comando dos circuitos de iluminação nos locais de passagem, o controlo atual é feito por detetor de presença evitando assim que locais pouco frequentados permaneçam com a iluminação artificial permanentemente ligada;
- A substituição de balastros convencionais por balastros eletrónicos, com vista à redução do consumo energético em locais de maior dependência da iluminação;
- A substituição da iluminação fluorescente tubular T8 na área da injeção de plásticos, por iluminação fluorescente tubular T5.

As várias tabelas de registo das luminárias por área instaladas em cada edifício podem ser consultadas no anexo B.

4.1.1.2 Custo da Iluminação

No cálculo do custo com a iluminação artificial em cada zona distinta da unidade produtiva, recorreu-se aos dados recolhidos e medições efetuadas: levantamento das luminárias instaladas, média anual de horas de funcionamento, custo médio estimado da tecnologia instalada, potência por fonte de iluminação e custo médio do kWh.

O custo da iluminação artificial atual obtém-se através da soma de duas parcelas: custo energético e custo de exploração.

Relativamente ao cálculo do custo energético efetuou-se, em primeiro lugar, o cálculo da energia consumida em cada área tendo em conta a solução de iluminação existente. A energia, consumida anualmente, é calculada através da equação 4.1.

$$Consumo_{energético} [kWh/ano] = \frac{N^{\circ}_{luminárias} \times P_{luminária} [W] \times H_{funcionamento} [h/ano]}{1000} \quad (4.1)$$

Obtida assim a energia consumida, por ano, efetua-se o cálculo do seu custo. A equação 4.2 representa, o cálculo de uma das parcelas do custo da iluminação – o custo energético.

$$Custo_{energético} [€/ano] = Consumo_{energético} [kWh/ano] \times Custo_{médio kWh} [€/kWh] \quad (4.2)$$

O custo de exploração, neste caso, reflete apenas o custo de manutenção da fonte de iluminação. A substituição das lâmpadas, balastros e, por vezes, da fonte de iluminação completa, representa um investimento monetário apenas na aquisição do equipamento, uma vez que, a equipa de manutenção da unidade industrial pode assegurar a substituição destes equipamentos, não sendo necessário recorrer a mão-de-obra externa. Desta forma, o cálculo do custo de exploração anual, é obtido pela equação 4.3.

$$Custo_{exploração} [\text{€/ano}] = N_{luminárias}^o \times \frac{H_{funcionamento} [h/ano]}{Vida\ Útil_{luminária} [h]} \times Custo_{luminária} [€] \quad (4.3)$$

Esta equação, encontra-se na sua forma mais geral, quando o tempo médio de vida útil da(s) lâmpada(s) coincide com o do balastro(s). Nas restantes situações, tem que se efetuar o cálculo dos custos de exploração separadamente para lâmpada(s) e balastro(s), somando ambas as parcelas obtêm-se os custos de exploração da luminária.

Para finalizar, o cálculo do custo da iluminação, basta somar as duas parcelas enunciadas anteriormente, de acordo com a equação 4.4.

$$Custo_{iluminação} [\text{€/ano}] = Custo_{energético} [\text{€/ano}] + Custo_{exploração} [\text{€/ano}] \quad (4.4)$$

4.1.2 Estudo de Soluções

Atendendo à necessidade de encontrar soluções energeticamente eficientes e que respeitassem as características técnicas pedidas pela EFAPEL, efetuou-se uma pesquisa das soluções presentes no mercado.

No anexo B, encontra-se a tabela com o registo as diversas características técnicas das soluções consideradas para o estudo, obtidas com recurso a catálogos, fichas técnicas e ao contacto direto com fabricantes e representantes de diversas marcas de luminárias.

Os cálculos luminotécnicos são usualmente realizados durante a fase de projeto de um sistema para se obter informação sobre o desempenho desse sistema. A partir desses cálculos é possível comparar diferentes configurações e perceber qual a melhor solução possível.

O DIALux é um software para estudos luminotécnicos profissionais, usado por “lighting designers” e profissionais da área da iluminação em todo o mundo. O DIALux permite planificar e visualizar as instalações de iluminação em espaços específicos [32].

Com recurso ao software DIALux evo 7, foram efetuadas simulações para cada local distinto com as diversas soluções de iluminação em estudo. Com as potencialidades deste programa foram recriados os diversos locais com recursos às peças desenhadas dos edifícios. Este *software* permite a consulta de catálogos *online* dos fabricantes de luminárias ou a instalação de *plugins* das empresas parceiras da DIAL, o que permite escolher o modelo da luminária pretendida, ou a que melhor se adequa à realidade do projeto.

Para além das dimensões físicas do local em estudo, há outros parâmetros importantes a definir, tais como, o grau de reflexão do teto, paredes e solo, a altura do plano de trabalho, a zona marginal, fator de manutenção e iluminância média pretendida.

O *software* vem com os valores padrão de acordo com as normas em vigor. Neste caso, os valores médios mínimos são definidos pela Norma Europeia EN 12464 – Iluminação em Locais de Trabalho.

Como níveis de iluminância, para além dos valores definidos na norma, utilizaram-se níveis recomendados pela empresa, de acordo com tabela 4.1.

Tabela 4.1. Níveis de Iluminância nos locais de trabalho.

Iluminância [lx]	Tarefas
75 a 250	Áreas de circulação ou locais de trabalho não permanente
250 a 500	Tarefas simples com baixa exigência visual
500 a 750	Tarefas contínuas com exigência visual média (algum detalhe fino)
750 a 1500	Tarefas contínuas com exigência visual alta

Seguidamente é apresentado um caso prático, onde vão ser abordados dois locais distintos; o primeiro local, trata-se de um armazém classificado como zona de tarefas simples com baixa exigência visual e o segundo local, trata-se de um gabinete classificado como zona de tarefas contínuas com exigência visual média (algum detalhe fino).

Na figura 4.1 a) e b), apresenta-se a parametrização dos locais em estudo tendo em conta os valores padrão definidos na Norma EN 12464-1 – Iluminação Interior. No separador resultados é possível verificar se a distribuição de luminárias respeitou os valores médios mínimos definidos na norma e, apresenta os vários níveis de iluminância para o plano de trabalho pretendido, consultar figura 4.1 c).

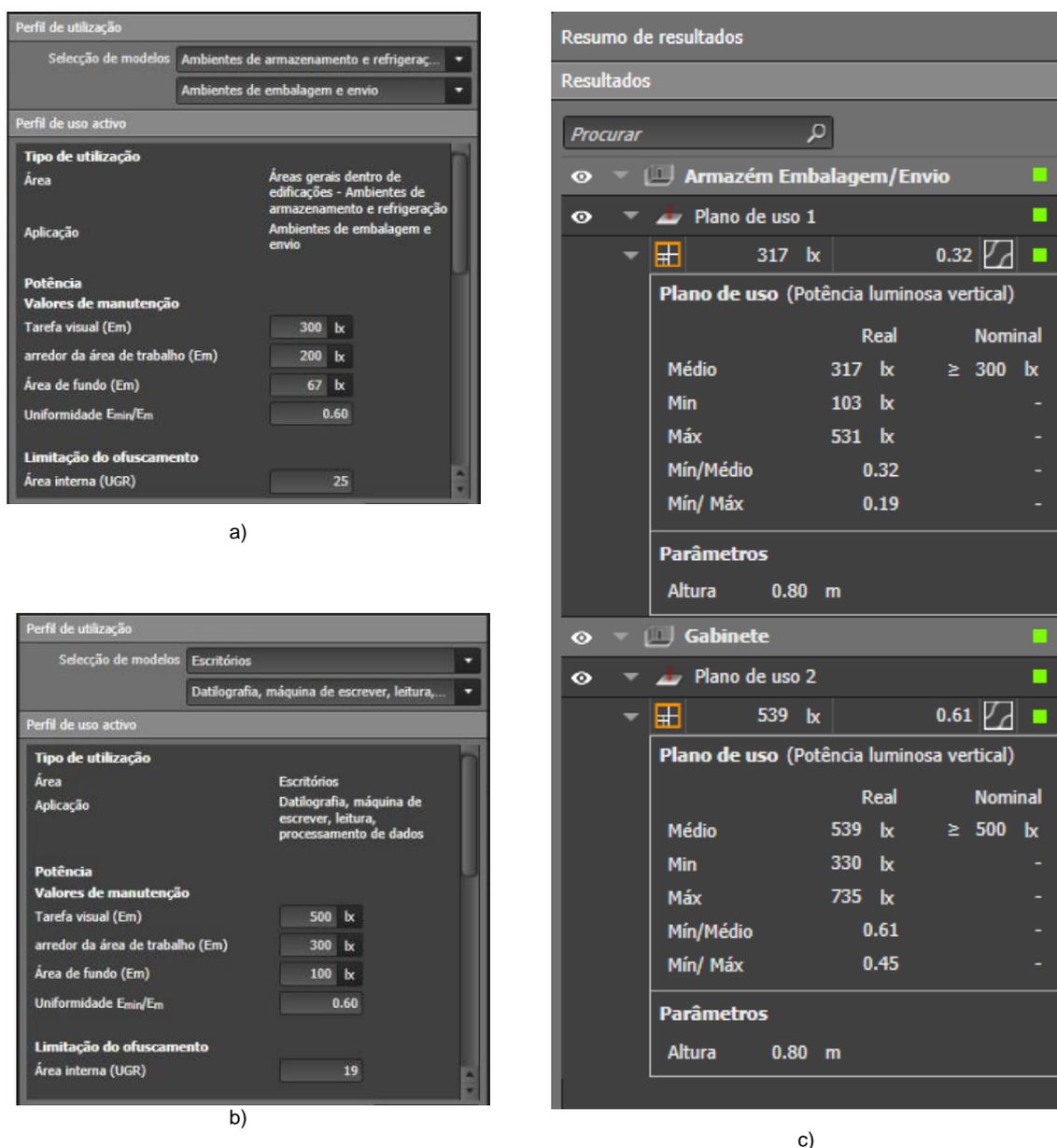
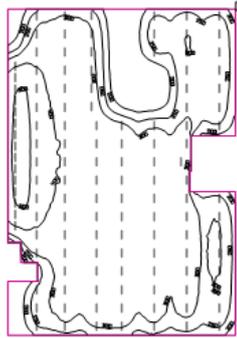


Figura 4.1. Parametrização e resultados obtidos no software DIALux: a) parametrização local 1, b) parametrização local 2 e c) resultados para ambos os locais.

A recapitulação do ambiente está disponível na documentação final elaborada pelo DIALux, como exemplo das figuras 4.2 e 4.3, onde consta o resumo da parametrização escolhida e o resumo dos cálculos para o plano de trabalho pretendido.

A documentação completa relativa a este caso prático encontra-se no anexo B, onde constam as fichas técnicas das luminárias escolhidas, a recapitulação do ambiente onde estão presentes os cálculos luminotécnicos e por último as vistas do plano de uso com as linhas isográficas, cores falsas e grelha de valores.

Armazém Embalagem/Envio



Altura da sala: 4.400 m, Grau de reflexão: Tecto 70.0%, Paredes 60.0%, Solo 40.0%, Factor de manutenção: 0.80

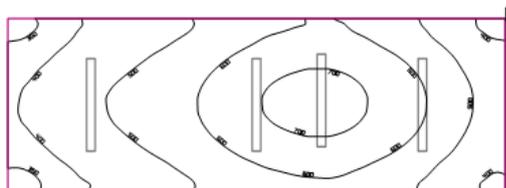
Plano de uso

Superfície	Resultado	Médio (Nominal)	Min	Máx	Min/Médio	Min/ Máx
1 Plano de uso 1	Potência luminosa vertical (adaptivo) [lx] Altura: 0.800 m, Zona marginal: 0.000 m	317 (≥ 300)	103	531	0.32	0.19

#	Luminária	Φ(Luminária) [lm]	Potência [W]	Rendimento luminoso [lm/W]
128	Disano Illuminazione SpA - 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving	4492	41.8	107.5
Somatório de todas as luminárias		574976	5350.4	107.5

Figura 4.2. Resumo dos cálculos luminotécnicos para o local 1.

Gabinete



Altura da sala: 4.400 m, Grau de reflexão: Tecto 70.0%, Paredes 60.0%, Solo 40.0%, Factor de manutenção: 0.80

Plano de uso

Superfície	Resultado	Médio (Nominal)	Min	Máx	Min/Médio	Min/ Máx
1 Plano de uso 2	Potência luminosa vertical (adaptivo) [lx] Altura: 0.800 m, Zona marginal: 0.000 m	539 (≥ 500)	330	735	0.61	0.45

#	Luminária	Φ(Luminária) [lm]	Potência [W]	Rendimento luminoso [lm/W]
4	Disano Illuminazione SpA - 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving	4492	41.8	107.5
Somatório de todas as luminárias		17968	167.2	107.5

Figura 4.3. Resumo dos cálculos luminotécnicos para o local 2.

4.1.2 Soluções Propostas

O objetivo inicial era o estudo da viabilidade técnica e económica da substituição da iluminação existente por LED, tirando o máximo partido das instalações existentes, para o edifício 2 e para as áreas produtivas. Posteriormente, o estudo foi alargado para toda a iluminação existente. Resumindo, em termos de propostas de substituição foram estudados 2 cenários principais.

4.1.2.1 Cenário 1

O Cenário 1 contempla a substituição integral das luminárias do tipo fluorescente estandes do edifício 2 e das áreas produtivas dos restantes por luminárias com lâmpadas LED.

Com recursos às tabelas do levantamento de luminárias fez-se um resumo das soluções existentes nestes espaços, das soluções LED e registou-se as características mais importantes nas tabelas 4.2 a 4.7.

Tabela 4.2. Soluções FL equivalentes às luminárias existentes.

Fabricante	Referência	Fluxo Luminoso [lm]		Potência [W]		Vida Útil [h]	Dimensões		
		Total	Luminária	Balastro	Luminária	Lamp. / Balast.	C (mm)	L (mm)	A (mm)
PHILIPS	Armadura Estanque FL T8 1x36 W	3250	2275	Convencional	43	10000	Valores Padrão (Standard)		
	Armadura Estanque FL T8 1x58 W	5150	3244		67				
	Armadura Estanque FL T8 2x36 W	6500	4095		85				
	Armadura Estanque FL T8 2x58 W	10300	6077		133				
	Armadura Estanque FL T5 2x28 W	5250	3675	Eletrónico	61	15000 / 50000			
	Armadura Estanque FL T5 2x35 W	6650	4788		77				
	Armadura Encastre FL T8 4x18 W	5400	3672		70	15000 / 50000			

Tabela 4.3. Soluções LED equivalentes às luminárias existentes.

Fabricante	Referência	Fluxo Luminoso [lm]		Potência [W]			Vida Útil	URG	RG	CRI
		Total	Luminária	Leds	Driver	Luminária				
DISANO	HYDRO 960 - Money Saving Basic	2950	2572	18	2	20	50 000h L70 B20	n. d.	RG 0	≥ 80
	HYDRO 961 - Money Saving	5400	4492	38	4	42	50 000h L70 B20	n. d.	RG 0	≥ 80
	ECHO 927 - Energy Saving	4300	3592	24	2	26	50 000h L80 B20	n. d.	RG 0	≥ 80
		8060	7196	48	5	53				
	LED PANEL 842 - URG < 19 - CRI ≥ 80	4000	3348	29	4	33	50 000h L80 B20	< 19	RG 0	≥ 80

Tabela 4.4. Excerto de uma tabela de cálculos; neste caso para apurar os custos de exploração da iluminação FL T8 existente.

Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		∑ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]
		Luminária	Total				
FL T8 2x58 W	5	133	665	2000	10000	15	15
FL T8 2x58 W	112	133	14896	2000	10000	15	336
FL T8 2x58 W	14	133	1862	2000	10000	15	42
FL T8 1x36 W	4	43	172	2000	10000	15	12
FL T8 2x58 W	2	133	266	2000	10000	15	6
FL T8 2x58 W	2	133	266	2000	10000	15	6
FL T8 2x58 W	2	133	266	2000	10000	15	6
FL T8 2x58 W	7	133	931	2000	10000	15	21
FL T8 2x36 W	6	85	510	2000	10000	15	18

Tabela 4.5. Excerto de uma tabela de cálculos; neste caso para apurar os custos de exploração da iluminação LED em estudo.

Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		∑ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]
		Luminária	Total				
ECHO 927 - Energy Saving	5	53	265	2000	50000	110	22
ECHO 927 - Energy Saving	112	53	5936	2000	50000	110	492,8
ECHO 927 - Energy Saving	14	53	742	2000	50000	110	61,6
HYDRO 960 - Money Saving	4	20	80	2000	50000	75,6	12,096
ECHO 927 - Energy Saving	2	53	106	2000	50000	110	8,8
ECHO 927 - Energy Saving	2	53	106	2000	50000	110	8,8
ECHO 927 - Energy Saving	2	53	106	2000	50000	110	8,8
ECHO 927 - Energy Saving	7	53	371	2000	50000	110	30,8
HYDRO 961 - Money Saving	6	42	252	2000	50000	95	22,8

Tabela 4.6. Excerto de uma tabela de cálculos; neste caso a análise económica.

Solução	Nº Equip.	Total Potência [kW]	Custos com Energia			Manutenção Lâmpadas		
			∑ Horas Anual (250 dias) [h]	Consumo Energia [kW-h]	Custo Anual (0,12€/kWh) [€]	Vida Útil [h]	Preço uni. [€]	Valor Anual [€]
			Solução FL Atual	1182	129,278	2000	258 556,00	31 026,72 €
	47	3,948	6000	23 688,00	2 842,56 €	15000		
					33 869,28 €			
Solução DISANO LED	1182	43,882	2000	87 764,00	10 531,68 €	50000	[€]	5050,024
	47	1,603	6000	9 618,00	1 154,16 €			
					11 685,84 €			

Tabela 4.7. Excerto de uma tabela de cálculos, neste caso a análise económica (continuação).

Solução	Custo Anual	Economia Anual	Investimento Inicial	Tempo de Amortização
	[€]	[€]	[€]	[anos]
Solução FL Atual	37 835,28 €			
Solução DISANO LED	16 735,86 €	21 099,42 €	117 038,60 €	5,55

A substituição da iluminação existente por LED, neste cenário, traria uma poupança anual de cerca de 21000 € e o retorno do investimento acontecia ao fim de aproximadamente 5,5 anos.

4.1.2.2 Cenário 2

O Cenário 2 contempla a substituição total de todas as luminárias. A metodologia usada em nada diferiu do cenário anterior.

Neste cenário o consumo anual da iluminação existente é de 292400 kWh, enquanto que, as soluções LED apresentam um consumo de 123624 kWh, traduzindo-se numa redução de 168776 kWh.

Esta situação não apresenta qualquer vantagem em comparação com a anterior. Isto deve-se ao facto de às luminárias comuns ao cenário 1, incluir-se as restantes, luminárias essas que não apresentam tempo de funcionamento anual que justifique o investimento.

4.2 Sistemas Acionados por Motores Elétricos

4.2.1 Inventário dos MIT

Efetuuou-se o levantamento das informações presentes nas chapas de características dos motores elétricos das máquinas de injeção, da central de bombagem de água e de um ventilador.

Numa segunda abordagem ao inventário dos motores elétricos, excluiu-se:

- os servomotores por já serem uma solução energeticamente eficiente;
- os motores de ímanes permanentes, por não existirem no mercado soluções mais eficientes para este tipo de motores;
- os motores e bombas da central de bombagem, uma vez que, está prevista a construção de uma nova central de bombagem.

Foram reunidas as informações sobre a construção do motor, características de desempenho e consumo de energia, dos motores selecionados para o estudo na tabela que se encontra ao anexo C.1.

O rendimento de um motor elétrico define a eficiência com que é feita a conversão da energia elétrica absorvida da rede pelo motor, em energia mecânica disponível no eixo.

A potência referida na chapa de características de cada um dos motores corresponde à potência útil que, por definição, é a potência mecânica disponível no eixo do motor em condições nominais. Ao passo que a potência absorvida, corresponde à potência elétrica que o motor retira da rede para fornecer a potência útil no eixo.

Como os motores mais antigos não possuem informação relativa ao seu rendimento gravado na chapa de características, efetuou-se o seu cálculo tendo em conta a seguinte metodologia.

Com recurso à tabela que resume os as principais características dos motores em estudo, em primeiro lugar efetuou-se o cálculo da potência absorvida, de acordo com a equação 4.5.

$$Potência_{absorvida} [kW] = \sqrt{3} \times Tensão_{composta} [kV] \times Corrente_{linha} [A] \times$$

Fator Potência

(4.5)

De seguida, a relação entre a potência útil no eixo do motor e a potência por ele absorvida, expressa na equação 4.6, permite obter o rendimento do motor quando este se encontra em carga nominal.

$$\eta [\%] = \frac{Potência_{útil} [kW]}{Potência_{absorvida} [kW]} \times 100$$

(4.6)

Na tabela 4.8 encontram-se expressos os rendimentos calculados para os motores em situação de carga nominal.

Tabela 4.8. Rendimento dos motores em situação de carga nominal.

ID - Motor de Indução	Fabricante	Potência Útil [kW]	Potência Absorvida [kW]	Rendimento [%]
Máquina 2	SIEMENS	15	17,57	85,4
Máquina 8	ANTRIEBSTECHNIK	15	17,18	87,3
Máquina 9	BAUMULLER	22	25,98	84,7
Máquina 10	SIEMENS	22	24,15	91,1
Máquina 13	ANTRIEBSTECHNIK	22	24,33	90,4
Máquina 14	ANTRIEBSTECHNIK	22	24,44	90,0
Máquina 15	SIEMENS	11	12,07	91,1
Máquina 16	SIEMENS	11	12,07	91,1
Máquina 18	SIEMENS	11	12,07	91,1
Máquina 19	SIEMENS	11	12,07	91,1
Máquina 21	SIEMENS	22	24,09	91,3
Máquina 6	SIEMENS	30	32,39	92,6
Ventilador	SIEMENS	7,5	8,64	86,9

Da tabela anterior, há a salientar o facto de os motores elétricos mais antigos, como é o caso dos motores das máquinas 2, 8, 9, 13 e 14, apresentarem rendimentos inferiores em comparação com motores mais recentes e de potência equivalente.

Outro facto a reter é que, nenhum destes MIT deverá operar em condições de plena carga, pelo que estes valores de rendimento dificilmente serão obtidos. Neste sentido, importa analisar as aplicações dos motores e seus requisitos, com o intuito de uma melhor compreensão das necessidades nos processos em que estão envolvidos. Para isso, efetuaram-se medições do consumo dos MIT de algumas das máquinas de injeção durante um ciclo de trabalho. Esta informação encontra-se registada em gráficos de diagrama de carga disponíveis para consulta no anexo C.2.

A título de exemplo é apresentado na figura 4.4 um desses diagramas de carga, neste caso, o diagrama de carga obtido no MIT da máquina 21.

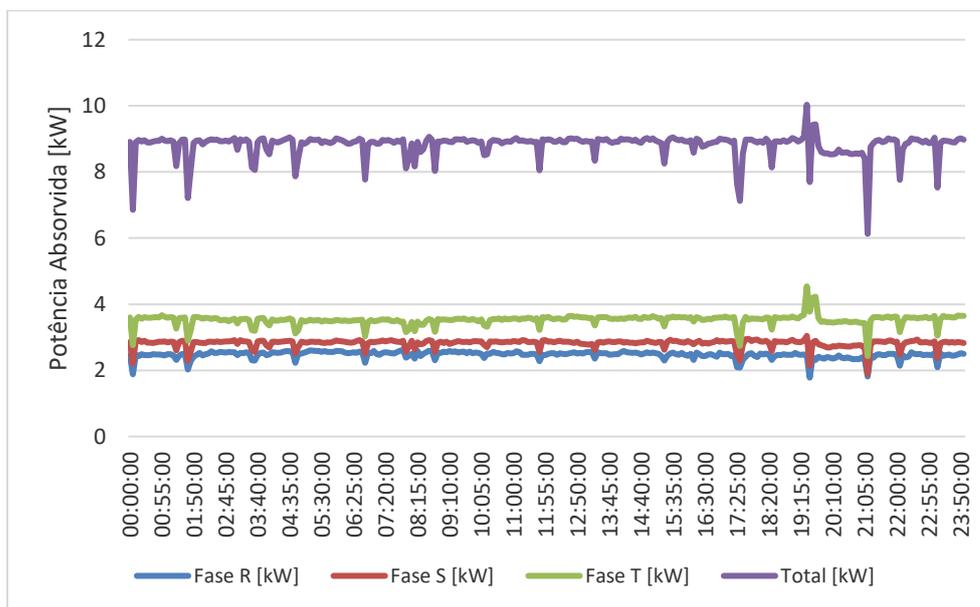


Figura 4.4. Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 21; mediação efetuada no dia 23 de novembro de 2016.

Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 21; mediação efetuada no dia 23 de novembro de 2016.

Através da análise da figura 4.4, onde está representado um ciclo de 24h de funcionamento do MIT de 22 kW da máquina 21, verifica-se que o motor teve um funcionamento praticamente constante, com uma potência média absorvida que rondou os 9 kW, valor ainda distante quer da potência útil nominal, quer da potência absorvida nominal, do motor em questão.

4.2.2 Estudo de Soluções

A pesquisa de mercado incidiu sobre os MIT de rendimento *Premium* e *Super Premium*, ou seja, motores classificados de acordo com a Norma IEC 60034-30 em IE 3 e IE 4.

Os detalhes técnicos dos diversos motores considerados para o estudo encontram-se registados nas tabelas no anexo C, estes dados foram obtidos com recurso a catálogos, fichas técnicas e ao contacto direto com fabricantes e representantes de diversas marcas de motores elétricos.

O estudo da substituição dos MIT existentes por MIT IE3 ou IE4 tem como base todas os detalhes técnicos recolhidos aquando do inventário dos motores, os rendimentos nominais calculados, os valores de rendimento tabelados para os motores similares aos existentes e para os novos motores de elevado rendimento e a metodologia utilizada para o cálculo da poupança e do *payback*.

Para o cálculo da rentabilidade da substituição dos motores, efetuou-se o cálculo da poupança anual resultante da utilização de um MIT *Premium/Super Premium* em detrimento do MIT existente. Este cálculo obtém-se pela aplicação das seguintes equações:

$$Poupança_{anual} [kW] = \left(\frac{P_{útil_{MIT\ exist.}} [kW]}{\frac{\eta_{MIT\ exist.} [\%]}{100}} \right) - \left(\frac{P_{útil_{MIT\ premium}} [kW]}{\frac{\eta_{MIT\ premium} [\%]}{100}} \right) \quad (4.7)$$

$$Poupança_{anual} [kWh] = Poupança_{anual} [kW] \times H_{funcionamento} [h/ano] \quad (4.8)$$

$$Poupança_{anual} [€] = Poupança_{anual} [kWh] \times Custo_{médio\ kWh} [€/kWh] \quad (4.9)$$

O tempo de retorno do investimento ou *payback*, representa o quociente entre o custo do investimento no MIT *Premium* e a poupança anual de custos que advém da substituição dos motores, conforme demonstrado na equação 4.10.

$$\text{Payback [anos]} = \frac{\text{Custo}_{\text{MIT premium}} [\text{€}]}{\text{Poupança}_{\text{anual}} [\text{€}]}$$

(4.10)

Da análise dos diagramas de carga conclui-se que os motores não se encontram a funcionar à plena carga, na maioria dos casos encontram-se a funcionar na faixa dos 30 a 50 % de carga, com exceção do arranque onde, normalmente atingem a faixa dos 75 a 100% de carga durante curto espaço de tempo.

