



TÉCNICO LISBOA

Gestão de Consumo de Energia Produzida por Sistema Fotovoltaico com Armazenamento

Francisco dos Santos Carvalho

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientadores:

Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva
Eng. Pedro Rui Marques Ramalhosa

Júri

Presidente: Prof. Doutora Célia Maria Santos Cardoso de Jesus
Orientador: Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva
Vogal: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins

Junho 2019

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

Este trabalho marca o fim de uma etapa importante da minha vida, a qual não poderia ter percorrido sozinho, pelo que quero agradecer a todos aqueles que nela foram importantes.

À minha mãe, ao meu pai, à minha irmã e à minha namorada por me proporcionarem todas as condições para conclusão desta etapa, por todos os incentivos que me deram em continuar este percurso, por estarem sempre presentes e por todo o suporte que me deram.

Ao Professor Fernando Silva, por todo o acompanhamento que me deu durante a realização da dissertação, pela incansável disponibilidade que demonstrou para me ajudar e por me fazer ir mais longe.

Ao Engenheiro Pedro Ramalhosa e a toda a equipa da Profit Energy, pela confiança que em mim depositaram para a realização deste trabalho, por todo o apoio que deram ao longo do mesmo e disponibilidade total que sempre demonstraram para me apoiar.

Aos meus amigos que estiveram sempre presentes, por todos os momentos que já passámos, por saber que posso contar com eles e por todos os incentivos que me deram durante o meu percurso académico.

A todos com quem partilhei longos dias de estudo e de trabalho, em especial a quem me acompanhou nos últimos meses e que me motivou e contribuiu para concluir esta etapa.

Resumo

Nesta dissertação pretende-se estudar e desenvolver um sistema de Armazenamento de Energia, em sinergia com produção solar fotovoltaica, para aplicações em superfícies industriais de elevado consumo energético.

Tratando-se de uma vertente em constante desenvolvimento e crescimento, a produção de energia através de fontes renováveis, neste caso específico abordam-se as centrais fotovoltaicas, pode ser auxiliada e exponenciada através de uma gestão de consumo e produção eficientes provocando uma redução significativa da energia requisitada à rede por cada instalação e, daí, um benefício económico para os consumidores.

Neste trabalho desenvolve-se uma metodologia para aplicação desta solução, estudam-se os impactos energéticos e económicos da implementação deste tipo de solução recorrendo à plataforma VBA e desenvolve-se ainda um modelo do sistema, com respectivo controlador, na plataforma Matlab/Simulink para o efeito desejado.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia, Produção Solar Fotovoltaica, Gestão de Consumo e Produção

Abstract

This dissertation focus on the study and development of an Energy Storage System, in synergy with photovoltaic solar production, for applications on industrial surfaces of high energy consumption.

Being in a constantly developing and growing area, the production of energy through renewable sources, in this specific case, the photovoltaic power plants can be aided and exponentiated through efficient consumption and production management, causing a significant reduction of energy demanded by the grid for each installation and hence an economic benefit to consumers.

In this project the energy and economic impacts of the implementation of this type of solution, using the VBA platform, were studied and a system model was developed, with the respective controller, in the Matlab / Simulink platform for the desired effect.

Keywords: Energy Storage, Photovoltaic Production, Consumption and Production Management

Conteúdo

Agradecimentos	iv
Resumo	vi
Abstract	viii
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas	xvi
Lista de Símbolos	xx
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e motivação	1
1.2 Objetivo e metodologia	3
1.3 Estrutura da dissertação	3
2 Estado de arte	4
2.1 Nota introdutória	4
2.2 Autoconsumo	5
2.2.1 Autoconsumo em Instalações Industriais	5
2.2.2 Vantagens do Autoconsumo	5
2.2.3 Desafios do Autoconsumo	6
2.3 Legislação	6
2.4 Tecnologias de Armazenamento	10
2.4.1 Baterias Recarregáveis	11
2.4.2 Battery Cell Management System	12
3 Casos de Estudo e Metodologia	13
3.1 Perfis de Consumo	13
3.2 Períodos Horários	15
3.3 Capacidade do ESS	17
3.4 Metodologia	18
4 Controlo do Sistema e Resultados de Simulação	26
4.1 Rede	27
4.2 Sistema de Armazenamento de Energia	27
4.3 Inversores	28
4.4 Carga Variável	29

4.5	Controlador	29
4.5.1	Controlo do SOC do banco de baterias	30
4.5.2	Controlo de Potência	30
5	Análise Energética e Económica	43
5.1	Análise Energética	43
5.1.1	Instalação 1	44
5.1.2	Instalação 2	46
5.2	Análise Económica	48
5.2.1	Investimento	48
5.2.2	Custos e Tarifas	49
5.2.3	Análise Económica a 10 anos	57
5.2.4	Análise económica considerando evolução nos preços	59
6	Conclusões e recomendações	61
6.1	Principais conclusões do trabalho	61
6.2	Recomendações de trabalhos futuros	63
	Bibliografia	64
	A	65
	B	66

Lista de Figuras

Figura 1.1	Evolução Mundial da Potência Instalada [2]	1
Figura 1.2	Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental [3]	2
Figura 2.1	Evolução do preço dos diferentes tipos de módulos [4]	4
Figura 3.1	Diagrama de Carga Anual da Instalação 1	13
Figura 3.2	Diagrama de Carga Anual da Instalação 2	14
Figura 3.3	Diagrama de Previsão de Produção Anual da Instalação 1	15
Figura 3.4	Diagrama de Previsão de Produção Anual da Instalação 2	15
Figura 3.5	Períodos Tarifários para Portugal Continental: (a) Ciclo Semanal; (b) Ciclo Semanal Opcional	16
Figura 3.6	Períodos Tarifários para Região Autónoma dos Açores: (a) Ciclo Diário; (b) Ciclo Diário Opcional	16
Figura 3.7	Períodos Tarifários para Região Autónoma da Madeira: (a) Ciclo Diário; (b) Ciclo Diário Opcional	16
Figura 3.8	Bateria escolhida para o ESS [5]	17
Figura 3.9	Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar num dia de semana em ciclo tarifário de verão	22
Figura 3.10	Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar ao sábado	23
Figura 3.11	Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar ao domingo	23
Figura 3.12	Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar num dia de semana em ciclo tarifário de inverno	24
Figura 3.13	Exemplo da aplicação da metodologia mediante detecção de pico de potência	25
Figura 4.1	Diagrama de blocos simplificado do sistema simulado	26
Figura 4.2	Diagrama de blocos simplificado do controlador desenvolvido	29
Figura 4.3	Funções de pertença no universo de discurso abordado	31
Figura 4.4	Funções de pertença no universo de discurso abordado	32
Figura 4.5	Controlo <i>Fuzzy</i> - Dia de inverno na Instalação 1: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria	32
Figura 4.6	Controlo <i>Fuzzy</i> - Dia de inverno na Instalação 1: Evolução de Potências do sistema	33
Figura 4.7	Controlo Não Linear - Dia de verão na Instalação 1: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria	35
Figura 4.8	Controlo Não Linear - Dia de verão na Instalação 1: Evolução de potências do sistema	36
Figura 4.9	Dia de inverno na Instalação 1: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria	37
Figura 4.10	Dia de inverno na Instalação 1: Evolução de potências do sistema	37

Figura 4.11	Zoom da actuação dos controladores desenvolvidos: (a) <i>Fuzzy</i> ; (b) Não linear . . .	38
Figura 4.12	Dia de verão na Instalação 2: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria	39
Figura 4.13	Dia de verão na Instalação 2: Evolução de potências do sistema	39
Figura 4.14	Dia de inverno na Instalação 2: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria	41
Figura 4.15	Dia de inverno na Instalação 2: Evolução de potências do sistema	41
Figura 5.1	Distribuição da energia dos processos de carga e descarga do ESS para a Instalação 1: (a) Fonte de carregamento; (b) Período de descarga	44
Figura 5.2	Distribuição da energia dos processos de carga e descarga do ESS para a Instalação 2: (a) Fonte de carregamento; (b) Período de descarga	46
Figura 5.3	Tarifas de Acesso às Redes - 2017	49
Figura 5.4	Custos Anuais para a Instalação 1 das várias soluções	52
Figura 5.5	Custos Anuais para a Instalação 2 das várias soluções	53
Figura 5.6	Economias Anuais para a Instalação 1 das diversas variáveis	54
Figura 5.7	Economias Anuais para a Instalação 2 das diversas variáveis	55
Figura 5.8	Gráfico de previsão dos preços de baterias de Lítio [20]	59
Figura A.1	<i>Datasheet</i> BYD B-Box Pro	65
Figura B.1	Esquema geral do sistema	66
Figura B.2	Esquema da Bateria	67
Figura B.3	Esquema do Inversor da Bateria	67
Figura B.4	Esquema do Inversor da Produção Solar	68
Figura B.5	Esquema da Carga Variável	68
Figura B.6	Esquema do Controlador	69
Figura B.7	Esquema do Controlador de Potência - <i>Fuzzy</i>	69
Figura B.8	Esquema do Controlador de Potência - Não Linear	69

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Licenciamento das UPAC	7
Tabela 2.2	Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral em 2018	10
Tabela 2.3	Valores associados ao coeficiente de ponderação K_t	10
Tabela 2.4	Análise dos principais requisitos exigidos às UPAC	10
Tabela 3.1	Resumo do dimensionamento da central fotovoltaica - Instalação 1	14
Tabela 3.2	Resumo do dimensionamento da central fotovoltaica - Instalação 2	14
Tabela 3.3	Dados da <i>B-BOX Pro</i> 13.8	17
Tabela 4.1	Características do Gerador Trifásico	27
Tabela 4.2	Regras Controlador <i>Fuzzy</i>	31
Tabela 5.1	Análise Energética por período da Instalação 1 - Sistema PV	44
Tabela 5.2	Análise Energética por período da Instalação 1 - Sistema PV+ESS	44
Tabela 5.3	Análise Energética por Mês da Instalação 1 - Sistema PV	44
Tabela 5.4	Análise Energética por Mês da Instalação 1 - Sistema PV+ESS	45
Tabela 5.5	Análise Energética por Período da Instalação 2 - Sistema PV	46
Tabela 5.6	Análise Energética por Período da Instalação 2 - Sistema PV+ESS	46
Tabela 5.7	Análise Energética por Mês da Instalação 2 - Sistema PV	46
Tabela 5.8	Análise Energética por Mês da Instalação 2 - Sistema PV+ESS	47
Tabela 5.9	Custos - Instalação 1	48
Tabela 5.10	Custos - Instalação 2	49
Tabela 5.11	Análise Mensal do Consumo em Ponta - Instalação 1	50
Tabela 5.12	Análise Mensal do Consumo em Ponta - Instalação 2	51
Tabela 5.13	Custos de Energia + Acesso às Redes [€/kWh] - Instalação 1	51
Tabela 5.14	Custos de Energia + Acesso às Redes [€/kWh] - Instalação 2	52
Tabela 5.15	Análise Mensal de Custos - Instalação 1	52
Tabela 5.16	Análise Mensal de Custos - Instalação 2	53
Tabela 5.17	Economia Mensal - Instalação 1	54
Tabela 5.18	Economia por Período Tarifário - Instalação 1	54
Tabela 5.19	Resumo das Economias anuais geradas pelo ESS para a Instalação 1	55
Tabela 5.20	Economia Mensal - Instalação 2	55
Tabela 5.21	Economia por Período Tarifário - Instalação 2	56
Tabela 5.22	Resumo das Economias anuais geradas pelo ESS para a Instalação 2	56
Tabela 5.23	Dados técnicos para análise económica	57
Tabela 5.24	Análise Económica- Instalação 1	58
Tabela 5.25	Rentabilidade Económica - Instalação 1	58
Tabela 5.26	Análise Económica- Instalação 2	58

Tabela 5.27 Rentabilidade Económica - Instalação 2	58
Tabela 5.28 Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 1	59
Tabela 5.29 Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 2	59
Tabela 5.30 Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 1	60
Tabela 5.31 Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 2	60

Lista de Abreviaturas

APREN - *Associação Portuguesa de Energias Renováveis*

Ah - *Ampère-hora*

APAC - *Asia-Pacific*

BT - *Baixa Tensão*

BMS - *Battery Management System*

CUR - *Comercializador de Último Recurso*

DGEG - *Direcção-Geral de Energia e Geologia*

DOD - *Profundidade de descarga*

ERSE - *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*

ESS - *Energy Storage System*

kWh - *Quilowatt-hora*

kWp - *Quilowatt-pico*

MEA - *Middle East and Africa*

MT - *Média Tensão*

OMIE - *Operador do Mercado Ibérico de Energia*

PHP - *Potência em Horas de Ponta*

PV - *Painéis Fotovoltaicos*

RESP - *Rede Elétrica de Serviço Público*

RoW - *Rest-of-the-World*

SEN - *Sistema Elétrico Nacional*

SERUP - *Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção*

SOC - *State-of-Charge*

TIR - *Taxa Interna de Rentabilidade*

UPAC - *Unidades de Produção para Autoconsumo*

UPP - *Unidades de Pequena Produção*

VAL - *Valor Atual Líquido*

VBA - *Visual Basic for Applications*

W - *Watt*

Wp - *Watt-Pico*

Lista de Símbolos

AC - *Alternating Current* / Corrente Alternada

A - Área

B - Largura

C - Condensador no modelo da bateria

C' - Condensador no modelo da bateria normalizado para 1s

C_{bat} - Capacidade do banco de baterias

DC - *Direct Current* / Corrente Contínua

ΔV - Diferença entre tensões máxima e mínima do banco de baterias

E - Universo de discurso das funções de pertinência da metodologia *Fuzzy*

$e_{v_{bat}}$ - Erro no valor de tensão da bateria

$\dot{e}_{v_{bat}}$ - Derivada do erro no valor de tensão da bateria

i_{bat} - Corrente do banco de baterias

i_d, i_q - Correntes injectadas nas coordenadas dq

I_{Carga} - Corrente de carga do banco de baterias

K - Constante de Lyapunov

L - Comprimento

μ_{S_i} - Valor correspondente das funções de pertinência da metodologia *Fuzzy*

P_{AC} - Potência activa injectada na rede

$P_{AC_{Conversor}}$ - Potência do lado AC a controlar

P_{D1} - Potência do banco de baterias dimensionada pela abordagem 1

E_{D2} - Energia do banco de baterias dimensionada pela abordagem 2

P_{DC} - Potência do banco de baterias

Q_{AC} - Potência reactiva

V_{BAT} - Tensão do banco de baterias

V_{max} - Tensão máxima do banco de baterias

V_{min} - Tensão mínima do banco de baterias

V_n - Tensão nominal do banco de baterias

V_{ref} - Tensão de referência do banco de baterias

v_d, v_q - Tensões nas coordenadas dq

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo descreve sucintamente o problema abordado nesta dissertação, através de um enquadramento, quer técnico-económico, quer académico. Explanam-se as motivações da base do projecto, os objectivos sumarizados que se pretendem atingir e, por fim, uma descrição preliminar dos vários capítulos que constam deste documento.

1.1 Enquadramento e motivação

A dependência energética é cada vez mais, nos tempos que correm, uma realidade difícil de evitar. Concordante com esta concepção, a União Europeia enquanto grande consumidor a nível mundial, traçou para 2020 uma meta em que 20% do consumo energético seja efectuado recorrendo a fontes renováveis, o que permitiria uma redução significativa na quantidade de energia importada e, consequentemente, nos custos associados. Neste âmbito, e focando as atenções na produção fotovoltaica por ser a fonte renovável em estudo nesta dissertação, esta aumentou, a nível mundial entre 2011 e 2016, cerca de 260 gigawatts, dos quais 45.2 gigawatts na Europa. Já em 2017, o crescimento foi muito próximo de 30% face a 2016 [1]. Como forma de síntese, ilustra-se na figura abaixo os dados descritos.

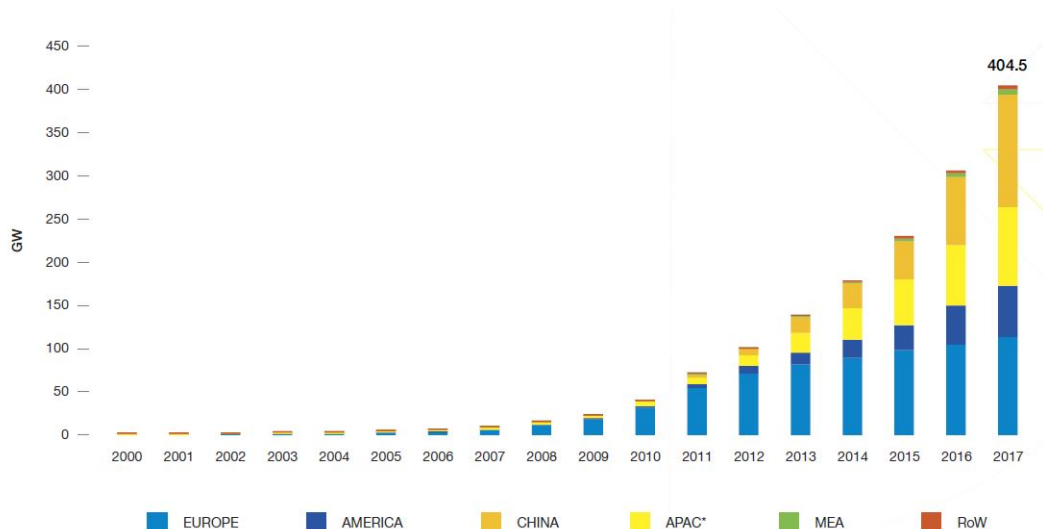


Figura 1.1: Evolução Mundial da Potência Instalada [2]

Por outro lado, é também importante considerar o impacto ambiental benéfico com o acréscimo deste tipo de tecnologia, dado o sucessivo agravamento das alterações climáticas e as respectivas consequências à escala mundial. Nesta lógica, a UE comprometeu-se até 2020 focar 20% de produção de energia a partir de fontes renováveis, aumentar a eficiência energética poupando 20% do consumo energético da UE e uma redução de 20% na emissão de gases com efeitos de estufa, sendo esta a orientação tida em linha de conta pelos países europeus num plano estratégico e político.

Assim, Portugal mantém um papel activo e em crescendo neste tipo de tecnologias, tendo alargado e explorado a sua política energética ao longo do tempo. Cada vez mais existe uma preocupação com a eficiência energética e implantação de energia renovável por parte da população em geral e dos grandes consumidores industriais em particular.

No gráfico abaixo, é possível constatar a evolução da potência instalada, em Portugal Continental, ao longo dos anos.

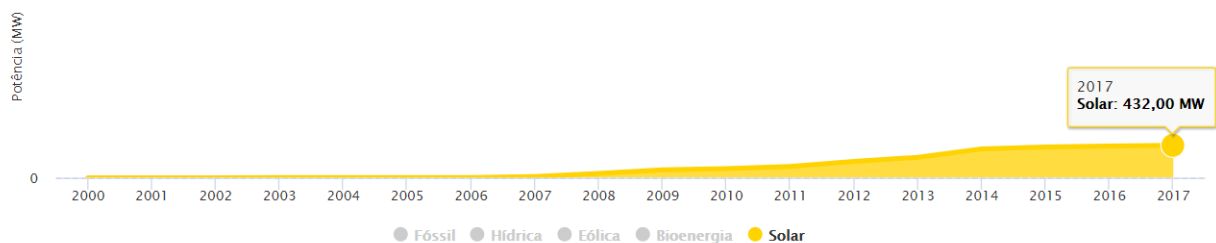


Figura 1.2: Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental [3]

No sentido de continuar o desenvolvimento nesta área, explora-se neste trabalho a possibilidade de juntar ao modelo de negócio já existente uma vertente de armazenamento de energia com ambição de obter vantagens económicas e de aproveitamento energético para os consumidores, neste caso, industriais.

Esta adição permite uma série de melhorias, destacando:

1. **Optimização Energética;**

A curva de fornecimento solar é variável e coincide apenas parcialmente com a curva típica de necessidade energética. Assim, combinando as centrais fotovoltaicas com o armazenamento, é possível, por exemplo, armazenar a geração excedente e injetando-a em períodos posteriores de maior procura.

2. **Estabilização das variações de mercado;**

Permite que a saída do sistema fotovoltaico não aumente ou diminua muito rapidamente. A vantagem de ter um sistema solar e de armazenamento a trabalhar em sinergia é que as variações de oferta e procura de curto prazo podem ser estabilizadas. O armazenamento pode, no limite, tornar a saída do sistema fotovoltaico completamente despachável.

3. **Gestão de picos de potência;**

Este sistema combinado permite uma melhor gestão dos picos de potência de geração, permitindo que a mesma rede elétrica já existente suporte um maior volume de instalações fotovoltaicas.

1.2 Objetivo e metodologia

Este trabalho tem como objectivo primário estudar a viabilidade técnico-económica da implementação de um sistema de armazenamento de energia associado a uma central fotovoltaica previamente dimensionada para autoconsumo. Posto isso, pretende-se simular o sistema como um todo de modo a testar a metodologia desenvolvida, recorrendo para o efeito à plataforma *Matlab/Simulink*. Nesse âmbito, são avaliados diferentes clientes com perfis de consumo semelhantes (mas de ordem de grandeza diferentes), em zonas distintas do país a operar no mesmo ciclo tarifário de modo a entender o impacto que este tipo de solução pode ter. Assim, este trabalho tem quatro objetivos:

1. Dimensionar a capacidade do banco de baterias para o consumidor em causa;
2. Desenvolver o algoritmo de gestão eficiente e optimizadora do consumo e produção de energia gerada pelo sistema fotovoltaico com armazenamento;
3. Analisar energética e economicamente o projecto;
4. Simular o sistema completo recorrendo à plataforma *Matlab/Simulink*;

1.3 Estrutura da dissertação

Este projecto encontra-se dividido em seis capítulos.

No presente, o primeiro, elabora-se um enquadramento sumário do ponto de situação desta área de estudo, as motivações inerentes a este trabalho e os respectivos objectivos a atingir.

No segundo capítulo, desenvolve-se a temática do Autoconsumo, a legislação inerente e, de modo sucinto, os tipos de baterias existentes e de possível aplicação a este modelo.

De seguida, no terceiro, detalha-se a metodologia desenvolvida, justificam-se e descrevem-se os casos de aplicação escolhidos nesta dissertação e os processos para a escolha da capacidade do banco de baterias a instalar nessas mesmas instalações.

O quarto capítulo dedica-se ao detalhe do modelo de simulação elaborado e respectivos resultados da metodologia aplicada nas plataformas *Matlab/Simulink*.

Posteriormente, no quinto capítulo, desenvolve-se uma análise energética e económica detalhada da aplicação do sistema fotovoltaico com armazenamento aos casos de estudo escolhidos perante o algoritmo referente à metodologia desenvolvida, recorrendo à plataforma *VBA*.

Por fim, no sexto e último capítulo, são consolidadas as conclusões deste trabalho, avaliados os objectivos inicialmente previstos, enumeradas as limitações associadas e eventuais sugestões para prosseguir com o desenvolvimento deste conceito e consequente aplicação.

Capítulo 2

Estado de arte

2.1 Nota introdutória

Os sistemas fotovoltaicos baseiam o seu funcionamento no aproveitamento solar como fonte para produção de energia. O facto de, em operação, não emitir gases de efeito de estufa em parelha com a questão de não envolver consumo de combustíveis fósseis são premissas definitivamente fortes e com consenso internacional para se efectivarem, cada vez mais, como uma aposta a alternativa de produção de energia elétrica. A sua disseminação está em constante crescimento, tendo como um dos principais motivos o decréscimo acentuado do custo dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos, como se pode observar na figura seguinte.



Figura 2.1: Evolução do preço dos diferentes tipos de módulos [4]

Apesar de todas as vantagens, estes sistemas apresentam alguns inconvenientes, nomeadamente o facto de gerarem potência de forma intermitente, devido ao ciclo solar diário e ao sombreamento provocado por alterações climáticas. Assim, a sua produção não é tão controlável como as centrais que recorrem a combustíveis fósseis.

Nessa óptica, e com o foco de gerar maiores economias para os consumidores industriais, é inte-

ressante recorrer a sistemas de armazenamento de energia elétrica de modo a potenciar a utilização da produção dos sistemas fotovoltaicos, compensando a flutuação de geração dos mesmos.