Tendo este facto em consideração, todos os cálculos referentes à substituição dos MIT existentes por MIT *Premium* e *Super Premium* foram efetuados para rendimentos a 50, 75 e 100 % da carga nominal do motor elétrico.

De seguida, apresenta-se nas tabelas 4.9 a 4.11, a aplicação da metodologia e dos pressupostos anteriormente descritos a um caso prático, a substituição do MIT da máquina 21.

Tabela 4.9. Tabela com o resumo das características dos motores em estudo para a máquina 21.

Máquina 21	Rendimento a 400 V @ 50 Hz					
	Motor Existente		Motor Novo			
P [kW]	Carga [%]	MIT IE1	Carga [%]	MIT IE3	Carga [%]	MIT IE4
22	50	0,89	50	0,923	50	0,937
22	75	0,905	75	0,93	75	0,943
22	100	0,905	100	0,932	100	0,945
22	IEC IE1: 100	0,899	IEC IE3: 100	0,93	IEC IE4: 100	0,945

Tabela 4.10. Tabela com os cálculos efetuados para cada motor em estudo para a máquina 21.

Máquina 21	Redução do Consumo [kW]	Redução do Consumo Anual [kWh]	Poupança Anual [€]	Redução do Consumo [kW]	Redução do Consumo Anual [kWh]	Poupança Anual [€]
Carga [%]	MIT <i>Premium</i> [IE3]			MIT <i>Super Premium</i> [IE4]		
50	0,88	5023,06	552,54	1,24	7047,17	775,19
75	0,65	3714,11	408,55	0,98	5567,62	612,44
100	0,70	4002,63	440,29	1,03	5848,25	643,31
IEC IE: 100	0,82	4636,23	509,99	1,19	6770,37	744,74

Tabela 4.11. Payback obtido para a máquina 21.

Máquina 21	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	2,30	1,88
75	3,11	2,38
100	2,89	2,27
IEC IE: 100	2,49	1,96

O caso prático da máquina 21 é um exemplo de uma situação onde é vantajosa a substituição do MIT equivalente a um IE1 existente, por um MIT IE4, como se pode comprovar através do cálculo do *payback*, na tabela 4.11. Neste caso qualquer que seja o cenário de substituição afigura-se como rentável, contudo, a opção mais rentável é substituição por MIT IE4 para funcionamento com rendimento a 50% de carga.

Efetuarão-se os cálculos para a substituição dos motores das restantes máquinas, de acordo com os procedimentos enunciados anteriormente. Nas tabelas 4.12 a 4.23 são apresentados os resultados finais para as outras máquinas.

Tabela 4.12. *Payback* obtido para a máquina 2.

Máquina 2	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	5,82	5,99
75	6,16	5,60
100	7,50	5,88
IEC IE: 100	7,24	5,52

Tabela 4.13. *Payback* obtido para a máquina 8.

Máquina 8	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	3,46	3,56
75	3,67	3,33
100	4,46	3,50
IEC IE: 100	4,31	3,29

Tabela 4.14. *Payback* obtido para a máquina 9.

Máquina 9	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	18,63	15,25
75	25,20	19,30
100	23,38	18,37
IEC IE: 100	20,18	15,87

Tabela 4.15. *Payback* obtido para a máquina 10.

Máquina 10	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	15,01	4,61
75	7,58	3,84
100	6,33	3,54
IEC IE: 100	5,39	3,04

Tabela 4.16. *Payback* obtido para a máquina 13.

Máquina 13	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	2,59	2,12
75	3,50	2,68
100	3,25	2,55
IEC IE: 100	2,80	2,20

Tabela 4.17. *Payback* obtido para a máquina 14.

Máquina 14	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	3,56	2,91
75	4,81	3,69
100	4,47	3,51
IEC IE: 100	3,86	3,03

Tabela 4.18. *Payback* obtido para a máquina 15.

Máquina 15	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	7,92	5,08
75	5,17	3,54
100	5,85	3,22
IEC IE: 100	5,45	2,94

Tabela 4.19. *Payback* obtido para a máquina 16.

Máquina 16	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	7,51	4,81
75	4,90	3,54
100	5,54	3,22
IEC IE: 100	5,17	2,94

Tabela 4.20. *Payback* obtido para a máquina 18.

Máquina 18	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	9,41	6,03
75	6,14	4,21
100	6,95	3,83
IEC IE: 100	6,48	3,49

Tabela 4.21. *Payback* obtido para a máquina 19.

Máquina 19	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	10,36	6,64
75	6,76	4,63
100	7,65	4,21
IEC IE: 100	7,13	3,84

Tabela 4.22. *Payback* obtido para a máquina 6.

Máquina 6	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	76,04	36,40
75	53,86	29,85
100	49,02	27,31
IEC IE: 100	41,30	24,08

Tabela 4.23. *Payback* obtido para ventilador.

Ventilador 132M	<i>Payback</i> [anos]	
Carga [%]	MIT IE3	MIT IE4
50	3,02	3,09
75	3,79	3,46
100	4,38	3,60
IEC IE: 100	4,57	3,60

4.2.3 Conclusões

Nesta secção abordou-se os sistemas acionados por motores de indução trifásicos, com especial destaque para os MIT das máquinas de injeção, já que esse era o objetivo proposto.

O levantamento exaustivo das características dos motores existentes, as medições do perfil de consumo como forma de estudar o comportamento e as necessidades das diferentes máquinas, a extensa pesquisa de mercado foram fundamentais para efetuar os estudos de viabilidade técnica e económica da substituição dos MIT existentes por MIT de rendimento *Premium* ou *Super Premium*.

A viabilidade económica na substituição dos MIT é analisada tendo em conta o valor do *payback* calculado para os diversos motores. Considerou-se que nas situações em que o *payback* seja inferior a 3 anos, é recomendado o investimento. Em situações com *payback* superior a 3 e inferior a 5 anos, deve analisar-se a carga produtiva da máquina, o tempo previsto até final de vida da mesma e o volume previsto de produção durante esse tempo. Caso a máquina em questão ainda faça parte dos planos a longo prazo com carga laboral suficiente, o investimento deve ser ponderado. Nas restantes situações, o investimento não é recomendado.

Na maioria das máquinas com MIT convencionais “IE0” a substituição por MIT IE3 surge como uma situação a ponderar, com a exceção da máquina 9 (não teve carga laboral suficiente, logo o investimento não recomendado) e a máquina 13 (foi das que maior carga laboral apresentou, logo o investimento é recomendado).

Nos MIT convencionais IE1 a substituição por MIT IE3 é recomendável. Nesta situação encontram-se a máquina 21 e o ventilador, verificou-se ainda que a substituição por uma MIT IE4 traz ainda mais vantagens. As poupanças conseguidas pelos MIT *Super Premium*, IE4, justificam o investimento mais elevado aquando da sua aquisição.

Nos MIT classificados como motores de alto rendimento, IE2, presentes nas máquinas 15, 16, 18 e 19, a substituição por MIT IE3 não é aconselhável. Apenas a substituição por MIT IE4 surge como a situação a ponderar.

Da análise dos estudos realizados ficou evidente que um dos fatores mais impotentes é o número de horas de operação do motor. Este fator aliado a um aumento de rendimento do motor permite obter reduções no consumo de energia e conseqüente redução dos custos anuais.

4.3 Projeto do Sistema Solar Fotovoltaico

4.3.1 Considerações iniciais

O interesse demonstrado pelo setor industrial na instalação de centrais fotovoltaicas para diminuição dos custos energéticos tem vindo a aumentar. As UPACs são vistas como solução ideal para reduzir a dependência da RESP devido aos aumentos do preço da energia elétrica. No entanto, apesar do forte interesse demonstrado a maioria das indústrias não concretiza a instalação das centrais fotovoltaicas, por não disporem de capitais próprios para suportar o investimento neste tipo de projetos.

As Empresas de Serviços Energéticos (ESE's) surgem neste contexto, como entidades que fornecem serviços energéticos e melhoria de eficiência energética nas instalações do cliente, aceitando um certo grau de risco financeiro para o fazer. O pagamento dos serviços prestados baseia-se, em parte ou na sua totalidade, na obtenção das melhorias na eficiência energética e no cumprimento de critérios de desempenho.

As ESE's dispõem de dois tipos de contratos baseados no desempenho, “Poupança Garantida” e “Poupança Compartilhada”. Estes contratos garantem ao cliente uma solução “chave na mão” sem investimento de capital próprio.

Em 2016, o relatório das tendências em aplicações fotovoltaicas elaborado pela IEA, *Internacional Energy Agency*, apresentou preços médios para a instalação de sistemas fotovoltaicos industriais com ligação à rede, em Portugal no ano de 2015, de 1000 €/kWp em sistemas com montagem em telhados e entre 700 a 800 €/kWp em sistemas com montagem junto ao solo [33].

Considerando os estudos e relatórios anteriormente referidos, e tendo em conta a tendência de redução do custo do kWp instalado nos sistemas fotovoltaicos industriais, considerou-se aceitável assumir um custo de 1000 €/kWp. Este valor já engloba os custos inerentes à instalação e todos os componentes necessários para a instalação do sistema. Este valor está sujeito à aplicação do IVA.

4.3.2 Autoconsumo vs Venda à rede

No modelo assente na utilização de sistemas fotovoltaicos com o intuito de se fazer a venda da totalidade da energia elétrica produzida à rede, a energia produzida pela UPP será remunerada com uma tarifa atribuída em leilão, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência (95 €/MWh), válida por 15 anos.

Por outro lado, no modelo assente na utilização dos sistemas fotovoltaicos com o intuito de se fazer o consumo da totalidade da energia elétrica produzida, a energia produzida pela UPAC será remunerada pela substituição do consumo da rede (valor equivalente de tarifa de compra mais IVA). Este modelo, permite a possibilidade de venda do excedente de produção à rede, a uma tarifa de mercado para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos (10%).

A exploração das UPAC apresenta a vantagem de assegurar uma parte dos consumos da instalação do consumidor, durante o período em que o preço da energia elétrica é o menos favorável para o consumidor, reduzindo-se também a potência nas horas de ponta da instalação, o que conduz a uma redução ainda maior na fatura.

4.3.3 Software de apoio

No projeto de sistemas fotovoltaicos existem diversos programas informáticos importantes no auxílio ao desenvolvimento de estudos de viabilidade económica de uma instalação fotovoltaica.

O *software* “PVGIS” e “PVWatts” são ferramentas disponíveis *online* e que geram uma estimativa dos valores de energia elétrica produzida através de um sistema fotovoltaico. Estas ferramentas necessitam da introdução de alguns dados, tais como, o tipo de tecnologia fotovoltaica a instalar, a quantidade de módulos fotovoltaicos, uma estimativa de perdas associadas ao sistema, o tipo de instalação do sistema e a inclinação e orientação dos painéis. O programa efetua o cálculo da estimativa da produção anual de energia elétrica, de acordo com a localização geográfica do potencial sistema fotovoltaico a instalar, com recurso a bases de dados do clima para a localização fornecida.

Existem ainda outros *softwares* de apoio ao projeto de um sistema fotovoltaico que oferecem soluções de dimensionamento mais completas, como é o caso do *software* “Sunny Design” da SMA Solar Technology AG. Como os programas descritos anteriormente, este programa

necessita da introdução dos parâmetros básicos do sistema fotovoltaico, de diversos dados relativos à análise financeira e permite a criação de um perfil de carga próprio. Esta combinação de dados garante uma maior exatidão nos resultados apresentados.

Este *software* gera um esquema com a configuração das ligações necessárias, o dimensionamento da cablagem, juntamente com uma análise técnica e económica do projeto, tendo em conta todos os dados criando um documento com todas estas indicações.

4.3.3 Caso Prático

No presente caso prático, em primeiro lugar, será abordado um cenário em que se compara uma UPP a uma UPAC. O estudo deste cenário tem como finalidade, comparar a instalação de um sistema fotovoltaico para venda da totalidade da energia elétrica produzida à rede, com a instalação de um sistema fotovoltaico para consumo da energia produzida.

Com o recurso ao *software* “Sunny Design”, após a configuração dos parâmetros necessários de forma a garantir condições iguais para ambas as situações descritas, foi possível obter as estimativas relativas à produção de energia elétrica, ao impacto no consumo da instalação e aos custos associados. A comparação de um sistema fotovoltaico de 250 kWp nos distintos modelos de funcionamento, encontra-se para análise, nas tabelas 4.24 e 4.25.

Tabela 4.24. Distribuição da energia fotovoltaica produzida, comparação UPP vs. UPAC.

	UPP 250 kWp	UPAC 250 kWp
Rendimento energético [MWh]	381	381
Injeção na rede [MWh]	381	82,729
Consumo de energia da rede [MWh]	2247	1949
Autoconsumo [MWh]	n. a.	298
Quota de autoconsumo [%]	n. a.	78,3
Taxa de autonomia [%]	n. a.	13,3

Tabela 4.25. Rentabilidade do sistema fotovoltaico, comparação UPP vs. UPAC.

	UPP 250 kWp	UPAC 250 kWp	Diferença
Lucro total após 25 anos [€]	686,018	775,93	89,912
Amortização do investimento [anos]	8	7	1
Custo de produção de energia [€/kWh]	0,037	0,037	0
Rendimento anual [%]	4,46	9,57	5,11

Da análise das tabelas 4.24 e 4.25 a solução que apresenta melhores resultados é a UPAC.

Concluída a abordagem inicial ao caso prático em estudo, segue-se o cenário da otimização de um sistema fotovoltaico para consumo total da energia produzida.

Para a implementação do sistema fotovoltaico, analisaram-se os consumos energéticos e os diagramas de carga referentes a semanas típicas de inverno e de verão da unidade industrial, de forma a otimizar a potência de ligação do sistema.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para consumo da totalidade da energia produzida, está limitado a uma potência máxima de 40 kW. Esta limitação deve-se ao horário laboral da empresa, não operando durante os fins de semana. o consumo energético é residual em comparação com os valores registados durante os dias da semana, sendo que todo o excedente de produção terá que ser vendido à rede.

Para autoconsumo com a venda do excedente de produção à rede, o dimensionamento do sistema fotovoltaico está limitado a não poder ultrapassar a totalidade da potência contratada na instalação de consumo, atualmente, a potência contratada é de 708 kW.

Com o recurso aos *softwares* mencionados anteriormente, foram obtidas as estimativas relativas à produção de energia elétrica, valores médios diários e mensais, assim como a irradiação global por metro quadrado recebida pelos módulos fotovoltaicos, também em valores diários e mensais.

Efetuarão-se as simulações de produção energética do sistema fotovoltaico para os diversos meses do ano, os resultados encontram-se resumidos em tabelas presentes no anexo D.

A influência da produção de energia do sistema fotovoltaico no consumo da empresa, foi analisado tendo em conta os diagramas de carga mencionados a secção 3.4, as estimativas obtidas com recurso aos *softwares* de apoio e o dimensionamento do sistema em estudo.

Nas figuras 4.5 a 4.6 está vincada a importância da produção do sistema solar fotovoltaico no diagrama de carga semanal, registado num mês de inverno e noutra de verão.

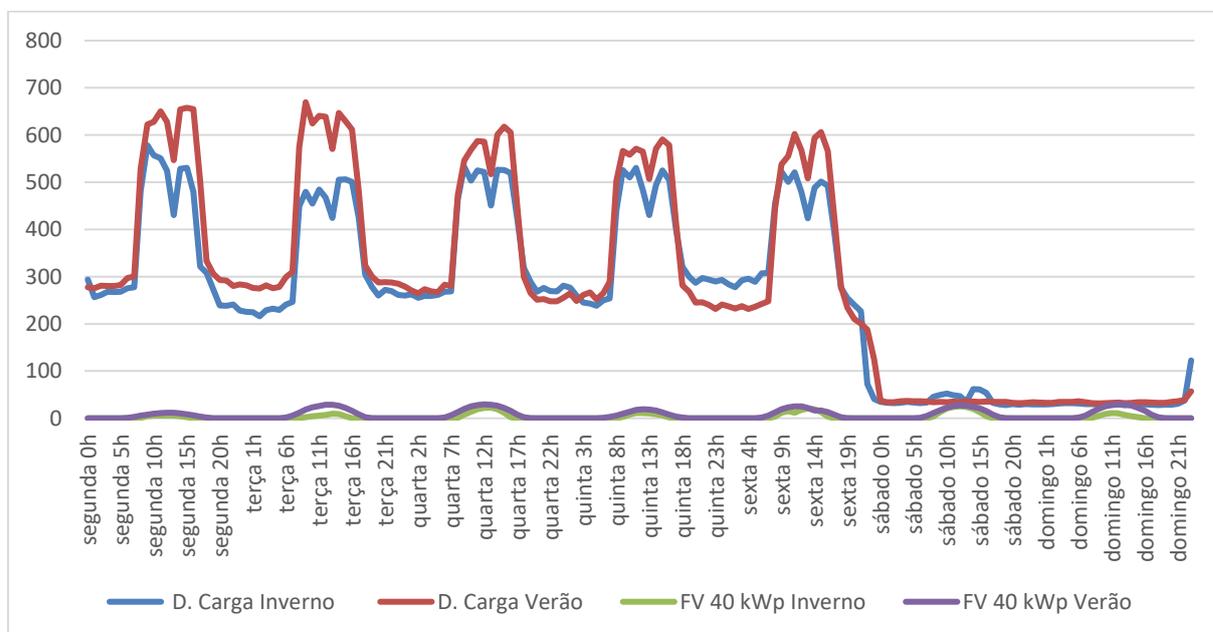


Figura 4.5. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 40 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutra de verão.

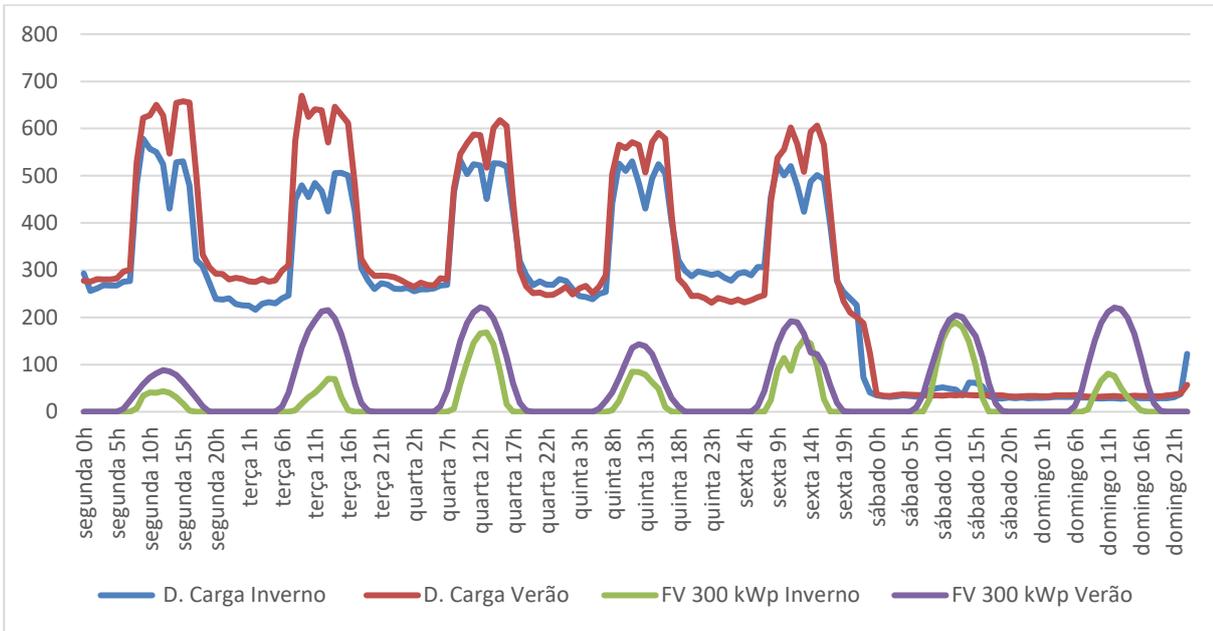


Figura 4.6. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 300 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.

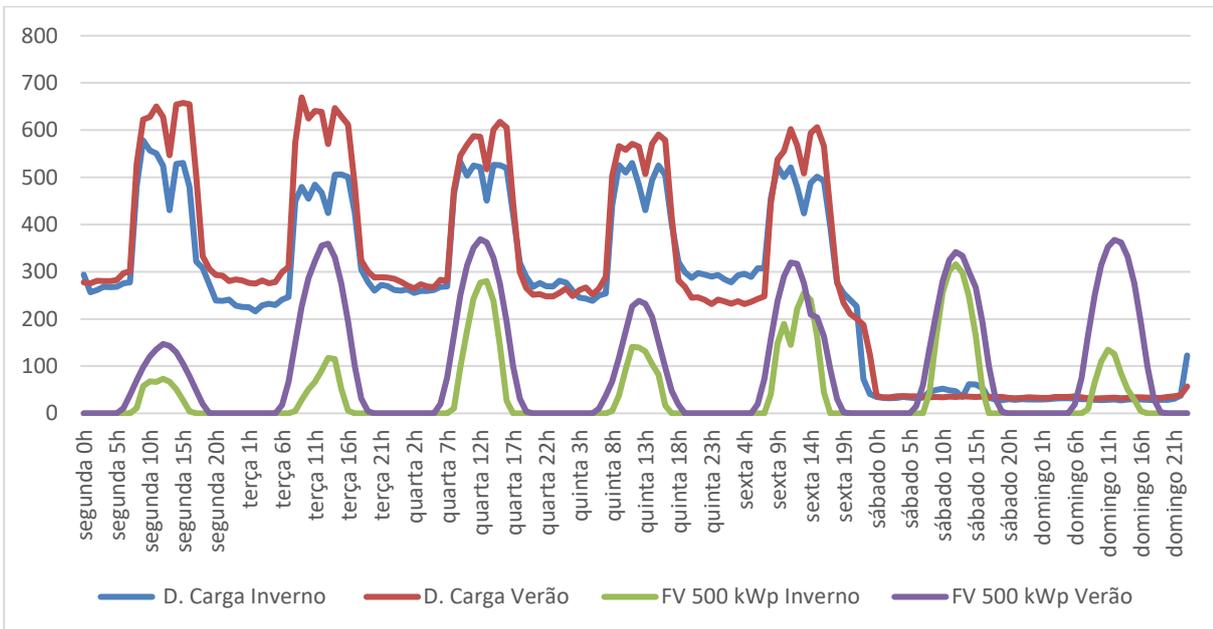


Figura 4.7. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 500 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.

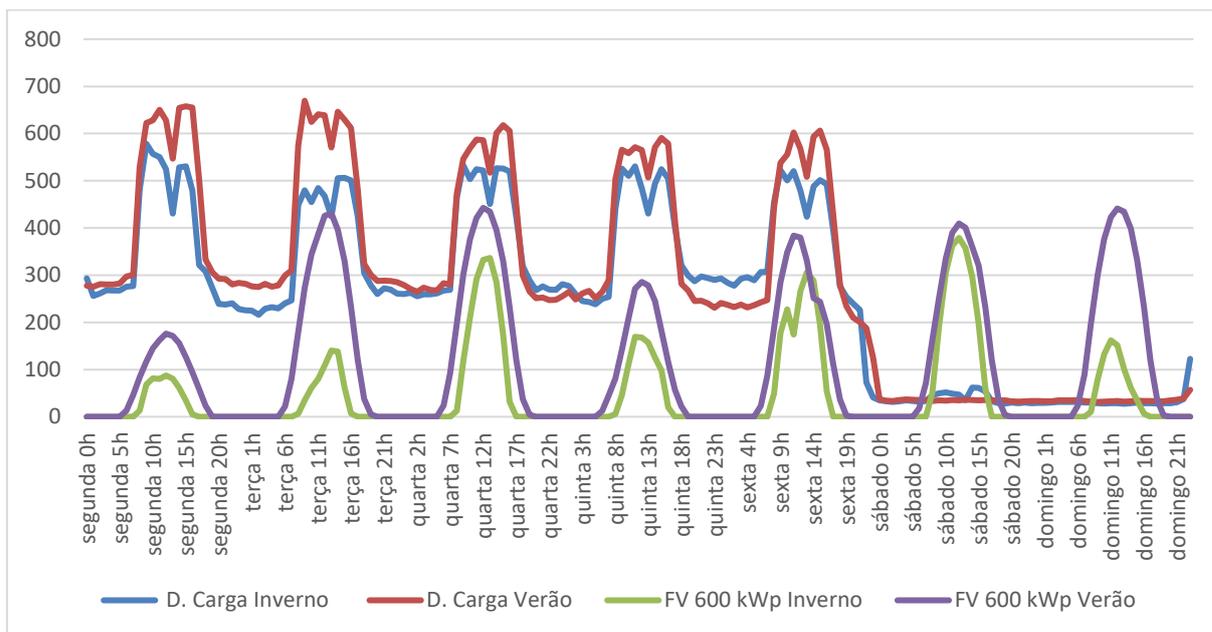


Figura 4.8. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 600 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.

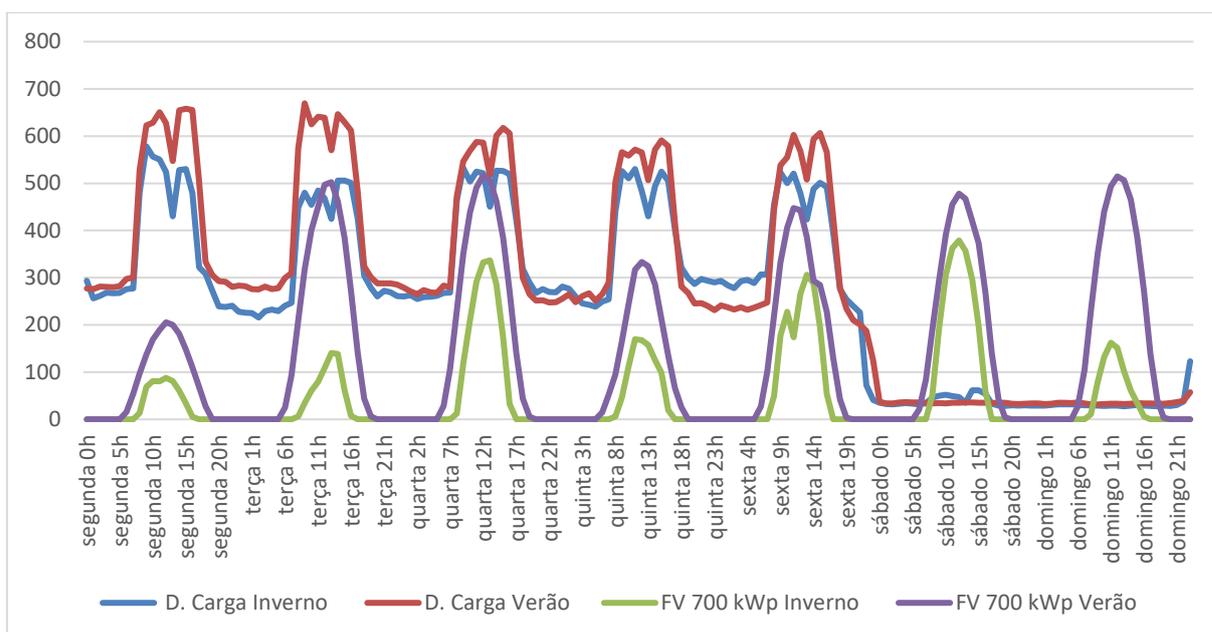


Figura 4.9. Impacto da produção do sistema fotovoltaico de 700 kWp no diagrama de carga semanal registado num mês de inverno e noutro de verão.

Os gráficos anteriores espelham o impacto da instalação das UPAC dimensionados de acordo com as necessidades energéticas da empresa. De uma forma geral, comprovou-se que quase toda a totalidade da energia produzida ao fim de semana tem que ser injetada na rede, devido ao consumo reduzido registado uma vez que a unidade industrial não se encontra em período

laboral. Outro facto a reter é que, a produção fotovoltaica nos meses de inverno é inferior à produção nos meses de verão. Relativamente ao dimensionamento do sistema fotovoltaico, é de notar que para a potência de 700 kWp, nos meses de verão é possível que no horário de maior irradiação solar, a produção fotovoltaica exceda o consumo da instalação, tendo o excedente de produção que ser injetado na rede.

A otimização da UPAC, para além do impacto da produção de energia no consumo da unidade industrial, é também importante, analisar a rentabilidade dos sistemas. Nas tabelas 4.26 a 4.29, será apresentado um resumo dos estudos efetuados para os vários sistemas considerados.

Tabela 4.26. Distribuição da energia fotovoltaica produzida nas UPACs.

	40 kWp	300 kWp	500 kWp	600 kWp	700 kWp
Rendimento energético [MWh]	61,046	457	761	913	1066
Injeção na rede [MWh]	0,259	106	200	253	317
Consumo de energia da rede [MWh]	2187	1896	1687	1587	1498
Autoconsumo [MWh]	60,787	351	561	661	750
Quota de autoconsumo [%]	99,6	76,9	73,7	72,3	70,3
Taxa de autonomia [%]	2,7	15,6	25	29,4	33,4

Tabela 4.27. Rentabilidade do sistema fotovoltaico nas UPACs (análise a 15 anos, sem taxas)

	40 kWp	300 kWp	500 kWp	600 kWp	700 kWp
Investimento total [€]	40 000	300 000	500 000	600 000	700 000
Custos anuais fixos [€]	400	3 000	5 000	6 000	7 000
Poupança proveniente do autoconsumo [€]	6 686	38 664	61 690	72 671	82 472
Lucro proveniente da injeção na rede [€]	14	5 815	11 001	13 893	17 414
Poupança anual total [€]	6 301	41 479	67 691	80 563	92 886
Tempo de retorno do investimento [anos]	6,35	7,23	7,39	7,45	7,54
Poupança total após término do contratos (15 anos) [€]	54 509	322 185	515 365	608 449	693 284

Tabela 4.28. Rentabilidade do sistema fotovoltaico nas UPACs.

	40 kWp	300 kWp	500 kWp	600 kWp	700 kWp
Custo com Sistema Fotovoltaico [€]	245,358	207,143	178,62	164,6	151,149
Custos de compra de energia evitados no 1º ano	6,687	38,664	61,69	72,671	82,472
Poupança total após 25 anos [€]	149,454	918,4	1479,557	1751,229	2002,391
Custos de compra de energia evitados após 25 anos [€]	201,035	1185,418	1896,498	2236,667	2542,708
Lucro total de injeção na rede após 25 anos [€]	294	122,045	231,497	292,688	367,496
Amortização do investimento [anos]	7	7	8	8	8
Custo de produção de energia [€/kWh]	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Rendimento anual [%]	11,52	9,44	9,13	9	8,82

Tabela 4.29. Resumo do impacto da UPAC na redução do consumo e custos.

	40 kWp	300 kWp	500 kWp	600 kWp	700 kWp
Redução de Consumo [%]	2,7	15,6	25	29,4	33,4
Redução de Custo [%]	2,6	17,6	28,7	34,2	39,4

4.3.4 Conclusões

A energia solar, como fonte de energia renovável, limpa e inesgotável, pode assumir um papel preponderante na redução dos custos com a energia elétrica.

Na indústria, com recurso a sistemas fotovoltaicos e tirando o máximo partido da legislação em vigor, é possível obter uma importante redução nos consumos energéticos das instalações e consequente poupança na faturação energética.

De modo a verificar qual a opção mais rentável, a instalação de um sistema fotovoltaico para venda da totalidade da energia elétrica produzida à rede ou a instalação de um sistema

fotovoltaico para consumo da energia produzida, efetuou-se um estudo de viabilidade económica. Nesse estudo ficou evidente que a UPAC é uma opção mais rentável em detrimento da UPP, este facto deve-se ao preço contratualizado para a injeção na rede da energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico ser inferior ao preço deduzido pelo autoconsumo da energia produzida pelo sistema.

A análise dos consumos energéticos anuais e dos diagramas de carga, permitiu traçar o perfil de consumo da instalação. Com o tratamento destes dados foi possível otimizar a potência da UPAC a instalar, ajustando a produção energética às necessidades da instalação de consumo.

A publicação do Decreto-Lei 153/2014 tornou possível a atividade de produção de energia elétrica para satisfação das próprias necessidades da instalação e injetar o excedente na rede elétrica de serviço público. Este facto aliado às subidas no preço de compra de energia elétrica e à descida de custos dos sistemas fotovoltaicos, transformou as UPAC em soluções rentáveis.

4.4 Projeto do Posto de Transformação

4.4.1 Introdução

Dada a preferência pela construção de um posto de transformação exterior, optou-se pela utilização de uma cabina pré-fabricada, a implantar no espaço a esse fim destinado.

O objetivo do presente projeto é especificar as condições técnicas de execução e exploração do posto de transformação de características normalizadas cujo fim é fornecer energia elétrica em baixa tensão.

No projeto de postos de transformação é necessário ter presente um conjunto de dados e informação, como base de partida para a realização do projeto. Pelo que, na fase embrionária do projeto, houve uma familiarização com o PT existente, com os equipamentos presentes no mesmo e com alguns parâmetros da rede de alimentação MT, dados obtidos junto do distribuidor de energia - EDP Distribuição.

Foram abordados 3 cenários distintos:

- um PT novo com potência de 2500 kVA, construção pré-fabricada em betão, com 1 só transformador de 2500 kVA, ficando o PT atual desativado;
- um PT novo com potência de 2500 kVA, construção pré-fabricada em betão, com 2 transformadores de 1250 kVA em paralelo, desativando o PT atual;
- um PT novo com potência de 1260 kVA, construção pré-fabricada em betão, com 2 transformadores de 630 kVA, fazendo uma ligação em paralelo ao atual PT;

De forma a construir um posto de transformação que cumpra os objetivos que foram propostos e simultaneamente respeite a segurança de pessoas e bens, impõe-se o cálculo de algumas grandezas elétricas fundamentais, de acordo com a legislação, regulamentação e recomendações apresentadas na seção 2.3 e em [34].

4.4.2 Valor da Intensidade na Alta e Baixa Tensões

No cálculo das intensidades de corrente nominais nos circuitos de alta e baixa tensões, considera-se que os transformadores estão em regime de exploração trifásico equilibrado. Considera-se, também, que o sentido do fluxo de energia é da alta tensão para a baixa tensão. Este pressuposto é importante, pois no cálculo das correntes nominais é necessário considerar as perdas do transformador. No caso de o fluxo de energia ser o inverso estas perdas serão consideradas na expressão de I_{AT} e não na expressão de I_{BT} .

4.4.2.1 Valor da Intensidade na Alta Tensão

A intensidade de corrente no circuito de alta tensão é calculada através da seguinte expressão:

$$I_{AT} = \frac{S}{U_{AT} \times \sqrt{3}} \quad [A]$$

Onde:

S – Potência nominal do transformador, em kVA.

U_{AT} – Tensão composta na alta tensão, em kV.

I_{AT} – Intensidade de corrente nominal no circuito de alta tensão, em A.

4.4.2.2 Valor da Intensidade na Baixa Tensão

A intensidade nominal de corrente no circuito de Baixa Tensão é calculada através da seguinte expressão:

$$I_{BT} = \frac{S - W_{Cu} - W_{Fe}}{U_{BT} \times \sqrt{3}} \quad [A]$$

Onde:

S – Potência nominal do transformador, em kVA.

U_{BT} – Tensão composta em carga na baixa tensão, em kV.

W_{Cu} – Perdas por efeito de Joule nos enrolamentos, em kW.

W_{Fe} – Perdas no circuito magnético por correntes de Foucault e histerese, em kW.

I_{BT} – Intensidade nominal de corrente no circuito de baixa tensão, em A.

4.4.3 Correntes de Curto-Circuito

As intensidades de corrente de curto-circuito são calculadas em função da potência de curto-circuito da rede, S_{CC} , da tensão de curto-circuito do(s) transformador(es) e pressupondo que os curto-circuitos são trifásicos simétricos. De todos os tipos de defeito possíveis, esta é a que conduz aos valores máximos das intensidades de corrente. O valor de S_{CC} é fornecido pela Empresa Distribuidora de Energia Elétrica, e a tensão de curto-circuito do(s) transformador(es) é fornecido pelo fabricante.

4.4.3.1 Cálculos das Correntes de Curto-Circuito na Alta Tensão

A intensidade de corrente de curto-circuito na alta tensão poderá ser provocada por um curto-circuito no lado da alta tensão ou no lado da baixa tensão. Esta intensidade de corrente será sempre superior para o caso de o curto-circuito ser na alta tensão, pois o valor total da impedância de curto-circuito será menor.

- Curto-circuito na Alta Tensão

O cálculo desta intensidade de corrente de curto-circuito realiza-se utilizando a seguinte expressão:

$$I_{ccAT} = \frac{S_{cc}}{U_{AT} \times \sqrt{3}} \text{ [kA]}$$

Onde:

S_{cc} – Potência de curto-circuito da rede de distribuição, em MVA.

U_{AT} – Tensão composta na Alta Tensão, em kV.

I_{ccAT} - Intensidade de corrente de curto-circuito no circuito de Alta Tensão, em kA.

- Curto-circuito na Baixa Tensão

Devido à impedância interna do(s) transformador(es) a corrente na alta tensão devido a um curto-circuito na baixa tensão será inferior ao valor calculado pela expressão anterior. Assim, na prática, o seu cálculo não é relevante. Pois o dimensionamento dos equipamentos do circuito de alta Tensão relativamente à intensidade de limite térmico e intensidade limite eletrodinâmica, será efetuado em função do maior valor possível para a corrente de curto-circuito na alta tensão.

4.4.3.2 Cálculos das Correntes de Curto-Circuito na Baixa Tensão

O cálculo da intensidade de curto-circuito na baixa tensão, na maioria dos casos, resulta apenas de curto-circuitos no circuito de baixa tensão. Assim, o cálculo seguinte será para esta situação.

- Curto-circuito na Baixa Tensão

Para o cálculo desta intensidade de corrente de curto-circuito é necessário conhecer a impedância de curto-circuito equivalente da rede distribuidora (referida ao secundário) e também a impedância de curto-circuito do(s) transformador(es).

O cálculo da impedância de curto-circuito equivalente da rede distribuidora realiza-se utilizando a seguinte expressão:

$$Z_{ccR} = \frac{U_{BT}^2}{S_{cc}} \times 10^{-6} \text{ [\Omega]}$$

Onde:

S_{cc} – Potência de curto-circuito da rede de distribuição, em MVA.

U_{BT} – Tensão composta em vazio na Baixa Tensão.

Z_{ccR} – Impedância de curto-circuito equivalente da rede distribuidora, em Ω .

Para o cálculo da impedância de curto-circuito do(s) transformador(es) utiliza-se a seguinte expressão:

$$Z_{cc} = \frac{U_{BT}^2 \times u_{cc}}{S_{TR}} \times 10^{-5} \quad [\Omega]$$

Onde:

U_{BT} – Tensão composta em carga na Baixa Tensão, 400 V.

S_{TR} – Potência nominal do transformador, em kVA.

u_{cc} – Tensão de curto-circuito do transformador, em %.

Z_{cc} – Impedância de curto-circuito do transformador, em Ω .

O cálculo da corrente de curto-circuito na Baixa Tensão realiza-se utilizando os valores calculados nas expressões anteriores, na seguinte expressão:

$$I_{ccBT} = \frac{U_{BT}}{(Z_{cc} + Z_{ccR}) \times \sqrt{3}} \times 10^{-3} \quad [\text{kA}]$$

Onde:

U_{BT} – Tensão composta em carga na baixa tensão, 400 V.

Z_{cc} – Impedância de curto-circuito do(s) transformador(es), em Ω .

Z_{ccR} – Impedância de curto-circuito equivalente da rede distribuidora, em Ω .

I_{ccBT} – Intensidade de corrente de curto-circuito na Baixa Tensão, em kA.

- Curto-circuito na Baixa Tensão (desprezando a impedância da rede de Alta Tensão)

$$I_{ccBT} = \frac{S}{\sqrt{3 \times \frac{u_{cc}}{100} \times U_{BT}}} \quad [\text{kA}]$$

Onde:

S – Potência do transformador, em kVA.

u_{cc} – Tensão de curto-circuito do transformador, em %.

U_s – Tensão composta em carga na Baixa Tensão, 400 V.

I_{ccs} – Intensidade de corrente de curto-circuito na Baixa Tensão, em kA.

4.4.4 Dimensionamento do Barramento

Nos PTs compactos, os equipamentos que constituem os circuitos de alta tensão e baixa tensão são projetados, fabricados, e certificados de acordo com as normas CEI aplicáveis, respetivamente. A escolha dos equipamentos é feita de modo que as características nominais satisfaçam, no mínimo, os valores das grandezas elétricas calculadas nos pontos anteriores. Assim é garantida a segurança e fiabilidade na utilização destes equipamentos.

4.4.4.1 Verificação da densidade de corrente

Os aparelhos têm e barramento têm densidades estipuladas de 200, 400 e 630 A.

As densidades de corrente devem ser respeitadas para se não ultrapassarem as temperaturas máximas de regime permanente. A densidade é calculada através da seguinte expressão:

$$d = \frac{I_{\text{máx}}}{S} \quad [A/mm^2]$$

Onde:

d – Densidade de corrente, em A/mm².

S – Área da seção reta do barramento, em mm².

4.4.4.2 Verificação dos esforços eletrodinâmicos

Conhecidas a intensidade estipulada de um barramento I_n e a intensidade limite térmica (1 segundo) I_{Th} , a intensidade limite eletrodinâmica, I_{Ch} , calcula-se do modo seguinte:

$$I_{Th} = s \times k \sqrt{\frac{\ln \frac{234,5 + \theta_f}{234,5 + \theta_i}}{t}} \quad [A]$$

$$I_{ch} = 2,5 \times I_{Th} [A]$$

Onde:

I_{Th} – Intensidade limite térmica (1s), em A.

s – Secção reta do barramento, em mm^2 .

k – Constante do material – cobre = 226 ou Alumínio = 148.

θ_f – Temperatura final do barramento, em $^{\circ}\text{C}$.

θ_i – Temperatura inicial do barramento, em $^{\circ}\text{C}$.

t – Duração da passagem da corrente, em s.

Um curto-circuito entre duas fases contíguas provoca uma força sobre um condutor de comprimento L , distanciado do outro do comprimento d , é dada pela expressão:

$$F = 2,04 \times \frac{I_{ch}^2 \times L}{d} \times 10^{-2} [kg]$$

Onde:

F – Força sobre o condutor, em kg.

I_{Ch} – corrente limite eletrodinâmica, em kA.

L – Comprimento do barramento, em cm.

d – Distância entre os condutores, em cm.

4.4.4.3 Esforço máximo suportável pelo barramento

O momento fletor calcula-se através de uma das expressões seguintes:

$$M_f \begin{cases} \text{apoios livres} & \frac{F \times L}{8} \\ \text{quando não há uma} \\ \text{diferença específica} \\ \text{entre apoios livres} \\ \text{e encastrados} & \frac{F \times L}{16} \\ \text{encastrados} & \frac{F \times L}{24} \end{cases}$$

Para o cálculo do momento resistente utiliza-se a seguinte expressão:

$$M_r = W \times \sigma$$

Onde:

M_r – Momento de resistência.

W – Módulo de flexão da barra em função da sua geometria (dimensões e configurações).

σ – carga de segurança à flexão – cobre = 1000 a 1200kg/cm² ou alumínio = 400 a 600kg/cm².

A estabilidade mecânica do barramento é garantida quando o momento resistente for superior ao momento fletor.

Caso não se verifique esta condição pode atuar-se, reduzindo o momento fletor, aumentando a distância entre os barramentos e/ou diminuindo o comprimento do vão, ou atuar-se na secção ou configuração do barramento aumentando a secção, modificar a posição das barras ou alterar o perfil.

4.4.4.4 Esforço sobre os isoladores

O esforço aplicado à cabeça do isolador é calculado através da expressão:

$$F' = f \times L' \text{ [kg]}$$

Onde:

F' – Esforço aplicado à cabeça do isolador, em kg.

f – Força por unidade de comprimento, em kg/cm.

L' – semissoma dos vãos adjacentes, em cm.

4.4.4.5 Módulo de flexão dos perfis mais usuais

O momento fletor calcula-se através de uma das expressões seguintes:

$$W \left\{ \begin{array}{ll} \begin{array}{c} \text{Diagrama de uma barra retangular com altura } h \text{ e largura } b \end{array} & \frac{h b^2}{6} \\ \begin{array}{c} \text{Diagrama de um círculo com diâmetro } d \end{array} & \frac{\pi d^3}{32} \\ \begin{array}{c} \text{Diagrama de um tubo com diâmetro externo } D \text{ e interno } d \end{array} & \frac{\pi}{32} \frac{D^4 - d^4}{D} \end{array} \right. [cm^3]$$

4.4.4.6 Módulo de geométrico dos perfis

O momento de inércia dos perfis calcula-se através de uma das expressões seguintes:

$$I \left\{ \begin{array}{ll} \begin{array}{c} \text{Diagrama de uma barra retangular com altura } h \text{ e largura } b \end{array} & \frac{h b^3}{12} \\ \begin{array}{c} \text{Diagrama de um círculo com diâmetro } d \end{array} & \frac{\pi d^4}{64} \\ \begin{array}{c} \text{Diagrama de um tubo com diâmetro externo } D \text{ e interno } d \end{array} & \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \end{array} \right. [cm^4]$$

4.4.4.7 Vibrações mecânicas

A frequência de vibração de uma barra é obtida dada pela expressão seguinte:

$$f_o = 112 \sqrt{\frac{E \times I}{p \times L^4}} [Hz]$$

Onde:

E – Módulo de Young – cobre = $1,2 \times 10^6$ kg/cm² ou alumínio = $0,7 \times 10^6$ kg/cm².

I – Momento de inércia, cm⁴.

p – Peso linear, em kg/cm.

L comprimento da barra, em cm.

Há a hipótese de ocorrência de ressonância da vibração mecânica com a frequência da rede, ou o seu dobro, pelo que f_o não deve cair nos seguintes intervalos de valores:

$$f_o \neq [90, 110] \text{ e } f_o \neq [45, 55] \text{ [Hz]}$$

4.4.4.8 Força crítica

A força a considerar nos apoios de extremidade em consequência da dilatação das barras (o momento de torção pode considerar-se desprezável) é dado pela expressão:

$$F_{cr} = \pi^2 \frac{E \times I}{L^2}$$

Para a escolha dos isoladores consideram-se as forças eletrodinâmicas e as forças críticas.

4.4.4.9 Verificação do esforço térmico

Na norma CEI 298 de 1981 está determinado que a intensidade máxima admissível durante 1 segundo se obtém de acordo com a expressão:

$$I = s \times \alpha \sqrt{\frac{\Delta\theta}{t}}$$

Onde:

S – Secção do barramento.

α – constante – cobre = 13.

t – Duração de passagem da corrente curto-circuito.

I – Intensidade de corrente.

$\Delta\theta$ – Elevação de temperatura de 180 °C, considerando o condutor inicialmente à temperatura ambiente.

Com recurso à fórmula do I_{Th} é possível determinar a intensidade de corrente de um modo mais aproximado. Com θ_f e θ_i a temperatura final a inicial, respetivamente, em °C e k uma constante igual a 226 para o cobre e 148 para o alumínio.

4.4.5 Escolha das Proteções de Alta e Baixa Tensão

- Alta Tensão

Os corta-circuitos fusíveis são limitadores de corrente, produzindo-se a sua fusão a uma determinada intensidade, antes desta ter alcançado o seu máximo valor. De todas as formas, esta proteção deve permitir a passagem das correntes de pico verificadas na ligação do(s) transformador(es) em vazio, suportar a intensidade em serviço contínuo e eventuais sobrecargas e cortar as intensidades de defeito nos bornes do secundário do(s) transformador(es).

A escolha da corrente estipulada dos fusíveis de MT é feita através da aplicação da regra:

$$1,4 \times I_{AT} \leq I_N \leq \frac{I_{ccAT}}{6}$$

Sendo:

I_{AT} – Corrente na média tensão.

I_N – Corrente estipulada dos fusíveis.

I_{ccAT} – Corrente de curto-circuito mínima primária (secundário em curto-circuito).

A intensidade estipulada dos fusíveis será, portanto, escolhida em função da potência do transformador a proteger.

- Baixa Tensão

A saída de baixa tensão de cada transformador será protegida por um disjuntor cuja intensidade estipulada e o poder de corte, serão no mínimo iguais aos valores de intensidade estipulada e de intensidade máxima de curto-circuito obtidos para o circuito de baixa tensão.

4.4.6 Dimensionamento dos Circuitos de Ligação à Terra

Os circuitos de ligação à terra devem ser dimensionados e instalados de modo a garantir, com máxima fiabilidade a segurança das pessoas e equipamentos constituintes e/ou ligados ao PT.

O conhecimento da corrente máxima de defeito à terra pode calcular-se a impedância do neutro MT (ou solicita-se essa informação ao distribuidor de energia). A impedância é do tipo indutiva pelo que:

$$R_N \cong 0 \Omega \text{ e } X_N \cong Z_N$$

$$Z_N = \frac{U}{\sqrt{3} \times I_d} \quad [\Omega]$$

4.4.6.1 Circuito de Terra de Proteção

Ao circuito de terra de proteção ligam-se as partes metálicas normalmente não sob tensão, tais como bastidores dos quadros, ferragens dos aparelhos de manobra, carcaças de transformadores, malha de equipotencialização do PT com exceção das portas metálicas e componentes metálicos de janelas e grelhas de ventilação.

- Parâmetros caraterísticos dos eléctrodos

O cálculo da resistência dos eléctrodos de terra, a tensão de passo (1m) e contacto efetua-se através das equações seguintes:

$$R_t = \rho \times K_r \quad [\Omega]$$

$$U_p = \rho \times I_d \times K_p \quad [V]$$

$$U_c = \rho \times I_d \times K_c \quad [V]$$

Onde:

R_t – Resistência do eléctrodo, em Ω .

ρ – Resistividade do solo, em $\Omega.m$.

K_r – Parâmetro do eléctrodo, ou resistência unitária em $\Omega/(\Omega.m)$.

U_p – Tensão de passo, em V.

I_d – Corrente de defeito à terra, em A.

K_p – Tensão unitária de passo, em $V/(\Omega.m).(A)$.

U_c – Tensão de contacto, em V.

K_c – Tensão unitária de contacto, em $V/(\Omega.m).(A)$.

A resistência do elétrodo é obtida em função do parâmetro K_r e da resistividade do solo. Para os elétrodos normalizados existem configurações típicas para as quais estão definidos valores de K_r , K_p e K_c . Em função destas tabelas e dos parâmetros pretendidos K_r e K_p escolhe-se o tipo de elétrodo mais conveniente. As tabelas encontram-se para consulta no anexo E.

- Cálculo da terra de proteção

O valor da terra de proteção é calculado através da aplicação das equações R_t e I_d , e o valor da tensão de defeito obtém-se pela aplicação da equação U_d :

$$R_t = \rho \times K_r \quad [\Omega]$$

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_N^2}} \quad [\text{A}]$$

$$U_d = I_d \times R_t \quad [\text{V}]$$

O valor do isolamento das instalações de baixa tensão do PT deverá ser maior que o valor da tensão U_d calculado, de forma a impedir que um defeito da alta tensão propagando-se para a baixa tensão deteriore os equipamentos. O isolamento em baixa tensão apresenta valores na ordem dos 4, 6, 8 e 10 kV.

4.4.6.2 Circuito de Terra de Serviço

O RSSPTS admite uma instalação de uma terra geral, de proteção e serviço, quando a sua resistência for inferior a 1 Ω . Este valor de resistência é difícil de obter, portanto, haverá duas terras distintas no PT.

A resistência do circuito de terra de serviço deverá ser inferior em qualquer altura a 20 Ω .

- Cálculo da terra de serviço

Com o elétrodo a usar selecionado e com recurso os seus respetivos parâmetros, calcula-se a resistência do circuito de terra de serviço recorrendo à equação:

$$R_M = \rho \times K_r \quad [\Omega]$$

R_M deve ser menor que 20 Ω .

4.4.6.3 Tensão existente no exterior da instalação

A tensão de passo no exterior da instalação será determinada a partir das características do elétrodo e do terreno pela equação:

$$U_p = K_p \times \rho \times I_d \quad [V]$$

4.4.6.4 Tensões existentes no interior da instalação

O interior do PT deverá ser constituído por uma rede eletrossoldada de diâmetro não inferior a 4mm e malha não superior a 30x30cm. Esta malha deverá estar ligada no mínimo a dois pontos de um coletor de terra do PT e ao elétrodo de terra de proteção.

- Tensão de passo de acesso

A tensão de passo de acesso obtém-se através da equação:

$$U_{pases} = U_c = K_c \times I_d \times \rho \quad [\Omega]$$

Onde:

U_c – Tensão de contacto, em V.

ρ – Resistividade do solo, em $\Omega.m$.

K_c – Tensão unitária de contacto, em $V/(\Omega.m).(A)$.

I_d – Corrente de defeito à terra, em A.

- Cálculo das tensões limites

As tensões de passo e de acesso vêm confrontadas com as seguintes curvas calculadas na presunção de que o corpo humano possui uma resistência de 1000 Ω e que cada pé pode ser assemelhado a um eletrodo de chapa exercendo uma força de contato com o solo de 250 N o que equivale a uma resistência avaliada em 3 ρ_s , sendo ρ_s a resistividade superficial do terreno.

$$U_p = \frac{10k}{t^n} \left(1 + \frac{6 \times \rho_s}{6000}\right) \text{ [V]}$$

$$U_c = \frac{k}{t^n} \left(1 + \frac{1,5 \times \rho_s}{1000}\right) \text{ [V]}$$

Para o caso em que a resistividade superficial do terreno seja diferente para cada pé, a tensão de passo será calculada com a expressão:

$$U_{pases} = \frac{10k}{t^n} \left(1 + \frac{3 \times \rho_s + 3 \times \rho'_s}{1000}\right) \text{ [V]}$$

Sendo:

ρ_s e ρ'_s – Resistividades superficiais do terreno onde se apoiam os pés.