Existe, nesta área de estudo, um enorme espectro de opções com diferentes finalidades, rendimentos, preços, etc. Contudo, e no âmbito do caso de estudo presente, as baterias de lítio têm tido uma quota parte muito relevante no armazenamento de energia em centrais fotovoltaicas, o que sugere que será, provavelmente, a melhor opção. Esta análise será efectuada numa secção seguinte.

2.2 Autoconsumo

Um das vertentes das unidades de produção é a de autoconsumo, que será explorada neste trabalho. Trata-se de uma unidade de produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, neste caso solar, para alimentar o sistema elétrico de consumo [6], tendo a possibilidade de injectar na rede elétrica de serviço público os excedentes de produção, quando existam.

Em Portugal, o custo de produção de energia solar é efectivamente inferior ao custo da energia comprada à rede e, por esse motivo, o autoconsumo é uma realidade do presente e, claramente, do futuro [7].

2.2.1 Autoconsumo em Instalações Industriais

Existem várias soluções de sistemas de autoconsumo aplicadas a várias situações: residenciais, industriais, sistemas autónomos, etc. Contudo, nesta dissertação são abordados os sistemas de autoconsumo ligados à RESP. Neste caso, a instalação industrial pode consumir energia produzida pela própria instalação ou comprar energia à rede, sendo que a opção preferencial recai sobre a energia produzida localmente.

Relativamente ao excedente de produção, este pode ser vendido à RESP ou, em alguns casos particulares, podem ser implementados sistemas de injeção zero que impossibilitam a venda de energia.

No caso dos sistemas com injeção na rede, que é também o explorado em casos práticos nesta dissertação, a central fotovoltaica é dimensionada consoante as necessidades de consumo da instalação e, na altura em que existir excedente de produção, é vendido à RESP ao preço mercado. Na situação, nos sistemas sem capacidade de armazenar energia, em que a produção fotovoltaica não satisfaça as necessidades impostas pelas cargas, a RESP assegura esse mesmo défice energético.

2.2.2 Vantagens do Autoconsumo

Os sistemas de autoconsumo podem resultar em vários benefícios para todo o sistema elétrico e a sua envolvente. Destacam-se, de seguida, algumas delas.

1. Nas políticas energéticas da UE são realçadas as medidas de eficiência energética e a protecção ambiental. O autoconsumo pode efectivamente contribuir para atingir essas mesmas metas.
2. Proporciona aos consumidores um maior controlo sobre os seus custos energéticos e, assim, além de produzirem energia a um custo mais reduzido, estão ainda um pouco à parte da volatilidade do mercado [8].
3. Quando implementado em larga escala, permite reduzir significativamente a quantidade de energia elétrica consumida nas horas coincidentes com a maior produção fotovoltaica. Com isso, o planeamento e funcionamento da rede de distribuição pode ser optimizado. Posto isto, e quando combinado com outras soluções, por exemplo de armazenamento, pode ainda reduzir picos de consumo durante os períodos mais dispendiosos para o consumidor.

4. Para além do desenvolvimento tecnológico inerente aos aparelhos que constituem o sistema, são ainda exploradas e desenvolvidas outras soluções complementares a este sistema. Nesta óptica, serão cada vez mais reduzidos os picos de produção e consumo, aliviando a rede elétrica [8].

2.2.3 Desafios do Autoconsumo

O autoconsumo apresenta, de facto, uma série de benefícios aquando da sua implementação. Contudo, existem também algumas barreiras que podem impedir os consumidores de implementarem estes sistemas.

1. Pelo facto de se tratar de uma tecnologia relativamente recente a nível de implementação, existe um risco a nível de eventuais alterações na estruturação de tarifas que podem, eventualmente, tornar o investimento em autoconsumo menos interessante.
2. À medida que a implementação de sistemas de autoconsumo se alastra, são necessários investimentos nas redes elétricas de transporte e distribuição a nível de contagem, modernização e/ou reforço de novas linhas e novos componentes de rede [10].
3. A falta de percepção acerca dos benefícios e forma de funcionamento destes sistemas, pode também ser um entrave para a implementação dos mesmos [11].

2.3 Legislação

2.3.0.1 Enquadramento Histórico

Pretende-se nesta secção abordar de forma muito sucinta um pouco do plano histórico no que diz respeito ao desenvolvimento da legislação na área do autoconsumo.

Foi em 2002 que o sector de produção de energia a partir de fontes renováveis obteve o seu primeiro desenvolvimento aquando da entrada em vigor do Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis no âmbito do Decreto-Lei nº68/2002 com o foco em potenciar o aproveitamento de recursos endógenos e modernizar o sistema elétrico nacional. Pretendia-se, com a elaboração deste documento, regular a actividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT), sobretudo destinada ao autoconsumo, com possibilidade de entregar, à rede elétrica, energia sem qualquer prejuízo. Surge também o conceito de produtor-consumidor e respectivos direitos e deveres.[12].

Em 2007, com o Decreto-Lei nº363/2007, é que o sector mais se desenvolve. Regulamentando as centrais designadas de Microprodução, é criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM) como sendo uma forma de interagir directa e eletronicamente com os produtores. Para além disso, são definidos regimes de remuneração: geral e bonificado. O primeiro para a generalidade das instalações, enquanto o segundo se destina às associações com fontes renováveis [13].

No ano de 2011 é publicado o Decreto-Lei nº34/2011 em que engloba a regulamentação das unidades de Miniprodução [14].

Estes regimes de produção supramencionados foram revisto no Decreto-Lei nº25/2013 [15].

2.3.0.2 Situação Actual

Actualmente, em vigor, encontra-se o Decreto-Lei nº153/2014, em que explicita que os regimes de miniprodução e microprodução passam a beneficiar de um enquadramento legal distinto e, portanto, é possível distinguir os regimes de produção em Autoconsumo e Pequena Produção [16].

Fazendo a distinção entre elas, as unidades de produção para autoconsumo (UPAC), que são o foco desta dissertação, produzem energia elétrica a partir de fontes renováveis ou não renováveis e

têm como finalidade satisfazer as necessidades energéticas do consumidor, com a possibilidade de ligação à RESP para venda dos excedentes de produção.

Relativamente às unidades de pequena produção (UPP), tratam-se de instalações de produção de energia elétrica a partir de uma só fonte renovável, em que a sua potência de ligação à RESP não excede os 250kW. Neste modelo, toda a energia produzida é vendida à rede e a remuneração pelo efeito é obtida através de tarifas atribuídas baseadas num mercado de licitação.

2.3.0.3 Condições de Acesso

Para a instalação de uma unidade de produção (UP), é necessário um registo de exploração dirigido à Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), através do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP).

O processo de licenciamento e os seus requisitos diferem de acordo com a potência da instalação. De modo a identificar e sumarizar essas questões, no caso particular das UPAC por serem o foco de estudo desta dissertação, apresenta-se a seguinte tabela descritiva das mesmas:

		UPAC - Potência				
		<= 200W	>200W & <=1.5kW	>1MW	= 1.5kW com ligação à RESP	Sem Ligação à RESP
Processo Licenciamento	Comunicação Simples		X			X
	Controlo Prévio			X	X	
	Licença Exploração			X		
	Licença Produção			X		
	Certificado Exploração				X	
	Registo Prévio				X	

Tabela 2.1: Licenciamento das UPAC

De modo a proceder ao registo anteriormente mencionado de uma UP, o consumidor, ou encarregado pela questão, deve cumprir os seguintes requisitos:

1. Caso a instalação esteja ligada à RESP, o consumidor deve ser titular de um contrato de fornecimento de energia celebrado com um comercializador;
2. A potência de ligação da UP ser menor ou igual a 100% da potência contratada;
3. A potência instalada não ser superior ao dobro da potência de ligação;

No caso da instalação estar ligada à RESP, deve o promotor averiguar as condições técnicas de ligação no local em questão, salvaguardando os limites e condições técnicas regulamentadas.

Dá-se por terminado o processo de registo aquando da emissão dos vários requisitos aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela pasta da Energia e, após instalação e verificação da UP, o certificado de exploração é então emitido ao titular do registo.

Sejam, segundo o Decreto-Lei nº153/2014, definidos os seguintes termos:

1. Potência instalada - a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade;
2. Potência de ligação - a potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em kW e kVA, que o produtor pode injetar na RESP;

2.3.0.4 Direitos e Deveres

Os produtores de energia para autoconsumo têm, então, o direito de:

1. Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo à desejada fonte de energia, podendo consumir energia resultante produzida;
2. Celebrar um contrato de venda de energia elétrica e exportar os eventuais excedentes de produção para a RESP;
3. Solicitar emissão de Garantias de Origem à Entidade Emissora de Garantias de Origem relativas à energia elétrica produzida e autoconsumida pela UPAC, proveniente de fontes renováveis.

Os produtores têm ainda o dever de:

1. Suportar todos os custos de ligação à RESP;
2. Suportar os custos associados aos contadores de energia produzida pela UPAC e, caso a instalação esteja ligada à RESP e tiver uma potência de instalação superior a 1.5kW ou quando a potência instalada é inferior a 1.5kW e pretenda fornecer a energia elétrica excedente, devem ainda suportar os custos dos contadores de energia injectada na RESP;
3. Pagar a compensação devida pela UPAC;
4. Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização;
5. Prestar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida na UP, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;
6. Permitir e facilitar o acesso à UP do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, ao CUR e ao operador da rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições e competências;
7. Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade para autoconsumo e de pequena produção de eletricidade previstas no presente decreto-lei, cujo capital seguro mínimo e condições mínimas são definidos em portaria conjunta dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia;
8. Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados nos termos previstos no presente decreto-lei;
9. Cessada a atividade, adotar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UP.

Por ser mencionado nas lista de deveres dos produtores, definam-se Comercializadores de Último Recurso (CUR) como entidades titulares de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade estão sujeitas à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica aos seguintes clientes:

- Clientes finais com contratos ativos, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente previstas pela ERSE;
- Clientes economicamente vulneráveis;
- Clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade;
- Clientes em locais em que não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado.

2.3.0.5 Inspeções

Após aprovação do registo, o titular deverá solicitar a realização da inspeção à UP num prazo máximo de 12 meses para as instalações em questão. Caso o relatório elaborado comprove a inexistência

de defeitos ou conformidades, é então emitido o certificado de exploração definitivo e devidamente autorizada a ligação da UP à instalação de utilização. Caso exista algum tipo de falha, o certificado não é emitido, o produtor deve proceder às correcções necessárias e solicitar a respectiva reinspecção.

2.3.0.6 Remunerações e Compensações

No caso particular das UPAC ligadas à RESP e com potência instalada superior a 1.5kW, a contagem da energia total produzida é obrigatoriamente feita por telecontagem. Assim, o contador instalado terá de ser capaz de medir a energia produzida pela UPAC e a energia adquirida ao comercializador. A contagem é desnecessária no caso da instalação não estar ligada à RESP.

No caso da energia produzida pela UPAC ser de origem renovável, a sua potência instalada ser inferior a 1MW e a instalação de utilização esteja ligada à RESP, o produtor pode oficializar um contrato de venda de energia eléctrica com o CUR.

A remuneração das UPAC pela energia fornecida à RESP é calculada pela seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \cdot OMIE_m \cdot 0.9 \quad (2.1)$$

Sendo:

- $R_{UPAC,m}$ — A remuneração da electricidade fornecida à RESP no mês 'm', em €;
- $E_{fornecida,m}$ — A energia fornecida no mês 'm', em kWh;
- $OMIE_m$ — O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh;
- m — O mês a que se refere a contagem da electricidade fornecida à RESP.

As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação eléctrica de utilização se encontra ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \cdot V_{CIEG,t} \cdot K_t \quad (2.2)$$

Sendo:

- $C_{UPAC,m}$ — A compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de electricidade em autoconsumo;
- P_{UPAC} — O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$ — O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano «t» nos termos do número seguinte;
- K_t — O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao « $V_{CIEG,t}$ » tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Eléctrico Nacional, no ano «t»;
- t — O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Na tabela seguinte indicam-se os valores de $V_{CIEG,t}$ apurados para 2018 nos termos do Decreto-Lei nº 153/2014.

Nível de Tensão	$V_{CIEG,t}$ [(€/kW)/mês]
AT	3.158
MT	4.140
BTE	5.478
BTN >20.7 kVA	5.536
BTN ≤ 20.7 kVA	8.495

Tabela 2.2: Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral em 2018

Relativamente ao coeficiente K_t , pode assumir vários valores conforme indicado na tabela seguinte:

Total Potência Instalada UPAC / Total Potência Instalada SEN	K_t
3%	50%
Entre 1% e 3%	30%
1%	0%

Tabela 2.3: Valores associados ao coeficiente de ponderação K_t

2.3.0.7 Taxas

São aplicadas taxas aos pedidos de registo e alteração de registo da UP, pedido de reinspecção e ainda às inspecções periódicas à UP. O valor das mesmas e o seu modo de pagamento são definidos pela portaria do membro do Governo responsável pelo pelouro da energia e pode ser actualizado anualmente, tendo por base a evolução do índice de preços ao consumidor.

2.3.0.8 Fiscalização

As UP são sujeitas a fiscalização, por parte da DGEG, de modo a verificar a conformidade com o disposto no Decreto-Lei nº 153/2014 e no Regulamento Técnico e de Qualidade.

Assim, e de modo a sintetizar os requisitos exigidos às UPAC, apresenta-se a tabela seguinte:

	UPAC com ligação à RESP				Sem Ligação Comunicação Prévia
	≤ 200W	>200W e ≤ 1500W	>1.5kW e ≤ 1MW	>1MW	
Registo	-	Comunicação	Controlo Prévio	Licença de	-
Contagem	-	Prévia	Certif. Exploração	Produção e Exploração	-
Remuneração Excedente	-	-	Telecontagem	Telecontagem	-
Compensação	-	-	X	Apenas por contratos bilaterais	-
Taxas Registo	-	-	X	X	-
Fonte de Energia	-	-	X	X	-
Limite de Potência	-	-	Renovável e não renovável	-	-
Requisitos de Produção	-	-	Potência de ligação <100% da potência contratada	-	-
Seguro Responsabilidade Civil	-	-	Produção anual inferior às necessidades de consumo;	-	-
	-	-	Venda de excedente ao CUR	-	-
	-	-	X	X	-

Tabela 2.4: Análise dos principais requisitos exigidos às UPAC

2.4 Tecnologias de Armazenamento

Tal como anteriormente referido, o espectro de opções de armazenamento de energia é bastante alargado, o que permite uma maior especialização de cada uma delas para os diferentes âmbitos e objetivos. É possível classificar os sistemas de armazenamento de energia elétrica da seguinte forma:

1. Mecânicos
2. Eletroquímicos
3. Químicos
4. Electromagnéticos
5. Térmicos

Nesta dissertação, são explorados sistemas de armazenamento eletroquímicos devido à sua elevada densidade de energia, desenvolvimento tecnológico e simplicidade. Neste âmbito, existem também várias opções, que serão explanadas, algumas delas, adiante.

2.4.1 Baterias Recarregáveis

Uma bateria recarregável é uma associação série/paralelo de várias células elementares. Cada célula é constituída por: elétrodo positivo (cátodo), elétrodo negativo (ânodo) e eletrólito, sólido ou líquido, de modo a formar a célula eletroquímica desejada. No processo de carregamento, o cátodo é oxidado, produzindo eletrões que, através do circuito alimentado pela bateria, chegam ao ânodo, que é reduzido (reação oxidação-redução). Estes três componentes deste tipo de baterias podem ser distintos conforme a finalidade das aplicações. De modo a optar pela melhor solução que cumpre um determinado objectivo, são necessárias analisar várias características a consultar nas respectivas fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes. São elas:

1. Energia Armazenada e Capacidade – É possível medir a energia armazenada numa bateria em duas grandezas fundamentais: Watt-hora (Wh) ou Ampère-hora (Ah). A unidade mais comum é Ah, sendo esta o número de horas para as quais a bateria, à tensão nominal da mesma, descarrega uma corrente constante. Exemplificando, uma bateria com 3V de tensão nominal com uma capacidade de 1Ah pode armazenar $3V \times 1Ah = 3Wh$
2. Profundidade de descarga – Do inglês Depth-Of-Discharge (DOD), este parâmetro traduz a percentagem de energia que pode ser descarregada sem causar danos à bateria.
3. Estado de Carga - Do inglês State-of-charge (SOC), indica o nível de carregamento da bateria num nível percentual.
4. Tempo de vida útil – Traduz o número de ciclos completos de carga/descarga que a bateria pode suportar até a sua capacidade atingir um limiar inferior a 80% da sua capacidade de armazenamento nominal. Este parâmetro é fortemente influenciado pela profundidade de descarga e temperatura a que a bateria é sujeita.
5. Densidade de Energia – Relaciona a quantidade de energia que a bateria pode fornecer, para uma determinada taxa de descarga, por unidade de volume. Portanto, quanto maior a densidade de energia, mais energia pode ser armazenada por unidade de volume. Este parâmetro é normalmente expresso em Watt-hora por quilograma (Wh/kg).
6. Autodescarga – Quantidade de energia perdida. Trata-se de uma característica intrínseca de qualquer bateria, irreversível e que pode ser agravada com más utilizações.

Mediante estes parâmetros, analisam-se, então, três tipos de baterias.

2.4.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

Trata-se da tecnologia de armazenamento de energia elétrica mais antiga e experienciada do meio. Apresentam um tempo de vida útil entre os 6 e os 15 anos e cerca de 1500 ciclos a 80% de DOD. Para além disso, envolvem um investimento baixo, apresentação uma taxa reduzida de autodescarga e simplicidade de manutenção. Contudo, o facto de terem ciclos de vida limitados e serem prejudiciais para o meio ambiente, é suficiente para não serem a tecnologia ideal a utilizar neste âmbito.

2.4.1.2 Bateria de Níquel Metal-Hidreto

Surgiram como forma de substituição das baterias de Níquel-Cádmio (NiCd), proibidas em 2006 devido à toxicidade do cádmio. Estas baterias apresentam uma capacidade de armazenamento relativamente

baixa e uma autodescarga acentuada, o que invalida a periodicidade a longo prazo do armazenamento de energia.

2.4.1.3 Baterias de Iões de Lítio

Trata-se da tecnologia mais recente e têm ganho, cada vez mais, quota de mercado, especialmente no que diz respeito a aplicações portáteis e móveis. Este tipo de bateria apresenta um nível de tensão por cada célula eletrolítica bastante superior, o que significa que serão necessárias menos células para obter a tensão final desejada do que as anteriores, reduzindo então peso e dimensão. Por todas as vantagens inerentes, são as que apresentam um maior custo de investimento que é muitas vezes o entrave fundamental para a sua utilização em larga escala. O constante estudo e desenvolvimento deste tipo de baterias visa reduzir o seu custo e melhorar o seu desempenho a curto prazo.

2.4.2 Battery Cell Management System

A segurança de uma bateria depende de eletrónicas exteriores à mesma, nomeadamente, do bom estado de funcionamento dos sistemas onde são englobadas e, naturalmente, da eletrónica interna que permite protecções contra curto-circuitos e excessos de carga, por exemplo. Nesse sentido, o Battery Management System (BMS), é um dos sistemas utilizados para prevenir vários aspectos seguidamente descritos e que, nos dias que correm, estão presentes na grande maioria das baterias.

Um conjunto de baterias de iões de lítio contendo várias células não pode ser encarada com uma fonte de energia singular. Isto porque estas células são muito suscetíveis a danos fora do seu intervalo de tensão permitido, que pode variar entre 2.5V e 3.65V. Operar fora desta gama de tensões pode provocar o envelhecimento das células e, conseqüentemente, poderá constituir um risco de segurança devidos aos componentes reativos existentes nas mesmas.

A variação das características elétricas das células devido a envelhecimento, e ainda a diferenças na produção e distribuição de temperatura, pode resultar em desvios indesejados no estado de carga de um banco de baterias.

Assim, é necessário que o SOC seja periodicamente equilibrado de modo a evitar sobrecarga nas células e danos irreversíveis daí advindos.

Listando as principais funções de um sistema BMS [9]:

- Prevenir que a tensão em cada célula opere fora da gama de tensões correcta, através da limitação da corrente de carga/descarga;
- Prevenir que a temperatura do sistema de baterias exceda um determinado limite, reduzindo a corrente da bateria ou requisitando um arrefecimento;
- Prevenir que a corrente de carga/descarga opere fora do limite definido;
- Fornecer informações relevantes relativas ao banco de baterias.

Esta temática é aqui abordada na óptica de motivar o correcto uso de todos os dados fornecidos na *datasheet* do modelo de bateria escolhido, por forma a garantir a sua melhor *performance*, segurança e as próprias condições de garantia do fabricante.

Capítulo 3

Casos de Estudo e Metodologia

3.1 Perfis de Consumo

No âmbito deste estudo, são considerados dois perfis de consumo energético industriais para análise mediante a metodologia adoptada e descrita na secção seguinte.

Ambos operam no período laboral habitual, isto é, dias de semana entre as 9:00 e as 18:00, mas apresentam níveis de consumo energético de ordem de grandeza distintas. Doravante serão designados por "Instalação 1" e "Instalação 2".

A Instalação 2 tem a particularidade de estar englobada num projecto com fundos europeus cuja consequência, de forma sucinta, se resume ao facto de não poder vender o excedente de produção à RESP. Este caso foi escolhido na medida em que se prevê que a solução de armazenamento apresentada neste trabalho tenha maior impacto a nível económico.

Por forma a aprimorar a comparação, ambas as instalações operam com o mesmo ciclo tarifário (cujas várias hipóteses são detalhadas na secção seguinte): Ciclo Semanal em Portugal Continental.

Assim, apresentam-se de seguida dois gráficos ilustrativos dos diagramas de carga de cada um dos consumidores, onde o intervalo de tempo considerado é de uma hora.

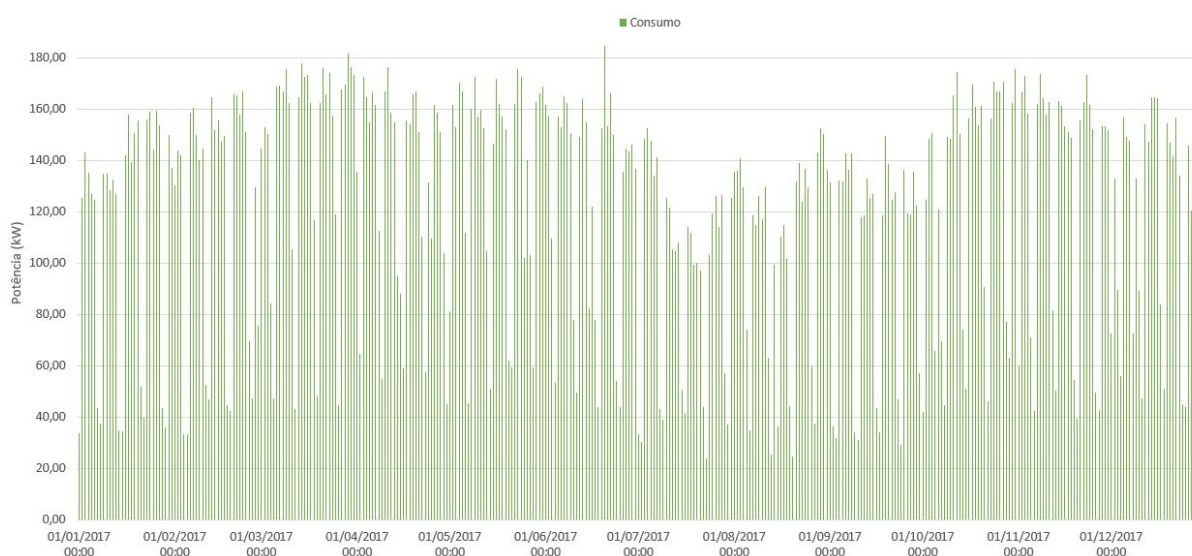


Figura 3.1: Diagrama de Carga Anual da Instalação 1

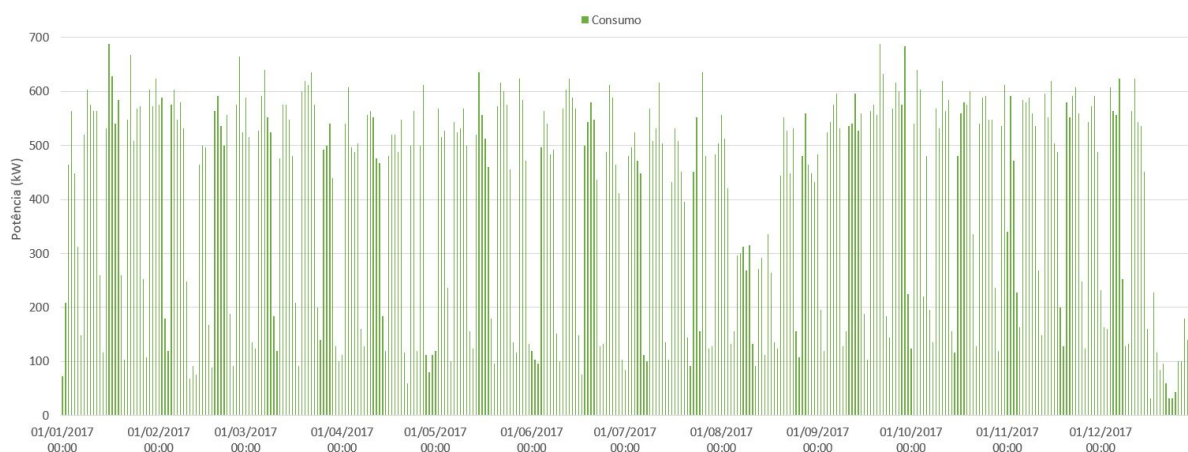


Figura 3.2: Diagrama de Carga Anual da Instalação 2

De seguida apresentam-se os modelos das centrais fotovoltaicas dimensionadas pela equipa da Profit Energy para ambas as Instalações e os respectivos diagramas de previsão de produção resultantes desse mesmo dimensionamento para que se enquadrem os resultados trabalhados nas próximas secções. De reforçar que o intervalo de tempo escolhido é novamente de uma hora.