K e n – Constantes em função do tempo de intervenção do aparelho de proteção dadas por: se $0,9 \geq T \geq 0,1$ então: $k=72$ e $n=1$; se $3 \geq T > 0,9$ então $k=78,5$ e $n=0,18$.

Caso as tensões de passo e contato apresentem valores superiores aos valores obtidos com o cálculo utilizando as equações anteriores, o projeto da rede de terra deverá ser refeito.

4.4.6.5 Distância mínima entre eletrodos de proteção e serviço

A distância pode ser determinada mediante a expressão:

$$d_{min} = \frac{\rho \times I_d}{2000 \times \pi} \text{ [m]}$$

De acordo com a legislação em vigor deve garantir-se uma distância mínima de 3m.

No anexo E, encontra-se alguma documentação referente ao projeto de um posto de transformação, o caso retratado será um PT em cabine baixa pré-fabricada com uma potência de 2×1250 kVA.

4.4.7 Conclusões

O estudo do Projeto do Posto de Transformação foi uma mais valia no sentido em que permitiu abordar conceitos e realizar cálculos que não tinham sido realizados durante a formação académica. Deste modo, depois de realizados todos os cálculos anteriores foi possível validar os 3 cenários iniciais.

Feita uma extensa pesquisa de mercado no sentido de encontrar soluções disponíveis comercialmente para os cenários em estudo. Para o cenário que contempla a aquisição de um novo PT com 1 só transformador de 2500 kVA, verificou-se que apenas 1 dos fabricantes contactados teria disponível um PT com a potência requisitada e que as dimensões permitissem ser colocado numa cabine pré-fabricada. Nas restantes situações, os PTs possuem 2 transformadores em paralelo, que possibilita ter dimensões mais reduzidas e dessa forma a melhor integração em cabines pré-fabricadas.

5. Conclusões

O trabalho de projeto foi desenvolvido em colaboração com a empresa EFAPEL, enquadrando-se no âmbito da eficiência energética e consistiu na realização de estudos de viabilidade técnico-económica e dimensionamento/projeto em quatro domínios distintos: substituição da iluminação existente por soluções LED, substituição dos motores existentes por MIT de rendimento IE3 ou IE4, integração de um sistema solar fotovoltaico para autoconsumo e elaboração do projeto de um novo PT indo ao encontro das necessidades da empresa pois, encontra-se em fase de construção de um novo edifício.

Efetuiu-se o levantamento e inventário dos equipamentos existentes, o registo das necessidades para cada setor e requisitos impostos pela empresa, efetuaram-se medições de consumos para obtenção de perfis de carga de alguns equipamentos, fez-se um estudo de mercado em busca de soluções energeticamente eficientes e por fim, procedeu-se à elaboração dos estudos técnico-económicos e dos projetos.

Com os estudos realizados foi possível conhecer os impactos que a implementação das medidas traria na redução do consumo de energia e conseqüente redução de custos.

5.1 Conclusões Principais

A iluminação apresenta uma boa opção de investimento, permite uma redução de cerca de 8,2 % em relação ao consumo de energia elétrica registado no ano de 2015. Esta medida de eficiência energética garante, uma redução de cerca de 21000 €/ano com um período de retorno do investimento inicial de aproximadamente 5 anos e meio.

Abordando agora os sistemas acionados por motores por motores elétricos, através das tabelas do cálculo do retorno do investimento da substituição do MIT existente por um MIT de rendimento *Premium* e *Super Premium*, verificou-se que, na maioria dos casos estudados, a substituição do motor era rentável.

Nas situações em que a substituição do MIT existente por um MIT Premium seja favorável e desde que o motor apresente um número de horas de operação razoável, a substituição por um MIT *Super Premium* é ainda mais vantajosa. Embora o MIT IE4 apresente um custo mais elevado, cerca de 20 a 25% em comparação com o MIT IE3, as mais valias obtidas pelo rendimento do motor de classe superior aliado a um maior número de horas de operação do MIT, traduzem-se numa maior poupança anual de energia e conseqüentemente num período de retorno financeiro mais curto.

Na implementação de um sistema fotovoltaico para consumo da própria energia produzida, estudaram-se diversas situações, desde um sistema com 40kWp, com aproximadamente 100% de autoconsumo, ao limite possível para a empresa, um sistema com 700 kWp. Os sistemas estão otimizados de acordo com o horário laboral da empresa, ou seja, em nenhum dos casos a produção fotovoltaica foi superior ao consumo registado na instalação durante a semana, ao longo do fim de semana todo o excedente de produção deverá ser injetado na rede.

A tabela 4.29 evidencia o potencial de poupança e de redução de custos que a instalação de uma UPAC pode trazer a uma empresa. Em comparação com as outras medidas propostas, a instalação de uma UPAC é a que produz maior impacto, na redução do consumo de energia e na redução de custos. Na Indústria, a energia solar pode desempenhar um papel fundamental na redução dos consumos permitindo às empresas cumprirem o SGCIE.

5.2 Trabalhos Futuros

A eficiência energética é uma área onde é sempre possível introduzir melhorias. A cada dia que passa, surgem novas soluções no mercado com níveis de eficiência energética cada vez mais elevados. Tem-se verificado uma redução no preço de algumas soluções energeticamente eficientes, fruto da constante inovação tecnológica, da melhoria no processo de fabrico e de uma maior concorrência no mercado.

Como perspectivas de trabalhos futuros, ficam os seguintes estudos:

Sistemas acionados por motores de imanes permanentes – à data da realização deste trabalho de projeto, ainda não existiam no mercado soluções energeticamente eficientes para estes

motores. Pelo que foi possível apurar, estas soluções estariam em testes, podendo surgir brevemente no mercado.

Ar comprimido – trata-se de um sistema bastante usado na indústria e que, por norma, apresenta um consumo energético elevado, pelo que é um sistema onde um estudo de eficiência energética será benéfico.

Sistema solar fotovoltaico para autoconsumo – enquanto a UPAC não for implementada, não deverá ser descartada a atualização dos estudos de viabilidade económica efetuados de forma a fazer-se refletir nos estudos novas melhorias tecnológicas e preços mais acessíveis.

Sistema solar térmico para AQS – implementação de um sistema que satisfaça as necessidades de AQS da unidade produtiva.

Referências Bibliográficas

- [1] – “Medidas de Eficiência Energética” em ADENE
<http://www.adene.pt/textofaqs/industria>
- [2] - “Protocolo de Quioto” em Jornal Publico
<http://www.publico.pt/ecosfera/noticia/portugal-ja-cumpriu-o-protocolo-de-quioto-1635328>
- [3] – “Diretivas” em Jornal Oficial da União Europeia
http://www.apren.pt/fotos/gca/lexuriserv_1265321625.pdf
- [4] – “Diretivas” em Jornal Oficial da União Europeia
http://www.apambiente.pt/_zdata/DPAAC/CELE/Diretiva29_CELE.pdf
- [5] – “Diretivas” em Jornal Oficial da União Europeia
<http://www.apai.org.pt/m1/1332493738dir200931ce.pdf>
- [6] – “Diretivas” em Proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho
<http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=PT&f=ST%2012046%202011%20INIT>
- [7] – “Pacote de Energia Clima” em Expresso.
<http://expresso.sapo.pt/politica/lideres-europeus-chegam-a-acordo-sobre-pacote-energia-clima=f895077>
- [8] – “Diretiva da Eficiência Energética” em DGEG
http://www.ecocasa.pt/userfiles/file/documentacao/Workshop%20EE%206%20mar%C3%A7o%202015/20150306_WorkshopQuercus_DGEG.pdf
- [9] – “Resolução do Conselho de Ministros” em Diário da República, 1.ª série — N.º 70 — 10 de abril de 2013
<https://dre.pt/application/file/260476>
- [10] – “Diário da República” em Diária da Republica, 1.ª série — N.º 74 — 15 de abril de 2008
<https://dre.pt/application/file/249641>
- [11] – “Diário da República” em Diária da Republica, 2.ª série — N.º 123 — 27 de junho de 2008
<http://www.adene.pt/sites/default/files/2809328094.pdf>
- [12] – “Pequena Produção” em FuturSolutions
<http://futuresolutions.pt/energia/microproducao-miniproducao>
- [13] – “Autoconsumo” em FuturSolutions
<http://futuresolutions.pt/energia/autoconsumo>

[14] – “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída” em Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia

<http://www.lusosol.com/pdf/EnquadProdDistri.pdf>

[15] – “Manual Luminotécnico Prático da OSRAM”

<http://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/Livros/ManualOsram.pdf>

[16] – “Schreder – Conceitos básicos de Iluminação”

<http://www.schreder.com/pt-pt/learningcenter/conceitosbasicosdeiluminacao>

[17] – “Manual de Eficiência na empresa”

[18] – “Gestão de Energia - Apontamentos Força Motriz”

Moodle ISEC

[19] – “Guidelines to ecodesign, dezembro de 2014”

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141211_GuidelinesElectricMotors%20cover.pdf

[20] – “ABB Motors – EU MEPS”

https://library.e.abb.com/public/0119fb1fa72f4b72b96801307ece2f54/13894_ABB_Motors_EU_MEPS_brochure_update_lowres.pdf

[21] – “ABB Motors – Global MEPS”

[https://library.e.abb.com/public/7dab8aa859df48b4b429b6ff4c20e9e7/GloMEPS_brochure_12_2015%20\(Web\).pdf](https://library.e.abb.com/public/7dab8aa859df48b4b429b6ff4c20e9e7/GloMEPS_brochure_12_2015%20(Web).pdf)

[22] – “SIEMENS - Efficiency classes for IEC line motors”

<https://www.industry.siemens.com/drives/global/en/motor/low-voltage-motor/efficiency-standards/pages/line-motors.aspx>

[23] – “Decreto-Lei n.º 153/2014”

<https://dre.pt/application/file/58428682>

[24] – “MAOTE - Produção Distribuída”

[25] – “Portaria n.º 14/2015”

http://www.renovaveisnadora.pt/c/document_library/get_file?uuid=13adbdc7-621c-4355-9558-5d7489690f37&groupId=13360

[26] – “Portaria n.º 15/2015”

http://www.renovaveisnadora.pt/c/document_library/get_file?uuid=460313e5-a03d-4ef5-93cd-a0e944f3cb76&groupId=13360

[27] – “Portaria n.º 60-E/2015”

http://www.renovaveisnadora.pt/c/document_library/get_file?uuid=77f6a14f-2d46-4c1c-9f0c-230a2e9c5723&groupId=13360

[28] – “Portaria n.º 42-A/2016”

<https://dre.pt/application/file/a/105746028>

[29] – “Projecto de postos de transformação - 1ª parte: Postos aéreos” Voltimum

<https://www.voltimum.pt/artigos/noticias-do-sector/projecto-de-postos-de-3>

[30] – “EFAPEL, S.A.”

<http://www.efapel.pt/>

[31] – “SGCIE - Enquadramento e Objetivos”

<http://sgcie.publico.adene.pt/SGCIE/Paginas/Enquadramento.aspx>

[32] – “DIAL- Download DIALux”

<https://www.dial.de/en/software/dialux/download/>

[33] – “TRENDS in Photovoltaic Applications” – IEA 2016

[34] – H. Ribeiro da Silva, - “Projecto de Postos de Transformação” O Eletricista, vários n.ºs(02/2012);

Anexos

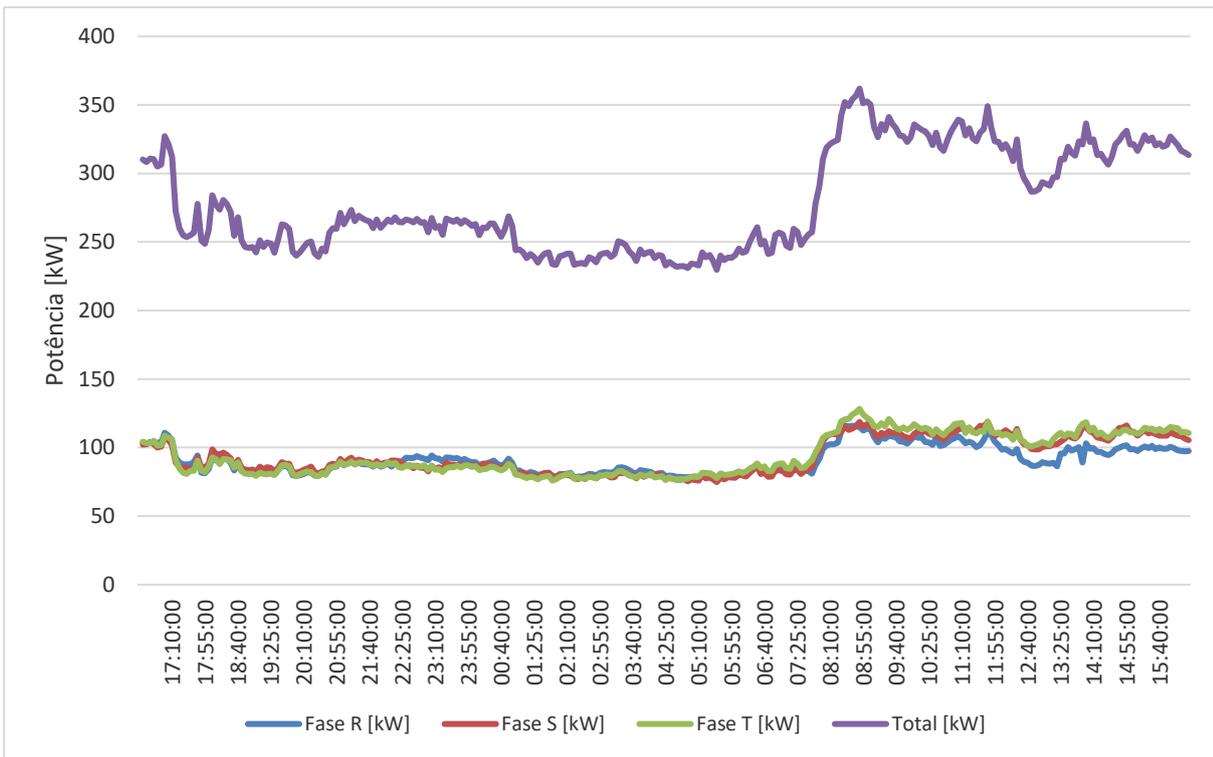
Anexo A Registos do Estudo de Caso

Este anexo inclui registos efetuados e os diagramas de carga obtidos no Estudo de Caso.

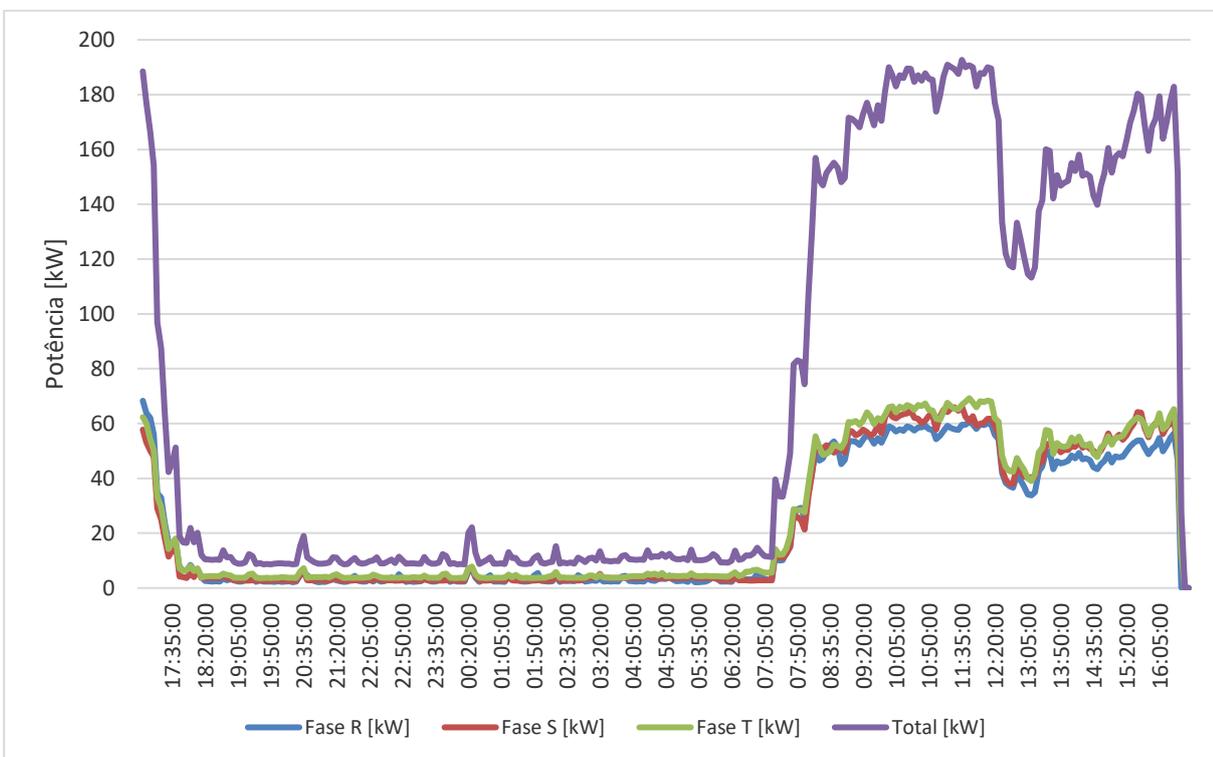
Anexo A.1 Consumo Energético

Mês	Energia Ativa [kWh]				Energia Reativa [kWh] Forn. no Vazio	Energia Total [kWh] EA + ER	Custos Energia Ativa [€] E. Ativa + Redes	Custos Potência [€] Contratada + Pot. HP	Custos Energia Reativa [€] Fornecida no Vazio	Total [€] (s/IVA)	Total [€] (s/IVA)(c/IEC)
	HP	HC	HVN	HSV							
janeiro	29 473	111 789	20 558	20 483	182 303	3 004	185 307	2672,77	59,18	21 234	21 416,60
fevereiro	25 354	100 809	17 779	18 579	162 521	2 181	164 702	2278,35	42,97	17 269	17 431,46
março	31 606	120 599	23 056	22 223	197 484	2 645	200 129	2845,81	52,11	20 381	20 578,79
abril	32 505	108 026	21 243	21 944	183 718	1 700	185 418	4281,03	33,49	21 205	21 388,53
maio	32 675	106 558	21 978	21 195	182 406	2 232	184 638	4631,12	43,97	21 296	21 478,41
junho	33 703	111 217	23 963	22 002	190 885	1 197	192 082	4414,38	23,58	23 550	23 740,50
julho	41 486	137 088	28 532	27 346	234 452	1 615	236 067	5040,63	31,82	26 132	26 366,44
agosto	32 483	105 781	25 564	21 664	185 492	2 039	187 531	4420,17	40,17	21 051	21 236,58
setembro	33 973	108 703	20 606	21 287	184 569	1 916	186 485	4271,55	37,75	20 950	21 134,57
outubro	33 892	111 463	22 059	22 549	189 963	1 912	191 875	3915,53	37,67	21 031	21 221,36
novembro	30 816	110 950	22 632	23 377	187 775	2 104	189 879	2720,32	41,45	19 565	19 753,06
dezembro	26 335	98 495	20 491	20 450	165 771	2 443	168 214	2501,82	48,13	17 370	17 535,43
Total	384 301	1 331 478	268 461	263 099	2 247 339	24 988	2 272 327	43 993,48	492,29	251 034,39	253 281,73

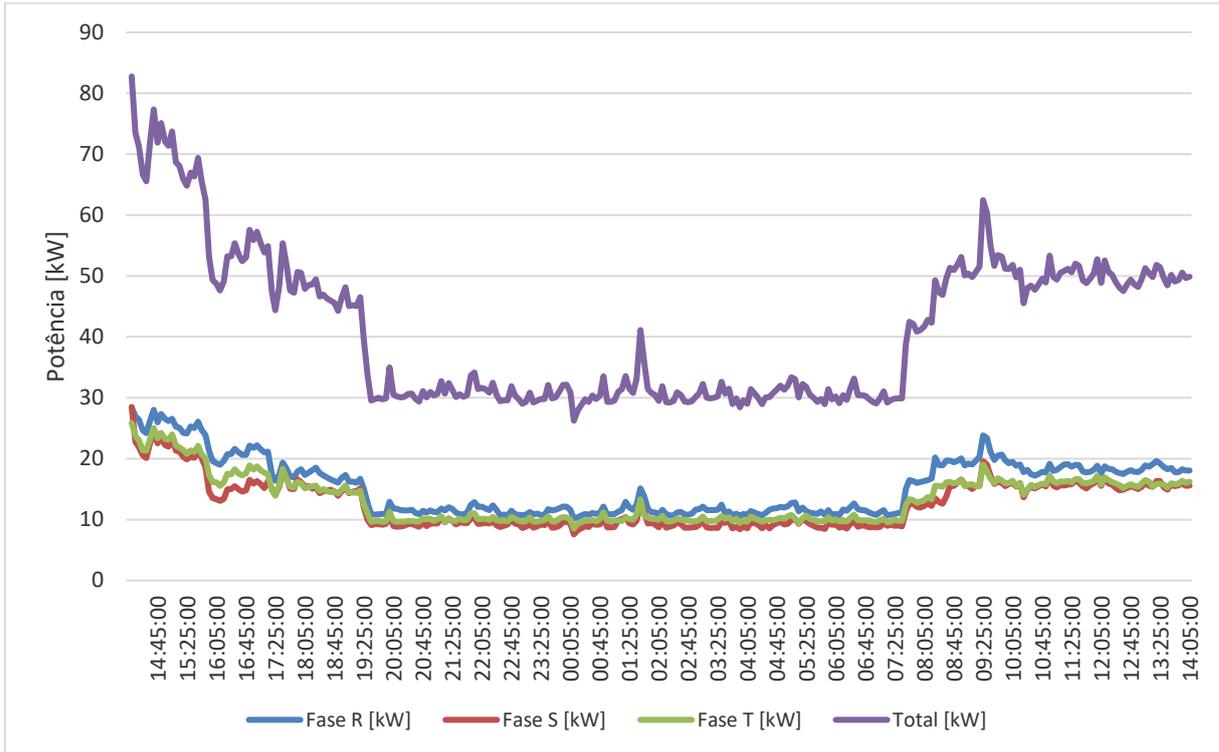
Anexo A.2 Diagramas de Carga



Legenda: Diagrama de carga obtido no quadro de saída para o edifício 1; mediação efetuada entre as 16:30 do dia 14 até às 16:25 do dia 15 de dezembro de 2016.



Legenda: Diagrama de carga obtido no quadro de saída para o edifício 2; mediação efetuada entre as 16:55 do dia 15 até às 16:45 do dia 16 de dezembro de 2016.



Legenda: Diagrama de carga obtido no quadro de entrada para o edifício 3; mediação efetuada entre as 14:10 do dia 20 até às 14:05 do dia 21 de dezembro de 2016.

Anexo B Medições e Registos da Iluminação

Este anexo contém os registo e medições efetuados para os diversos estudos de viabilidade técnica e económica da substituição da iluminação existente por LED. É neste anexo que se encontro a documentação criada pelo software DIALux sobre o estudo de caso abordado na secção 4.1.

Anexo B.1 Tabelas de registo

Edifício	Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		Σ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]	
			Luminária	Total					
Edifício 1	Piso 0	FL T8 2x18 W (Saliente)	2	44	88	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x36 W (Saliente)	2	85	170	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x36 W (Saliente)	3	85	255	2000	10000	15	9
		FL T8 2x58 W (Saliente)	1	133	133	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x58 W	1	133	133	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x36 W	4	85	340	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x36 W	8	85	680	2000	10000	15	24
		FL T8 2x58 W	1	133	133	500	10000	15	0,75
		FL T8 2x36 W	6	85	510	250	10000	15	2,25
		FL T8 2x36 W	6	85	510	250	10000	15	2,25
		FL T8 2x36 W	1	85	85	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x36 W	7	85	595	250	10000	15	2,625
		FL T8 2x36 W	1	85	85	250	10000	15	0,375
		FL T8 1x36 W	39	43	1677	2000	10000	15	117
		FL T8 2x36 W	52	85	4420	2000	10000	15	156
		FL T8 2x36 W (Saliente)	3	85	255	2000	10000	15	9
		FL T8 2x36 W (Saliente)	2	85	170	2000	10000	15	6
		FL T8 2x36 W (Saliente)	3	85	255	2000	10000	15	9
		FL T8 2x36 W	71	85	6035	2000	10000	15	213
		FL T8 1x36 W	4	43	172	6000	10000	15	36
		FL T5 2x35W	51	77	3927	6000	15000	15	306
		FL T5 2x28W	18	61	1098	2000	15000	15	36
		FL T8 2x36 W	9	85	765	2000	10000	15	27
		FL T8 2x36 W	12	85	1020	2000	10000	15	36
		FL T8 2x58 W	18	133	2394	2000	10000	15	54
		FL T8 2x58 W	12	133	1596	2000	10000	15	36
		FL T5			0	2000	15000	15	0
		FL T8 2x58 W	20	133	2660	250	10000	15	7,5
		FL T8 2x58 W	4	133	532	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x58 W	28	133	3724	250	10000	15	10,5
		FL T8 2x58 W	1	133	133	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x58 W	1	133	133	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x36 W	3	85	255	250	10000	15	1,125
		FL T8 2x58 W	6	133	798	250	10000	15	2,25
		FL T8 2x36 W	12	85	1020	250	10000	15	4,5
		FL T8 2x36 W	1	85	85	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x36 W	2	85	170	2000	10000	15	6
		FL T5 2x28W	1	61	61	250	15000	15	0,25
		FL T8 1x18 W	1	26	26	250	10000	15	0,375
		FL T5 2x28W	1	61	61	250	15000	15	0,25
		FL T8 1x18 W	1	26	26	250	10000	15	0,375
FL T5 2x28W	1	61	61	250	15000	15	0,25		
FL T8 2x58 W	16	133	2128	250	10000	15	6		
FL T8 2x58 W	16	133	2128	250	10000	15	6		
FL T8 2x58 W	9	133	1197	250	10000	15	3,375		
FL T8 2x58 W	2	133	266	250	10000	15	0,75		
FL T8 2x58 W	1	133	133	250	10000	15	0,375		
FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75		
FL T8 2x36 W	3	85	255	250	10000	15	1,125		

Edifício	Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		Σ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]	
			Luminária	Total					
Edifício 1	Piso 1	FL T8 2x36 W (Saliente)	3	85	255	250	10000	15	1,125
		FL T8 2x18 W (Saliente)	4	44	176	250	10000	15	1,5
		FL T8 1x36 W	6	43	258	2000	10000	15	18
		FL T8 1x58 W	6	67	402	2000	10000	15	18
		FL T8 4x18W	2	70	140	2000	10000	15	6
		Downlight 2x18 W	4	66	264	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x36 W	3	85	255	250	10000	15	1,125
		FL T8 2x36 W	6	85	510	250	10000	15	2,25
		FL T8 2x36 W	1	85	85	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x58 W	19	133	2527	250	10000	15	7,125
		FL T8 4x18W	1	70	70	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x36 W	1	85	85	250	10000	15	0,375
		FL T8 4x18W	4	70	280	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x36 W	3	85	255	250	10000	15	1,125
		FL T8 2x36 W	4	85	340	2000	10000	15	12
		FL T8 2x18 W (Saliente)	2	44	88	2000	10000	15	6
		FL T8 2x36 W (Saliente)	4	85	340	2000	10000	15	12
		FL T8 2x36 W (Saliente)	7	85	595	2000	10000	15	21
		FL T8 2x36 W (Saliente)	2	85	170	2000	10000	15	6
		FL T8 2x36 W (Saliente)	6	85	510	2000	10000	15	18
		FL T8 1x36 W	3	43	129	250	10000	15	1,125
		FL T8 1x36 W	12	43	516	2000	10000	15	36
		FL T8 1x36 W	3	43	129	250	10000	15	1,125
		FL T8 2x36 W	8	85	680	2000	10000	15	24
		FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75
		FL T8 4x18W	13	70	910	2000	10000	15	39
		FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75
		FL T8 4x18W	16	70	1120	2000	10000	15	48
		FL T8 4x18W	4	70	280	2000	10000	15	12
		FL T8 4x18W	4	70	280	2000	10000	15	12
		FL T8 4x18W	16	70	1120	2000	10000	15	48
		FL T8 4x18W	4	70	280	2000	10000	15	12
		FL T8 4x18W	4	70	280	2000	10000	15	12
		FL T8 1x36 W	4	43	172	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x36 W	12	85	1020	250	10000	15	4,5
		FL T8 4x18W	34	70	2380	2000	10000	15	102
		FL T8 4x18W	6	70	420	2000	10000	15	18
		FL T8 4x18W	6	70	420	2000	10000	15	18
		FL T8 4x18W	6	70	420	2000	10000	15	18
		FL T8 4x18W	3	70	210	2000	10000	15	9
		FL T8 4x18W	6	70	420	2000	10000	15	18
		Downlight 2x18 W	11	66	726	250	10000	15	4,125
		FL T8 4x18W	6	70	420	250	10000	15	2,25
		FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75
		FL T8 4x18W	2	70	140	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x58 W	1	133	133	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x58 W	4	133	532	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x58 W	21	133	2793	250	10000	15	7,875
		FL T8 2x36 W	3	85	255	2000	10000	15	9
		FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75
FL T8 4x18W	16	70	1120	2000	10000	15	48		
FL T8 2x36 W	3	85	255	250	10000	15	1,125		
FL T8 2x36 W	3	85	255	250	10000	15	1,125		
FL T8 2x36 W	1	85	85	250	10000	15	0,375		
FL T8 2x36 W	6	85	510	250	10000	15	2,25		
FL T8 2x36 W	9	85	765	250	10000	15	3,375		

Edifício	Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		Σ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]	
			Luminária	Total					
Edifício 2	Piso -1	FL T8 2x58 W	5	133	665	250	10000	15	1,875
		FL T8 2x58 W	112	133	14896	750	10000	15	126
		FL T8 2x58 W	14	133	1862	500	10000	15	10,5
		FL T8 1x36 W	4	43	172	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x58 W	2	133	266	50	10000	15	0,15
		FL T8 2x58 W	2	133	266	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x58 W	2	133	266	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x58 W	7	133	931	500	10000	15	5,25
	FL T8 2x36 W	6	85	510	500	10000	15	4,5	
	Piso 0	FL T8 2x58 W (Saliente)	2	133	266	250	10000	15	0,75
		FL T8 1x58 W	1	67	67	50	10000	15	0,075
		FL T8 1x36 W	5	43	215	250	10000	15	1,875
		FL T8 2x58 W	118	133	15694	2000	10000	15	354
		FL T8 2x58 W	6	133	798	2000	10000	15	18
		FL T8 2x58 W	3	133	399	250	10000	15	1,125
		FL T8 2x58 W	41	133	5453	2000	10000	15	123
		FL T8 2x58 W	3	133	399	2000	10000	15	9
		FL T8 2x58 W (Saliente)	2	133	266	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x58 W	28	133	3724	2000	10000	15	84
		FL T5 2x35W	7	77	539	2000	15000	15	14
		FL T8 2x58 W	29	133	3857	750	10000	15	32,625
		FL T8 1x36 W	2	43	86	500	10000	15	1,5
		FL T8 2x58 W	12	133	1596	500	10000	15	9
		FL T8 2x58 W (Saliente)	2	133	266	2000	10000	15	6
		FL T8 2x58 W (Saliente)	4	133	532	250	10000	15	1,5
		FL T8 2x58 W (Saliente)	2	133	266	250	10000	15	0,75
		FL T8 2x58 W (Saliente)	1	133	133	250	10000	15	0,375
		FL T8 2x58 W (Saliente)	6	133	798	2000	10000	15	18
		Downlight 2x26 W	1	66	66	250	10000	15	0,375
		Downlight 2x26 W	1	66	66	250	10000	15	0,375
		Downlight 2x26 W	12	66	792	250	10000	15	4,5

Anexo B

Edifício	Zona	Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		Σ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]	
				Luminária	Total					
Edifício 2	Piso 1	Átrio/Serviço	Downlight 2x26 W	8	66	528	250	10000	15	3
		Vestiários	FL T8 2x36 W	10	85	850	500	10000	15	7,5
		Setor de Produção	FL T8 2x58 W	82	133	10906	2000	10000	15	246
		Corredor e Iluminação de Passagem	FL T8 2x58 W	3	133	399	250	10000	15	1,125
			FL T8 1x58 W	3	67	201	250	10000	15	1,125
		FL T8 4x18 W	1	70	70	250	10000	15	0,375	
			Gab. do Responsável pela Prod. de	FL T8 4x18 W	4	70	280	2000	10000	15
		Produção de Eletrônicos	FL T8 2x58 W	31	133	4123	2000	10000	15	93
		Instalações Sanitárias Mulheres	FL T8 2x58 W	4	133	532	250	10000	15	1,5
		Instalações Sanitárias Homens	FL T8 2x58 W	2	133	266	250	10000	15	0,75
		Átrio/Serviço	FL T8 4x18 W	2	70	140	250	10000	15	0,75
			Downlight 2x26 W	4	66	264	250	10000	15	1,5
		Divisão	FL T8 4x18 W	2	70	140	250	10000	15	0,75
		Recepção	FL T8 4x18 W	2	70	140	250	10000	15	0,75
		Economato	FL T8 4x18 W	11	70	770	250	10000	15	4,125
		Armazém	FL T8 4x18 W	48	70	3360	750	10000	15	54
		Cozinha	FL T8 4x18 W	14	70	980	1000	10000	15	21
		Copa Suja	FL T8 1x36 W	4	43	172	1000	10000	15	6
			FL T8 4x18 W	9	70	630	1000	10000	15	13,5
		Self Service	FL T8 4x18 W	3	70	210	500	10000	15	2,25
		Refeitório	FL T8 4x18 W	48	70	3360	500	10000	15	36
		Auditório	Downlight 2x26 W	48	66	3168	250	10000	15	18
		Sala de Reuniões	Downlight 2x26 W	18	66	1188	250	10000	15	6,75
		Arquivo/Arrumos	FL T8 4x18 W	7	70	490	250	10000	15	2,625
		Corredor	Downlight 2x26 W	4	66	264	250	10000	15	1,5
		Átrio /Exposição e Vendas	FL T8 1x18 W	20	26	520	250	10000	15	7,5
			FL T8 1x36 W	11	43	473	250	10000	15	4,125
			Downlight 2x26 W	59	66	3894	250	10000	15	22,125
		Atendimento	Downlight 2x26 W	9	66	594	250	10000	15	3,375
		Apartamento Modelo	Downlight 2x26 W	11	66	726	250	10000	15	4,125
		Comercial Mercado Externo	Downlight 2x26 W	8	66	528	2000	10000	15	24
		Área Comercial	Downlight 2x26 W	20	66	1320	2000	10000	15	60
		Direção Comercial Mercado Extern	Downlight 2x26 W	6	66	396	2000	10000	15	18
Direção Comercial Mercado Intern	Downlight 2x26 W	6	66	396	2000	10000	15	18		
Promoção/Gestão de Produto	Downlight 2x26 W	16	66	1056	250	10000	15	6		
Corredor	Downlight 2x26 W	4	66	264	250	10000	15	1,5		
I. S. Mulheres	Downlight 2x26 W	4	66	264	250	10000	15	1,5		
I. S. Homens	Downlight 2x26 W	4	66	264	250	10000	15	1,5		

Edifício	Zona	Solução Existente	Quantidade	Potência [W]		Σ Horas Anual (250 dias) [h]	Vida Útil [h]	Custo Uni. [€]	Custo Man. Anual [€]	
				Luminária	Total					
Edifício 3	Piso -1	Injeção de Quadros	FL T8 2x36 W	125	85	10625	2000	10000	15	375
			FL T8 2x58 W	4	133	532	2000	10000	15	12
		Área ao lado do Monta Cargas	FL T8 2x36 W	12	85	1020	750	10000	15	13,5
		Corredor	FL T8 2x36 W	10	85	850	250	10000	15	3,75
		Sala do Servidor	FL T8 1x58 W	3	67	201	50	10000	15	0,225
		Escadaria	FL T8 1x18 W	1	26	26	250	10000	15	0,375
			Downlight 2x26 W	3	66	198	250	10000	15	1,125
		Vestiários	FL T8 1x36 W	2	43	86	500	10000	15	1,5
			Downlight 2x26 W	24	66	1584	500	10000	15	18
		Fosso Técnico	FL T8 2x58 W	4	133	532	50	10000	15	0,3
		Átrio	Downlight 2x26 W	1	66	66	250	10000	15	0,375
		Exterior do Edifício	FL T8 2x36 W	2	85	170	250	10000	15	0,75
			Downlight 2x26 W	1	66	66	250	10000	15	0,375
		Piso 0	Área de Armazenamento	FL T8 2x36 W	128	85	10880	2000	10000	15
	FL T8 1x18 W			2	26	52	2000	10000	15	6
	Gabinete		FL T8 2x36 W	4	85	340	2000	10000	15	12
	Sala do Quadro Elétrico/Servidor		FL T8 1x58 W	1	67	67	50	10000	15	0,075
	Rampa de Acesso		FL T8 2x58 W	2	133	266	250	10000	15	0,75
	Escadaria de Acesso		FL T8 1x58 W	1	67	67	250	10000	15	0,375
	Downlight 2x26 W		5	66	330	250	10000	15	1,875	
	Instalações Sanitárias		Downlight 2x26 W	5	66	330	250	10000	15	1,875
	Exterior do Edifício	FL T8 2x36 W	6	85	510	250	10000	15	2,25	
	Piso 1	Área de Armazenamento	FL T8 2x36 W	111	85	9435	2000	10000	15	333
			FL T8 2x36 W	6	85	510	2000	10000	15	18
		Sala do Quadro Elétrico/Servidor	FL T8 1x58 W	1	67	67	50	10000	15	0,075
		Rampa de Acesso	FL T8 2x58 W	6	133	798	250	10000	15	2,25
		Escadaria de Acesso	FL T8 1x58 W	4	67	268	250	10000	15	1,5
		Instalações Sanitárias	Downlight 2x26 W	4	66	264	250	10000	15	1,5
		Armazém Automático	FL T8 2x58 W	96	133	12768	250	10000	15	36

Anexo B.2 Documentação do DIALux

Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

DIALux

Edifício 3 Piso 0 (LED) / Índice

Índice

Edifício 3 Piso 0 (LED)	
Lista de luminárias.....	3
Edifício 3 Piso 0 (LED)	
Disano Illuminazione SpA - 961 Hydro LED - Money Saving (1xled_38w).....	4
UPS	
Edifício 3	
Piso 0	
Armazém Embalagem/Envio	
Recapitulação do ambiente.....	7
Plano de uso 1 / Potência luminosa vertical (adaptivo).....	8
Gabinete	
Recapitulação do ambiente.....	10
Plano de uso 2 / Potência luminosa vertical (adaptivo).....	11

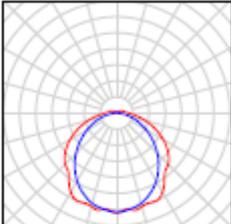
Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

DIALux

Edifício 3 Piso 0 (LED) / Lista de luminárias

Edifício 3 Piso 0 (LED)

Quantidade	Luminária (Emissão luminosa)		
132	<p>Disano Illuminazione SpA - 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving Emissão luminosa 1 Equipagem: 1xied_38w Grau de actuação operacional: 100% Fluxo luminoso de lâmpada: 4492 lm Fluxo luminoso da luminária: 4492 lm Potência: 41.8 W Rendimento luminoso: 107.5 lm/W</p> <p>Indicações colorimétricas 1x: CCT 4000 K, CRI -</p>	<p>É favor escolher uma imagem de luminária em nosso catálogo de luminárias.</p>	

Fluxo luminoso total das lâmpadas: 592944 lm, Fluxo luminoso total das luminárias: 592944 lm, Potência total: 5517.6 W, Rendimento luminoso: 107.5 lm/W

Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

UPS / Edifício 3 / Piso 0 / Disano Illuminazione SpA 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving 1xled_38w / Disano Illuminazione SpA - 961 Hydro LED - Money Saving (1xled_38w)

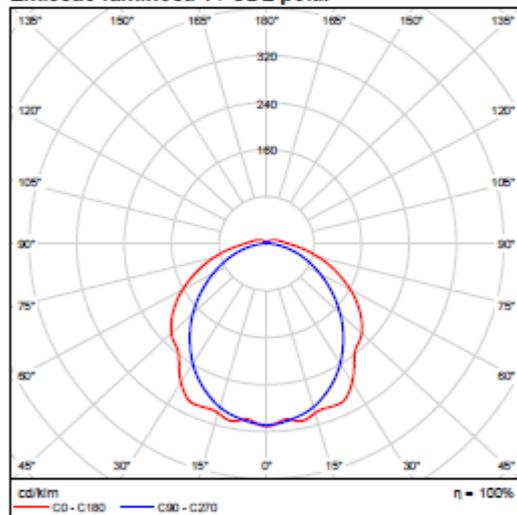
DIALux

Disano Illuminazione SpA 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving 1xled_38w

E favor escolher uma imagem de luminária em nosso catálogo de luminárias.

Grau de actuação operacional: 100%
 Fluxo luminoso de lâmpada: 4492 lm
 Fluxo luminoso da luminária: 4492 lm
 Potência: 41.8 W
 Rendimento luminoso: 107.5 lm/W

Indicações colorimétricas
 1x: CCT 4000 K, CRI -

Emissão luminosa 1 / CDL polar

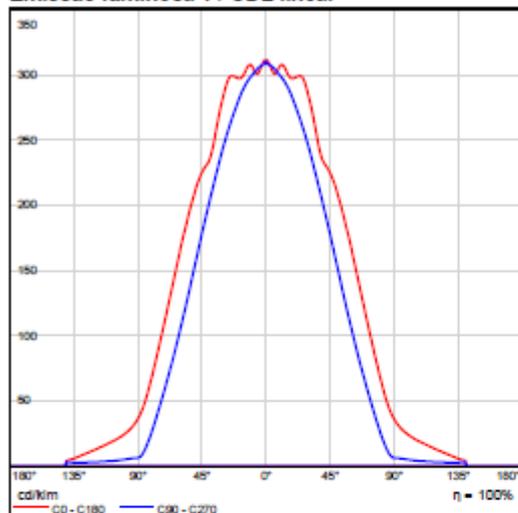
Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

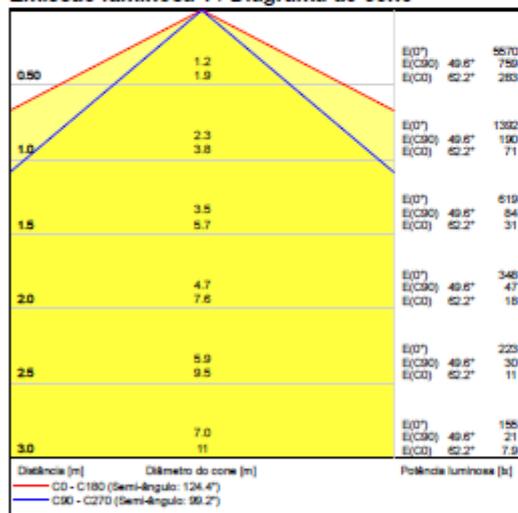
DIALux

UPS / Edifício 3 / Piso 0 / Disano Illuminazione SpA 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving 1xled_38w / Disano Illuminazione SpA - 961 Hydro LED - Money Saving (1xled_38w)

Emissão luminosa 1 / CDL linear



Emissão luminosa 1 / Diagrama de cone



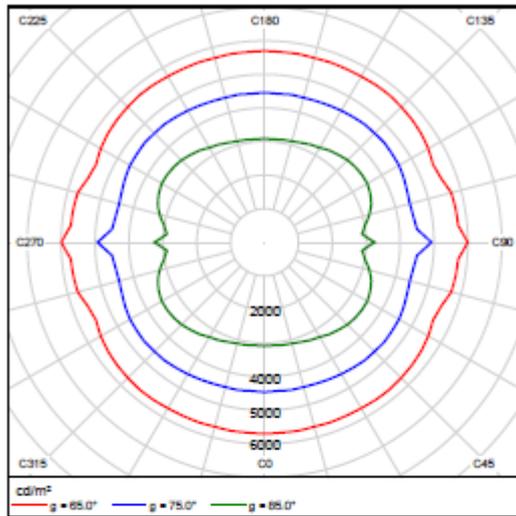
Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017



UPS / Edifício 3 / Piso 0 / Diaano Illuminazione SpA 961 LED 39w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving 1xled_39w / Diaano Illuminazione SpA - 961 Hydro LED - Money Saving (1xled_39w)

Emissão luminosa 1 / Diagrama de densidade de luminância



Emissão luminosa 1 / Diagrama UGR

Avaliação de ofuscamento seg. UGR											
	70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	30
p Tecto	70	70	50	50	30	70	70	50	50	30	30
p Paredes	50	30	50	30	30	50	30	50	30	30	30
p Solo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Tamanho da sala		Direcção transversal do olhar em relação ao eixo da lâmpada					Direcção longitudinal do olhar em relação ao eixo da lâmpada				
X	Y										
2H	2H	19.1	20.4	19.5	20.8	21.1	19.4	19.7	18.7	20.0	20.3
	3H	20.7	21.9	21.1	22.3	22.6	19.6	20.8	20.0	21.2	21.6
	4H	21.4	22.5	21.8	22.9	23.3	20.1	21.3	20.6	21.6	22.0
	6H	21.9	23.0	22.4	23.4	23.8	20.5	21.5	20.9	21.9	22.3
	8H	22.1	23.1	22.6	23.5	24.0	20.6	21.6	21.0	22.0	22.4
	12H	22.3	23.3	22.8	23.7	24.1	20.6	21.6	21.1	22.0	22.5
4H	2H	19.7	20.8	20.1	21.2	21.6	19.1	20.2	19.5	20.6	21.0
	3H	21.5	22.5	22.0	22.9	23.3	20.6	21.6	21.1	22.0	22.5
	4H	22.3	23.2	22.8	23.6	24.1	21.3	22.1	21.7	22.6	23.0
	6H	23.0	23.8	23.5	24.2	24.8	21.7	22.5	22.2	23.0	23.5
	8H	23.3	24.0	23.8	24.5	25.0	21.9	22.6	22.4	23.1	23.6
	12H	23.5	24.2	24.1	24.7	25.2	22.0	22.6	22.5	23.1	23.7
8H	4H	22.6	23.3	23.1	23.8	24.3	21.7	22.4	22.2	22.9	23.4
	6H	23.5	24.0	24.0	24.6	25.1	22.4	22.9	22.9	23.5	24.0
	8H	23.9	24.4	24.4	24.9	25.5	22.6	23.1	23.2	23.7	24.3
	12H	24.2	24.7	24.8	25.2	25.8	22.8	23.3	23.4	23.8	24.4
12H	4H	22.6	23.3	23.2	23.8	24.3	21.7	22.4	22.3	22.9	23.4
	6H	23.5	24.1	24.1	24.6	25.2	22.5	23.0	23.0	23.5	24.1
	8H	24.0	24.4	24.6	25.0	25.6	22.8	23.3	23.4	23.8	24.4
Variação da posição do observador para as distâncias de luminária S											
S = 1.0H	+0.1 / -0.1					+0.1 / -0.2					
S = 1.5H	+0.2 / -0.3					+0.3 / -0.4					
S = 2.0H	+0.4 / -0.6					+0.5 / -0.8					
Tabela padrão	BK07					BK06					
Índice de conexão	7.3					5.7					
Índice de ofuscamento corrigido com referência a 4402lm Corrente luminosa total											

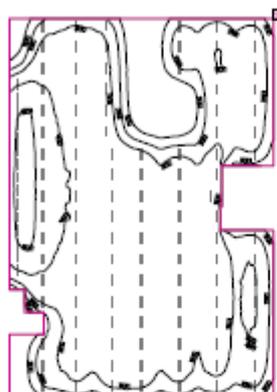
Os valores UGR são calculados conforme CIE Publ. 117. Proporção espaço/altura = 0.25

Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

DIALux

UPS / Edifício 3 / Piso 0 / Armazém Embalagem/Envio / Recaptulação do ambiente

Armazém Embalagem/Envio

Altura da sala: 4.400 m, Grau de reflexão: Tecto 70.0%, Paredes 60.0%, Solo 40.0%, Factor de manutenção: 0.80

Plano de uso

Superfície	Resultado	Médio (Nominal)	Min	Máx	Min/Médio	Min/ Máx
1 Plano de uso 1	Potência luminosa vertical (adaptivo) [lx] Altura: 0.800 m, Zona marginal: 0.000 m	317 (≥ 300)	103	531	0.32	0.19

#	Luminária	Φ (Luminária) [lm]	Potência [W]	Rendimento luminoso [lm/W]
128	Disano Illuminazione SpA - 961 LED 36w CLD CELL 961 Hydro LED - Money Saving	4492	41.8	107.5
Somatório de todas as luminárias		574976	5350.4	107.5

Potência de ligação específica: 3.24 W/m² (Superfície da divisão 1652.31 m²)

Consumo: 880 kWh/a de no máximo 57850 kWh/a

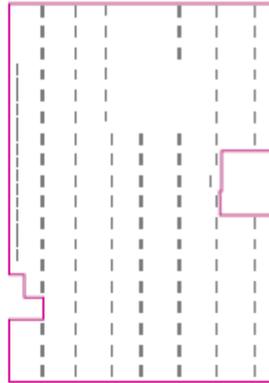
Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

DIALux

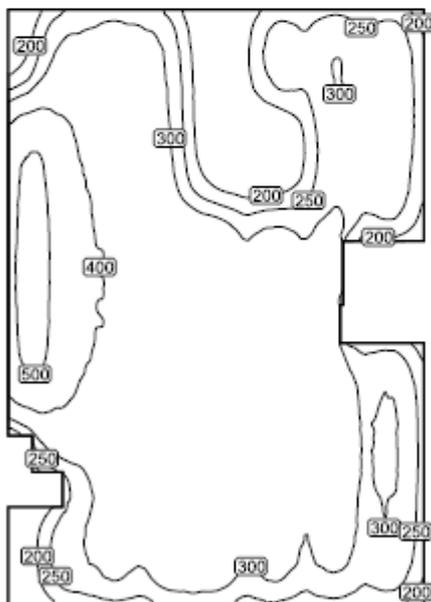
UPS / Edifício 3 / Piso 0 / Armazém Embalagem/Envio / Plano de uso 1 / Potência luminosa vertical (adaptivo)

Plano de uso 1 / Potência luminosa vertical (adaptivo)



Plano de uso 1: Potência luminosa vertical (adaptivo) (Superfície)
 Cenário de Luz: Cenário de Luz 1
 Médio: 317 lx (Nominal: = 300 lx), Min: 103 lx, Máx: 531 lx, Min/Médio: 0.32, Min/ Máx: 0.19
 Altura: 0.800 m, Zona marginal: 0.000 m

Linhas isográficas [lx]



Escala: 1 : 500

Cores falsas [lx]



Escala: 1 : 500

Grelha de valores [lx]

170	287	311	300	237	144	208	251	276	248	245
218	326	346	330	257	156	218	271	298	274	268
346	376	366	345	265	156	176	225	291	276	272
478	422	380	350	271	154	136	171	280	277	270
510	440	386	358	288	178	151	184	281	271	261
518	450	394	351	337	288	250	265	301	248	238
520	457	400	352	376	355	320	325	325		
525	458	400	354	380	370	338	348	332		
518	455	400	357	388	378	341	344	336		
504	442	394	354	388	378	340	338	338	266	255
430	406	380	350	388	378	338	338	330	292	281
348	358	342	378	374	337	330	330	298	285	
258	331	332	376	371	330	330	331	298	285	
127	251	321	320	360	360	324	322	324	290	279
155	284	318	310	355	351	318	314	318	282	274
140	257	284	272	315	312	271	276	281	247	239

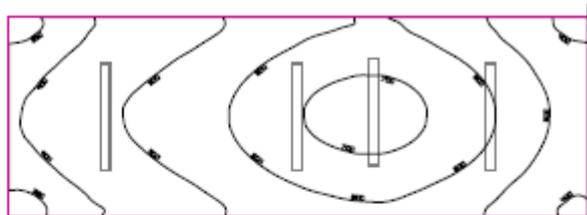
Escala: 1 : 500

Edifício 3 Piso 0 (LED)

21/03/2017

DIALux

UPS / Edifício 3 / Piso 0 / Gabinete / Recapitulação do ambiente

Gabinete

Altura da sala: 4.400 m, Grau de reflexão: Tecto 70.0%, Paredes 60.0%, Solo 40.0%, Factor de manutenção: 0.80

Plano de uso

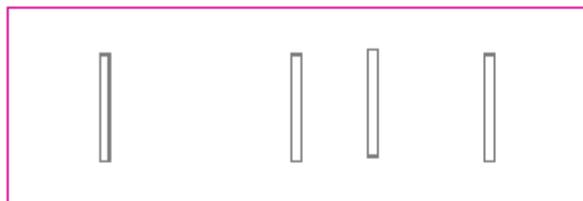
Superfície	Resultado	Médio (Nominal)	Min	Máx	Min/Médio	Min/ Máx
1 Plano de uso 2	Potência luminosa vertical (adaptivo) [lx] Altura: 0.800 m, Zona marginal: 0.000 m	539 (≥ 500)	330	735	0.61	0.45

# Luminária	Φ (Luminária) [lm]	Potência [W]	Rendimento luminoso [lm/W]
4 Disano Illuminazione SpA - 961 LED 38w CLD CELL 961 Hydro LED - 4492 Money Saving		41.8	107.5
Somatório de todas as luminárias	17968	167.2	107.5

Potência de ligação específica: 10.72 W/m² (Superfície da divisão 15.60 m²)

Consumo: 460 kWh/a de no máximo 550 kWh/a

Plano de uso 2 / Potência luminosa vertical (adaptivo)



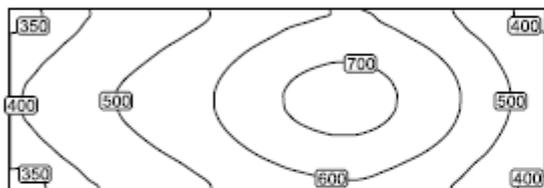
Plano de uso 2: Potência luminosa vertical (adaptivo) (Superfície)

Cenário de Luz: Cenário de Luz 1

Médio: 539 lx (Nominal: ≥ 500 lx), Min: 330 lx, Max: 735 lx, Min/Médio: 0.61, Min/ Max: 0.45

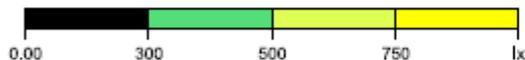
Altura: 0.800 m, Zona marginal: 0.000 m

Linhas isográficas [lx]



Escala: 1 : 75

Cores falsas [lx]



Escala: 1 : 75

Grelha de valores [lx]

34	37	40	42	45	48	51	54	58	60	61	61	58	54	49	43	39	2
37	40	44	47	49	52	56	60	64	67	68	67	64	60	54	49	44	4
40	43	47	50	52	56	59	64	69	71	73	72	68	64	58	52	47	6
40	43	47	50	52	56	59	64	68	71	72	71	68	64	58	51	47	8
37	40	44	47	49	52	56	60	64	66	67	66	63	59	54	48	44	10
33	36	40	42	45	48	51	54	57	59	60	59	57	53	49	44	39	12

Escala: 1 : 75

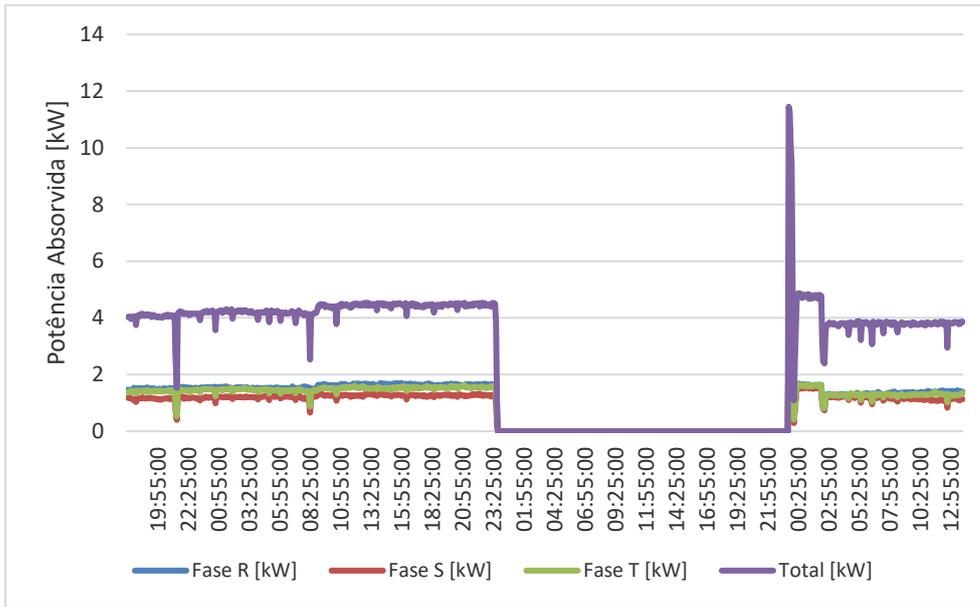
Anexo C Medições e Registos dos Motores Eléctricos

Neste anexo encontram-se as tabelas registo e cálculo de apoio à secção 4.2. Os diagramas de carga obtidos nos diversos MIT encontram-se no anexo C.2.