Potência Instalada [kWp]	193
Área Utilizada [m^2]	1160
Orientação / Inclinação	125° Sudeste / 7°
Energia Anual Produzida [kWh]	293 695
Energia Anual Autoconsumida [kWh]	244 213
Energia Injectada [kWh]	49 482
Energia Comprada à Rede [kWh]	454 356
Produção Específica [kWh/kWp]	1 526

Tabela 3.1: Resumo do dimensionamento da central fotovoltaica - Instalação 1

Potência Instalada [kWp]	487
Área Utilizada [m^2]	2 552
Orientação / Inclinação	139° Sudeste / 15°
Energia Anual Produzida [kWh]	722 976
Energia Anual Autoconsumida [kWh]	556 824
Energia Injectada [kWh]	166 152
Energia Comprada à Rede [kWh]	1 300 677
Produção Específica [kWh/kWp]	1 484

Tabela 3.2: Resumo do dimensionamento da central fotovoltaica - Instalação 2

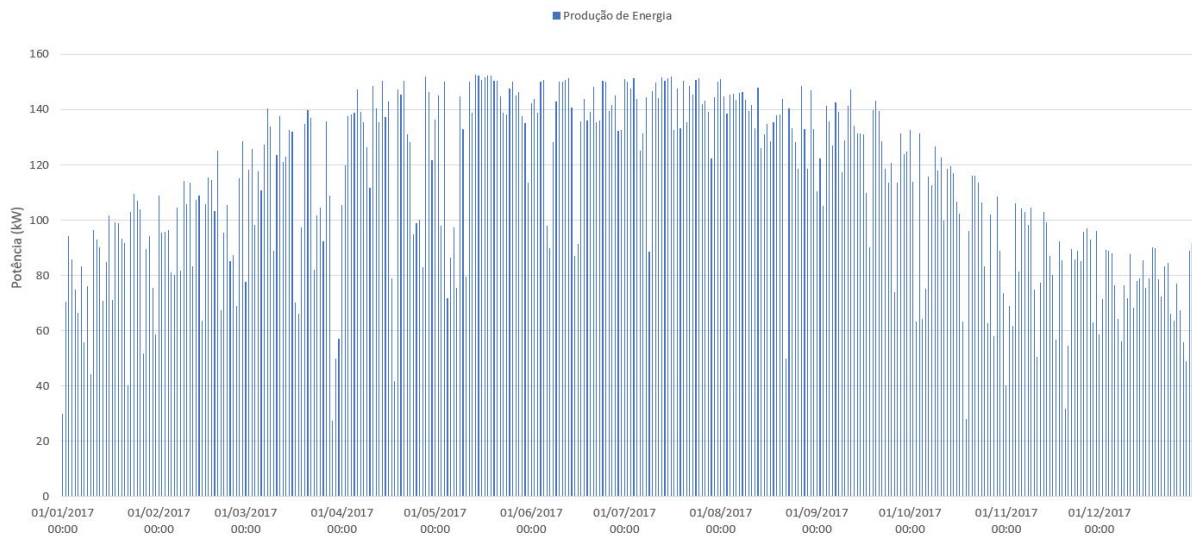


Figura 3.3: Diagrama de Previsão de Produção Anual da Instalação 1

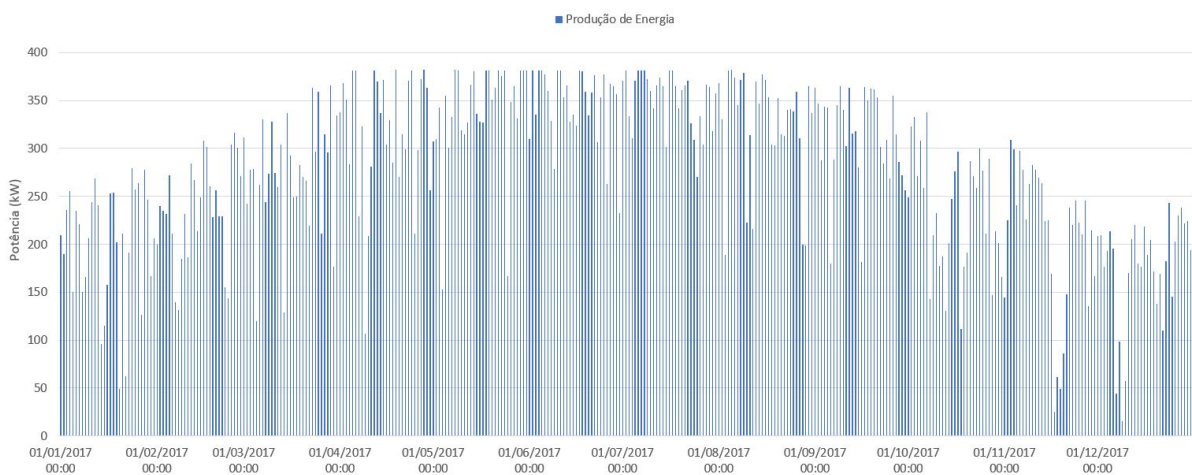


Figura 3.4: Diagrama de Previsão de Produção Anual da Instalação 2

3.2 Períodos Horários

Segundo a ERSE [19], os períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais previstos nos Artigos 24.º e 31.º do Regulamento Tarifário são diferenciados em ciclo semanal e ciclo diário da forma que se indica nos quadros seguintes.

No ciclo diário os períodos horários são iguais em todos os dias do ano. No ciclo semanal os períodos horários diferem entre dias úteis e fim de semana.

Os períodos horários em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas são determinados tendo em consideração as especificidades eléctricas de cada região designadamente no que respeita à evolução do seu diagrama de carga.

Apresentam-se, então, os períodos horários distintos supramencionados.

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira			
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado			
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo			
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

(a)

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira			
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado			
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo			
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

(b)

Figura 3.5: Períodos Tarifários para Portugal Continental: (a) Ciclo Semanal; (b) Ciclo Semanal Opcional

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

(a)

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

(b)

Figura 3.6: Períodos Tarifários para Região Autónoma dos Açores: (a) Ciclo Diário; (b) Ciclo Diário Opcional

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

(a)

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

(b)

Figura 3.7: Períodos Tarifários para Região Autónoma da Madeira: (a) Ciclo Diário; (b) Ciclo Diário Opcional

3.3 Capacidade do ESS

Para a elaboração deste trabalho, o sistema de armazenamento de energia (ESS) escolhido é um banco de baterias. Dentro das várias possibilidades explanadas em (2.4), as baterias de lítio apresentam-se como a melhor solução dada a elevada densidade de energia e eficiência apresentadas, bem como o tempo de vida médio. Outro aspecto importante é o facto de suportarem uma quantidade de ciclos de carga/descarga elevado, imprescindíveis para este tipo de aplicação. Dentro das tecnologias existentes, optou-se pela bateria de lítio ferroso ($LiFePO_4$).

Escolheu-se, então, o modelo *B-BOX Pro 13.8* da marca *BYD*, pelos contactos que se realizaram no seio da Profit Energy com os seus parceiros comerciais. Assim, apresentam-se na seguinte tabela os principais dados desta bateria, retirados da *datasheet* em anexo.

Tipo	$LiFePO_4$
Energia	13.8 kWh
Máxima Potência de Saída	12.8 kW
Potência de Pico	13.3 kW, 60s
Eficiência <i>Round-Trip</i>	95.3%
Tensão Nominal	51.2V
Gama de Tensão	43.2V - 56.4V
Escalabilidade	32 (Paralelo)

Tabela 3.3: Dados da *B-BOX Pro 13.8*

Apresenta-se, na figura 3.8, uma imagem representativa da bateria escolhida para o ESS.



Figura 3.8: Bateria escolhida para o ESS [5]

O primeiro passo deste projecto passa por obter o melhor valor possível para a capacidade da bateria a implementar em cada Instalação. Leia-se “melhor valor possível” como aquele que traduz um melhor balanço entre suprimento de défice de consumo/produção, pico de potência, espaço físico a ocupar na Instalação, investimento e *payback*.

Assim, analisam-se, hora a hora durante o ano completo de 2017, os seguintes factores:

1. Consumo;
2. Produção;
3. Excedente;
4. Período tarifário;
5. Energia produzida autoconsumida;
6. Energia injectada na rede;
7. Economia gerada pelo autoconsumo;
8. Economia gerada pela utilização do banco de baterias;

9. Remuneração gerada pela injeção de energia na rede;

A partir destes valores, são estudadas duas situações que conduzem a um determinado valor para a capacidade do banco de baterias a instalar.

São elas, **em Período horário de Ponta**, o défice médio diário entre consumo e produção e, por outro lado, a energia média diária proveniente de excedente de produção que será armazenada.

$$P_{D1}[kW] = \frac{\sum_{h=1}^{8759} E_{Consumida}(h)[kWh] - \sum_{h=1}^{8759} E_{Autoconsumida}(h)[kWh]}{Nr.HorasPontaAnuais} \quad (3.1)$$

Assim, para ambas as Instalações:

$$P_{I1D1}[kW] = \frac{109\,074,25 - 63\,006,31}{885} \approx 52,05kW \quad (3.2)$$

$$P_{I2D1}[kW] = \frac{343\,870,00 - 116\,426,50}{885} \approx 257,00kW \quad (3.3)$$

Para a segunda abordagem,

$$E_{D2}[kWh/dia] = \frac{\sum_{h=1}^{8759} E_{Excedente}(h)[kWh]}{Nr.DiasAno} \quad (3.4)$$

$$E_{I1D2}[kWh/dia] = \frac{3990,02}{365} \approx 10,80kWh/dia \quad (3.5)$$

$$E_{I2D2}[kWh/dia] = \frac{15\,743,28}{365} \approx 43,13kWh/dia \quad (3.6)$$

Mediante estes resultados, é possível ter percepção, por um lado, acerca nas necessidades energéticas em período de Ponta para ambas as instalações e, por outro, do excedente médio diário ao longo de um ano (impulsionado, naturalmente, pelo período de verão) a ser absorvido pelo banco de baterias.

Assim, visto cada bateria ter uma capacidade de 13.8kWh, opta-se por escolher uma capacidade total (paralelo de várias baterias) para cada instalação que seja um balanço entre necessidades energéticas, volume físico do banco de baterias e investimento.

Posto isto, escolhem-se para as duas Instalações as seguintes capacidades por forma a aplicar a metodologia desenvolvida e explanada na próxima secção:

$$C_{batI1} = 55.2kWh \quad (3.7)$$

$$C_{batI2} = 138kWh \quad (3.8)$$

3.4 Metodologia

Mediante a análise supramencionada, é então possível sugerir uma determinada capacidade para o banco de baterias a aplicar em cada instalação, descrevendo-se, nesta secção, a sua aplicabilidade.

Primeiramente, deverá efectuar-se uma previsão de produção para cada dia de modo a ter um conhecimento tão próximo da realidade quanto possível do excedente de produção que irá existir, fundamentalmente, no período de Ponta. Neste trabalho não é aplicado qualquer algoritmo de previsão meteorológica, utilizando-se para o efeito o *output* de previsão de produção anual do *software* utilizado pela Profit Energy (PVSOL). Este programa, dimensionada a central solar fotovoltaica, tem por base a região de implementação, dados meteorológicos de 10 anos e todos os materiais escolhidos para a

central. Trata-se, portanto, de uma estimativa bastante realista para o efeito. Contudo, para melhor rendimento do sistema desenvolvido neste trabalho, visto este decidir diariamente conforme o valor das variáveis do sistema, será fundamental desenvolver um algoritmo de previsão diária de produção que sustente o controlador do banco de baterias que tem por base a metodologia descrita em seguida.

Com esta informação de previsão de produção, será decidido se o banco de baterias é, ou não, carregado diariamente através da RESP no período de Super Vazio da madrugada do próprio dia de utilização. Apenas não será dada ordem de carregamento quando estiver previsto excedente de produção no período de Ponta, ou seja, quando não é necessária energia para suprimir o consumo em Ponta.

Posto isso, ao longo do dia, descarregar-se-á a energia armazenada, nos períodos de Ponta e, quando existir remanescente, aplica-se a energia armazenada no período de Cheia subsequente. De modo a otimizar esta metodologia, é ainda executado o seguinte: no período de horal legal de Inverno, existem dois períodos distintos de Ponta (09:30 às 12:00 e 18:30 às 21:00). Neste caso, carregar-se-á a bateria no período de Cheia prévio ao 2º período de Ponta do dia para posteriormente gastar neste último. Assim, e como o Custo de Energia e Acesso às Redes em Ponta é sensivelmente o dobro do de Cheia, também daí se retirará algum proveito a nível económico.

Esta metodologia fará aumentar os ciclos de carga e descarga da bateria, aumentando a sua rentabilidade na medida em que está em constante funcionamento.

Para além deste funcionamento regular, são ainda consideradas duas situações que estão em constante verificação e funcionam como uma outra prioridade face ao descrito anteriormente. São elas: o armazenamento de energia excedente sempre que a bateria estiver num estado de carga inferior a 80%; sempre que o valor de potência requisitada à rede ultrapassar um determinado valor definido para cada instalação, a bateria descarrega o diferencial energético para compensar esse mesmo défice. Esta segunda medida tem em vista reduzir significativamente a potência contratada da instalação, advindo, daí, uma poupança energética requisitada à rede e, conseqüentemente, económica.

Este cenário foi executado por um algoritmo desenvolvido em VBA, de modo a recorrer e trabalhar directamente sobre os ficheiros de dados da instalação industrial em questão, nomeadamente diagramas de carga e de previsão de produção horários. Assim, por simplicidade e forma de resumo, é apresentado abaixo o pseudo-código da metodologia desenvolvida.

De modo a não sobrecarregar o pseudo-código, alguns pressupostos são descritos abaixo.

1. Em todas as horas, é verificado o pico de potência da instalação (diferença entre consumo e autoconsumo). Caso esse resultado seja superior ao limite estabelecido para cada instalação, a bateria actua, caso tenha energia armazenada para tal, descarregando. Pretende-se, assim, reduzir o valor de Potência Contratada do consumidor resultando, daí, uma economia acrescida.
2. Previamente à acção de "Descarrega Baterias", o algoritmo verifica se existe energia suficiente a bateria para efectuar a acção;
3. A bateria mantém a sua carga entre os 20% e os 80% de modo a prolongar o seu período de vida. Assim, será sempre necessário mais de 20% de carga para efectuar a acção do ponto anterior e não pode exceder os 80% quando, nos fluxogramas, actua o processo de "Armazena";
4. O algoritmo corre sobre o diagrama de carga horário da instalação que pode, ou não, estar completo para um determinado ano civil. Assim, sempre que se encontra um nó terminal, está implícito que recomeçam todas as verificações apresentadas nos fluxogramas, agora para a hora seguinte, até que se chegue ao fim do diagrama de carga em estudo;
5. Defina-se "Potência Máxima" como, efectivamente, a máxima potência de carga/descarga que a bateria suporta, no seguimento das restrições técnicas apresentadas na *datasheet* da mesma e cujos cálculos pormenorizados são demonstrados no capítulo seguinte.

Sintetiza-se, de seguida, a metodologia supramencionada em forma de pseudo-código de modo a facilitar a leitura e compreensão da mesma.

Para todas as horas do ano

Se Dia = Sábado

Se Produção > Consumo

Armazena Excedente

Potência Carga = Potência Excedente

Caso Contrário % Consumo > Produção

Se Cheia

Se Potência Consumo - Potência PV > Potência Máxima

Descarrega Baterias

Potência Descarga = Potência Máxima

Caso Contrário

Descarrega Baterias

Potência Descarga = Potência Consumo - Potência PV

Caso Contrário

Não Actua

Se Dia = Domingo

Se Produção > Consumo

Armazena Excedente

Potência Carga = Potência Excedente

Caso Contrário % Consumo > Produção

Não Actua

Caso contrário % Dia da semana

Se Produção > Consumo

Armazena Excedente

Potência Carga = Potência Excedente

Caso Contrário % Consumo > Produção

Se Super Vazio

Se Previsão Produção em Ponta > Previsão Consumo em Ponta

Não Actua

Caso Contrário

Armazena Via RESP

Potência Carga = Potência Máxima

Se Ponta

Se Potência Consumo - Potência PV > Potência Máxima

Descarrega Baterias

Potência Descarga = Potência Máxima

Caso Contrário

Descarrega Baterias

Potência Descarga = Potência Consumo - Potência PV

Se Cheia

Se Inverno

Se Hora \in [7:00 ; 9:30] \vee Hora \in [21:00 ; 24:00]

Não Actua

Caso Contrário % Hora \in [12:00 ; 18:30]

Armazena Via RESP

Potência Carga = Potência Máxima

Caso Contrário % Verão

Se Hora \in [7:00 ; 9:30]

Não Actua

Caso Contrário % Hora \in [12:15 ; 24:00]

Se Potência Consumo - Potência PV > Potência Máxima

Descarrega Baterias

Potência Descarga = Potência Máxima

Caso Contrário

Descarrega Baterias

Potência Descarga = Potência Consumo - Potência PV

Caso Contrário % Vazio

Não Actua

Por forma a simplificar a percepção da metodologia desenvolvida, utilizam-se casos exemplificativos da mesma.

Em todos os casos escolhidos, os conteúdos são os mesmos: a azul é apresentado o consumo total da instalação para o seu normal período de funcionamento (baseado no diagrama de carga real da mesma); a laranja a previsão de produção da central fotovoltaica para cada instalação; os rectângulos a verde traduzem a energia armazenada pela bateria daquele que é o excedente de produção da central, enquanto as barras a verde traduzem a carga, ou descarga, do banco de baterias conforme a situação.

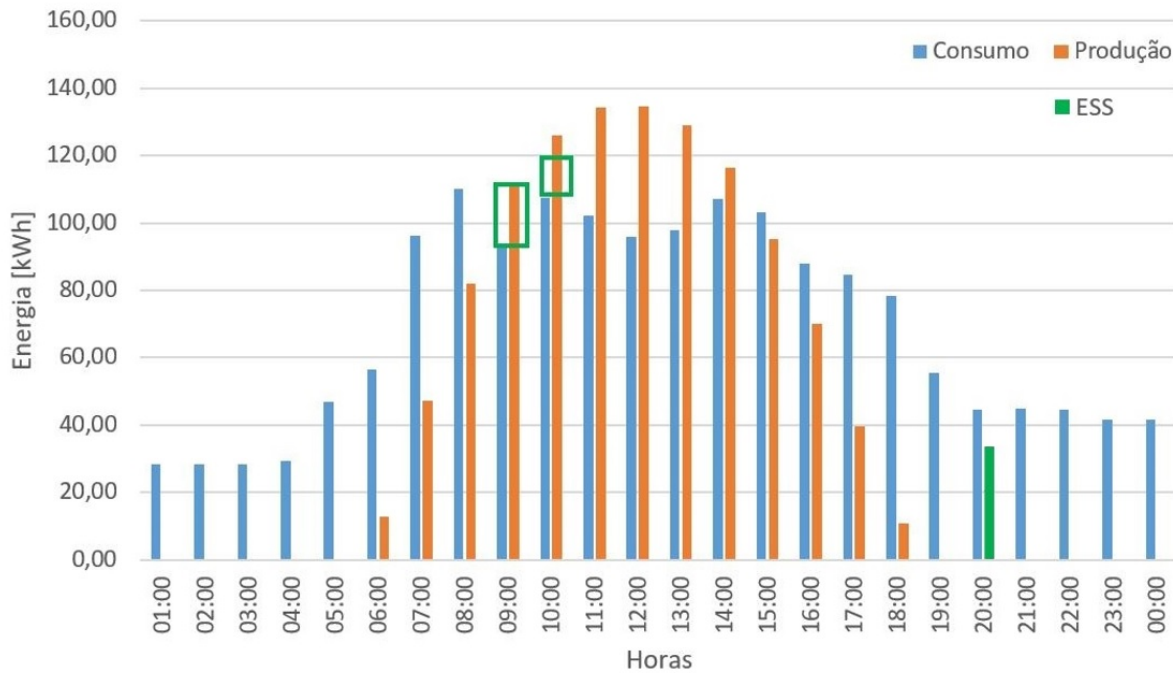


Figura 3.9: Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar num dia de semana em ciclo tarifário de verão

Como referido anteriormente, o objectivo principal passa por armazenar o excedente de produção da central fotovoltaica, aproveitando-o num período tarifário mais dispendioso para o consumidor.

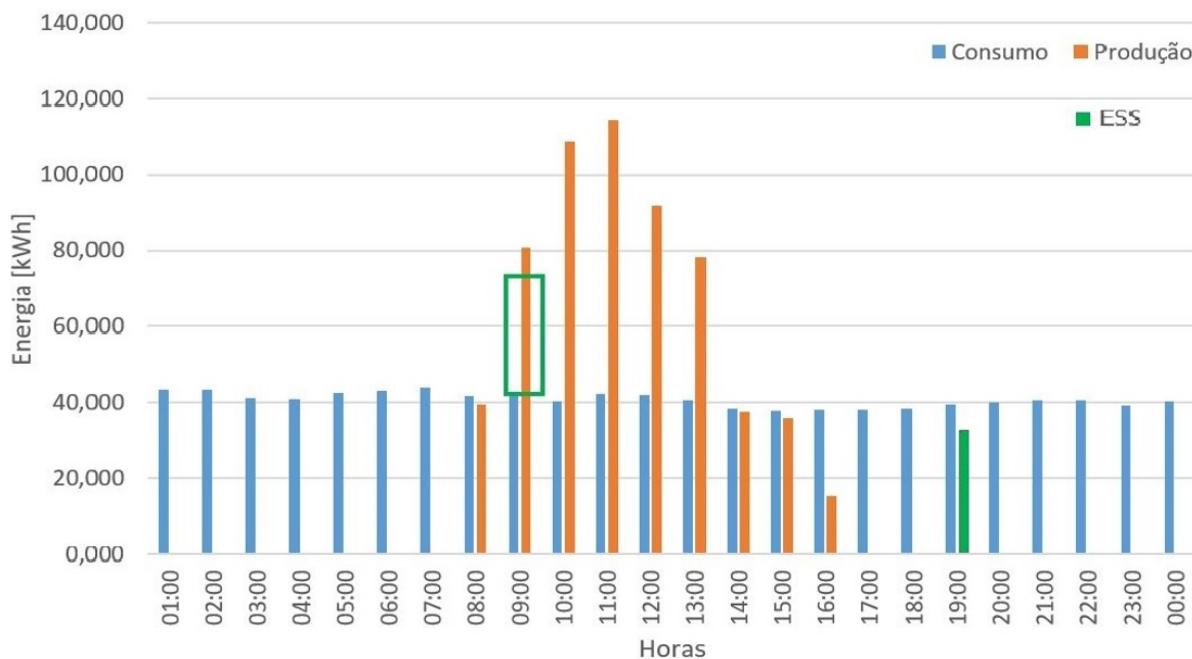


Figura 3.10: Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar ao sábado

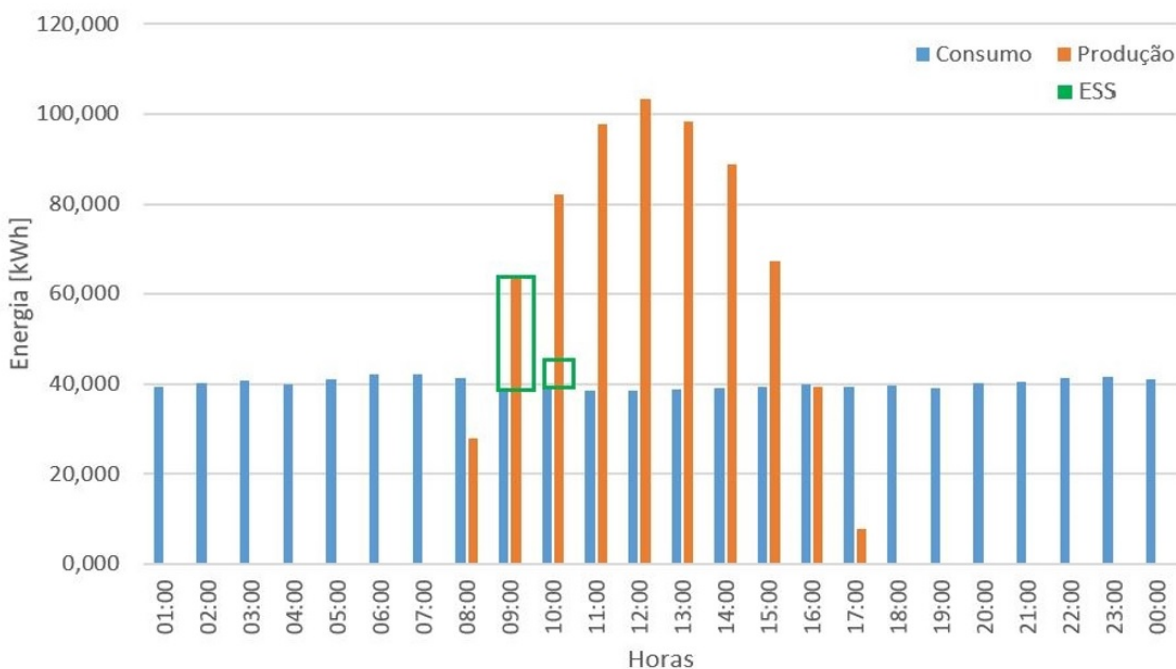


Figura 3.11: Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar ao domingo

O modo de operação do domingo difere do sábado na medida em que o primeiro não apresenta um período tarifário de cheia na sua cronologia. Tendo este facto em consideração, o proveito económico da descarga da bateria em período de Vazio seria residual, pelo que não é efectuado. A energia continua armazenada tendo em vista a descarga no dia seguinte por forma a obter uma economia superior para o consumidor.

Com este modo de utilização, são evitados ciclos de descarga preservando a bateria e aumentando o seu tempo de vida útil.

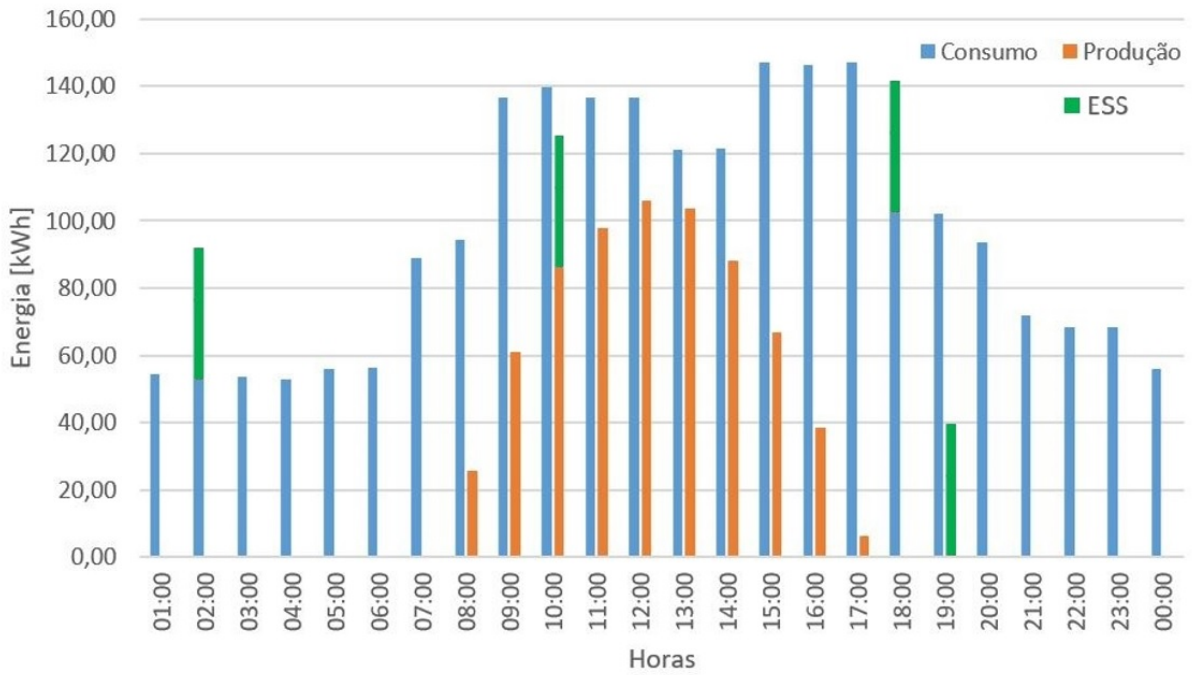


Figura 3.12: Exemplo da aplicação da metodologia a um dia a operar num dia de semana em ciclo tarifário de inverno

Tendo por base o imperativo económico e por forma a rentabilizar economicamente o banco de baterias instalado, desenvolveu-se a metodologia "secundária"(anteriormente descrita) para o efeito.

O objectivo passa por requisitar potência à RESP para carregar o banco de baterias e descarregar o mesmo num período tarifário mais dispendioso para o consumidor. O proveito económico será então o diferencial de tarifas dos processos de carga e descarga.

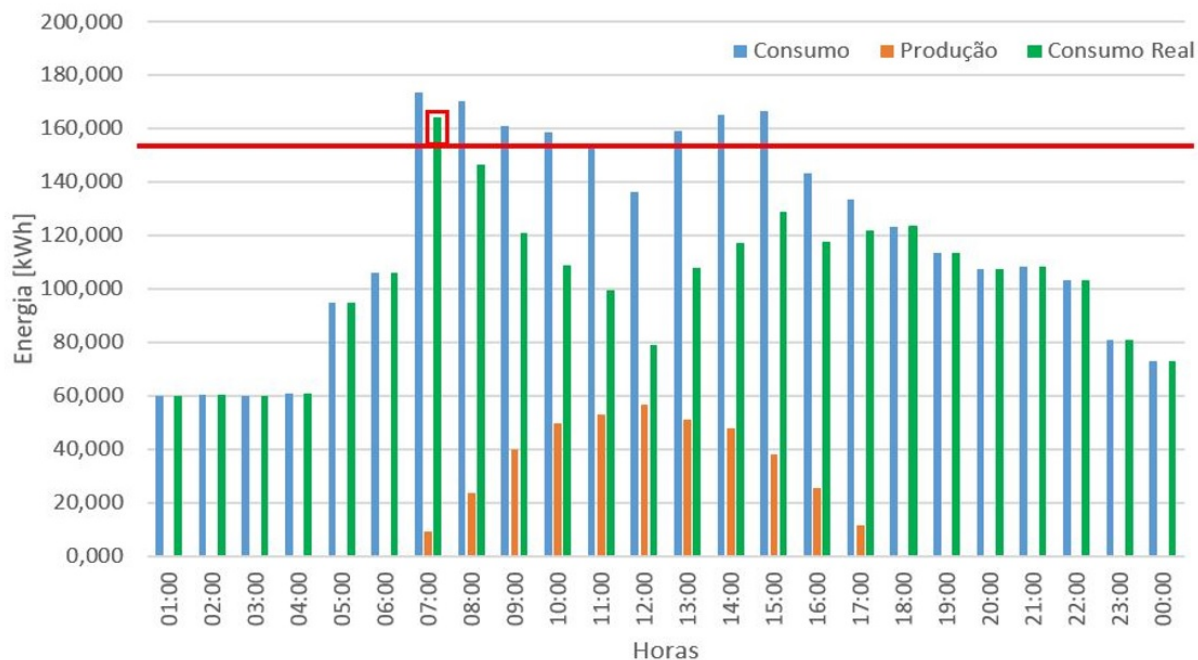


Figura 3.13: Exemplo da aplicação da metodologia mediante detecção de pico de potência

A figura 3.12 ilustra, a título de exemplo, a tarefa adicional da metodologia por forma a potenciar aquele que é o investimento efectuado no sistema proposto, suprimindo ao máximo os períodos inoperáveis do mesmo. O controlador, detectando que a instalação requisitaria uma potência à RESP superior à definida como limite, descarrega o banco de baterias na ordem de grandeza adequada por forma a suprimir esse mesmo diferencial. Assim, a Potência Contratada do consumidor irá estabelecer-se naquele que foi o limite de potência definido, advindo daí um proveito económico acrescido.

Capítulo 4

Controlo do Sistema e Resultados de Simulação

Neste capítulo foi desenvolvido, na plataforma Matlab/Simulink, um modelo do sistema em funcionamento, seguindo a metodologia dos capítulos anteriores.

Apresenta-se, na figura seguinte, o diagrama de blocos simplificado do sistema actualmente em vigor (a azul) e a proposta de adição com este trabalho (a verde). Serão explanadas detalhadamente, nas seguintes secções, os vários componentes utilizados.

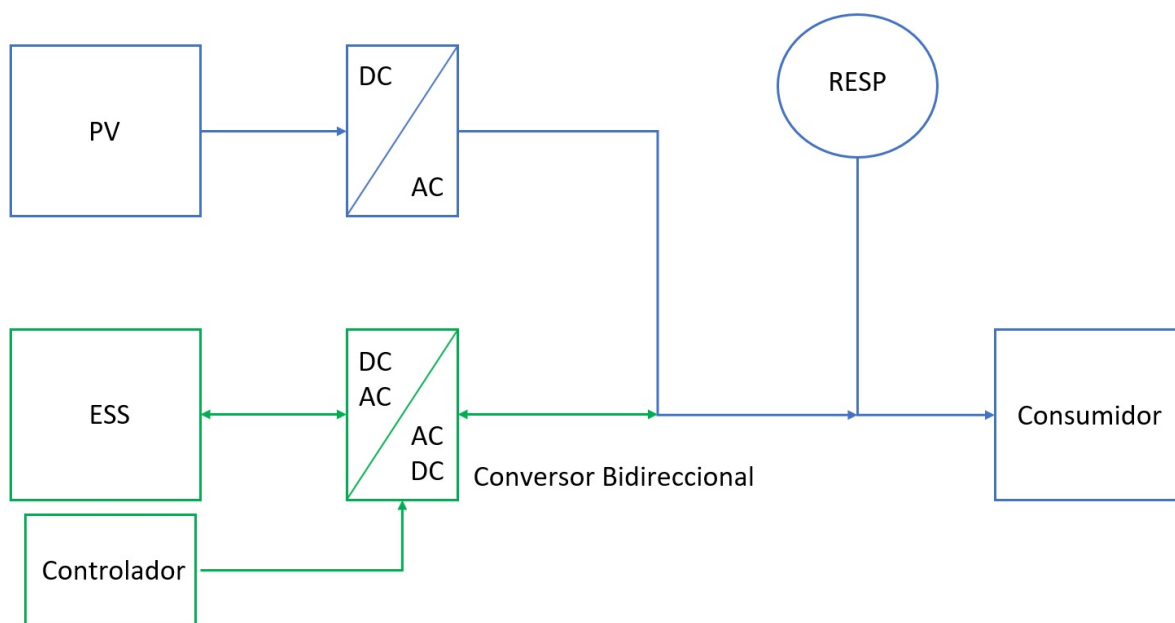


Figura 4.1: Diagrama de blocos simplificado do sistema simulado

4.1 Rede

No sentido de simular a rede elétrica que alimenta a instalação industrial em questão, utiliza-se um gerador trifásico na plataforma Simulink. A instalação, em caso real, está ligada a MT de 15kV que passará por um transformador e, posteriormente, alimentará a instalação a BT. Contudo, para efeitos de simulação, projecta-se o gerador com dados de BT, sendo eles

Tensão Fase-Fase RMS	400V
Frequência	50Hz
Conexão	Yn
Potência de Curto-Circuito	100MVA
X/R	7

Tabela 4.1: Características do Gerador Trifásico

4.2 Sistema de Armazenamento de Energia

Segundo a *datasheet* do modelo, a bateria apresenta uma energia utilizável de 13.8 kWh, sobre condições de teste que depreendem 100% de profundidade de descarga e 0.5C de carga e descarga.

Para descrever baterias, a corrente de descarga é usualmente descrita por um rácio-C de forma a normalizar segundo a capacidade de determinada bateria [18]. Este rácio trata-se de uma medida da taxa na qual uma bateria é descarregada em relação à sua capacidade máxima. Exemplificando, 1C significa assim que a corrente de descarga descarregará toda a bateria em uma hora, enquanto 0.5C significa que metade da corrente de descarga descarregará toda a bateria em duas horas.

Neste caso, tem-se então que

$$C_{bat}[Ah] = \frac{E_{BAT} \cdot QuantidadeBaterias[Wh]}{Vn[V]} \quad (4.1)$$

$$C_{bat} = \frac{13800 \cdot 4}{51,2} = 1078,125Ah \quad (4.2)$$

Logo,

$$\frac{C_{bat}}{2} = \frac{1078,125}{2} = 539,063Ah \quad (4.3)$$

Para efeitos de simulação, considera-se o modelo simplificado da bateria de um ramo RC (resistência em série com um condensador), em paralelo com um díodo com o objectivo de limitar a tensão máxima da bateria ao valor fornecido na *datasheet* (56.4V). Mediante os dados apresentados na tabela acima, é possível calcular algumas grandezas em falta.

Para a corrente instantânea no condensador, tem-se que:

$$i = C \frac{dv}{dt} \quad (4.4)$$

Onde, i se trata da corrente instantânea que passa pelo condensador, C a capacidade do mesmo, e dv/dt a variação de tensão por unidade de tempo.

Esta expressão pode ainda traduzir-se, para a corrente média, da seguinte forma:

$$I = C \frac{\Delta V}{\Delta t} \quad (4.5)$$

Assim, manipulando a equação e substituindo pelos dados fornecidos:

$$C = I \cdot \frac{\Delta t}{\Delta V} = 539,063 \cdot \frac{2h \cdot 3600s}{56,4 - 43,2} = 294\,034,36F \quad (4.6)$$

Para efeitos de simulação considerou-se $1h=1s$ e, portanto,

$$C' = \frac{C}{3600s} \approx 81,67F \quad (4.7)$$

4.3 Inversores

Um inversor é um conversor comutado que converte grandezas elétricas contínuas para alternadas, através da comutação de dispositivos semicondutores de potência.

Na implementação dos inversores, optou-se por descrever o problema de uma forma macroscópica, trabalhando com fluxos de potência.

O conversor pode, na verdade, operar como inversor ou retificador (conversão de grandezas AC para DC), conforme o fluxo de potência assim justifique, no caso particular de carga ou descarga da bateria. Considera-se potência positiva (e corrente, portanto) na fase de carregamento e potência negativa na fase de descarga.

No caso da potência requisitada à rede, segue o mesmo raciocínio e é encarada como positiva quando requisitada e negativa quando é vendida, no cenário de excedente de produção.

A potência de consumo é sempre encarada como positiva e, a de produção, como negativa.

Assim, são necessárias estabelecer várias equações para descrever o problema da melhor forma possível.

$$P_{AC} = v_1 i_1 + v_2 i_2 + v_3 i_3 = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = v_d i_d + v_q i_q \quad (4.8)$$

$$Q_{AC} = v_\alpha i_\beta + v_\beta i_\alpha = v_d i_d + v_q i_q \quad (4.9)$$

Dados P e Q, obtêm-se i_d e i_q

$$P_{DC} = U_{DC} I_{DC} \approx P_{AC} = v_d i_d + v_q i_q \quad (4.10)$$

Assumindo $i_q = 0$, tem-se que

$$P_{AC} \approx v_d i_d \quad (4.11)$$

Logo,

$$I_{DC} = \frac{v_d i_d}{U_{DC}} \wedge i_d = \frac{P_{AC}}{v_d} \quad (4.12)$$

Obtém assim o valor de I_{DC} que pode tomar valores positivos ou negativos conforme o sistema se encontre em processo de carga ou descarga, respectivamente.

Por outro lado, obtém-se também o valor de i_d que, após nova conversão de coordenadas, entrará em três fontes de correntes, correspondentes a cada fase.

Com estas expressões, é então possível descrever o inversor de uma forma macroscópica de modo a converter grandezas contínuas em grandezas alternadas.

De forma análoga ao raciocínio aplicado para o inversor da bateria desenvolveu-se o inversor para a produção solar.

Ao invés do caso anterior, a potência de produção neste cenário surge por via um vector cujos dados provêm do *software* de simulação da central fotovoltaica utilizado pela Profit Energy, PVSOL.

4.4 Carga Variável

No que diz respeito ao consumo da instalação, optou-se, em termos de simulação, por utilizar os valores reais de consumos importados do diagrama de carga utilizados nas análises energéticas e económicas, por via de um vector que contém esses mesmos dados. É importante deixar a ressalva que é assumida potência constante durante cada hora, proveniente então do diagrama de carga.

O consumo energético foi então dividido de duas formas: uma porção do mesmo a ser injectado directamente em fontes de corrente correspondentes a cada fase e o remanescente está traduzido de forma fixa em resistências. Assim, as resistências traduzem os valor de consumo mínimo da instalação e as fontes de corrente incrementam, ao longo do período de análise, o restante que permita atingir o valor real de consumo.

4.5 Controlador

Relativamente ao controlador, o objectivo passa por, dadas várias entradas e as restrições mencionadas nas secções anteriores deste trabalho, decidir quando a bateria deve carregar ou descarregar e definir quantitativamente o valor de potência para a acção escolhida.

Nesse sentido, este controlador está dividido exactamente neste raciocínio: um primeiro bloco que define a acção de carga/descarga e um outro bloco que ajusta dinamicamente o valor máximo e mínimo de potência conforma a acção definida.

Apresenta-se, na figura seguinte, o modelo de blocos simplificado do controlador desenvolvido e que será detalhado nas secções seguintes.

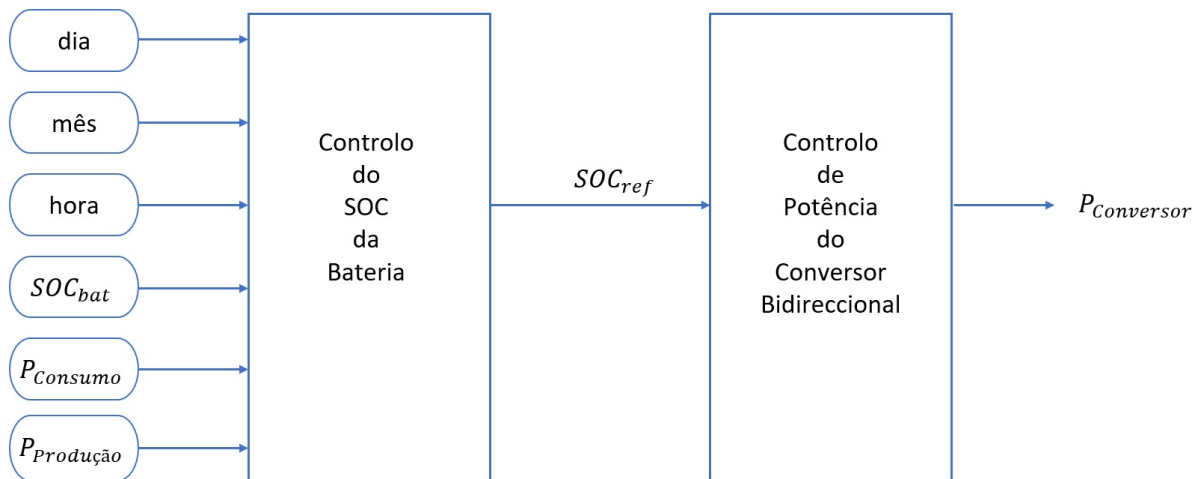


Figura 4.2: Diagrama de blocos simplificado do controlador desenvolvido

4.5.1 Controlo do SOC do banco de baterias

Para o controlador de modo genérico e esta secção de controlo de estado de carga do banco de baterias em particular, servem de entradas o mês e dia concordantes com os vectores de consumo e produção de energia aplicados anteriormente, a tensão da bateria (neste caso em termos percentuais, visto ter sido a forma como foi trabalhada no sentido de a relacionar directamente com o estado de carga da bateria), e os vectores de consumo e produção da instalação.

Com estes dados, é então possível definir zonas de acção de carga e descarga da bateria com base no raciocínio desenvolvido e demonstrado na secção de Metodologia.

A saída deste controlador é então a tensão de referência para a qual se deseja convergir.

Nesta dissertação, visto que em ambiente de simulação se aproximou a bateria por um modelo de condensador, considera-se que o SOC está directamente associado à tensão da bateria. Isto é, admite-se

$$SOC[\%] \approx V_{BAT}[\%] = \frac{V_{BAT} - V_{min}}{\Delta V} \quad (4.13)$$

Sendo V_{BAT} a tensão actual da bateria, $V_{min} = 43.2V$ a sua tensão mínima e $\Delta V = V_{max} - V_{min} = 56.4 - 43.2 = 13.2V$ a diferença entre a tensão máxima e mínima da bateria.

4.5.2 Controlo de Potência

4.5.2.1 Controlo Fuzzy

A lógica difusa (*fuzzy*) tem ganho popularidade no seio da comunidade científica, nomeadamente do ramo da engenharia, pelo facto de se tratar de um eficaz veículo que permite incorporar linguagem humana no desenvolvimento de controladores não-lineares [17]. Contrariamente às teorias de controlo convencionais, a lógica *fuzzy* não é trabalhada recorrendo a modelos matemáticos mas, ao invés disso, a considerações qualitativas e heurísticas aplicadas aos conceitos próprios dos controladores *fuzzy* podendo trabalhar com entradas pouco precisas, não-linearidade e uma insensibilidade a perturbações superiores à maioria dos controladores não-lineares. Neste sentido, os limites não são estipulados de forma abrupta, nem tão pouco existe o conceito de "verdadeiro ou falso"abrindo, assim, espaço ao "parcial"com um certo grau de pertença a cada um dos estados definidos. Assim, esta é uma escolha justificada em casos onde existam conhecimentos práticos sólidos sobre o tema, superando assim, eventualmente, os controladores não-lineares convencionais.

Para o projecto do controlador *fuzzy*, definem-se as variáveis de entrada e saída do mesmo, de acordo com a sua funcionalidade expectável. Apesar de não existirem indicações genéricas para a escolha destas variáveis, são normalmente escolhidas variáveis de estado do sistema a controlar, os seus erros, variações e acumulações de erro ou incrementos das próprias variáveis. Neste âmbito, aplica-se uma variação da noção trivial de "conjunto", usualmente associado a um conceito matemático preciso, tratando-a de forma menos rigorosa, isto é, um certo elemento apresenta um determinado grau de certeza a um determinado conjunto, tolerante a perturbações e que comporta uma muito maior abrangência e versatilidade aquando da definição das variáveis a utilizar.

Posto isso, definem-se regras formuladas em termos linguísticos do tipo "se-então"construindo uma rede de relações com um determinado grau de incerteza entre as variáveis de trabalho, capaz de caracterizar de forma qualitativa o modelo em causa.

- Variáveis e conjuntos

Os conjuntos e variáveis *fuzzy* são habitualmente, e também neste caso, descritos por positivo

grande (PG), positivo médio (PM), positivo pequeno (PP), zero (Z), negativo pequeno (NP), negativo médio (NM) e negativo grande (NG) ao invés de valores numéricos.