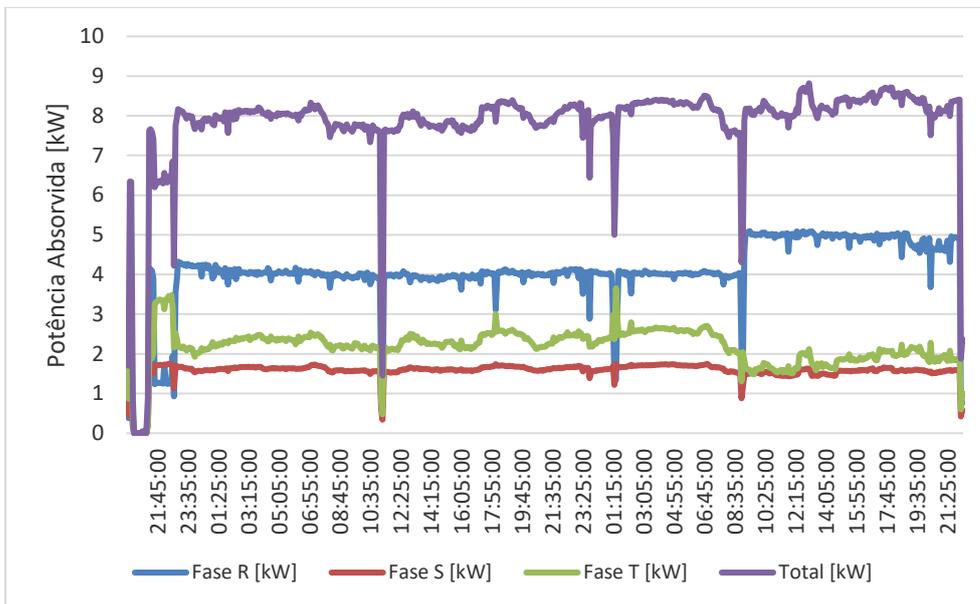
Anexo C.1 Inventário

ID - Máquina	Fabricante	Caraterísticas Construtivas			Caraterísticas Eléctricas					Nível de Eficiência		
		Carcaça	IM	IP	P [kW]	Tensão Δ/Y [V]	Corrente Δ/Y [A]	FP	η (%)	CEMEP	IEC 60034	
Máquina 2	SIEMENS	160L	B5	54	15	380	690	30	17,3	0,85	n. d.	< IE1 "IE0"
Máquina 8	ANTRIEBSTECHNIK	160L	B5	54	15	380	n. d.	30	n. d.	0,87	n. d.	< IE1 "IE0"
Máquina 9	BAUMULLER	180-M4	B35	23	22	380	n. d.	47	n. d.	0,84	n. d.	< IE1 "IE0"
Máquina 10	SIEMENS	180L	B5	55	22	400	690	41,5	24	0,84	91,6	IE2
Máquina 13	ANTRIEBSTECHNIK	180L	B5	54	22	380	n. d.	44	n. d.	0,84	n. d.	< IE1 "IE0"
Máquina 14	ANTRIEBSTECHNIK	180L	B5	54	22	420	n. d.	40	n. d.	0,84	n. d.	< IE1 "IE0"
Máquina 15	SIEMENS	160M	B5	55	11	230	400	35,5	20,5	0,85	91	IE2
Máquina 16	SIEMENS	160M	B5	55	11	230	400	35,5	20,5	0,85	91	IE2
Máquina 18	SIEMENS	160M	B5	55	11	230	400	35,5	20,5	0,85	91	IE2
Máquina 19	SIEMENS	160M	B5	55	11	230	400	35,5	20,5	0,85	91	IE2
Máquina 21	SIEMENS	180L	B5	55	22	400	690	41,5	24	0,84	n. d.	IE1
Máquina 6	SIEMENS	200L	B5	55	30	400	690	55	31,5	0,85	93	IE2

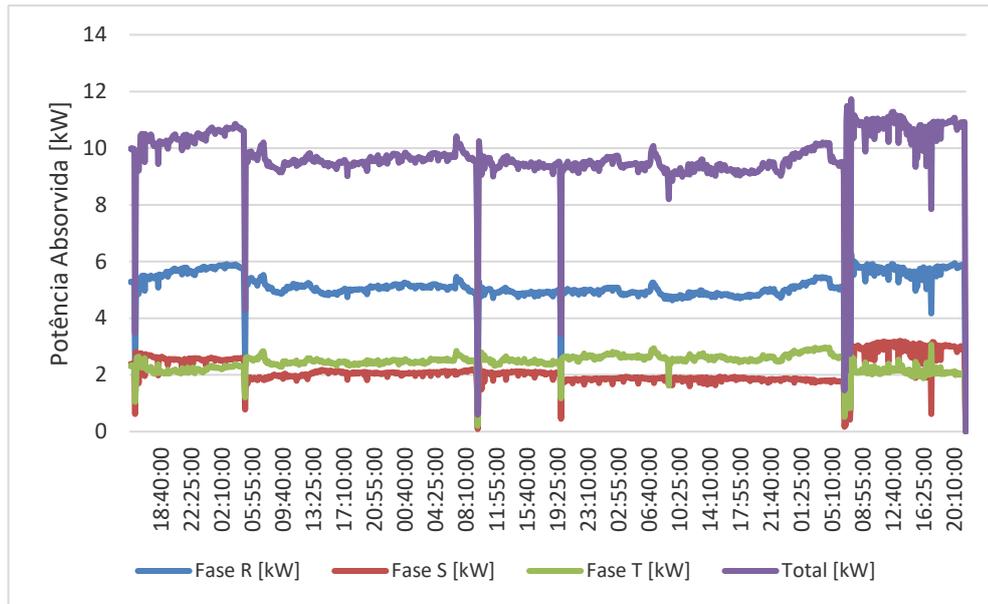
Anexo C.2 Perfis de Consumo



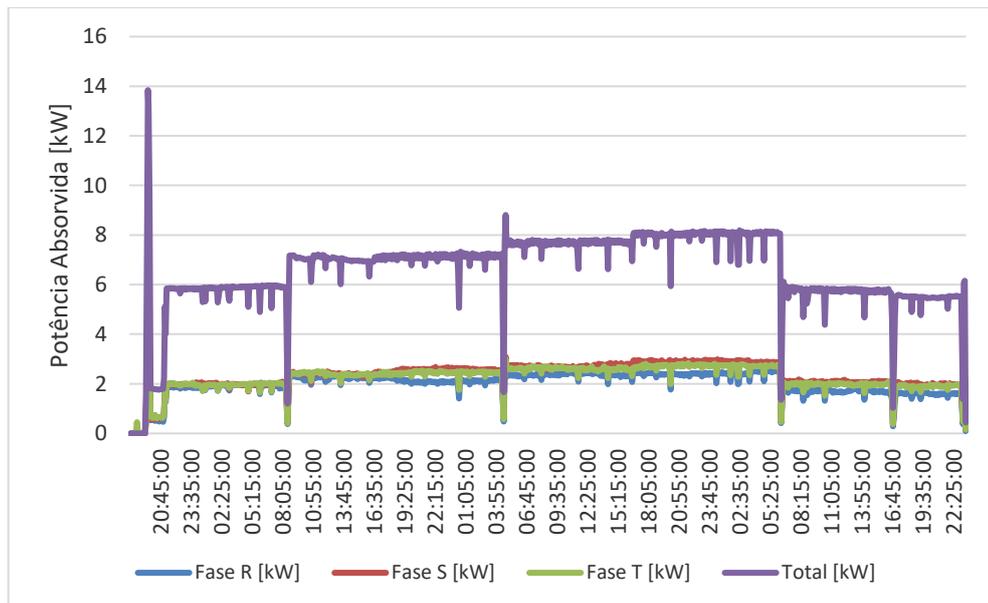
Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 2; mediação efetuada entre as 17:30 do dia 29 de novembro até às 14:00 do dia 2 de dezembro de 2016.



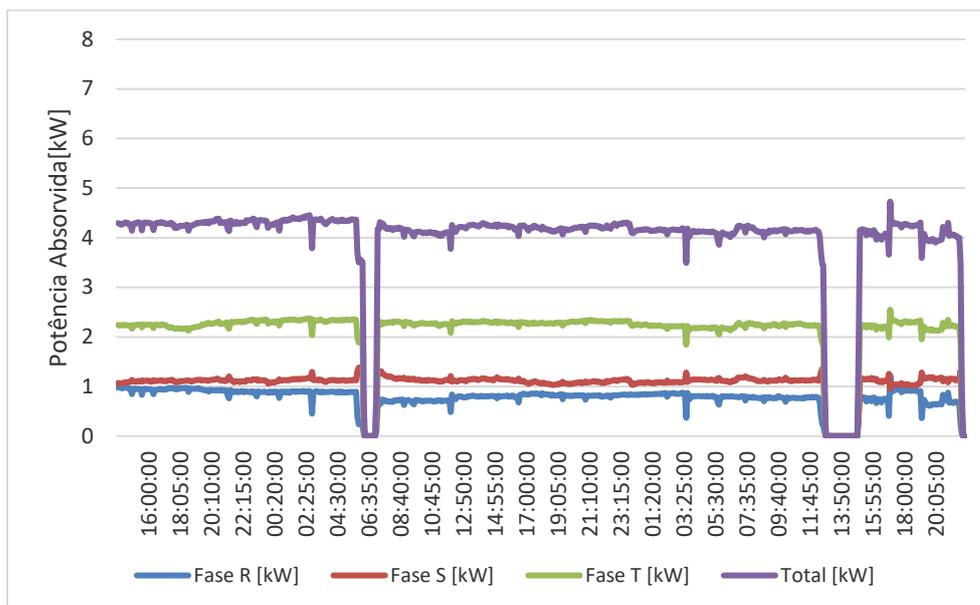
Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 9; mediação efetuada entre as 20:00 do dia 30 de agosto até às 11:00 do dia 2 de setembro de 2016.



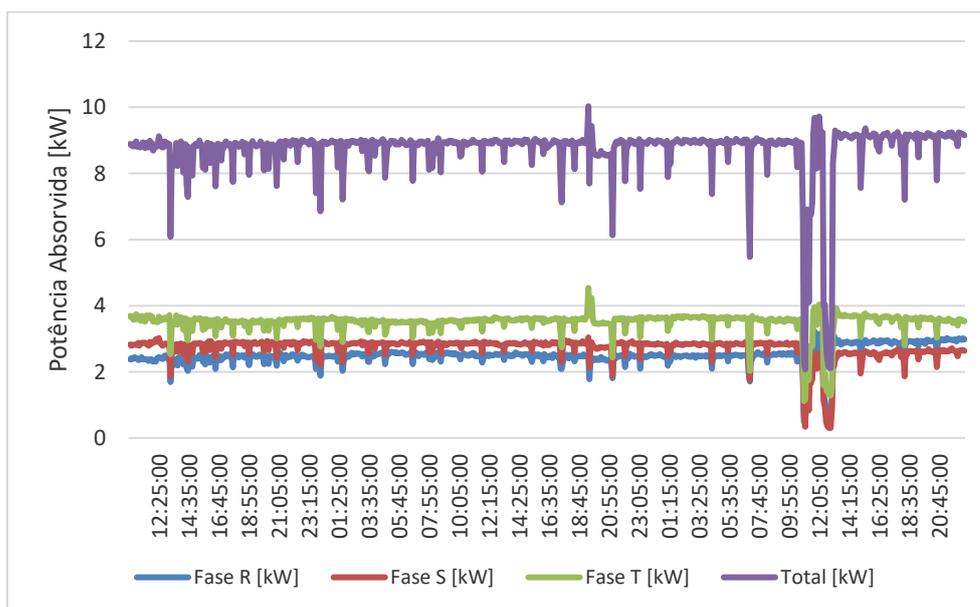
Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 10; mediação efetuada entre as 15:00 do dia 14 até às 21:40 do dia 18 de novembro de 2016.



Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 14; mediação efetuada entre as 11:40 do dia 2 até às 23:40 do dia 9 de setembro de 2016.



Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 16; mediação efetuada entre as 14:00 do dia 7 até às 22:00 do dia 9 de setembro de 2016.



Legenda: Diagrama de carga obtido no MIT da máquina 21; mediação efetuada entre as 10:20 do dia 22 até às 22:40 do dia 24 de novembro de 2016.

Anexo D Registos do Sistema Solar Fotovoltaico

O anexo inclui as tabelas resumo dos diversos estudos fotovoltaicos efetuados no software PVGIS. É no anexo D.2 que se encontra a documentação com o resumo dos estudos efetuados no software Sunny Design.

Anexo D.1 Tabela resumo dos estudos efetuados no PVGIS

Tabela _: Produção energética dos sistemas fotovoltaicos em estudo.

Mês	40 kWp		300 kWp		500 kWp		600 kWp		700 kWp	
	E. Diária [kWh]	E. Mensal [kWh]								
janeiro	98,8	3060	741	23000	1230	38300	1480	45900	1730	53600
fevereiro	134	3740	1000	28100	1670	46800	2000	56100	2340	65500
março	158	4910	1190	36800	1980	61400	2380	73600	2770	85900
abril	153	4600	1150	34500	1920	57500	2300	69000	2680	80500
maio	165	5110	1240	38300	2060	63900	2470	76700	2890	89400
junho	182	5450	1360	40900	2270	68100	2720	81700	3180	95300
julho	197	6120	1480	45900	2470	76500	2960	91800	3460	107000
agosto	197	6110	1480	45800	2460	76400	2960	91700	3450	107000
setembro	177	5320	1330	39900	2220	66500	2660	79800	3100	93100
outubro	142	4400	1060	33000	1770	55000	2130	66000	2480	77000
novembro	105	3160	790	23700	1320	39500	1580	47400	1840	55300
dezembro	94	2910	705	21800	1170	36400	1410	43700	1640	51000
Média anual	150	4580	1130	34300	1880	57200	2260	68600	2630	80100

Anexo D.2 Documentação PVGIS, PVWATTS e Sunny Design

Anexo D.2.1 Sistema Solar Fotovoltaico com 40 kWp

Autoconsumo

Nome do projecto: UPAC 40 kWp
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Dados sobre o autoconsumo

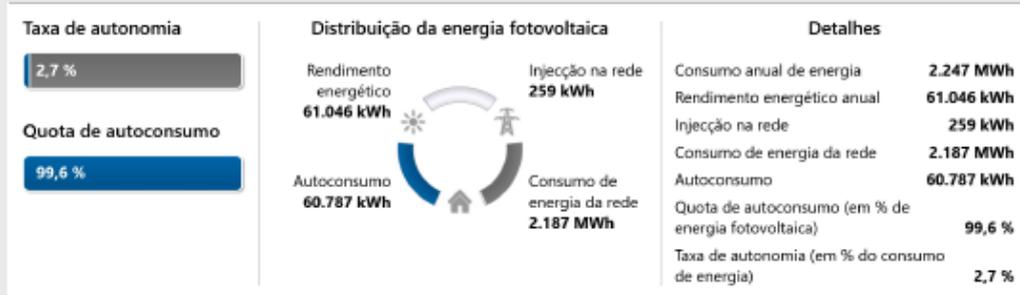
Perfil de carga: EFAPEL
Perfil de Carga registado na empresa ao longo de 1 ano (outubro de 2015 a outubro de 2016). O Consumo anual de energia é referente ao ano 2015.

Consumo anual de energia: 2247 MWh

Optimização do autoconsumo

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



Os resultados indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo autoconsumo real, que pode divergir dos valores aqui indicados. O autoconsumo possível é determinado essencialmente pelo comportamento de consumo individual, que pode divergir do perfil de carga utilizado para o cálculo.

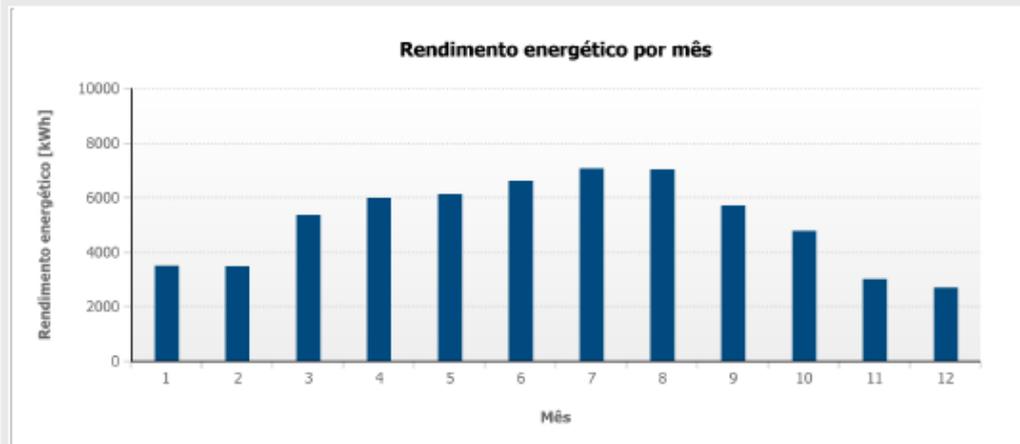
Valores mensais

Nome do projecto: UPAC 40 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Diagrama



Tabela

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	3476 (5,7 %)	3473	3	189315
2	3461 (5,7 %)	3458	3	167145
3	5320 (8,7 %)	5304	16	201360
4	5963 (9,8 %)	5924	39	179372
5	6107 (10,0 %)	6077	30	192618
6	6588 (10,8 %)	6547	41	186267
7	7041 (11,5 %)	7003	38	197827
8	7003 (11,5 %)	6983	20	167716
9	5675 (9,3 %)	5633	41	177500
10	4753 (7,8 %)	4725	28	186443
11	2983 (4,9 %)	2983	0	194252
12	2675 (4,4 %)	2675	0	146737

Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 40 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Detalhes	
Custos de compra de electricidade evitados no primeiro ano (aprox.)	6.687 EUR
Poupança total após 25 ano(s) (aprox.)	149.454 EUR
Custos de compra de electricidade evitados após 25 ano(s) (aprox.)	201.035 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 25 ano(s) (aprox.)	294 EUR
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	7
Custos de produção de electricidade ao longo de 25 ano(s) (aprox.)	0,037 EUR/kWh
Rendimento anual (aprox.)	11,52 %
O investimento total é de	40.000,00 EUR
Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são	1.000,00 EUR/kWp

Comparação custos anuais electricid.

Hoje sem sistema fotovoltaico

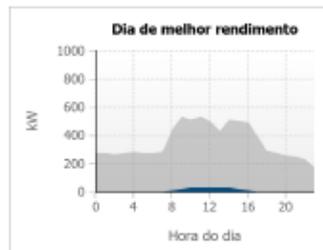
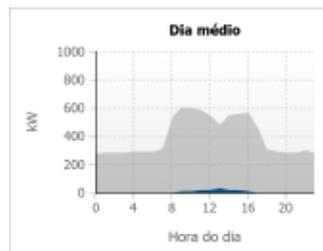
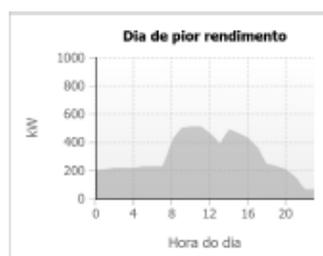
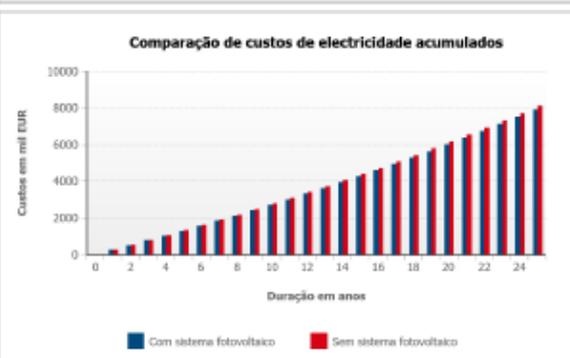
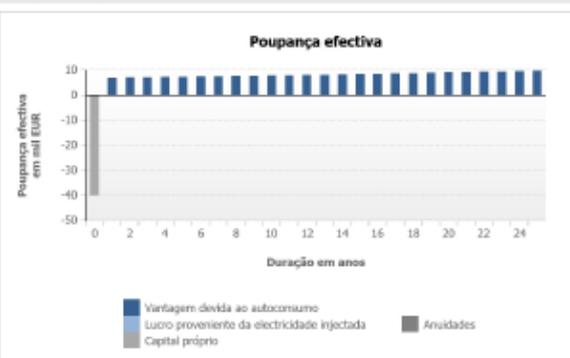
247.207 EUR

Em 25 ano(s) sem sistema fotovoltaico

405.570 EUR

Hoje com sistema fotovoltaico

245.358 EUR



Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 40 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Estrutura de custos

Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de ---

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,60 %

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de ---

Os custos para planeamento e instalação são de ---

Os custos anuais fixos são de 400,00 EUR

O investimento total é de 40.000,00 EUR

Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.000,00 EUR/kWp

Financiamento

A moeda é EUR

A quota-parte de capital próprio é de 100 %

A quota-parte de capital externo é de 0 %

O financiamento total é de 0,00 EUR

A taxa de inflação é de 1,40 %

O período de análise da rentabilidade é de 25 anos

Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de 0,11000 EUR/kWh

As tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de 2,0 %

A compensação por injeção na rede é de 0,05500 EUR/kWh

A duração da compensação por injeção na rede é de 15 anos

A dedução ou compensação com autoconsumo é de 0,00000 EUR/kWh

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de 0,05000 EUR/kWh

Anexo D.2.2 Sistema Solar Fotovoltaico com 300 kWp

Autoconsumo

Nome do projecto: UPAC 300 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

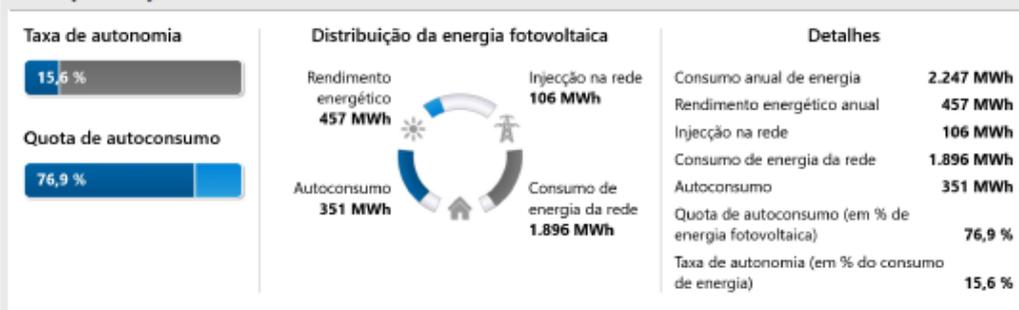
Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga:	EFAPEL Perfil de Carga registado na empresa ao longo de 1 ano (outubro de 2015 a outubro de 2016). O Consumo anual de energia é referente ao ano 2015.
Consumo anual de energia:	2247 MWh

Optimização do autoconsumo

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



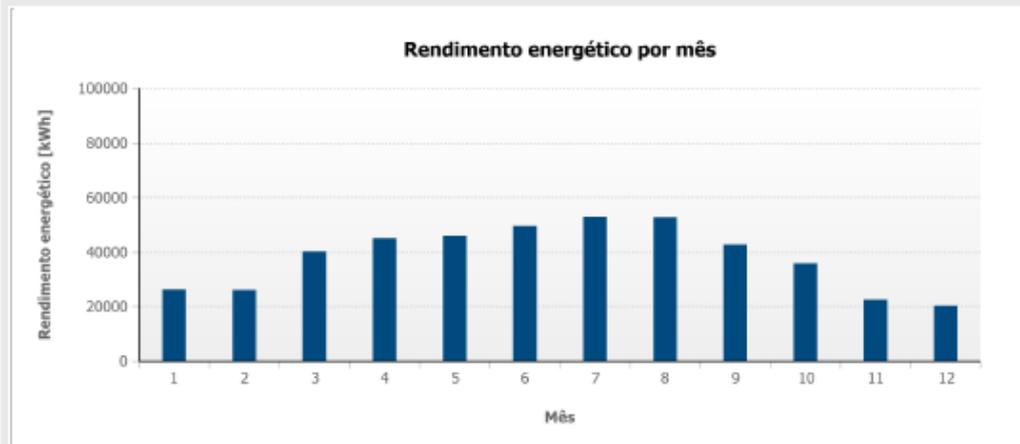
Os resultados indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo autoconsumo real, que pode divergir dos valores aqui indicados. O autoconsumo possível é determinado essencialmente pelo comportamento de consumo individual, que pode divergir do perfil de carga utilizado para o cálculo.