Neste trabalho são consideradas, como variáveis de entrada: a tensão de referência da bateria (V_{ref}), a tensão actual da bateria (V_{bat}) e, daí, surge após a diferença entre ambas, o erro de tensão $e_{v_{bat}}$ e a sua derivada ($\dot{e}_{v_{bat}}$); como variável de saída o valor de corrente de carga (I_{Carga}) que, após multiplicação pela tensão nominal da bateria, resulta na potência final do controlador.

- Funções de pertinência

Um subconjunto, por exemplo S_i ($S_i = (NG, NM, NP, Z, PP, PM, PG)$), de um universo E , de uma colecção de $e(k)$ valores genericamente denominados por e , é caracterizado por uma função de pertinência $\mu_{S_i} : E \rightarrow [0, 1]$ que associa cada elemento e do universo E a um número $\mu_{S_i}(e)$ no intervalo $[0, 1]$, que representa o grau de pertinência de e a E .

Neste trabalho foram adoptadas as seguintes funções de pertinência às variáveis escolhidas:

- $\mu_{S_i} \in \{-1; -0.5; -0.25\} = NG$
- $\mu_{S_i} \in \{-0.5; -0.15; 0\} = NP$
- $\mu_{S_i} \in \{-0.15; 0; 0.15\} = Z$
- $\mu_{S_i} \in \{0; 0.15; 0.5\} = PP$
- $\mu_{S_i} \in \{0.25; 0.5; 1\} = PG$

Ilustram-se, na figura seguinte, as funções de pertinência no universo de discurso abordado.

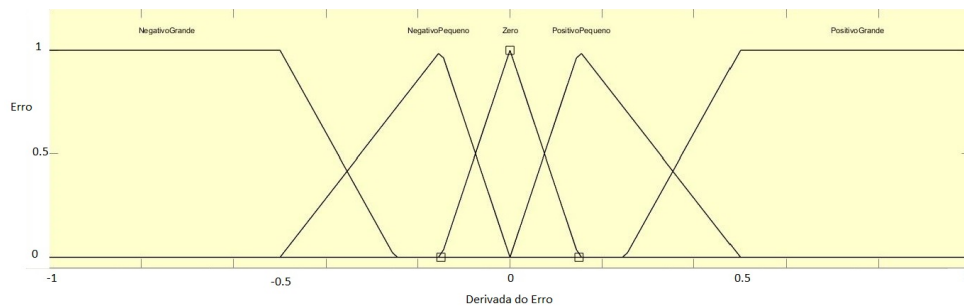


Figura 4.3: Funções de pertinência no universo de discurso abordado

- Regras de controlo

Para definir as regras de controlo a utilizar recorre-se, tal como anteriormente mencionado, a linguagem genérica do tipo "se-então". Apresenta-se, na tabela abaixo, as regras utilizadas.

		Derivada Erro V_{BAT} [%]				
		NG	NP	Z	PP	PG
Erro V_{BAT} [%]	NG	NG	NG	NG	NP	Z
	NP	NG	NG	NP	Z	PP
	Z	NG	NP	Z	PP	PG
	PP	NP	Z	PP	PG	PG
	PG	Z	PP	PG	PG	PG

Tabela 4.2: Regras Controlador Fuzzy

Na seguinte figura apresenta-se uma representação tridimensional da abordagem adoptada.

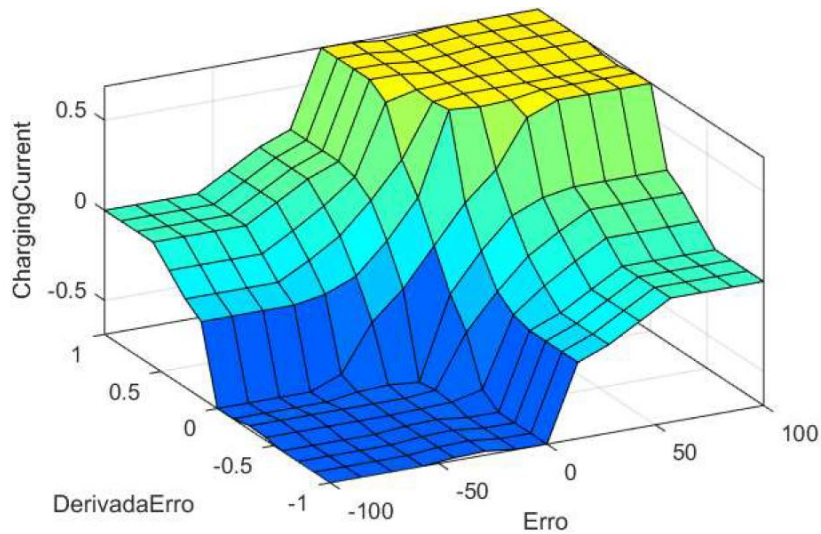


Figura 4.4: Funções de pertinência no universo de discurso abordado

Definido o universo de discurso, funções de pertinência e regras do controlador, a saída deste último baseia-se em adicionar um incremento/decremento de valor de corrente tal que seja concordante com a evolução do processo de carga/descarga pretendido.

Esse valor de corrente será posteriormente integrado e multiplicado pela tensão da bateria, resultando assim na grandeza de potência desejada.

Esta descrição é ilustrada no diagrama de blocos da figura B.7 em anexo.

Simulando o sistema com base neste tipo de controlo, obtêm-se os seguintes resultados:

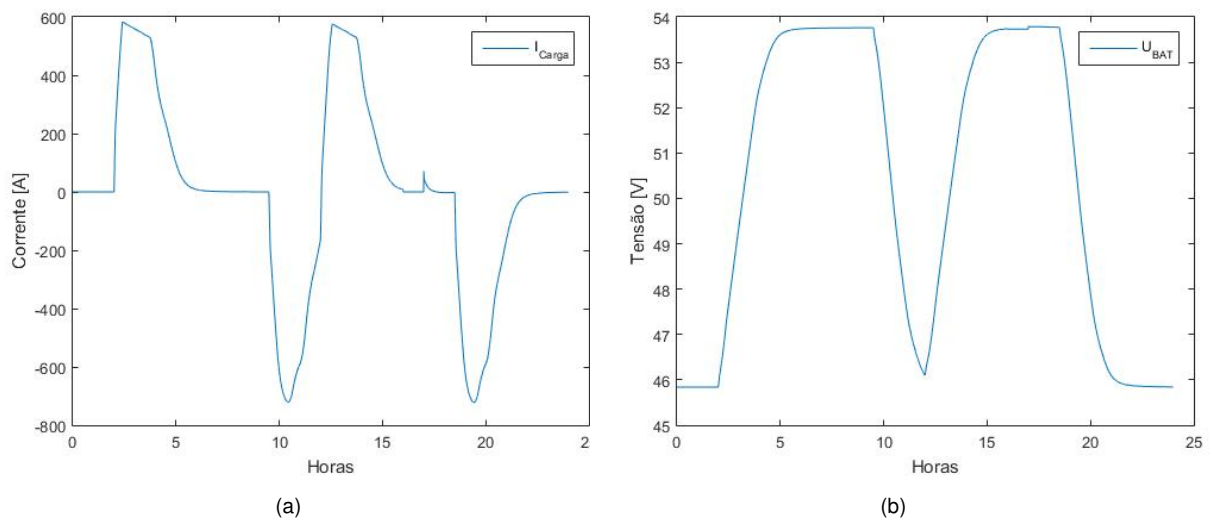


Figura 4.5: Controlo *Fuzzy* - Dia de **inverno** na Instalação 1: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria

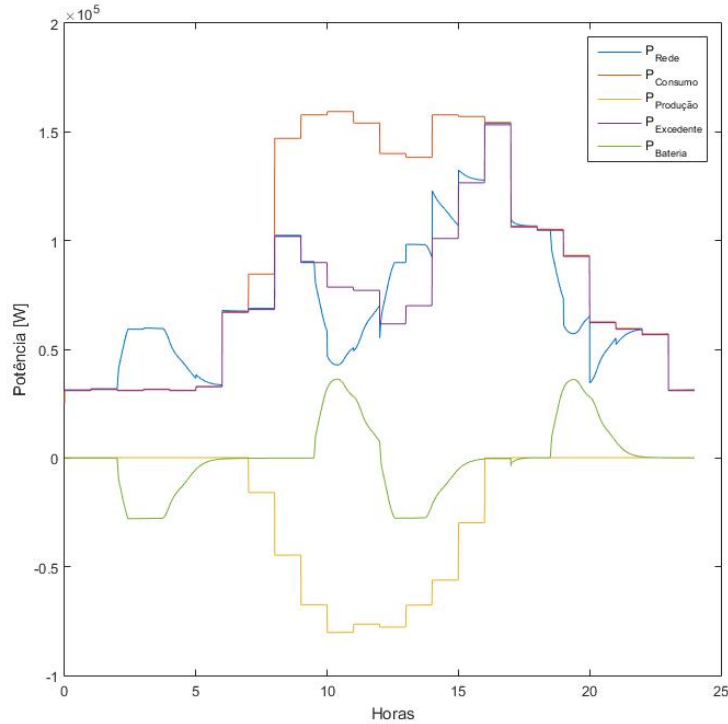


Figura 4.6: Controlo *Fuzzy* - Dia de **inverno** na Instalação 1: Evolução de Potências do sistema

Observa-se, pelas figuras acima, que este tipo de abordagem, cumpre muitos daqueles que eram os objectivos pretendidos.

Contudo, visto tratar-se de uma solução realizada com bases qualitativas, efectua como que um balanço entre as variáveis e os seus *outputs* e não actua rapidamente. Pela Análise Económica realizada, estamos perante uma área de negócio com rendimentos, por agora, escassos e o tempo que este controlador demora para efectuar as acções pretendidas pode ter um impacto considerável na questão económica.

Por este motivo estuda-se, em seguida, uma solução *crispy* do mesmo problema na medida em que a limitação dos períodos horários também o é (definidos pelo regulador e não passíveis de alteração) e, a partir desse facto, é importante que o controlador reaja rapidamente, por um lado, à mudança de hora e, por outro, ao crescimento abrupto de potência que pode surgir na instalação influenciando o valor de potência contratada pelo consumidor e que poderia afectar 12 meses seguintes nesse aspecto.

4.5.2.2 Controlo Não Linear

Supondo, para simplificar, que a bateria pode ser representada por uma capacidade constante, tem-se

$$i_{bat} = C \frac{dv_{bat}}{dt} \quad (4.14)$$

Multiplicando, à esquerda e à direita pela tensão da bateria v_{bat} , obtém-se a relação de potências

$$v_{bat} C \frac{dv_{bat}}{dt} = v_{bat} i_{bat} = P_{AC} \approx P_{DC} = V_{bat} I_{bat} \quad (4.15)$$

$$\frac{C}{2} \frac{dv_{bat}^2}{dt} = V_{bat} I_{bat} \quad (4.16)$$

Seja o quadrado do erro presente no controlo de tensão dado por,

$$e_{v_{bat}}^2 = V_{ref}^2 - V_{bat}^2 \quad (4.17)$$

Recorrendo ao Princípio de Estabilidade de Lyapunov, sabendo que a função candidata de Lyapunov tem que ser contínua, decrescente e definida positiva, define-se

$$\frac{e_{v_{bat}}^2}{2} > 0 \quad (4.18)$$

Para garantir estabilidade, tem-se que

$$e_{v_{bat}}^2 \frac{de_{v_{bat}}^2}{dt} < 0 \quad (4.19)$$

Ou seja,

$$\frac{de_{v_{bat}}^2}{dt} < -K e_{v_{bat}}^2, K > 0 \quad (4.20)$$

Substituindo $e_{v_{bat}}^2$ pela igualdade de (5.17)

$$\frac{dv_{ref}^2}{dt} - \frac{dv_{bat}^2}{dt} = -K e_{v_{bat}}^2 \quad (4.21)$$

Recorrendo à expressão em (5.16) e com $\frac{dv_{ref}^2}{dt} = 0$, tem-se que

$$-\frac{2}{C} V_{bat} I_{bat} = -K e_{v_{bat}}^2 \quad (4.22)$$

Logo, obtém-se a expressão para a corrente da bateria

$$I_{bat} = \frac{C}{2} K \frac{e_{v_{bat}}^2}{v_{bat}} = \frac{C}{2} K \frac{V_{ref}^2 - V_{bat}^2}{V_{bat}} \quad (4.23)$$

Traduzindo em termos de potência do lado alternado P_{AC} , tem-se

$$P_{AC} = \frac{C}{2} K e_{v_{bat}}^2 \quad (4.24)$$

Tendo em conta as limitações apresentadas na *datasheet* do modelo de bateria escolhido, as tarefas de carga e descarga não devem ultrapassar os 0.5C, o que implica que a corrente da bateria não deve ultrapassar, em valor absoluto, metade do seu valor máximo, isto é, aproximadamente 539.06A.

Assim, assumindo o cenário em que a bateria se apresenta um estado de carga de 20% e pretende-se carregar totalmente, isto é, até aos 80%, obtém-se o valor de K manipulando a expressão (5.23)

$$K = \frac{2I_{bat}}{C \frac{V_{ref}^2 - V_{bat}^2}{V_{bat}}} \quad (4.25)$$

Substituindo pelos valores obtidos anteriormente, tem-se que

$$K = \frac{2I_{bat}}{C \frac{V_{ref}^2 - V_{bat}^2}{V_{bat}}} \quad (4.26)$$

Seguindo os dados técnicos da bateria, obtém-se os valores da tensão da bateria para estados de carga de 20% e 80% da seguinte forma:

$$V_{ref}[V] = V_{bat_{min}}[V] + \frac{V_{ref}[\%]}{100} \cdot \Delta V \quad (4.27)$$

$$V_{ref}[V] = 43.2 + \frac{20}{100} \cdot (56.4 - 43.2) \approx 45.84V \quad (4.28)$$

$$V_{ref}[V] = 43.2 + \frac{80}{100} \cdot (56.4 - 43.2) \approx 53.76V \quad (4.29)$$

$$K = \frac{2 \cdot 539.06}{163.35 \frac{53.76^2 - 45.84^2}{45.84}} \approx 17.58 \quad (4.30)$$

Contudo, no modelo de simulação, a potência à saída do controlador limitada, em valor absoluto, por

$$P_{ACConversor} = \frac{I_{bat}}{2} V_n = 539.06 \cdot 51.2 = 27.6kW \quad (4.31)$$

Deste modo, o valor de K apenas terá impacto enquanto o valor de potência não for superior aos 27.6kW.

Apresenta-se, de seguida, um esquema ilustrativo desta descrição matemática:

Explenadas as fases do modelos, apresentam-se então os resultados para duas situações distintas: um dia completo de inverno e outro de verão. A escolha passou por, de forma simples, ser possível observar as diferentes situações relativas a consumo, produção, pico de potência e armazenamento.

Assim, para a instalação 1, tem-se que

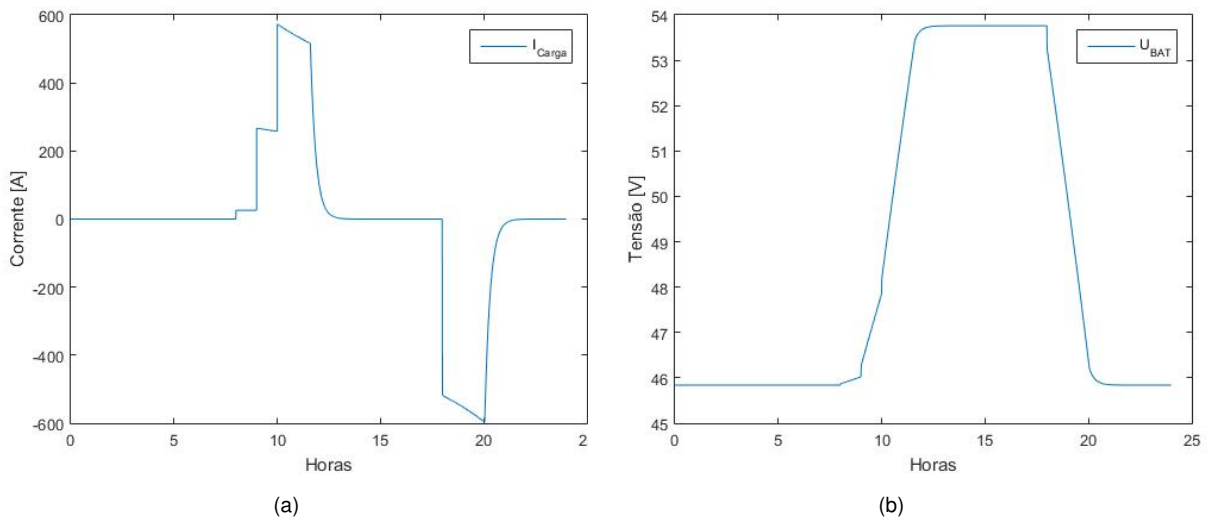


Figura 4.7: Controlo Não Linear - Dia de **verão** na Instalação 1: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria

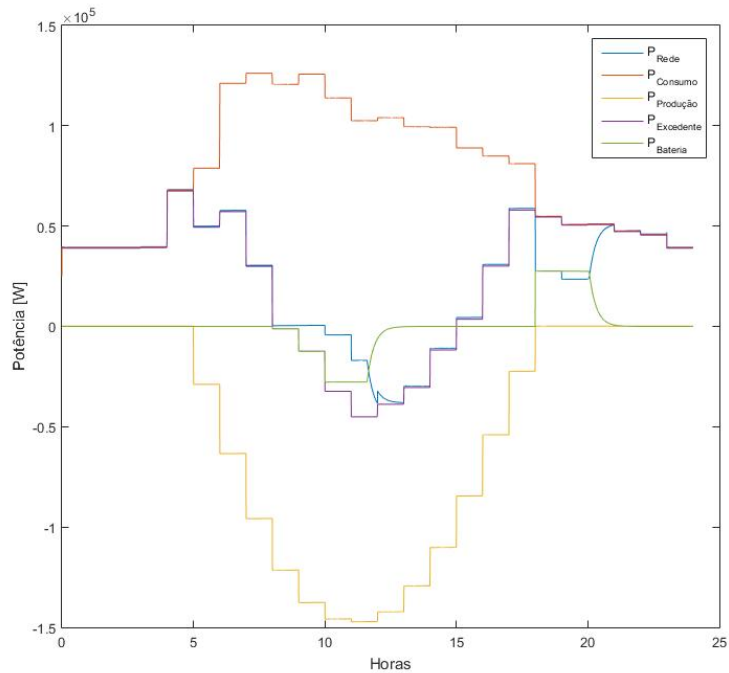
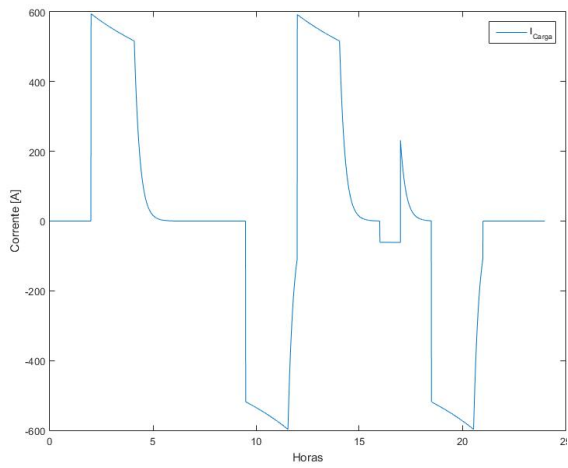


Figura 4.8: Controlo Não Linear - Dia de **verão** na Instalação 1: Evolução de potências do sistema

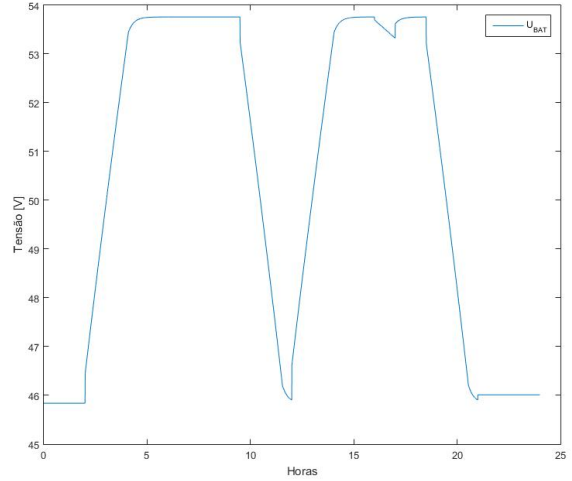
Descrevendo sequencialmente o processo, observa-se que no início do dia (entre as 02:00 e as 06:00), no período de tarifário de Super Vazio, a bateria não carrega. Isto deve-se ao facto do algoritmo analisar o período de Ponta seguinte (no caso de um dia de verão resume-se ao horário entre as 09:15 e as 12:15) e constatar que, devido à produção ser superior ao consumo, ou seja, existir excedente de produção, não será necessário compensar qualquer défice energético nesse período. Assim sendo, tal como previsto, a bateria não recebe ordem de carregamento em Super Vazio, carregando apenas ao nível de potência de excedente no período de Ponta.

Posto isso, e como num dia de verão neste período tarifário não existe um segundo período de Ponta, a bateria inicia o processo de descarga ao final do dia (mais especificamente às 18:00), no período tarifário de Cheia, visto neste dia em particular não haver necessidade de compensar qualquer pico de potência que poderia influenciar o valor de potência contratada.

De seguida, analisa-se um dia de inverno para a mesma Instalação 1.



(a)



(b)

Figura 4.9: Dia de **inverno** na Instalação 1: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria

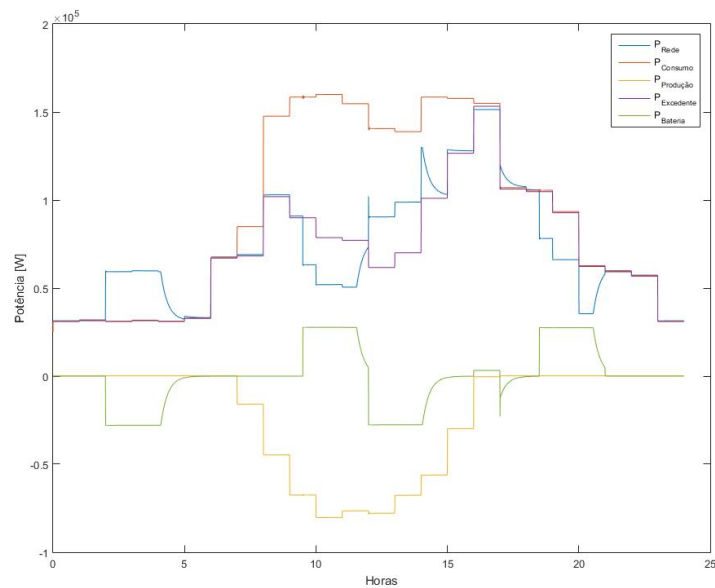


Figura 4.10: Dia de **inverno** na Instalação 1: Evolução de potências do sistema

Para o dia de inverno as acções são, em parte, distintas.

Como não está previsto qualquer excedente de produção, a bateria recebe então ordem de carregamento no período de Super Vazio (02:00 às 06:00).

De seguida, no primeiro período de Ponta (09:30 às 12:30), receberá ordem de descarga total na medida é que é necessária toda a sua energia para suprimir o consumo da instalação. Ainda assim, é possível observar pela potência requerida à rede que não é suficiente para suprimir todo o consumo.

Terminado o período de Ponta, segue-se um período de Cheia (12:30 às 18:30) onde a bateria recebe ordem de carregamento tendo em vista o período de Ponta que se avizinha. Contudo, e também por isso foi escolhido um dia com esta nuance para que fosse possível observá-lo, ocorre às 17:00 o caso em que a potência requisitada à rede é superior a 155kW (valor anteriormente definido como limite de potência a atingir nesta instalação). Assim, detectando-o, a bateria recebe ordem de descarga de modo a compensar este parcial não permitindo que a potência requisitada à rede ultrapasse o valor desejado, de modo a não comprometer, com efeitos em 12 meses, a potência contratada da instalação.

Por fim, no segundo e último período de Ponta, a bateria recebe ordem de descarregamento e mantém o seu estado de carga a 20% até ao período de Super Vazio do dia seguinte, terminado assim o ciclo diário de funcionamento.

Por fim, é possível efectuar uma comparação das rampas de carga do banco de baterias a nível gráfico. Denota-se uma diferença considerável à reacção do período tarifário (neste caso de exemplo, reacção ao período de Super Vazio e conseqüente carga do banco de baterias via RESP), sendo mais rápida a resposta do controlador não linear.

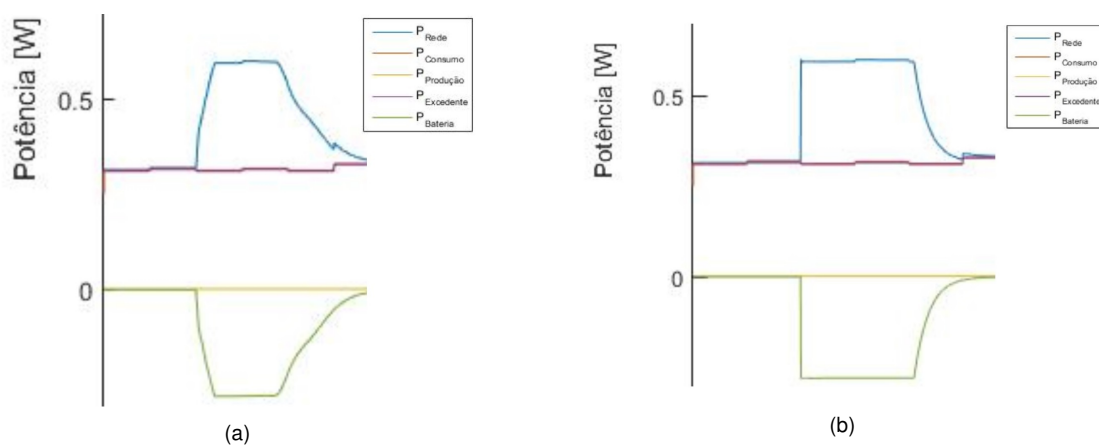


Figura 4.11: Zoom da actuação dos controladores desenvolvidos: (a) *Fuzzy*; (b) Não linear

Para a Instalação 2, num dia de **verão**, obtêm-se os seguintes resultados:

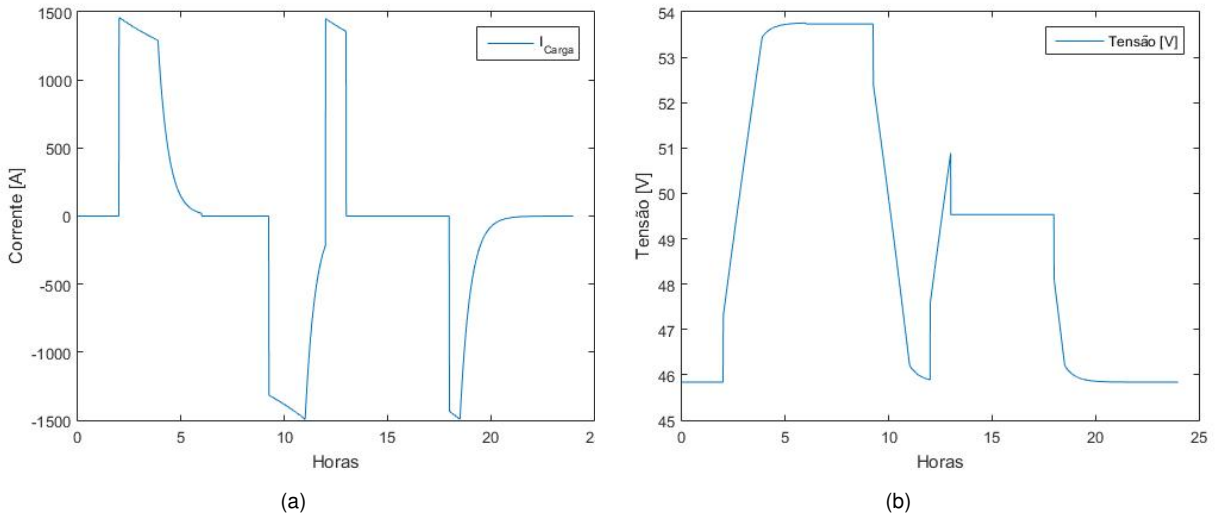


Figura 4.12: Dia de **verão** na Instalação 2: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria

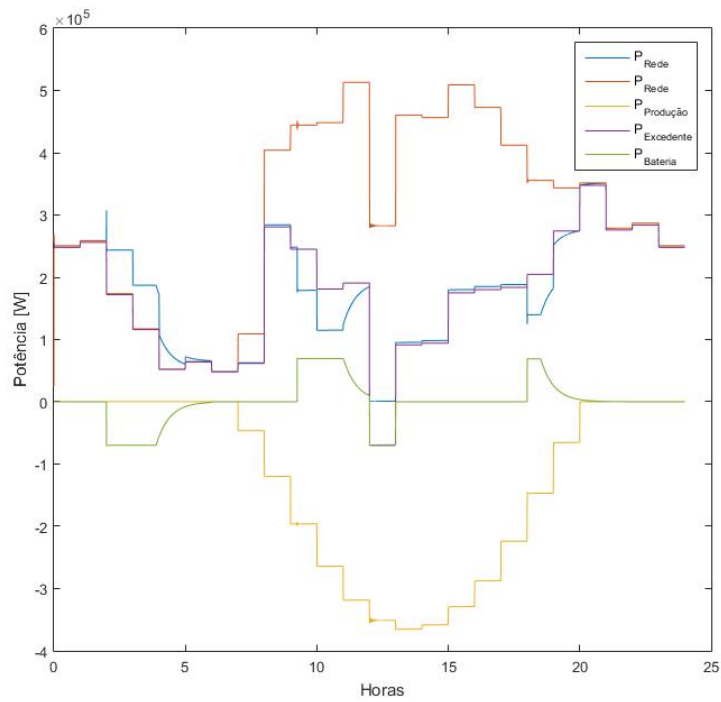


Figura 4.13: Dia de **verão** na Instalação 2: Evolução de potências do sistema

Descrevendo sequencialmente o processo aplicado para um dia de verão na Instalação 2 verifica-se que: como não existe excedente de produção previsto para suplantiar o período de Ponta completo, o banco de baterias recebe ordem de carregamento no período de Super Vazio (02:00 às 06:00), atingindo então os 80% de estado de carga correspondentes aos 53.76V de tensão na bateria.

Posto isso, no período de Ponta, existe a necessidade de suprimir o consumo da Instalação e, assim sendo, a bateria actua nesse sentido, descarregando à potência máxima permitida neste caso. Verifica-se o caso em que ocorre um período de queda abrupta de consumo (provavelmente ligada com o horário de refeição dos funcionários) e esse facto faz com que ocorra um excedente de produção nesse mesmo período. Assim sendo, a bateria recebe ordem de carregamento no valor de excedente existente que abrange o início do período de Cheia.

Este último dura o resto do dia (12:15 às 00:00) e, portanto, o banco de baterias, atingindo as 18:00 (horário definido no controlador), não havendo qualquer pico de potência para compensar e tendo energia armazenada, descarrega essa mesma energia economizando o diferencial de custo entre, neste caso, a energia armazenada pelo excedente de produção e a tarifa em período de Cheia.

Para a Instalação 2, num dia de **inverno**, obtêm-se os seguintes resultados:

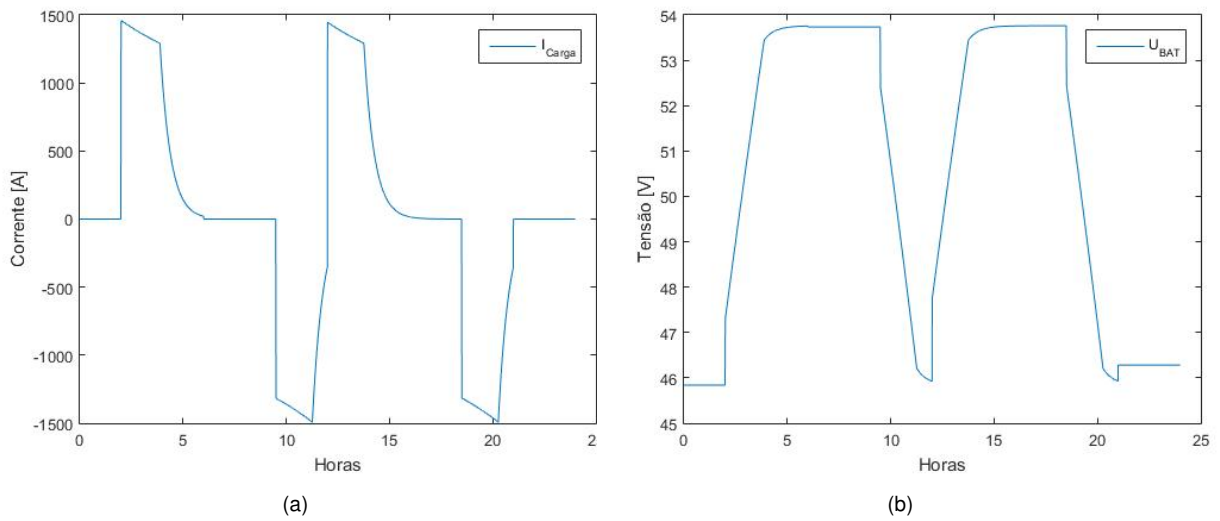


Figura 4.14: Dia de **inverno** na Instalação 2: (a) Evolução da corrente de carga; (b) Evolução da tensão da bateria

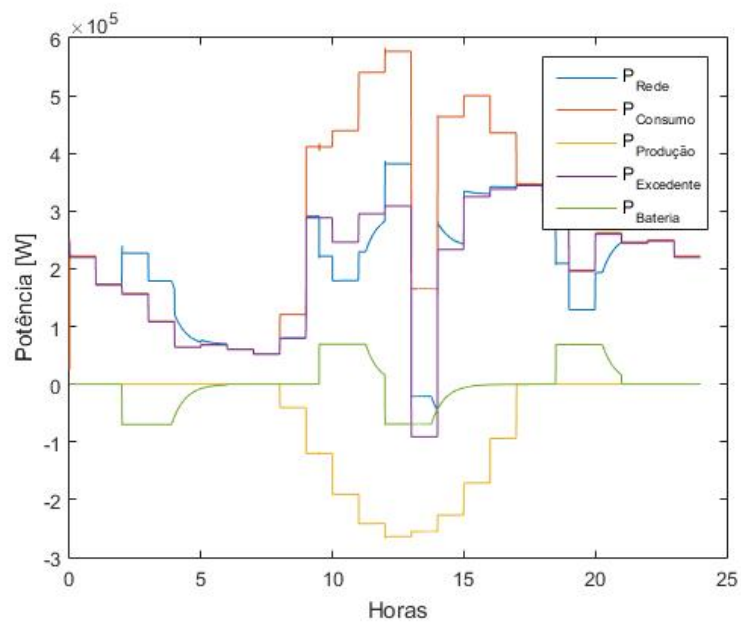


Figura 4.15: Dia de **inverno** na Instalação 2: Evolução de potências do sistema

Para um dia de inverno na Instalação 2, nota-se um carregamento inicial do banco de baterias no período de Super Vazio (02:00 às 06:00), dado não se prever excedente de produção no primeiro período de Ponta (09:30 às 12:00). Chegado esse horário, a bateria descarrega para suplantiar o consumo energético. Neste dia verifica-se a queda abrupta de consumo, semelhante ao dia de verão, mas desfasado de uma hora, o que implica já não incidir no período de Ponta, mas sim no de Cheia. Dado o excedente de produção nesse horário, a bateria recebe ordem de carregamento à sua potência máxima (ligeiramente inferior à de excedente, o que implica venda à RESP da parte que não é aproveitada para carregamento), que coincide com a ordem de carregamento pelo facto de se encontrar no período de Cheia previsto. A prioridade de carregamento provém do excedente, na medida em que o custo é inferior à tarifa do período de Cheia. Quando termina o excedente de produção, recorre então à RESP para o processo de carregamento.

Por fim, a bateria recebe ordem de descarga no segundo período de Ponta do dia (18:30 às 21:00) de modo a suprimir o máximo de consumo existente possível.

Capítulo 5

Análise Energética e Económica

Após a descrição da metodologia implementada, apresentam-se neste capítulo os principais resultados energéticos e económicos da sua aplicação, através do algoritmo desenvolvido em VBA, para as duas instalações em análise.

5.1 Análise Energética

Nesta secção é efectuada uma análise energética baseada na central fotovoltaica dimensionada para cada um dos consumidores analisados em dois cenários distintos: o primeiro considerando apenas a central em si e o segundo com a complementaridade do sistema de armazenamento.

São efectuadas duas avaliações para a distribuição de energia: a nível de período tarifário e a nível mensal, obtendo os mesmos valores totais de energia.

As variáveis analisadas são, então:

1. **Consumo Total:** Energia total que a instalação em análise consome para o seu normal funcionamento durante o ano de 2017 completo;
2. **Produção Total PV:** Energia total produzida pela central fotovoltaica;
3. **Autoconsumo:** Energia que é efectivamente autoconsumida, daquela que é produzida pela central fotovoltaica;
4. **Excedente:** Energia correspondente ao excedente de produção que é, posteriormente, vendida à RESP;
5. **ESS:** Energia total utilizada pelo ESS para suprimir o consumo energético;
6. **Consumo Não Evitado:** Energia total que, após autoconsumo e energia injectada pelo ESS, não é possível ser suprimida e será comprada à RESP.

Avalia-se ainda, a nível gráfico, a distribuição percentual de energia das fontes de carregamento do ESS e, por outro lado, a distribuição dessa mesma energia pelos vários períodos onde é aplicada.

Estes indicadores, calculados doravante, referem-se exclusivamente o ano civil em estudo, ou seja, 2017.

5.1.1 Instalação 1

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Ponta	121 480	69 571	65 581	3 990	55 898
Cheia	370 201	160 826	142 858	17 968	227 343
Vazio	130 613	63 292	35 768,51	27 524	94 844
Super Vazio	76 275	5	5	0	76 270
TOTAL	698 569	293 695	244 213	49 482	454 356

Tabela 5.1: Análise Energética por período da Instalação 1 - Sistema PV

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Autoconsumo [kWh]	ESS [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Ponta	121 480	69 572	65 582	10 324	2 633	45 574
Cheia	373 406	160 826	142 858	3 944	16 242	226 604
Vazio	130 613	63 292	35 769	0	25 339	94 844
Super Vazio	82 113	5	5	0	0	82 108
TOTAL	707 612	293 695	244 213	14 268	44 213	449 131

Tabela 5.2: Análise Energética por período da Instalação 1 - Sistema PV+ESS

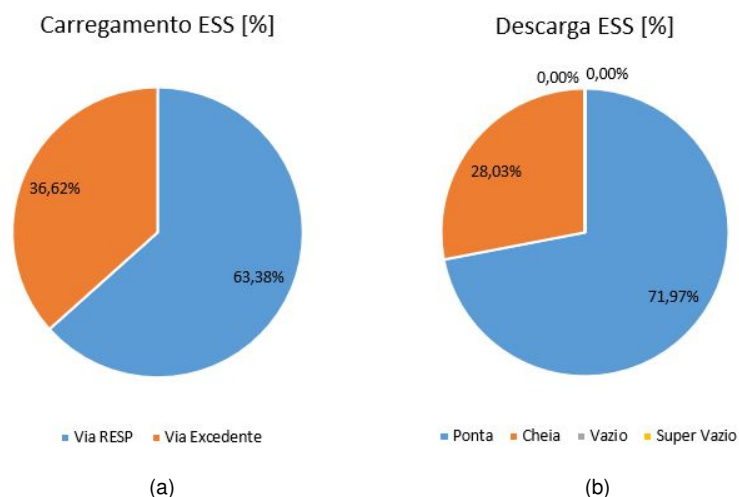


Figura 5.1: Distribuição da energia dos processos de carga e descarga do ESS para a Instalação 1: (a) Fonte de carregamento; (b) Período de descarga

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Janeiro	53 150	13 745	123 77	1 368	40 773
Fevereiro	55 419	16 069	14 240	1 828	41 179
Março	71 503	23 427	21 587	1 838	49 915
Abril	64 582	29 035	24 399	4 636	40 183
Maio	70 419	34 133	29 862	4 269	40 556
Junho	59 561	35 145	28 777	6 367	30 783
Julho	47 118	37 623	27 365	10 259	19 751
Agosto	47 307	32 998	24 699	8 298	22 608
Setembro	46 728	27 086	20 911	6 176	25 818
Outubro	63 456	18 756	16 490	2 264	46 966
Novembro	62 899	14 318	13 050	1 267	49 849
Dezembro	56 429	11 367	10 455	913	45 975
TOTAL	698 569	293 695	244 213	49 482	454 356

Tabela 5.3: Análise Energética por Mês da Instalação 1 - Sistema PV

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Produção Autoconsumida [kWh]	ESS [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Janeiro	54 513	13 745	12 377	1 590	1 130	40 546
Fevereiro	56 645	16 068	14 240	1 509	1 544	40 896
Março	72 662	23 426	21 587	1 426	1 572	49 649
Abril	65 059	29 036	24 399	920	4 193	39 740
Maio	70 907	34 132	29 862	965	3 793	40 080
Junho	60 063	35 144	28 777	1 089	5 780	30 196
Julho	47 271	37 623	27 365	981	9 433	18 925
Agosto	47 631	32 997	24 699	1 152	7 470	21 780
Setembro	47 063	27 086	20 911	1 081	5 395	25 071
Outubro	64 152	18 755	16 490	973	2 020	46 688
Novembro	64 119	14 317	13 050	1 348	1 139	49 721
Dezembro	57 528	11 367	10 455	1 235	744	45 839
TOTAL	707 612	293 695	244 213	14 268	44 213	449 131

Tabela 5.4: Análise Energética por Mês da Instalação 1 - Sistema PV+ESS

Nesta dissertação não é alterado o dimensionamento da central fotovoltaica pois pretende-se estudar o impacto que teria a instalação do ESS numa instalação industrial que, à partida, possa já ter uma central fotovoltaica instalada.

Contudo, terá enorme relevo um futuro estudo de dimensionamento da central fotovoltaica em sinergia completa com o ESS desde o início do seu desenvolvimento e analisar questões de sobre ou subdimensionamento, por exemplo, da central em si e analisar o seu impacto em conjunto com o ESS.

Analisando então os resultados apresentados nas tabelas e gráficos anteriores, referentes à Instalação 1:

1. **Consumo Total:** Na solução com ESS, a energia de consumo total é superior devido à energia requisitada à RESP em períodos de Cheia e Super Vazio para o carregamento do ESS. Em valores totais, é possível denotar uma diferença significativa que é de aproximadamente 9.04MWh/ano;
2. **Produção Total PV:** Nesta variável não há qualquer alteração devido ao facto do dimensionamento da central não ser afectado.
3. **Autoconsumo:** Pelo mesmo motivo do ponto anterior, também aqui não existe qualquer alteração;
4. **Excedente:** Em valores absolutos de energia, a solução com ESS apresenta um valor menor de excedente de produção na medida em que parte dele é absorvido para carregamento do ESS, que representa valores totais próximos de 5.27MWh/ano.
Face ao valor de excedente gerado na solução que apenas contempla a central fotovoltaica, é possível observar um aproveitamento de cerca de 10.65% dessa mesma energia para o carregamento do ESS.
5. **Consumo Não Evitado:** No período de Ponta o Consumo Não Evitado é, como pretendido, inferior na solução com ESS dada a descarga do mesmo neste período. No período de Cheia a diferença é menor pois, apesar de por vezes ser alvo de descarga, é também período de carregamento nos dias de Inverno aquando da antecipação do segundo período de Ponta de cada dia. No cômputo total, note-se um decréscimo de aproximadamente 5.22MWh/ano.
6. **ESS:** Neste segmento os objectivos são claros: descarga do ESS nos períodos tarifários mais dispendiosos (Ponta e Cheia).
Nos valores de energia utilizada pelo ESS estão ainda contempladas as acções de descarga aquando do ultrapassar o limite máximo de potência definido (para a Instalação 1, 155kW).
Observa-se, a nível total e anual, uma utilização próxima de 14.27MWh/ano, o que corresponde a cerca de 2.02% do consumo total da Instalação 1.

5.1.2 Instalação 2

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Ponta	343 870	132 170	116 427	15 743	227 444
Cheia	972 794	435 421	338 877	96 544	633 917
Vazio	399 764	155 386	101 521	53 865	298 243
Super Vazio	141 073	0	0	0	141 073
TOTAL	1 857 501	722 976	556 824	166 152	1 300 677

Tabela 5.5: Análise Energética por Período da Instalação 2 - Sistema PV

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Autoconsumo [kWh]	ESS [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Ponta	343 870	132 170	116 427	26 088	14 362	201 355
Cheia	978 682	435 421	338 877	12 722	85 441	627 083
Vazio	399 764	155 386	101 521	0	50 142	298 243
Super Vazio	158 083	0	0	0	0	158 083
TOTAL	1 880 398	722 976	556 824	38 810	149 945	1 284 764

Tabela 5.6: Análise Energética por Período da Instalação 2 - Sistema PV+ESS

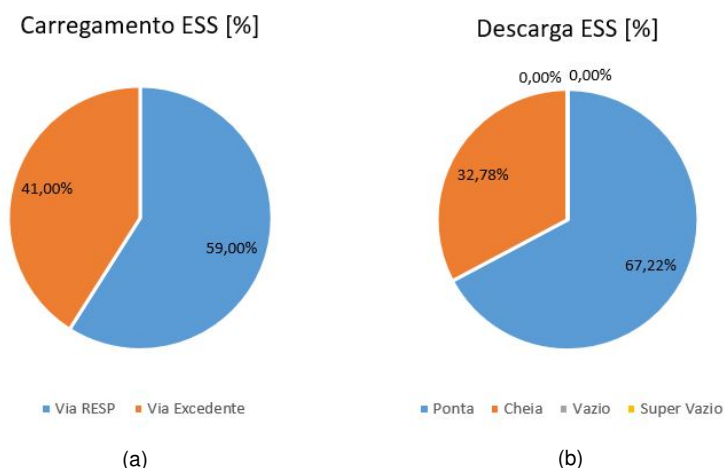


Figura 5.2: Distribuição da energia dos processos de carga e descarga do ESS para a Instalação 2: (a) Fonte de carregamento; (b) Período de descarga

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Janeiro	176 120	34 418	30 539	3 879	145 581
Fevereiro	150 420	41 451	32 312	9 138	118 107
Março	163 929	58 208	44 432	13 776	119 497
Abril	135 628	71 275	52 236	19 038	83 392
Maio	159 548	85 504	63 228	22 275	96 320
Junho	153 100	85 273	63 534	21 740	89 566
Julho	157 344	91 490	69 725	21 765	87 619
Agosto	139 324	79 912	58 913	20 999	80 411
Setembro	166 888	66 011	53 113	12 898	113 775
Outubro	178 840	45 104	38 789	6 315	140 051
Novembro	181 128	37 227	32 542	4 684	148 586
Dezembro	95 232	27 103	17 459	9 644	77 773
TOTAL	1 857 501	722 976	556 824	166 152	1 300 677

Tabela 5.7: Análise Energética por Mês da Instalação 2 - Sistema PV

Período	Consumo Total [kWh]	Produção Total PV [kWh]	Produção Autoconsumida [kWh]	ESS [kWh]	Excedente [kWh]	Consumo Não Evitado [kWh]
Janeiro	179 226	34 418	30 539	3 723	3 235	144 965
Fevereiro	153 184	41 451	32 313	3 478	8 425	117 394
Março	166 493	58 208	44 432	3 498	12 842	118 564
Abril	136 845	71 275	52 236	2 875	17 323	81 733
Mai	160 707	85 504	63 228	3 199	20 235	94 280
Junho	154 278	85 273	63 534	3 2611	19 649	87 484
Julho	158 635	91 490	69 725	3 304	19 634	85 606
Agosto	140 491	79 912	58 913	3 259	18 907	78 319
Setembro	168 213	66 011	53 113	2 905	11 235	112 194
Outubro	180 535	45 104	38 789	2 477	5 616	139 269
Novembro	184 406	37 227	32 542	3 809	4 153	148 054
Dezembro	97 385	27 103	17 459	3 023	8 691	76 903
TOTAL	1 880 398	722 976	556 824	38 810	149 945	1 284 764

Tabela 5.8: Análise Energética por Mês da Instalação 2 - Sistema PV+ESS

Analisando os resultados obtidos para a Instalação 2, tem-se que:

1. **Consumo Total:** No seguimento do observado para a Instalação 1, também neste caso o Consumo Total é superior na solução com ESS. Nota-se um acréscimo de, aproximadamente, 22.89MWh/ano;
2. **Produção Total PV:** Nesta variável não há qualquer alteração devido ao facto do dimensionamento da central não ser afectado;
3. **Autoconsumo:** Pelo mesmo motivo do ponto anterior, também aqui não existe qualquer alteração;
4. **Excedente:** Também neste caso, parte do excedente é utilizado para carregamento do ESS. Corresponde a 16.21MWh/ano, ou seja, cerca de 9.75% da energia total de excedente gerado na solução que engloba apenas a central fotovoltaica é aproveitado para o carregamento do ESS; A Instalação 2, e daí o motivo da sua escolha para aplicação nesta dissertação, está englobada num projecto cujo investimento para a implementação da central solar fotovoltaica foi obtido através de fundos europeus e, como consequência, apresenta a limitação de não poder vender à RESP o excedente de produção. Essa análise será aprofundada na secção da Análise Económica ficando, por aqui, uma análise meramente energética e o seu aproveitamento para o ESS, que é a grande mais-valia desta solução em comparação com o caso anterior;
5. **Consumo Não Evitado:** No período de Ponta o Consumo Não Evitado é, como pretendido, inferior na solução com ESS dada a descarga do mesmo neste período. No período de Cheia a diferença é menor pois, apesar de por vezes ser alvo de descarga, é também período de carregamento nos dias de Inverno aquando da antecipação do segundo período de Ponta de cada dia;
6. **ESS:** Observa-se, a nível total e anual, uma utilização próxima de 38.81MWh/ano, o que corresponde a cerca de 2.06% do consumo total da Instalação 2.