Valores mensais

Nome do projecto: UPAC 300 kWp
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Diagrama



Tabela

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	26032 (5,7 %)	20703	5329	172085
2	25916 (5,7 %)	20881	5035	149722
3	39855 (8,7 %)	31471	8384	175193
4	44795 (9,8 %)	33791	11004	151506
5	45782 (10,0 %)	35139	10644	163557
6	49322 (10,8 %)	37032	12289	155782
7	52684 (11,5 %)	39065	13619	165765
8	52397 (11,5 %)	40712	11685	133987
9	42478 (9,3 %)	32771	9708	150363
10	35580 (7,8 %)	25826	9753	165341
11	22341 (4,9 %)	20015	2326	177220
12	20036 (4,4 %)	14085	5951	135328

Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 300 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Detalhes	
Custos de compra de electricidade evitados no primeiro ano (aprox.)	38.664 EUR
Poupança total após 25 ano(s) (aprox.)	918.400 EUR
Custos de compra de electricidade evitados após 25 ano(s) (aprox.)	1.185.418 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 25 ano(s) (aprox.)	122.045 EUR
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	7
Custos de produção de electricidade ao longo de 25 ano(s) (aprox.)	0,037 EUR/kWh
Rendimento anual (aprox.)	9,44 %
O investimento total é de	300.000,00 EUR
Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são	1.000,00 EUR/kWp

Comparação custos anuais electricid.

Hoje sem sistema fotovoltaico

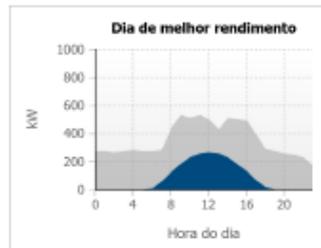
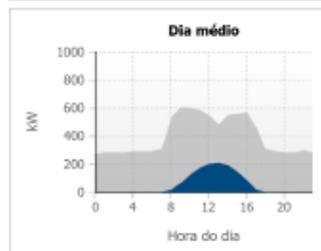
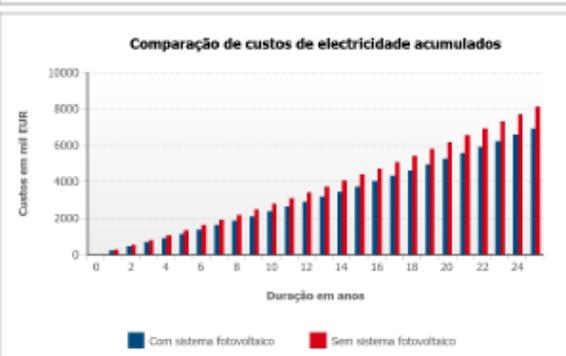
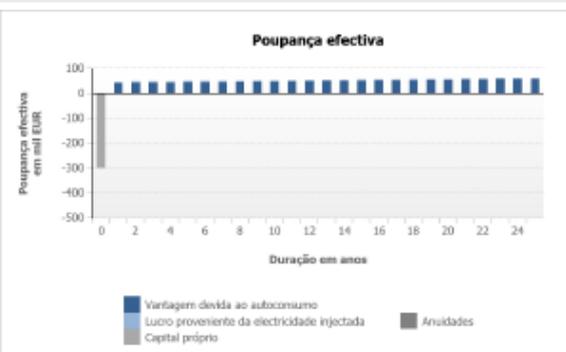
247.207 EUR

Em 25 ano(s) sem sistema fotovoltaico

405.570 EUR

Hoje com sistema fotovoltaico

207.143 EUR



Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 300 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Estrutura de custos

Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de ---

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,60 %

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de ---

Os custos para planeamento e instalação são de ---

Os custos anuais fixos são de 3.000,00 EUR

O investimento total é de 300.000,00 EUR

Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.000,00 EUR/kWp

Financiamento

A moeda é EUR

A quota-parte de capital próprio é de 100 %

A quota-parte de capital externo é de 0 %

O financiamento total é de 0,00 EUR

A taxa de inflação é de 1,40 %

O período de análise da rentabilidade é de 25 anos

Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de 0,11000 EUR/kWh

AS tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de 2,0 %

A compensação por injeção na rede é de 0,05500 EUR/kWh

A duração da compensação por injeção na rede é de 15 anos

A dedução ou compensação com autoconsumo é de 0,00000 EUR/kWh

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de 0,05000 EUR/kWh

Anexo D.2.3 Sistema Solar Fotovoltaico com 500 kWp

Autoconsumo

Nome do projecto: UPAC 500 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

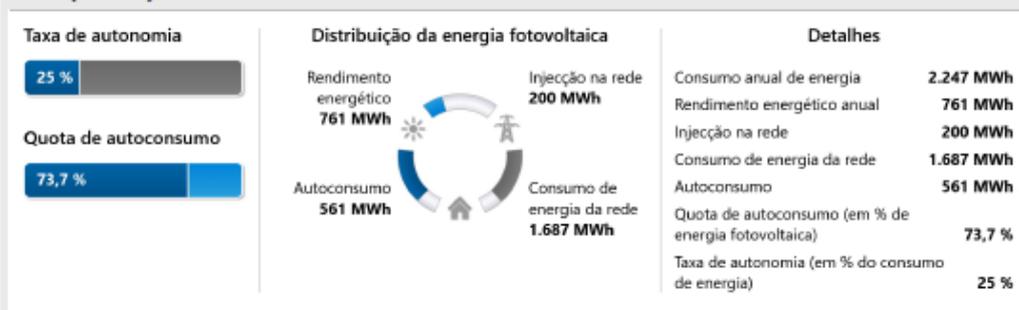
Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga:	EFAPEL Perfil de Carga registado na empresa ao longo de 1 ano (outubro de 2015 a outubro de 2016). O Consumo anual de energia é referente ao ano 2015.
Consumo anual de energia:	2247 MWh

Optimização do autoconsumo

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



Os resultados indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo autoconsumo real, que pode divergir dos valores aqui indicados. O autoconsumo possível é determinado essencialmente pelo comportamento de consumo individual, que pode divergir do perfil de carga utilizado para o cálculo.

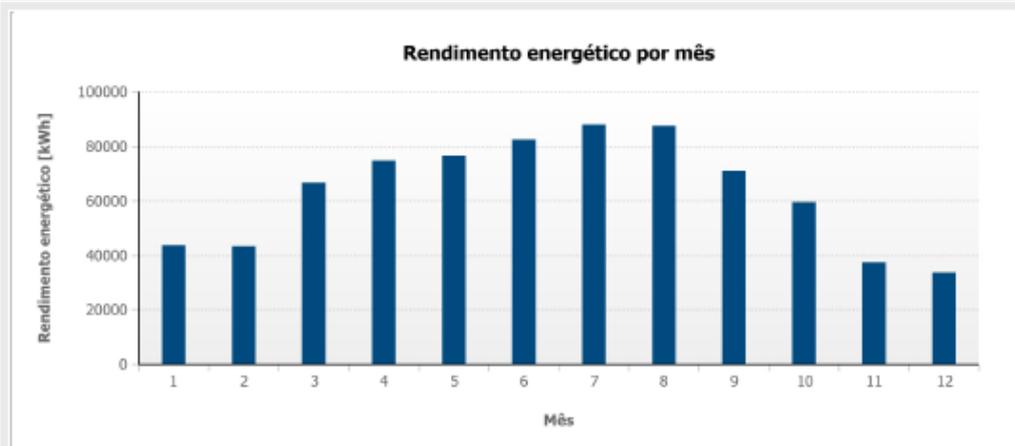
Valores mensais

Nome do projecto: UPAC 500 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Diagrama



Tabela

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	43374 (5,7 %)	33046	10328	159742
2	43174 (5,7 %)	33179	9995	137424
3	66335 (8,7 %)	50632	15703	156033
4	74349 (9,8 %)	53795	20554	131502
5	76128 (10,0 %)	56273	19856	142423
6	82087 (10,8 %)	59194	22892	133620
7	87676 (11,5 %)	62647	25028	142182
8	87190 (11,5 %)	65170	22020	109529
9	70690 (9,3 %)	52730	17961	130404
10	59229 (7,8 %)	41039	18190	150129
11	37219 (4,9 %)	32141	5078	165095
12	33383 (4,4 %)	20975	12408	128438

Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 500 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Detalhes	
Custos de compra de electricidade evitados no primeiro ano (aprox.)	61.690 EUR
Poupança total após 25 ano(s) (aprox.)	1.479.557 EUR
Custos de compra de electricidade evitados após 25 ano(s) (aprox.)	1.896.498 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 25 ano(s) (aprox.)	231.497 EUR
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	8
Custos de produção de electricidade ao longo de 25 ano(s) (aprox.)	0,037 EUR/kWh
Rendimento anual (aprox.)	9,13 %
O investimento total é de	500.000,00 EUR
Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são	1.000,00 EUR/kWp

Comparação custos anuais electricid.

Hoje sem sistema fotovoltaico

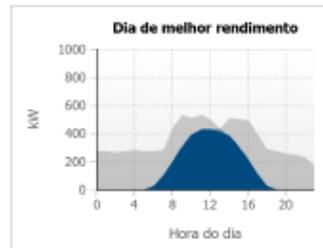
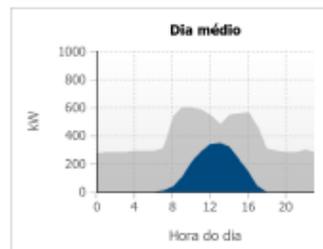
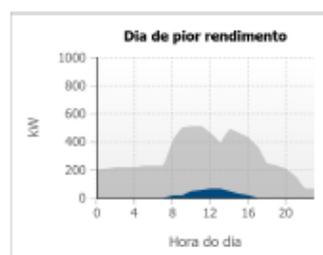
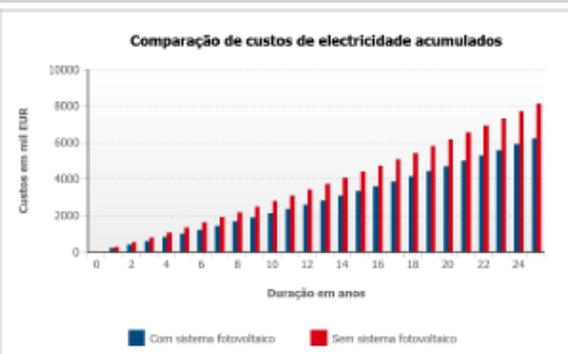
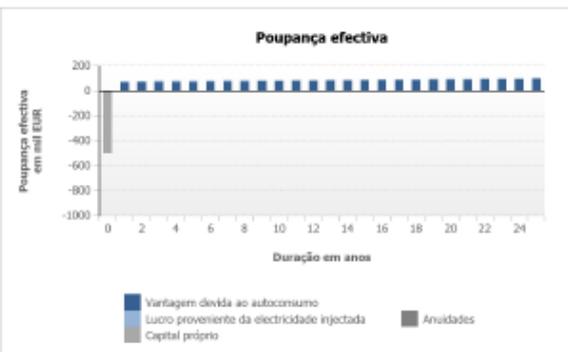
247.207 EUR

Em 25 ano(s) sem sistema fotovoltaico

405.570 EUR

Hoje com sistema fotovoltaico

178.620 EUR



Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 500 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Estrutura de custos

Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de ---

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,60 %

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de ---

Os custos para planeamento e instalação são de ---

Os custos anuais fixos são de 5.000,00 EUR

O investimento total é de 500.000,00 EUR

Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.000,00 EUR/kWp

Financiamento

A moeda é EUR

A quota-parte de capital próprio é de 100 %

A quota-parte de capital externo é de 0 %

O financiamento total é de 0,00 EUR

A taxa de inflação é de 1,40 %

O período de análise da rentabilidade é de 25 anos

Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de 0,11000 EUR/kWh

AS tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de 2,0 %

A compensação por injeção na rede é de 0,05500 EUR/kWh

A duração da compensação por injeção na rede é de 15 anos

A dedução ou compensação com autoconsumo é de 0,00000 EUR/kWh

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de 0,05000 EUR/kWh

Anexo D.2.4 Sistema Solar Fotovoltaico com 600 kWp

Autoconsumo

Nome do projecto: UPAC 600 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

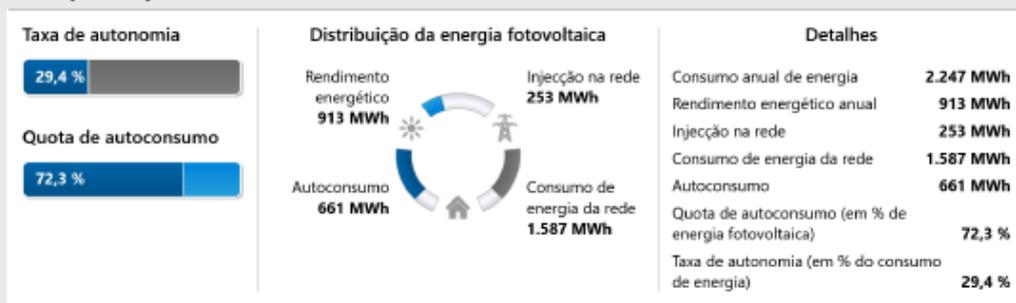
Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga:	EFAPEL Perfil de Carga registado na empresa ao longo de 1 ano (outubro de 2015 a outubro de 2016). O Consumo anual de energia é referente ao ano 2015.
Consumo anual de energia:	2247 MWh

Optimização do autoconsumo

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



Os resultados indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo autoconsumo real, que pode divergir dos valores aqui indicados. O autoconsumo possível é determinado essencialmente pelo comportamento de consumo individual, que pode divergir do perfil de carga utilizado para o cálculo.

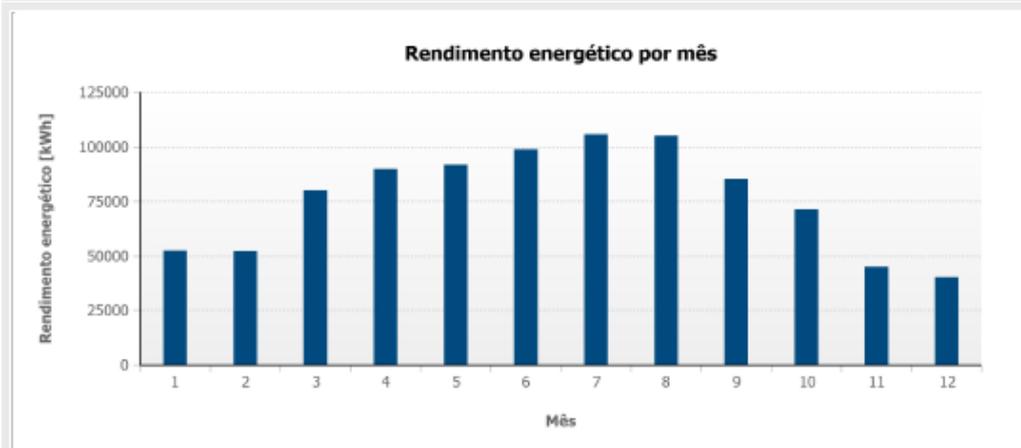
Valores mensais

Nome do projecto: UPAC 600 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Diagrama



Tabela

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	52045 (5,7 %)	39081	12964	153707
2	51803 (5,7 %)	39131	12672	131472
3	79633 (8,7 %)	59844	19789	146820
4	89388 (9,8 %)	63289	26098	122007
5	91411 (10,0 %)	66210	25201	132485
6	98502 (10,8 %)	69881	28621	122933
7	105209 (11,5 %)	74268	30942	130562
8	104631 (11,5 %)	75985	28646	98714
9	84834 (9,3 %)	62040	22794	121093
10	71070 (7,8 %)	48515	22555	142652
11	44657 (4,9 %)	38126	6531	159110
12	40053 (4,4 %)	24271	15783	125142

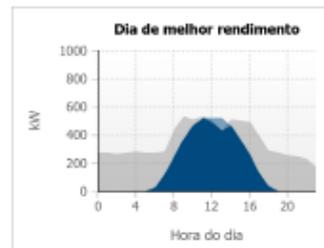
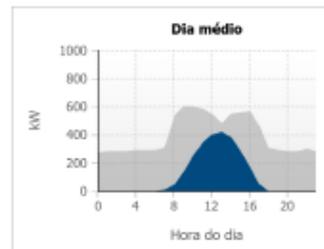
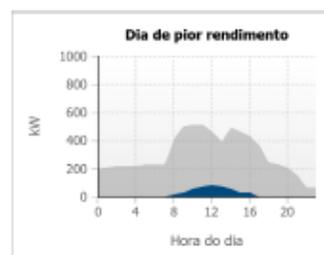
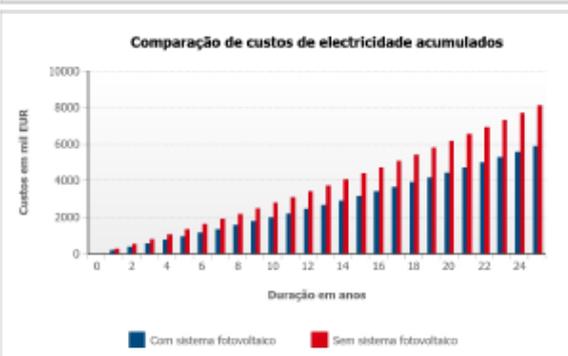
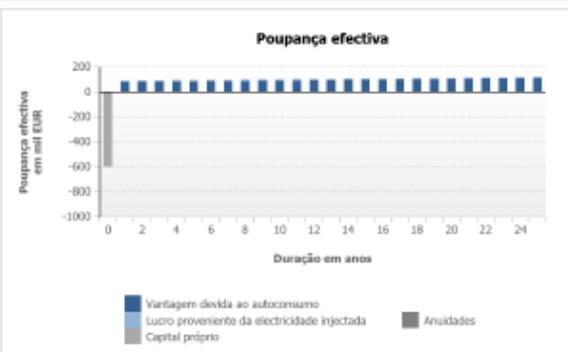
Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 600 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Detalhes		Comparação custos anuais electricid.	
Custos de compra de electricidade evitados no primeiro ano (aprox.)	72.671 EUR	Hoje sem sistema fotovoltaico	247.207 EUR
Poupança total após 25 ano(s) (aprox.)	1.751.229 EUR	Em 25 ano(s) sem sistema fotovoltaico	405.570 EUR
Custos de compra de electricidade evitados após 25 ano(s) (aprox.)	2.236.667 EUR	Hoje com sistema fotovoltaico	164.600 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 25 ano(s) (aprox.)	292.688 EUR		
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	8		
Custos de produção de electricidade ao longo de 25 ano(s) (aprox.)	0,037 EUR/kWh		
Rendimento anual (aprox.)	9,00 %		
O investimento total é de	600.000,00 EUR		
Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são	1.000,00 EUR/kWp		



Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 600 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Estrutura de custos

Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de ---

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,60 %

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de ---

Os custos para planeamento e instalação são de ---

Os custos anuais fixos são de 6.000,00 EUR

O investimento total é de 600.000,00 EUR

Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.000,00 EUR/kWp

Financiamento

A moeda é EUR

A quota-parte de capital próprio é de 100 %

A quota-parte de capital externo é de 0 %

O financiamento total é de 0,00 EUR

A taxa de inflação é de 1,40 %

O período de análise da rentabilidade é de 25 anos

Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de 0,11000 EUR/kWh

As tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de 2,0 %

A compensação por injeção na rede é de 0,05500 EUR/kWh

A duração da compensação por injeção na rede é de 15 anos

A dedução ou compensação com autoconsumo é de 0,00000 EUR/kWh

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de 0,05000 EUR/kWh

Anexo D.2.5 Sistema Solar Fotovoltaico com 700 kWp

Autoconsumo

Nome do projecto: UPAC 700 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

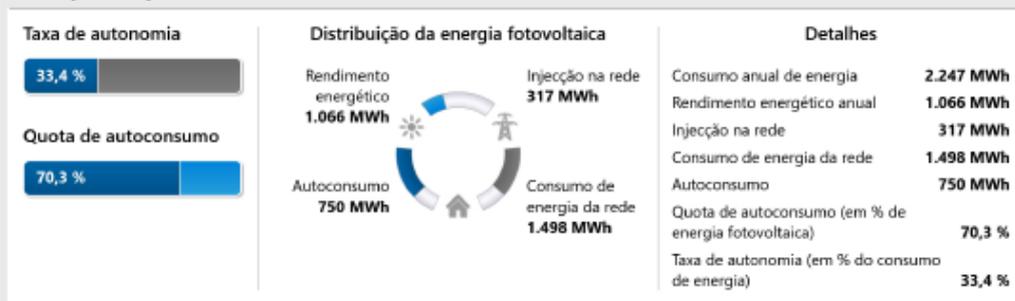
Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga:	EFAPEL Perfil de Carga registado na empresa ao longo de 1 ano (outubro de 2015 a outubro de 2016). O Consumo anual de energia é referente ao ano 2015.
Consumo anual de energia:	2247 MWh

Optimização do autoconsumo

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



Os resultados indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo autoconsumo real, que pode divergir dos valores aqui indicados. O autoconsumo possível é determinado essencialmente pelo comportamento de consumo individual, que pode divergir do perfil de carga utilizado para o cálculo.

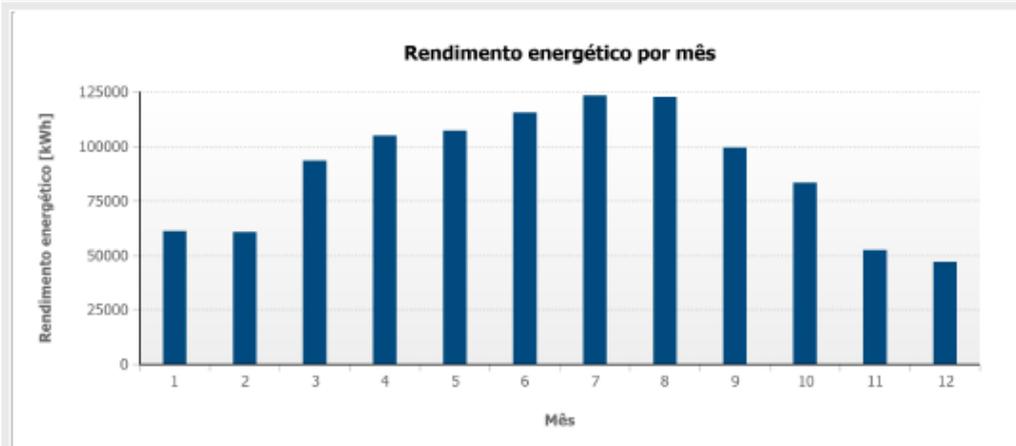
Valores mensais

Nome do projecto: UPAC 700 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Diagrama



Tabela

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	60706 (5,7 %)	44610	16096	148178
2	60445 (5,7 %)	44723	15722	125880
3	92925 (8,7 %)	67980	24945	138684
4	104383 (9,8 %)	71100	33283	114197
5	106754 (10,0 %)	75255	31498	123440
6	115046 (10,8 %)	79766	35279	113048
7	122905 (11,5 %)	85148	37758	119682
8	122239 (11,5 %)	84378	37861	90321
9	99103 (9,3 %)	70000	29103	113134
10	82988 (7,8 %)	55383	27604	135784
11	52122 (4,9 %)	43960	8162	153276
12	46746 (4,4 %)	27439	19307	121973

Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 700 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Detalhes	
Custos de compra de electricidade evitados no primeiro ano (aprox.)	82.472 EUR
Poupança total após 25 ano(s) (aprox.)	2.002.391 EUR
Custos de compra de electricidade evitados após 25 ano(s) (aprox.)	2.542.708 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 25 ano(s) (aprox.)	367.496 EUR
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	8
Custos de produção de electricidade ao longo de 25 ano(s) (aprox.)	0,037 EUR/kWh
Rendimento anual (aprox.)	8,82 %
O investimento total é de	700.000,00 EUR
Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são	1.000,00 EUR/kWp

Comparação custos anuais electricid.

Hoje sem sistema fotovoltaico

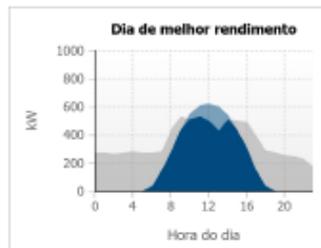
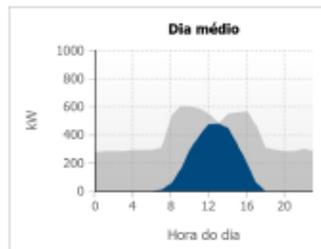
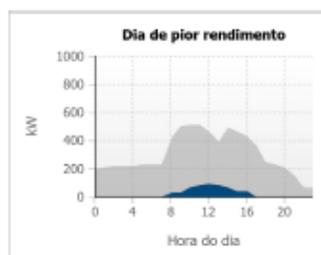
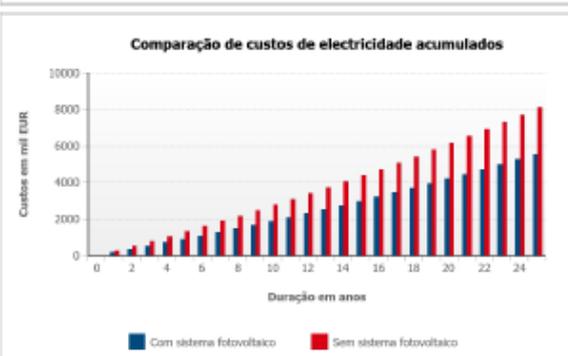
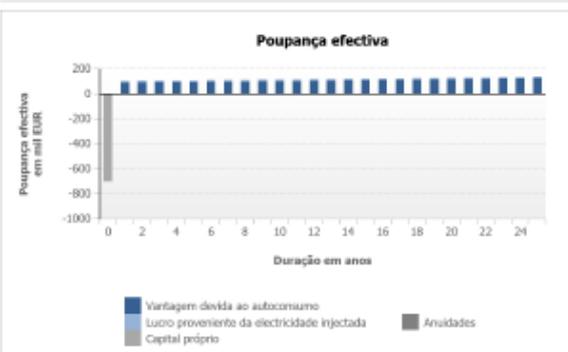
247.207 EUR

Em 25 ano(s) sem sistema fotovoltaico

405.570 EUR

Hoje com sistema fotovoltaico

151.149 EUR



Análise da rentabilidade

Nome do projecto: UPAC 700 kWp

Local de instalação: Portugal / Coimbra

Número do projecto:

Estrutura de custos

Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de ---

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,60 %

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de ---

Os custos para planeamento e instalação são de ---

Os custos anuais fixos são de 7.000,00 EUR

O investimento total é de 700.000,00 EUR

Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.000,00 EUR/kWp

Financiamento

A moeda é EUR

A quota-parte de capital próprio é de 100 %

A quota-parte de capital externo é de 0 %

O financiamento total é de 0,00 EUR

A taxa de inflação é de 1,40 %

O período de análise da rentabilidade é de 25 anos

Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de 0,11000 EUR/kWh

AS tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de 2,0 %

A compensação por injeção na rede é de 0,05500 EUR/kWh

A duração da compensação por injeção na rede é de 15 anos

A dedução ou compensação com autoconsumo é de 0,00000 EUR/kWh

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de 0,05000 EUR/kWh

Anexo E Registos do Posto de Transformação

O anexo E contém o esquema unifilar do PT, esquema do quadro geral de baixa tensão do PT, documentação, cálculos efetuados e tabelas de registo de apoio à secção 4.4.