5.2 Análise Económica

Para a análise da viabilidade económica do sistema de autoconsumo com agregação de um sistema de armazenamento de energia elétrica, são também necessários considerar vários indicadores que são, de seguida, descritos.

5.2.1 Investimento

O investimento inicial é, sem dúvida, um dos mais importantes factores para analisar a viabilidade económica do projecto.

Assim, são apresentados na tabela abaixo os vários custos associados às várias necessidades do projecto de armazenamento de energia, sendo elas:

1. **Baterias** - Tendo sido a opção de armazenamento escolhida, são necessárias tantas quanto o modelo de dimensionamento decidir. O preço unitário de cada modelo utilizado nesta dissertação aproxima-se de 5250€/13.8kWh. Assim, o valor de investimento inicial será múltiplo desta base;
2. **Inversor** - É necessário um conversor híbrido que converta grandezas AC em DC, e vice-versa, de modo a carregar ou descarregar a bateria. Considera-se um conversor por cada módulo de bateria (ou seja, 4 para o caso da Instalação 1 e 10 para a Instalação 2), com o valor unitário de 2000€;
3. **Instalação** - O valor de instalação não está contemplado no valor dos elementos anteriores e, por esse motivo, é necessário considerá-lo, aplicando-se um valor de 5% do valor de investimento das baterias;
4. **Operação e Manutenção** - Durante o prazo de 10 anos que é considerado, serão necessárias intervenções no sistema que envolvem, naturalmente, custos. É considerado um valor de 10% do valor de OM total da central fotovoltaica, que não é contabilizado nos custos de investimento inicial.

Todos os preços foram fornecidos pela Profit Energy através dos seus parceiros, pelo que estes estão em constante alteração.

5.2.1.1 Instalação 1

	Custo [€]
Baterias	21 000
Inversor	8 000
Controlador	750
Instalação	1 050
TOTAL	30 800

Tabela 5.9: Custos - Instalação 1

Tendo por base a tabela acima, obtém-se o valor de investimento inicial para o sistema pretendido pelo somatório dos custos de cada um dos pontos. Isto é,

$$I[e] = \sum Custos = 30800 e \quad (5.1)$$

De modo a obter um valor monetário por cada Wh instalado,

$$I[e/kWh] = \frac{\sum Custos}{CapacidadeInstalada[kWh]} = \frac{30800}{55,2} \approx 557.97e/kWh \quad (5.2)$$

5.2.1.2 Instalação 2

	Custo [€]
Baterias	52 500
Inversor	20 000
Controlador	750
Instalação	2 625
TOTAL	75 875

Tabela 5.10: Custos - Instalação 2

Tendo por base a tabela acima, obtém-se o valor de investimento inicial para o sistema pretendido pelo somatório dos custos de cada um dos pontos. Isto é,

$$I[e] = \sum Custos = 75875e \quad (5.3)$$

De modo a obter um valor monetário por cada Wh instalado,

$$I[e/kWh] = \frac{\sum Custos}{CapacidadeInstalada[kWh]} = \frac{75875}{138} \approx 549,82e/kWh \quad (5.4)$$

5.2.2 Custos e Tarifas

De modo a calcular com rigor as economias para o consumidor, é necessário considerar o custo de energia por parte do mesmo somado das tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de distribuição em MT resultantes da adição das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), Uso da Rede de Transporte (URT) e Uso da Rede de Distribuição (URD) são, para 2017 e segundo a ERSE, as seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	8,033	0,2641
	Contratada	1,209	0,0397
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0463	
	Horas cheias	0,0401	
	Horas de vazio normal	0,0221	
	Horas de super vazio	0,0212	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0460	
	Horas cheias	0,0398	
	Horas de vazio normal	0,0220	
	Horas de super vazio	0,0214	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0290	
	Recebida	0,0218	

Figura 5.3: Tarifas de Acesso às Redes - 2017

Sendo os períodos temporais os seguintes:

- Período I: 1 Janeiro - 31 Março
- Período II: 1 Abril - 30 Junho
- Período III: 1 Julho - 30 Setembro
- Período IV: 1 Outubro - 31 Dezembro

De modo a realizar uma análise mensal detalhada dos custos reais do consumidor através das tarifas estabelecidas pela ERSE, são necessárias algumas considerações.

Iniciando pela análise mais detalhada da Potência em Horas de Ponta (PHP), tem-se que:

$$PHP [kW] = \frac{Consumo_{Ponta}}{Horas Mensais Ponta} \quad (5.5)$$

$$PHP [e] = PHP [kW] \cdot Dias Mes \cdot 0,2641 [e/kW.dia] \quad (5.6)$$

Posto isto, obtem-se:

$$PHP [e/kWh] = \frac{PHP [e]}{Consumo_{Ponta} [kWh]} \quad (5.7)$$

Relativamente à Potência Contratada, tal como foi mencionado na secção de Metodologia, um dos objectivos é reduzir esse custo para o consumidor.

Para o dimensionamento do sistema de armazenamento efectuado, é possível limitar a Potência Contratada a um valor de 155kW, ao invés dos 185kW que a UPAC, por si só, consegue atingir. De notar que, ao momento de análise do projecto, a Instalação 1 tem uma Potência Contratada de 207kW. A Instalação 2 apresenta uma Potência Contratada de 708kW, a UPAC poderá reduzi-la para 680kW e a adição do sistema de armazenamento poderá reduzi-la para 670kW.

Este parâmetro é então calculado da seguinte forma:

$$Potencia Contratada [e] = Max Potencia Tomada [kW] \cdot Dias Mes \cdot 0,0397 [e/kW.dia] \quad (5.8)$$

O impacto económico destas alterações no valor de Potência Contratada serão detalhados nas próximas tabelas.

Analisando mensalmente cada uma das instalações neste âmbito, tem-se que:

Mês	Consumo em Ponta [kWh]	Nº Horas de Ponta	Nº Dias	PHP [kW]	Máximo de Potência [kW]
Janeiro	12 387	110	31	113	145
Fevereiro	12 537	105	28	119	155
Março	14 325	100	31	143	155
Abril	8 766	63	30	139	140
Maio	10 076	69	31	146	150
Junho	8 815	63	30	140	112
Julho	7 403	66	31	112	84
Agosto	7 994	69	31	116	132
Setembro	7 151	60	30	119	121
Outubro	10 139	75	31	135	155
Novembro	12 070	110	30	110	150
Dezembro	9 819	100	31	98	147

Tabela 5.11: Análise Mensal do Consumo em Ponta - Instalação 1

Mês	Consumo em Ponta [kWh]	Nº Horas de Ponta	Nº Dias	PHP [kW]	Máximo Potência [kW]
Janeiro	37 630	110	31	342	670
Fevereiro	32 452	105	28	309	551
Março	32 154	100	31	322	492
Abril	22 652	63	30	360	461
Mai	26 808	69	31	389	449
Junho	24 896	63	30	395	469
Julho	25 620	66	31	388	371
Agosto	21 344	69	31	309	440
Setembro	28 932	60	30	482	506
Outubro	30 108	75	31	401	535
Novembro	40 572	110	30	367	588
Dezembro	20 702	100	31	207	586

Tabela 5.12: Análise Mensal do Consumo em Ponta - Instalação 2

Um pormenor importante de realçar na análise desta Instalação 2 prende-se com o facto de o máximo de potência para o ano de 2017, após aplicação da metodologia desenvolvida, é de 670kW enquanto o segundo maior valor é de 588kW.

A diferença entre ambas é de 82kW, o que seria algo realmente interessante a suprimir e representa um valor que o banco de baterias simulado seria capaz de suportar. Contudo, após análise do diagrama de carga horário para a Instalação em causa, verifica-se que à hora que é dado este pico de potência, a bateria encontra-se totalmente descarregada e não é realmente possível suprimi-lo.

Com base nesta informação, é então possível desenvolver uma tabela geral que contabilize os custos de energia das instalações em estudo somados das tarifas de acesso às redes definidas pelo regulador e que é, de seguida, apresentada.

Mês	Super Vazio [€/kWh]	Vazio [€/kWh]	Ponta [€/kWh]	PHP [€/kWh]	Ponta+PHP [€/kWh]	Cheia [€/kWh]
Janeiro	0,0597	0,0658	0,0984	0,0744	0,1728	0,0891
Fevereiro	0,0597	0,0658	0,0984	0,0704	0,1723	0,0891
Março	0,0597	0,0658	0,0984	0,0819	0,1764	0,0891
Abril	0,0599	0,0657	0,0981	0,1258	0,2302	0,0888
Mai	0,0599	0,0657	0,0981	0,1187	0,2168	0,0888
Junho	0,0599	0,0657	0,0981	0,1258	0,2181	0,0888
Julho	0,0599	0,0657	0,0981	0,1240	0,2281	0,0888
Agosto	0,0599	0,0657	0,0981	0,1187	0,2167	0,0888
Setembro	0,0599	0,0657	0,0981	0,1321	0,2239	0,0888
Outubro	0,0597	0,0658	0,0984	0,1092	0,2154	0,0891
Novembro	0,0597	0,0658	0,0984	0,0720	0,1704	0,0891
Dezembro	0,0597	0,0658	0,0984	0,0819	0,1764	0,0891

Tabela 5.13: Custos de Energia + Acesso às Redes [€/kWh] - Instalação 1

Mês	Super Vazio [€/kWh]	Vazio [€/kWh]	Ponta [€/kWh]	PHP [€/kWh]	Ponta+PHP [€/kWh]	Cheia [€/kWh]
Janeiro	0,0652 €	0,0719 €	0,1043 €	0,0744 €	0,1788 €	0,0959 €
Fevereiro	0,0652 €	0,0719 €	0,1043 €	0,0704 €	0,1748 €	0,0959 €
Março	0,0652 €	0,0719 €	0,1043 €	0,0819 €	0,1862 €	0,0959 €
Abril	0,0654 €	0,0718 €	0,1040 €	0,1258 €	0,2298 €	0,0956 €
Maio	0,0654 €	0,0718 €	0,1040 €	0,1187 €	0,2227 €	0,0956 €
Junho	0,0654 €	0,0718 €	0,1040 €	0,1258 €	0,2298 €	0,0956 €
Julho	0,0654 €	0,0718 €	0,1040 €	0,1240 €	0,2281 €	0,0956 €
Agosto	0,0654 €	0,0718 €	0,1040 €	0,1187 €	0,2227 €	0,0956 €
Setembro	0,0654 €	0,0718 €	0,1040 €	0,1321 €	0,2361 €	0,0956 €
Outubro	0,0652 €	0,0719 €	0,1043 €	0,1092 €	0,2135 €	0,0959 €
Novembro	0,0652 €	0,0719 €	0,1043 €	0,0720 €	0,1764 €	0,0959 €
Dezembro	0,0652 €	0,0719 €	0,1043 €	0,0819 €	0,1862 €	0,0959 €

Tabela 5.14: Custos de Energia + Acesso às Redes [€/kWh] - Instalação 2

Mediante esta base, é possível chegar aos seguintes resultados para ambas as instalações que representam os custos energéticos das diferentes soluções para ambas as instalações em análise:

Mês	Energia + Acesso Redes [€]			PHP [€]			Potência Contratada [€]			TOTAL [€]		
	Actual	PV	PV + ESS	Actual	PV	PV + ESS	Actual	PV	PV + ESS	Actual	PV	PV + ESS
Janeiro	4 522	3 426	3 378	922	670	562	255	228	191	5 698	4 324	4 131
Fevereiro	4 570	3 310	3 255	883	583	480	230	206	172	5 683	4 098	3 907
Março	4 285	2 385	2 331	1 173	764	667	255	228	191	5 713	3 377	3 188
Abril	4 397	2 272	2 162	1 102	262	182	247	220	185	5 746	2 754	2 529
Maio	4 304	1 676	1 578	1 196	259	189	255	228	191	5 754	2 163	1 957
Junho	4 391	1 872	1 751	1 109	223	154	245	220	185	5 746	2 315	2 089
Julho	4 605	2 195	2 105	918	-13	-36	255	228	191	5 778	2 410	2 260
Agosto	4 566	2 363	2 255	949	115	70	255	228	191	5 769	2 706	2 516
Setembro	4 574	2 716	2 610	944	132	78	247	220	185	5 765	3 069	2 873
Outubro	4 395	2 935	2 887	1 107	511	414	255	228	191	5 757	3 673	3 492
Novembro	4 615	3 479	3 437	869	629	532	247	220	185	5 731	4 328	4 153
Dezembro	4 707	3 815	3 775	804	633	537	255	228	191	5 766	4 676	4 503
TOTAL	53 931	32 445	31 525	11 975	4 769	3 828	2 999	2 681	2 246	68 907	39 895	37 599
TOTAL (%)	78%	81%	84%	17%	12%	10%	4%	7%	6%			

Tabela 5.15: Análise Mensal de Custos - Instalação 1

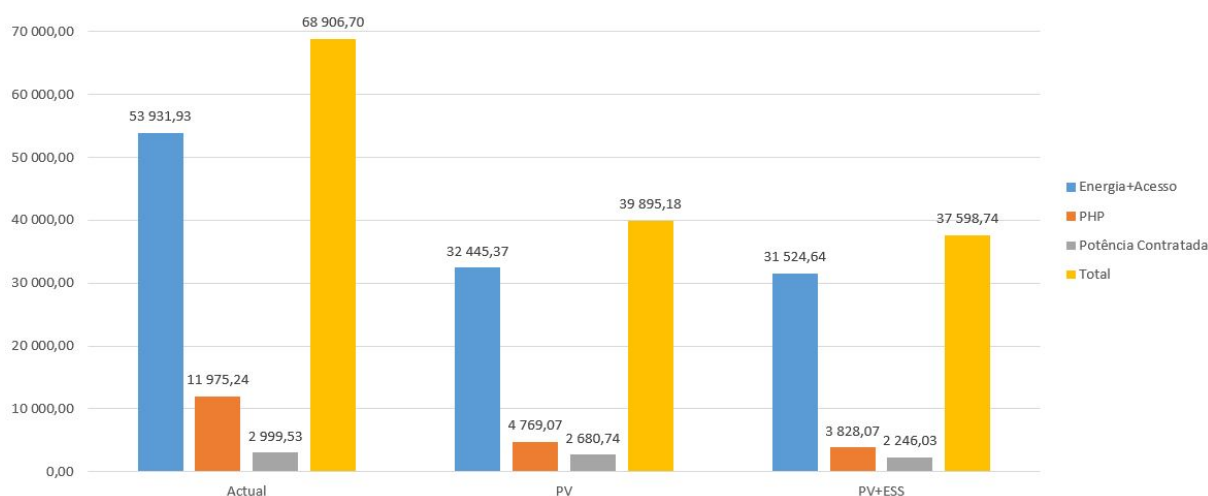


Figura 5.4: Custos Anuais para a Instalação 1 das várias soluções

Mês	Energia + Acesso Redes [€]			PHP [€]			Potência Contratada [€]			TOTAL [€]		
	Actual	PV	PV + ESS	Actual	PV	PV + ESS	Actual	PV	PV + ESS	Actual	PV	PV + ESS
Janeiro	15 768	12 918	12 776	2 801	2 423	2 166	871	847	825	19 440	16 188	15 767
Fevereiro	16 318	13 341	13 194	2 285	1 915	1 694	787	765	745	19 390	16 021	15 634
Março	15 998	11 854	11 685	2 632	1 890	1 667	871	847	825	19 502	14 591	14 177
Abril	15 882	11 042	10 836	2 849	1 445	1 281	843	819	798	19 574	13 307	12 915
Maio	15 560	9 684	9 441	3 181	1 518	1 351	871	847	825	19 613	12 048	11 617
Junho	15 612	9 726	9 480	3 131	1 418	1 249	843	819	798	19 586	11 963	11 526
Julho	15 564	9 174	8 930	3 178	1 427	1 246	871	847	825	19 614	11 447	11 001
Agosto	16 220	10 743	10 495	2 533	1 050	882	871	847	825	19 624	12 640	12 201
Setembro	14 927	9 902	9 696	3 820	2 195	1 976	843	819	798	19 591	12 916	12 471
Outubro	15 447	11 763	11 627	3 287	2 281	2 064	871	847	825	19 605	14 890	14 515
Novembro	15 774	12 701	12 571	2 922	2 418	2 162	843	819	798	19 539	15 939	15 531
Dezembro	17 164	15 533	15 385	1 695	1 441	1 226	871	847	825	19 730	17 822	17 435
TOTAL	190 234	138 380	136 117	34 314	21 421	18 964	10 259	9 969	9 709	234 807	169 770	164 789
TOTAL [%]	81%	81%	83%	15%	13%	12%	4%	6%	5%			

Tabela 5.16: Análise Mensal de Custos - Instalação 2

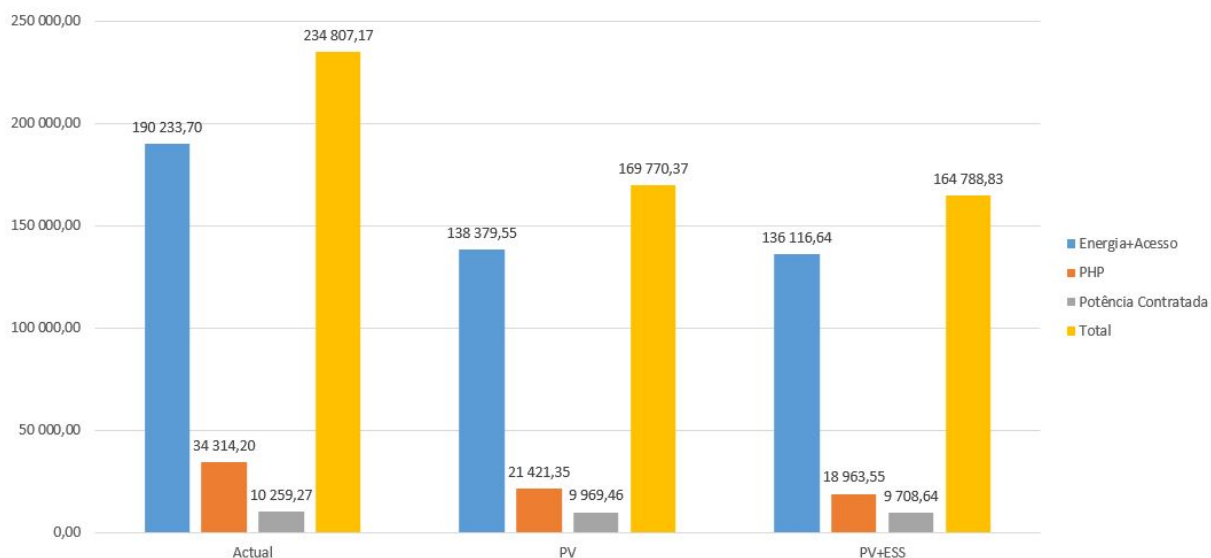


Figura 5.5: Custos Anuais para a Instalação 2 das várias soluções

5.2.2.1 Economias e Remunerações

Com a instalação deste sistema fotovoltaico acrescido do sistema de armazenamento de energia elétrica, o consumidor retira partido económico de três formas distintas: da energia que não gasta, compensada pelo autoconsumo fotovoltaico e pela injeção de energia pelas baterias; Da remuneração proveniente da injeção dos excedentes de energia na RESP; Da redução de Potência Contratada que terá efeitos práticos nos 12 meses seguintes.

Devido à volatilidade dos preços do OMIE e de modo a simplificar o processo de cálculo, projecta-se, aqui, uma estimativa de 0.045€/kWh como remuneração para energia injectada na RESP, indo ao encontro do modelo praticado pela Profit Energy.

Assim, obtêm-se as seguintes expressões para os cálculos das economias supramencionadas.

$$Economia\ Autoconsumo = Energia\ Autoconsumida \cdot Tarifa\ do\ Periodo \quad (5.9)$$

$$Economia\ Baterias = Energia\ Usada\ Baterias \cdot Tarifa\ do\ Periodo \quad (5.10)$$

$$Economia\ Venda\ RESP = Energia\ Injectada \cdot 0,045 \quad (5.11)$$

Todos estes cálculos são efectuados hora a hora para o ano civil de 2017, pelo que os resultados apresentados nas secções seguintes são o somatório de todas as horas de cada mês de modo a obter um valor global.

Mês	Energia + Acesso Redes (€)		PHP [€]		Potência Contratada [€]		Excedente [€]		TOTAL [€]	
	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS
Janeiro	1 096	1 143	252	360	27	64	62	50,87	1 436	1 618
Fevereiro	1 260	1 315	300	403	24	58	82	69	1 667	1 845
Março	1 900	1 954	409	506	27	64	83	71	2 418	2 595
Abril	2 125	2 235	840	921	26	62	209	189	3 200	3 406
Maio	2 628	2 726	936	1 007	27	64	192	171	3 783	3 968
Junho	2 520	2 641	886	955	26	62	287	260	3 718	3 918
Julho	2 410	2 500	931	955	27	64	462	424	3 829	3 943
Agosto	2 203	2 311	833	878	27	64	373	336	3 436	3 589
Setembro	1 858	1 964	812	866	26	62	278	243	2 974	3 135
Outubro	1 460	1 508	596	693	27	64	102	91	2 185	2 356
Novembro	1 1356	1 178	241	338	26	62	57	51	1 459	1 629
Dezembro	892	932	171	266	27,08	64	41	33	1 131	1 296
TOTAL	21 487	22 407	7 206	8 147	319	754	2 227	1 990	31 238	33 298
TOTAL [%]	69%	67%	23%	24%	1%	2%	7%	6%		

Tabela 5.17: Economia Mensal - Instalação 1

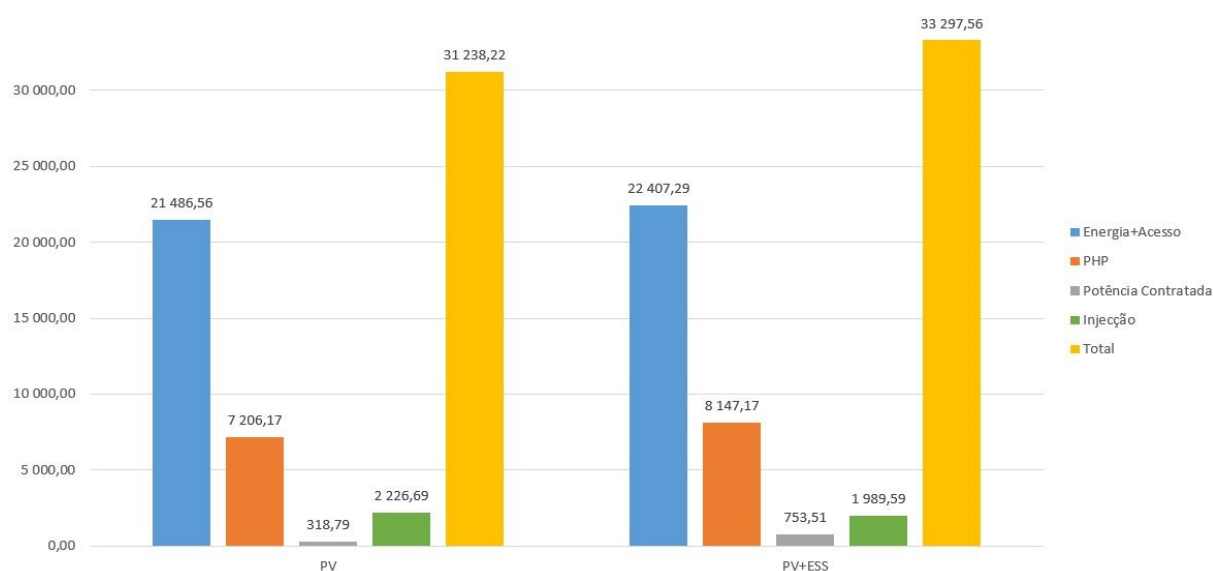


Figura 5.6: Economias Anuais para a Instalação 1 das diversas variáveis

Período	Economia Autoconsumo [€]		Economia ESS [€]		Remuneração Excedente [€]	
	PV	PV + ESS	PV	PV + ESS	PV	PV + ESS
Ponta	13 530	13 530	-	2 142	180	118
Cheia	12 805	12 805	-	67	809	731
Vazio	2 357	2 357	-	1	1 239	1 140
Super Vazio	0	0	-	-349	0	0
TOTAL	28 692	28 692	-	1 861	2 228	1 989

Tabela 5.18: Economia por Período Tarifário - Instalação 1

Analisando o impacto global do ESS para a Instalação 1, que é o foco nesta dissertação, tem-se então os seguintes resultados finais em forma resumida:

Economias Anuais [€]	
Energia + Acesso às Redes	921
PHP	941
Potência Contratada	435
Remuneração Excedente	-237
TOTAL	2060

Tabela 5.19: Resumo das Economias anuais geradas pelo ESS para a Instalação 1

É então possível observar que, tal como projectado e pretendido, geram-se economias anuais em todos os aspectos almejados.