Anexo E.1 Tabelas

Varetas dispostas em linha

Separação entre varetas: 6 m

Comprimento da vareta: 4 m

Diâmetro: 14 mm²

Secção do condutor nu de interligação: 50 mm²

Número de varetas	Resistência unitária K_r	Tensão de passo unitária K_p
2	0,113	0,0208
3	0,075	0,0128
4	0,0572	0,00919
6	0,0399	0,00588
8	0,0311	0,00432

Legenda: Parâmetros dos elétrodos de tipo vareta dispostos em linha – Profundidade 0,5 m.

Número de varetas	Resistência unitária K_r	Tensão de passo unitária K_p
2	0,110	0,0139
3	0,073	0,0087
4	0,0558	0,00633
6	0,0390	0,00408
8	0,0305	0,00301

Legenda: Parâmetros dos elétrodos de tipo vareta dispostos em linha – Profundidade 0,8 m.

Malha retangular reforçada com varetas

Secção do condutor nu: 50 mm²

Diâmetro: 14 mm²

	Comprimento da vareta m	Resistência unitária K_r	Tensão de passo unitária K_p	Tensão de contacto exterior $K_c = K_{p, \text{placaj}}$
Sem varetas	-	0,084	0,0119	0,0485
4 varetas	2	0,069	0,0105	0,0329
	4	0,059	0,0088	0,0251
	6	0,052	0,0074	0,0202
	8	0,046	0,0065	0,0168

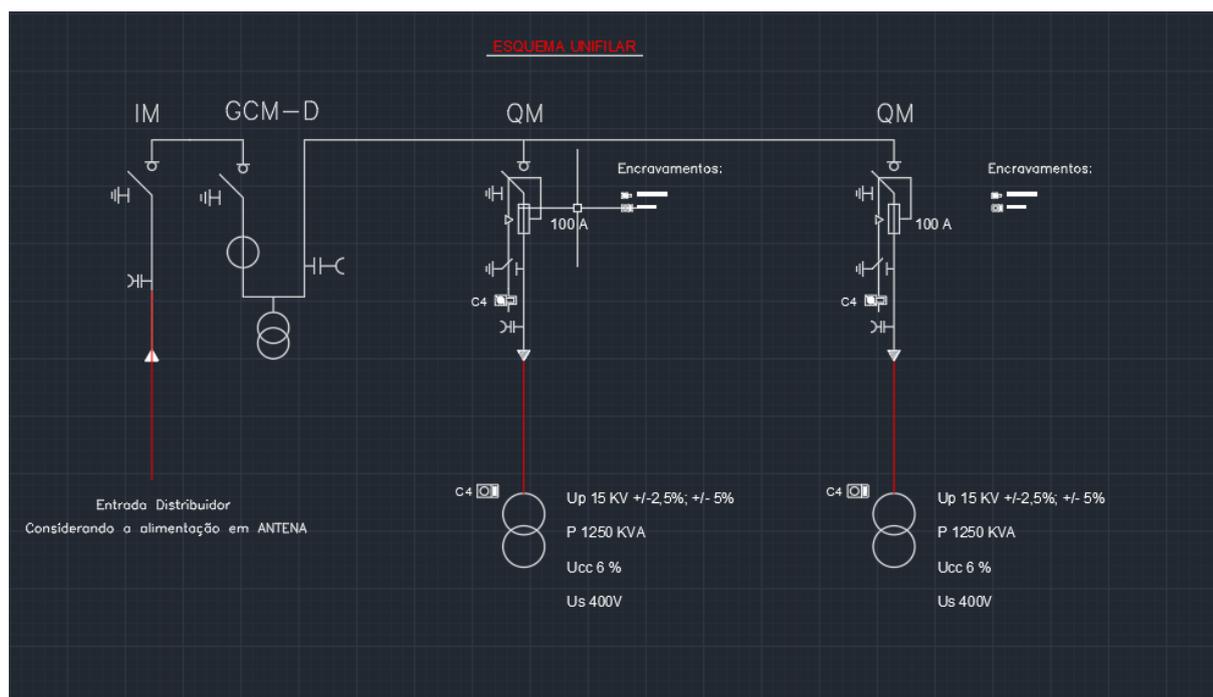
Legenda: Parâmetros do elétrodo tipo malha – 4 varetas.

	Comprimento da vareta m	Resistência unitária K_r	Tensão de passo unitária K_p	Tensão de contacto exterior $K_c = K_{p, \text{placaj}}$
8 varetas	2	0,063	0,0095	0,0277
	4	0,051	0,0073	0,0189
	6	0,043	0,0060	0,0141
	8	0,038	0,0050	0,0111

Legenda: Parâmetros do elétrodo tipo malha – 8 varetas.

Anexo E.2 Esquemas

Anexo E.2.1 Esquema Unifilar



Anexo E.3 Cálculos Justificativos

ÍNDICE

- 2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**
- 2.1. VALOR DA INTENSIDADE NA ALTA TENSÃO
- 2.2. VALOR DA INTENSIDADE NA BAIXA TENSÃO
- 2.3. CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO
 - 2.3.1. Observações
 - 2.3.2. Cálculo das correntes de curto-circuito
 - 2.3.3. Intensidade de curto-circuito na Alta Tensão
 - 2.3.4. Intensidade de curto-circuito na Baixa Tensão
- 2.4. DIMENSIONAMENTO DO BARRAMENTO
 - 2.4.1. Verificação da densidade de corrente
 - 2.4.2. Verificação dos esforços eletrodinâmicos
 - 2.4.3. Verificação dos esforços térmicos
- 2.5. ESCOLHA DAS PROTECÇÕES DE ALTA E BAIXA TENSÃO
- 2.6. DIMENSIONAMENTO DA VENTILAÇÃO DO P.T.
- 2.7. DIMENSÕES DO DEPÓSITO DE RÉCOLHA DE ÓLEO
- 2.8. CÁLCULO DOS CIRCUITOS DE LIGAÇÃO À TERRA
 - 2.8.1. Características do solo
 - 2.8.2. Determinação das correntes máximas da ligação à terra e do tempo máximo de eliminação do defeito
 - 2.8.3. Projecto preliminar da instalação de terra
 - 2.8.4. Cálculo da resistência de terra
 - 2.8.5. Cálculo das tensões de passo no interior da instalação
 - 2.8.6. Cálculo das tensões no exterior da instalação
 - 2.8.7. Cálculo das tensões aplicadas
 - 2.8.8. Estudo das tensões transferíveis para o exterior
 - 2.8.9. Correção e ajuste do projecto inicial

2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1. VALOR DA INTENSIDADE NA ALTA TENSÃO

Num sistema trifásico, a intensidade no primário I_p é determinada pela expressão:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Sendo:

S = Potência do transformador em kVA
 U = Tensão composta primária = 15 kV
 I_p = Intensidade no primário em A

Sustituindo os valores, tem-se:

Potência do transformador (kVA)	Intensidade no primário (A)
1250	48.11
1250	48.11

sendo a intensidade total no lado primário de 481173 A.

2.2. VALOR DA INTENSIDADE NA BAIXA TENSÃO

Num sistema trifásico a intensidade no secundário do transformador I_s é determinada pela expressão:

$$I_s = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Sendo:

S = Potência do transformador em kVA
 W_{fe} = Perdas no ferro
 W_{cu} = Perdas nos enrolamentos
 U = Tensão composta em carga do secundário = 0.38 kV
 I_s = Intensidade no secundário em A

Sustituindo os valores, obtém-se:

Potência do transformador (kVA)	Intensidade no secundário (A)
1250	1871.68
1250	1871.68

2.3. CORRENTES DE CURTO-CIRCUITOS

2.3.1. Observações

O cálculo das intensidades de curto-circuito determina-se em função da potência de curto-circuito de 350 MVA da rede de distribuição (dado fornecido pela Empresa Distribuidora).

2.3.2. Cálculo das correntes de curto-circuito

Para o cálculo das correntes de curto-circuito utilizaremos as expressões:

- Intensidade primária em curto-circuito no lado de Alta Tensão:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Sendo:

S_{cc} = Potência de curto-circuito da rede em MVA
 U = Tensão primária em kV
 I_{ccp} = Intensidade de curto-circuito no lado primário em kA

- Intensidade primária com curto-circuito no lado de Baixa Tensão:

Não se calcula dado que será inferior à calculada no ponto anterior.

- Intensidade secundária em curto-circuito no lado de Baixa Tensão (desprezando a impedância da rede de Alta Tensão):

$$I_{ccs} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{cc}}{100} \cdot U_s}$$

Sendo:

S = Potência do transformador em kVA
 U_{cc} = Tensão de curto-circuito do transformador em percentagem
 U_s = Tensão no lado secundário em carga em volts
 I_{ccs} = Intensidade de curto-circuito no lado secundário em kA

2.3.3. Intensidade de curto-circuito na Alta Tensão

Com os dados característicos da rede:

$S_{cc} = 350$ MVA
 $U = 15$ kV

Substituindo-os na fórmula anterior tem-se uma intensidade primária máxima em curto-circuito no lado da AT de :

$$I_{ccp} = 13.47 \text{ kA}$$

2.3.4. Intensidade de curto-circuito na Baixa Tensão

Utilizando a fórmula anterior e substituindo os valores, obtém-se:

Potência do transformador (kVA)	Ucc-Tensão de curto-circuito (%)	Iccs-Corrente de curto-circuito (kA)
1250	6	31.65
1250	6	31.65

Sendo:

- Ucc: Tensão de curto-circuito do transformador (em percentagem).
- Iccs: Intensidade máxima secundária em curto-circuito no lado de Baixa Tensão.

2.4. DIMENSIONAMENTO DO BARRAMENTO

O barramento das celas SM6 é constituído por troços paralelos rectilíneos de tubos de cobre com isolamento termoretráctil.

O barramento é fixo nos ligadores existentes na parte superior do aparelho funcional (interruptor-seccionador ou seccionador em SF6). A fixação do barramento é realizada por meio de parafusos M8.

A separação entre as secções de uma mesma fase e as correspondentes de uma cela contígua é de 375 mm. A separação entre barras (separação entre fases) é de 200 mm.

Características do barramento:

- Intensidade estipulada 630 A
- Intensidade limite térmico (3 seg.) 16 kA eff.
- Intensidade limite electrodinâmica 40 kA crista

Portanto, tem que se assegurar que a intensidade limite térmico seja superior ao valor eficaz máximo que pode alcançar a intensidade de curto-circuito no lado de Alta Tensão.

2.4.1. Verificação da densidade de corrente

Para a intensidade estipulada de 630 A, sendo o barramento das celas da gama SM6 de tubo de cobre de diâmetro exterior de Ø24 mm e com uma espessura de 3 mm, o que equivale a uma secção de 198 mm².

A densidade de corrente é:

$$d = \frac{630}{198} = 3,18 \text{ A/mm}^2$$

Segundo as normas DIN, para uma temperatura ambiente de 35°C e a temperatura do barramento de 65°C, a intensidade máxima admissível em regime permanente para um diâmetro de 20 mm é de 548 A e para um diâmetro de 32 mm é de 818 A, o que corresponde às densidades máximas de 3,42 e 2,99 A/mm² respectivamente. Com estes valores obter-se-á uma densidade máxima admissível de 3,29 A/mm² para o barramento de diâmetro de 24 mm superior ao calculado (3,18 A/mm²). O aquecimento do barramento de 630 A é aproximadamente de 30°C sobre a temperatura ambiente.

2.4.2. Verificação dos esforços eletrodinâmicos

Para o cálculo considerou-se uma intensidade de curto-circuito trifásico de 16 kA eficazes e 40 kA crista.

O maior esforço que se produz sobre o conductor da fase central é expresso pela seguinte fórmula:

$$F = 13,85 \cdot 10^7 \cdot f \cdot \frac{I_{cc}^2}{d} \cdot L \cdot \left(\sqrt{1 + \frac{d^2}{L^2}} - \frac{d}{L} \right)$$

Sendo:

F = Força resultante em N
 f = coeficiente em função do cosφ, sendo f = 1 para cosφ = 0
 I_{cc} = intensidade máxima de curto-circuito = 16.000 A eficazes
 d = separação entre fases = 200 m
 L = Comprimento do troço do barramento = 375 mm

sustituindo os valores, F = 399 N.

Esta força está uniformemente repartida por todo o comprimento do barramento, sendo a carga:

$$q = \frac{F}{L} = 0,108 \text{ kg/mm}$$

Cada barra equivale a uma viga fixa nos extremos, com uma carga uniformemente repartida.

O momento flector máximo que se produz nos extremos é:

$$M_{\text{máx}} = \frac{q \cdot L^2}{12} = 1.272 \text{ kg} \cdot \text{mm}$$

O barramento tem um diâmetro exterior D = 24 mm e um diâmetro interior d = 18 mm.

O momento de inércia de uma barra é:

$$W = \frac{\pi}{32} \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right) = \frac{\pi}{32} \left(\frac{24^4 - 18^4}{24} \right) = 927 \text{ mm}^3$$

A fadiga máxima é:

$$r_{\text{máx}} = \frac{M_{\text{máx}}}{W} = \frac{1,272}{927} = 1,37 \text{ kg/mm}^2$$

Para uma barra de cobre deformada a frio temos:

$$r_{\text{c}} = 19 \text{ kg/mm}^2 \gg r_{\text{máx.}}$$

assim, verifica-se uma grande margem de segurança.

O momento flector nos extremos deve ser suportado por parafusos M8, com um binário de aperto de 2,8 m.Kg, superior ao binário máximo (Mmáx).

2.4.3 Verificação dos esforços térmicos

A sobreintensidade máxima admissível durante 1 segundo é determinada de acordo com IEC 298 de 1981 pela expressão:

$$S = \frac{I}{\alpha} * \sqrt{\frac{t}{\delta\theta}}$$

Sendo:

S = secção de cobre = 198 mm²

α = 13 para o cobre

t = tempo de duração do curto-circuito em segundos

I = Intensidade eficaz em A

$\delta\theta$ = 180°C para condutores, inicialmente à temperatura ambiente

Se reduzimos o valor de $\delta\theta$ em 30°C considerando que o curto-circuito se produz depois da passagem permanente da intensidade estipulada, e para I = 16 kA:

$$\delta\theta = 150^\circ$$

$$t = \delta\theta * \left(\frac{S * \alpha}{I}\right)^2$$

e substituindo

$$t = 150 * \left(\frac{198 * 13}{16.000}\right)^2 = 3,88 \text{ s.}$$

Assim e segundo este critério, o barramento poderia suportar uma intensidade de corrente térmica de 16 kA eficazes durante 3 segundos.

2.5. ESCOLHA DAS PROTECÇÕES DE ALTA E BAIXA TENSÃO

* ALTA TENSÃO.

Os corta-circuitos fusíveis são limitadores de corrente, produzindo-se a sua fusão a uma determinada intensidade, antes desta ter alcançado o seu máximo valor. De todas as formas, esta proteção deve permitir a passagem das correntes de pico verificadas na ligação do(s) transformador(es) em vazio, suportar a intensidade em serviço contínuo e eventuais sobrecargas e cortar as intensidades de defeito nos bomes do secundário do(s) transformador(es).

Como regra prática, simples e comprovada, tendo em conta a ligação em vazio do transformador e evitar o envelhecimento dos fusíveis, consiste em verificar que a intensidade de fusão do fusível em 0,1 segundos é sempre superior ou igual a 14 vezes a intensidade estipulada do transformador.

A intensidade estipulada dos fusíveis será portanto escolhida em função da potência do transformador a proteger.

Potência do transformador (kVA)	Intensidade estipulada do fusível de AT (A)
1250	80
1250	80

*** BAIXA TENSÃO.**

A saída de Baixa Tensão de cada transformador será protegida por um disjuntor cuja intensidade estipulada e o poder de corte, serão como mínimo iguais aos valores de intensidade estipulada de B.T. e intensidade máxima de curto-circuito de B.T. indicados nos parágrafos 2.2 e 2.3.4. respectivamente.

2.6. DIMENSIONAMENTO DA VENTILAÇÃO DO P.T.

Para calcular a superfície das grelhas de entrada de ar utilizou-se a seguinte expressão:

$$Sr = \frac{Wcu + Wfe}{0,24 * K * \sqrt{h * \Delta t^3}}$$

Sendo:

- Wcu = Perdas em curto-circuito do transformador em kW
- Wfe = Perdas em vazio do transformador em kW
- h = Distância vertical entre centros de grelhas = 1.2 m
- Δt = Diferença de temperatura entre o ar de saída e o de entrada, considerando-se neste caso o valor de 15°C
- K = Coeficiente em função da grelha de entrada de ar, considerando-se o valor de 0,6
- Sr = Superfície mínima da grelha de entrada de ventilação do transformador.

Sustituindo os valores tem-se:

Potência do transformador (kVA)	Perdas Wcu + Wfe (kW)	Sr-Superfície mínima da grelha (m²)
1250	18.1	1.53
1250	18.1	1.53

As grelhas de ventilação indicadas no parágrafo anterior são insuficientes para transformadores de potência superior a 1000 kVA, dispor-se-á de dois extractores para a ventilação forçada situados na grelha superior posterior de cada transformador destas potências.

2.7. DIMENSÕES DO DEPÓSITO DE RECOLHA DE ÓLEO

O depósito de recolha terá a capacidade de alojar na totalidade o volume de agente refrigerante que o transformador contém em caso de vasamento total.

Potência do transformador (kVA)	Volume mínimo do depósito (litros)
1250	640
1250	640

2.8. CÁLCULO DOS CIRCUITOS DE LIGAÇÃO À TERRA

2.8.1. Características do solo

Segundo o estudo prévio do terreno onde se instalará este Posto de Transformação - PT, determina-se uma resistividade média superficial $\sigma = 50 \Omega\text{m}$.

2.8.2. Determinação das correntes máximas à terra e tempo máximo correspondente de eliminação de defeito

O neutro da rede de distribuição em Alta Tensão está ligado directamente à terra. A intensidade máxima de defeito produz-se-à considerando o caso hipotético em que a resistência de ligação à terra do PT seja nula. Tal intensidade será aproximadamente igual a corrente de curto-circuito fase-terra, com o tempo de eliminação instantâneo ao primeiro defeito, dados definidos pela Electricidade de Portugal, Distribuição como características da rede de AT.

Para a intensidade de defeito do PT será considerado a impedância da rede (Z_r) e a resistência de terra do PT (R_t).

$$Z_r = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

Sendo:

$$S_{cc} = \text{Potência de curto-circuito} = 350 \text{ kVA}$$

$$U = \text{Tensão composta primária} = 15 \text{ kV}$$

Obtém-se o seguinte resultado:

$$Z_r = 0.64 \Omega \approx X_r$$

2.8.3. Projecto preliminar da instalação de terra

* CIRCUITO DE TERRA DE PROTEÇÃO

Serão ligados a este circuito as partes metálicas tais como os chassis e os bastidores dos aparelhos de manobra; envolvente metálico das cabinas pré-fabricadas e carcaças dos transformadores, que normalmente não estão em tensão mas que podem estar em consequência de avarias ou causas fortuitas.

Para o eléctrodo de terra de protecção optaremos por um sistema de varetas cujas características se indicam a seguir:

- Parâmetros característicos:

$$K_r = 0.073 \Omega/(\Omega \cdot m)$$
$$K_p = 0.0067 V/(\Omega \cdot m \cdot A)$$

- Descrição:

Será constituída por 3 varetas em em fila unidas por um condutor horizontal de cobre nú de 50 mm² de secção transversal.

As varetas terão um diâmetro de 15 mm e um comprimento de 4.00 m. Serão enterradas verticalmente a uma profundidade de 0.8 m e uma separação entre elas de 6.00 m. Com esta configuração, o comprimento de condutor desde a primeira vareta até a última será de 12 m, portanto deverá haver disponibilidade de terreno.

Nota: Pode-se utilizar outras configurações, desde que os parâmetros K_r e K_p da configuração escolhida sejam inferiores ou iguais aos indicados no parágrafo anterior.

A ligação desde o PT até a primeira vareta realizar-se-á por cabo de cobre isolado de 0,1/1 KV protegido contra eventuais danos mecânicos.

* CIRCUITO DE TERRA DE SERVIÇO

Serão ligados a este circuito o neutro do transformador, assim como a terra dos secundários dos transformadores de tensão e intensidade da cela de medida.

O eléctrodo proposto para a terra de serviço é também um sistema de varetas cujas características e configuração serão as mesmas que as indicadas para o eléctrodo de terra de protecção.

O valor da resistência de ligação à terra deste eléctrodo deverá ser inferior a 20 Ω . Com este critério consegue-se que um defeito à terra numa instalação de Baixa Tensão protegida contra contactos indirectos por um aparelho (dispositivo) diferencial de sensibilidade 500 mA, não ocasione no eléctrodo de ligação à terra uma tensão superior a 10 V (20 x 0,5), muito inferior ao valor da tensão limite convencional, 25 V.

Existirá uma separação mínima entre as varetas do circuito de terra de protecção e as varetas do circuito de terra de serviço para evitar possíveis transferências de tensões elevadas para a rede de Baixa Tensão. Esta separação está calculada no parágrafo 2.8.8.

2.8.4. Cálculo da resistência de ligação à terra

* CIRCUITO DE TERRA DE PROTEÇÃO

Para o cálculo da resistência de ligação à terra (R_t) das massas do PT, e tensão de defeito

correspondente (U_d), utilizaremos as seguintes expressões:

- Resistência do sistema de ligação à terra, R_t :

$$R_t = K_r * \sigma$$

- Tensão de defeito, U_d :

$$U_d = I_d * R_t$$

Sendo:

$$\sigma = 50 \Omega m$$

$$K_r = 0.073 \Omega/(\Omega m)$$

- A intensidade de defeito, I_d :

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(R_f + R_t)^2 + X_f^2}}$$

Obtém-se os seguintes resultados:

$$R_t = 3.7 \Omega$$

$$I_d = 2336.71 A$$

$$U_d = 8529 V$$

Como as protecções actuam instantaneamente e ao primeiro defeito, o tempo de duração das sobretensões que aparecem ao produzir-se um defeito na parte de Alta Tensão é muito reduzido, evitando a deterioração dos elementos de Baixa Tensão do PT e, sobretudo não afectem a rede de Baixa Tensão.

Comprova-se também que a intensidade de defeito calculada é muito superior a 100 A, o que permitirá que possa ser detectada pelas protecções normais.

* CIRCUITO DE TERRA DE SERVIÇO.

O valor da resistência de terra R_t é inferior aos 20 Ω regulamentares.

2.8.5. Cálculo das tensões no exterior da instalação.

Com a finalidade de evitar o aparecimento de tensões de contacto elevadas no exterior da instalação, as portas e grelhas de ventilação metálicas que dão para o exterior do PT não terão nenhum contacto eléctrico com massas condutoras que, em caso de defeitos ou avarias, sejam susceptíveis de estarem submetidas a tensão.

Com estas medidas de segurança, não será necessário calcular as tensões de contacto no exterior, por estas serem praticamente nulas.

Por outro lado, a tensão de passo no exterior será determinada pelas características do eléctrodo e da resistividade do terreno, pela expressão:

$$U_p = K_p * \sigma * I_d = 0.0067 * 50 * 2336.71 = 782.8 V$$

2.8.6. Cálculo das tensões no interior da instalação

O piso do PT será constituído por uma malha electrosoldada com diâmetro não inferior a 4 mm, formando uma retícula não superior a 0,30 x 0,30 m. Esta malha liga-se no mínimo, em dois pontos preferencialmente do lado oposto do eléctrodo de terra de protecção do PT. Com esta disposição consegue-se que uma pessoa que deva aceder a uma parte que pode eventualmente estar sob tensão, esteja sobre uma superfície equipotencial, o que faz desaparecer o risco inerente de tensão de contacto e de passo interior. Esta malha é coberta com uma capa de betão de 10 cm de espessura no mínimo.

O edifício pré-fabricado de betão será construído de tal maneira que, uma vez instalado, o seu interior seja uma superfície equipotencial. Todas as varas metálicas embebidas no betão que constituem a armadura do sistema equipotencial estarão unidas entre si mediante soldadura eléctrica. As ligações entre varas metálicas pertencentes a diferentes elementos efectuam-se de forma a que se consiga a equipotencialidade destes.

Esta armadura equipotencial ligar-se-á ao sistema de terra de protecção.

Assim, não será necessário o cálculo das tensões de passo e contacto no interior da instalação, porque o seu valor será praticamente nulo.

Não obstante, e segundo o método de cálculo empregue, a existência de uma malha equipotencial ligada ao eléctrodo de terra implica que a tensão de passo de acesso seja equivalente ao valor da tensão de defeito, que se obtém pela expressão:

$$U_p(\text{acesso}) = U_d = R_t \cdot I_d = 3.7 \cdot 2336.71 = 8529 \text{ V}$$

2.8.7. Cálculo das tensões aplicadas

Para a determinação dos valores máximos admissíveis da tensão de passo no exterior, e no acesso ao PT, empregaremos as seguintes expressões:

$$U_p(\text{exterior}) = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{6 \cdot \sigma}{1.000} \right)$$

$$U_p(\text{acesso}) = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{3 \cdot \sigma + 3 \cdot \sigma h}{1.000} \right)$$

Sendo:

U_p = Tensões de passo em V

Constantes, funções do tempo de eliminação do defeito; para $0,9 \geq t > 0,1$ segundos:

$K = 72$

$n = 1$

t = Duração do defeito em segundos: 800 ms

σ = Resistividade do terreno

σh = Resistividade do betão = 3.000 Ωm

Obtêm-se os seguintes resultados:

$$U_p(\text{exterior}) = 1170 \text{ V}$$

$$U_p(\text{acesso}) = 9135 \text{ V}$$

O neutro da rede AT ligado directamente à terra é caracterizado por uma elevada corrente de defeito, conseqüentemente elevada tensão de defeito. Como a sua eliminação é instantânea, estes valores são meramente indicativos.

2.8.8. Estudo das tensões transferíveis para o exterior

A não existência de meios de transferência de tensões para o exterior, não se considera necessário um estudo prévio para sua redução ou eliminação.

2.8.9. Correção e ajuste do projeto inicial

Não se considerou necessário a correção do sistema projectado. Contudo, se o valor medido das tomadas de terra for elevado e poder dar lugar a tensões de passo ou de contacto excessivas, deverão ser feitas correções mediante a disposição de um tapete isolante no solo do PT, ou qualquer outro meio que assegure a não perigosidade destas tensões.