A quantidade de energia injectada na RESP, por ser menor devido ao seu armazenamento no ESS, gera naturalmente um menor excaixe financeiro, daí o valor negativo na tabela acima, isto é, trata-se do valor remuneratório que se deixa de ganhar por via da venda de excedente à RESP com a instalação do ESS comparativamente com a central fotovoltaica apenas.

Para a Instalação 2, obtêm-se os seguintes resultados:

Mês	Energia + Acesso Redes [€]		PHP [€]		Potência Contratada [€]		Remuneração Excedente [€]		TOTAL [€]	
	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS
Janeiro	2 850	2 992	377	635	25	47	0	0	3 252	3 674
Fevereiro	2 977	3 123	370	591	22	42	0	0	3 370	3 757
Março	4 145	4 313	742	966	25	47	0	0	4 912	5 325
Abril	4 839	5 046	1 405	1 567	24	45	0	0	6 267	6 658
Mai	5 877	6 119	1 663	1 830	25	47	0	0	7 564	7 996
Junho	5 886	6 132	1 713	1 882	24	45	0	0	7 623	8 060
Julho	6 391	6 634	1 751	1 932	25	47	0	0	8 167	8 613
Agosto	5 477	5 726	1 483	1 651	25	47	0	0	6 984	7 423
Setembro	5 025	5 231	1 626	1 844	24	45	0	0	6 675	7 120
Outubro	3 685	3 820	1 006	1 223	25	47	0	0	4 715	5 090
Novembro	3 072	3 202	504	760	24	45	0	0	3 600	4 008
Dezembro	1 630	1 779	254	469	25	47	0	0	1 908	2 295
TOTAL	51 854	54 117	12 893	15 351	290	551	0	0	65 037	70 018
TOTAL [%]	80%	77%	20%	23%	0%	0%	0%	0%		

Tabela 5.20: Economia Mensal - Instalação 2

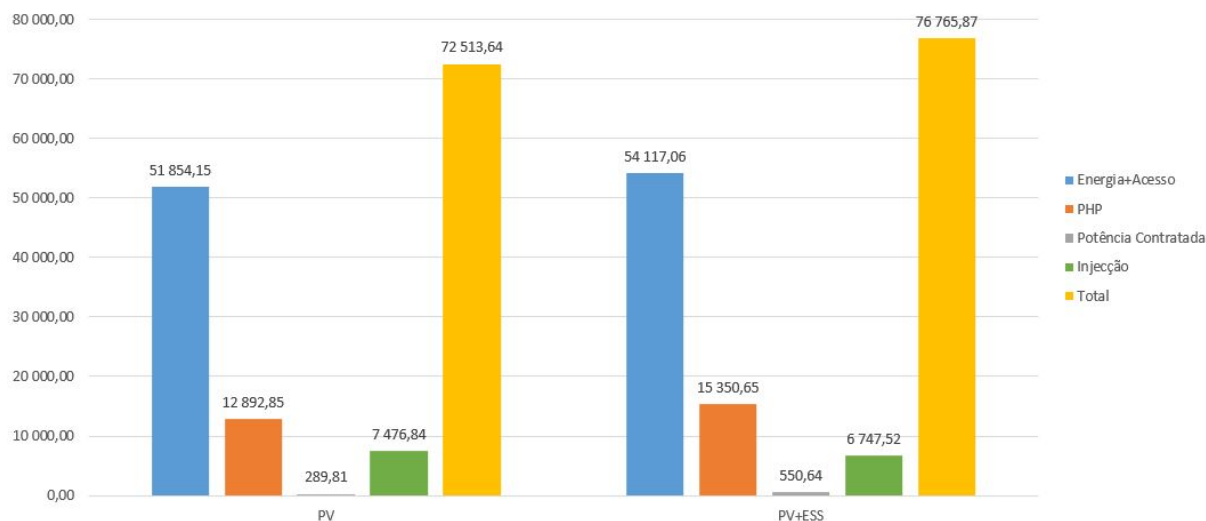


Figura 5.7: Economias Anuais para a Instalação 2 das diversas variáveis

Período	Economia Autoconsumo		Economia Bateria		Venda RESP	
	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS	PV	PV+ESS
Ponta+PHP	24 899	24 899	-	5 178	0	0
Cheia	32 549	32 549	-	652	0	0
Vazio	7 299	7 299	-	0	0	0
Super Vazio	0	0	-	-1 109	0	0
TOTAL	64 747	64 747	-	4 721	0	0

Tabela 5.21: Economia por Período Tarifário - Instalação 2

Economias Anuais [€]	
Energia +	
Acesso às Redes	2263
PHP	2458
Potência Contratada	261
Injecção	0
TOTAL	4982

Tabela 5.22: Resumo das Economias anuais geradas pelo ESS para a Instalação 2

Para a Instalação 2, as economias geradas anulamente são naturalmente superiores visto o próprio banco de baterias ser de uma capacidade superior.

De notar o facto mencionado em secções anteriores aquando do motivo de escolha desta Instalação para análise: a impossibilidade de vender o excedente de produção à RESP.

Assim sendo, o excedente é aproveitado para o carregamento do banco de baterias e o remanescente deixa então de ser considerado. Isto faz com que se gerem economias que antes não existiam de todo e, por esse motivo, tornam-se possivelmente um dos principais alvos a implementar esta solução no futuro visto fazer um aproveitamento energético que estava a ser desperdiçado.

5.2.2.2 Indicadores de Rentabilidade

No que diz respeito a indicadores de rentabilidade são, neste projecto, tidos em conta o LCOE, o VAL (Valor Actual Líquido), a TIR (Taxa Interna de Rendibilidade) e o período de Payback.

Passa-se, então, a uma breve descrição de cada um destes indicadores.

1. LCOE - Mapeamento de Custos Normalizado de Energia

Consiste num indicador técnico-económico definido pelo quociente entre o custo total, durante todo o tempo de vida do equipamento, e a energia obtida através desse mesmo investimento. Analisando este parâmetro é possível analisar a viabilidade do projecto permitindo comparar alternativas de investimento que envolvem diferentes montantes de capital e/ou diferentes períodos de tempo com ciclos de vida distintos.

Este custo normalizado de energia é o custo real da energia eléctrica produzida, permitindo avaliar quanto custaria ao proprietário das instalações a produção de uma unidade de energia.

O LCOE [€/kWh], apesar de ter várias formas de cálculo, é obtido nesta dissertação pela seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{C_k}{(1+r)^k}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_{BAT_k}}{(1+r)^k}} \quad (5.12)$$

Onde,

- C_k — Custos anuais no ano k [€];

- E_{BAT_k} — Energia utilizada do ESS no ano k [kWh];
- r — Taxa de actualização em pontos percentuais.

2. VAL - Valor Actual Líquido

Trata-se de um dos critérios mais utilizados para avaliar a viabilidade de um projecto. Define-se através do cálculo dos *cash flows* actualizados à taxa de actualização correspondente, pela expressão:

$$VAL_n = \sum_{j=1}^n \frac{Inc_j}{(1+r)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{Outc_j}{(1+r)^j} \quad (5.13)$$

No caso particular de projetos fotovoltaicos, os proveitos resultam do autoconsumo de energia e da injeção na rede do excedente, enquanto os fluxos negativos provêm do investimento inicial, custos de operação e manutenção, etc.

O VAL pode tomar valores positivos, negativos ou iguais a zero. No caso de retornar um valor positivo, isso traduz-se na viabilidade económica do projecto. Caso seja negativo, o projecto é economicamente inviável, na medida em que os *cash flows* não permitem cobrir o investimento. Caso seja igual a zero, o projecto é considerado viável, apesar de não gerar excedentes financeiros e de ser provável tornar-se inviável.

3. TIR - Taxa Interna de Rendibilidade

Outro índice de viabilidade económica habitualmente utilizado, baseado no VAL, é a TIR. Trata-se da taxa de juro que iguala o VAL a zero e é particularmente útil pois retrata a taxa real de retorno do projecto. O investimento é considerado economicamente viável caso a TIR seja maior do que a taxa de retorno desejada e, por outro lado, inviável quando é menor que a mesma.

$$VAL_n = 0 = \sum_{j=1}^n \frac{Inc_j}{(1+TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{Outc_j}{(1+TIR)^j} \quad (5.14)$$

4. Período de Payback

Trata-se do tempo necessário para recuperar o investimento inicial, iniciado a partir do momento em que o projecto começa a gerar lucro.

5.2.3 Análise Económica a 10 anos

Nesta secção, analisa-se o projecto num prazo a 10 anos, coincidente o término do período de garantia do sistema de armazenamento utilizado.

Visto o projecto desenvolvido nesta dissertação poder ser aplicado a instalações industriais que já tenham centrais fotovoltaicas instaladas, é apenas avaliada economicamente a situação particular de adição do sistema de armazenamento.

No seguimento do raciocínio acima, e para projectar as receitas acumuladas do consumidor num prazo de 10 anos, são necessários definir e quantificar alguns parâmetros, tais como:

Inflação Anual da Energia	3%
Inflação Anual Preços OM	0.7%
Depreciação Baterias	0.5%

Tabela 5.23: Dados técnicos para análise económica

Ano	ESS [kWh]	Economias [€]	Custos OM [€]	Investimento [€]	Cash Flow Acumulado [€]
1	14 268	2 059	-150	-30 800	-28 891
2	14 196	2 111	-151	0	-26 931
3	14 125	2 163	-152	0	-24 920
4	14 055	2 217	-153	0	-22 857
5	13 984	2 272	-154	0	-20 739
6	13 914	2 328	-155	0	-18 566
7	13 845	2 386	-156	0	-16 337
8	13 776	2 445	-158	0	-14 049
9	13 707	2 506	-159	0	-11 701
10	13 638	2 568	-160	0	-9 292

Tabela 5.24: Análise Económica- Instalação 1

Assumindo uma taxa de rentabilidade de 6% para o cálculo do VAL,

Payback [Anos]	Receitas Acumuladas [€]	LCOE [€/kWh]	VAL 10 Anos [€]	TIR 10 Anos [%]
14.32	23 056.69	-0.23	-14 226.80	-6.92

Tabela 5.25: Rentabilidade Económica - Instalação 1

Relativamente à Instalação 2, tem-se o seguinte:

Ano	ESS [kWh]	Economias [€]	Custos OM [€]	Investimento [€]	Cash Flow Acumulado [€]
1	38 810	4 982	-150	-75 875	-71 043
2	38 616	5 105	-151	0	-66 089
3	38 423	5 232	-152	0	-61 009
4	38 231	5 362	-153	0	-55 800
5	38 040	5 495	-154	0	-50 459
6	37 850	5 632	-155	0	-44 982
7	37 660	5 772	-156	0	-39 367
8	37 472	5 915	-158	0	-33 609
9	37 285	6 062	-159	0	-27 705
10	37 098	6 213	-160	0	-21 651

Tabela 5.26: Análise Económica- Instalação 2

Payback [Anos]	Receitas Acumuladas [€]	LCOE [€/kWh]	VAL 10 Anos [€]	TIR 10 Anos [%]
13.99	55 771.69	-0.20	-34 076.27	-6.52

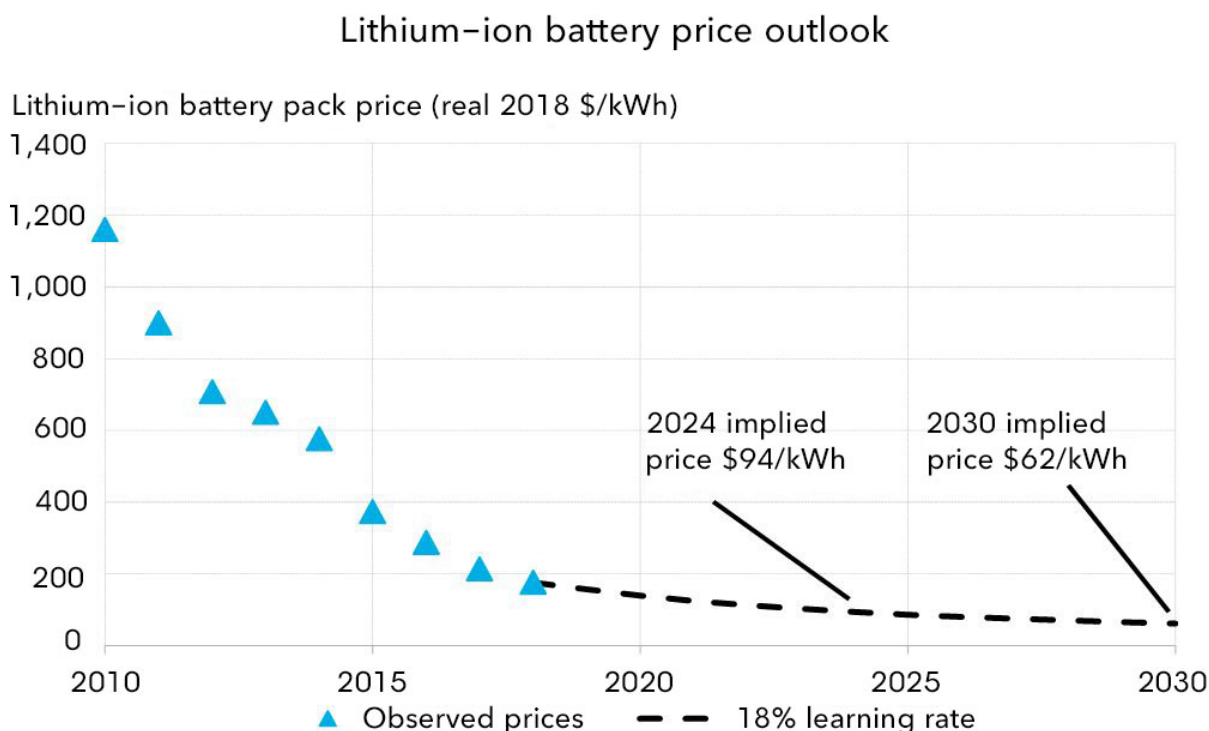
Tabela 5.27: Rentabilidade Económica - Instalação 2

Com base nos resultados dos indicadores de rentabilidade para as duas instalações em análise verifica-se que, face ao elevado investimento necessário, os projectos não são, para já, interessantes na óptica de investimento próprio.

Analisa-se, em seguida, uma possibilidade de redução de investimento futuro e respectivos indicadores de rentabilidade actualizados.

5.2.4 Análise económica considerando evolução nos preços

Apresentam-se, no gráfico seguinte, os preços observados das baterias desde 2010 e uma previsão até 2030 dos mesmos.



Source: BloombergNEF

Figura 5.8: Gráfico de previsão dos preços de baterias de lítio [20]

Aplicando o preço observado de 168€/kwh (aproximadamente 190\$/kWh pelo gráfico e à taxa de conversão actual) e assumindo uma redução de 10% no valor dos conversores de potência bidireccionais pela diferente região que se considera, obtêm-se os seguintes resultados para os indicadores de rentabilidade:

Payback [Anos]	Receitas Acumuladas [€]	LCOE [€/kWh]	VAL 10 Anos [€]	TIR 10 Anos [%]
8.23	23 056.69	-0.1379	-1 120.80	4.40

Tabela 5.28: Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 1

Payback [Anos]	Receitas Acumuladas [€]	LCOE [€/kWh]	VAL 10 Anos [€]	TIR 10 Anos [%]
7.95	55 771.69	-0.1173	-1 311.27	5.23

Tabela 5.29: Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 2

Mediante estes resultados, verifica-se um melhoramento bastante acentuado dos indicadores de rentabilidade considerando exclusivamente a mudança de região (e respectivos valores de compra de material).

Contudo, para a taxa de rentabilidade considerada de 6%, o projecto continua a não ser rentável na óptica do investimento próprio.

Com o constante desenvolvimento das baterias e crescimento de aplicação, prevê-se um decréscimo do preço das mesmas que pode atingir o valor de 54€/kWh (62\$/kWh).

Relativamente aos conversores de potência bidireccionais, prevê-se igualmente um decréscimo no seu preço de mercado à medida que a sua implementação seja cada vez mais afinada. Assumindo um decréscimo de 30% do seu valor, concordante com a tendência dos inversores de PV nos últimos anos à medida que a sua implementação foi crescendo, é possível recalculer os indicadores de rentabilidade para as duas Instalações em análise neste projecto.

Payback [Anos]	Receitas Acumuladas [€]	LCOE [€/kWh]	VAL 10 Anos [€]	TIR 10 Anos [%]
4.41	23 056.69	-0.0791	7 093.15	23.68

Tabela 5.30: Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 1

Payback [Anos]	Receitas Acumuladas [€]	LCOE [€/kWh]	VAL 10 Anos [€]	TIR 10 Anos [%]
4.16	55 771.69	-0.0636	19 224.13	26.13

Tabela 5.31: Rentabilidade Económica Actualizada - Instalação 2

Mediante os resultados obtidos com a previsão de preços previamente justificada, verificam-se indicadores de rentabilidade para ambos os projectos totalmente distintos dos anteriores e que comprovam e justificam, a médio prazo, a implementação desta solução.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

6.1 Principais conclusões do trabalho

Nesta dissertação desenvolveu-se uma metodologia de gestão de consumo e produção de energia para aplicar a um sistema de armazenamento de energia que complementasse uma central solar fotovoltaica no sector industrial. Nesse sentido, desenvolveu-se um modelo desse mesmo sistema recorrendo à plataforma *Matlab/Simulink* que permitisse simular o mesmo.

Recorrendo aos objectivos inicialmente definidos, deu-se então como primeiro passo a escolha da capacidade ideal do banco de baterias, isto é, capacidade tal que, com base no diagrama de carga nos casos de estudo analisados e as respectivas previsões de produção de energia pela central fotovoltaica dimensionada pela Profit Energy, tivesse um impacto significativo a nível energético e económico para cada consumidor em questão.

Posto isto, foi desenvolvida uma metodologia que, tendo por base o período tarifário em utilização por cada instalação, permita rentabilizar economicamente o banco de baterias com consequente mais-valia energética e económica para o consumidor.

Esta metodologia foi seguidamente aplicada, recorrendo à plataforma VBA, por via de um algoritmo, sendo assim possível efectuar uma análise energética e económica detalhada hora a hora para o ano de 2017. Esta aplicação tem por base o consumo, previsão de produção, período tarifário do consumidor, capacidade do banco de baterias e tarifas aplicadas.

A nível energético, denota-se que a instalação deste sistema de armazenamento permite absorver aproximadamente 10% do excedente de produção de cada central fotovoltaica e, assim, gerar um aproveitamento económico muito superior (superior ao quádruplo) daquele que seria obtido por venda dessa mesma energia à rede. Por outro lado, um acréscimo no consumo total de energia de cada instalação requisitado nos períodos tarifários mais baixos será reaproveitado e trasladado para os períodos mais dispendiosos, suprimindo o consumo energético nesses mesmos períodos e gerando uma economia do diferencial de tarifas desses mesmos períodos. Estes valores reflectem-se, a nível do carregamento do ESS, em 59% da energia de carregamento proveniente por via da rede (em períodos de Super Vazio e Cheia) e os restantes 41% por via do excedente de produção. No que diz respeito à descarga do banco de baterias, 67.22% da energia é aproveitada no período de Ponta, enquanto os restantes 32.78% no período de Cheia, sendo estes os únicos períodos tarifários onde o ESS é aplicado dadas

as suas rentabilidades. Casos de excepção são aqueles onde possa ser necessário suprimir os picos de potência da instalação.

No que diz respeito ao consumo real global requisitado à rede após o funcionamento das duas tecnologias em uníssono (PV+ESS), este diminui, como era expectável, graças ao aproveitamento do excedente de produção que é armazenado e descarregado pelo ESS nos períodos desejados.

Analisando o projecto a nível económico e de forma mais pormenorizada, conclui-se que, de momento, não apresenta rentabilidade que justifique a sua implementação. Esta conclusão advém sobretudo do facto do valor de investimento de bancos de baterias desta ordem de grandeza de capacidade serem excessivamente elevados e as economias anualmente geradas não serem suficientes para gerar um *Cash-Flow* anual positivo.

Estas conclusões comprovam-se, por exemplo, com os valores de TIR a 10 anos, concordante com os períodos de garantia das baterias, de -6.92% e -6.52% para as duas instalações em análise, respectivamente.

Focando apenas no banco de baterias, denota-se que será necessário um decréscimo de aproximadamente 65% no preço das baterias, o que se traduz num valor próximo de 135€/kWh, para que o projecto apresentasse um VAL positivo, considerando a taxa de rentabilidade de 6% e todos os restantes pressupostos previamente definidos.

Contudo, para valores futuros previstos para o preço das baterias (54€/kWh) e para um decréscimo de 30% dos conversores bidirecionais de potência, conclui-se que se trata de um projecto de futuro com rentabilidades económicas interessantes como comprovam as TIR a 10 anos de 23.68% e 26.13% para as duas instalações em análise neste trabalho que justifica, assim, a sua implementação.

No que diz respeito à simulação do modelo desenvolvido em *Matlab/Simulink*, foram desenvolvidas duas abordagens para o funcionamento do controlador: uma primeira recorrendo a uma metodologia *Fuzzy* que foi pensada como solução adequada perante o facto de se manipularem uma série de diferentes variáveis e regras de execução distintas sem desenvolver um modelo matemático de complexidade superior que as englobasse totalmente. Contudo, apesar de se ter atingido um resultado satisfatório e que cumpriu vários daqueles que eram os objectivos, a sua lentidão de execução (pelo facto de balancear as variáveis com diferentes pesos) não permitia gerar o aproveitamento económico desejado, dada a limitação temporal dos períodos tarifários que se verifica na prática (definidos pelo regulador e não passíveis de alteração).

Assim sendo, deixou-se de explorar esta abordagem e desenvolveu-se uma segunda abordagem baseada num método de controlo não linear, com o intuito de tornar as acções de carga e descarga do banco de baterias mais rápido, sempre baseado nos dados fornecidos pela *datasheet* do modelo de bateria escolhido para os casos de estudos e apresentado em anexo.

Verificou-se que é, de facto, uma solução mais adequada na medida em que é bastante mais rápida a actuar o que é particularmente importante, por um lado, aquando da detecção dos picos de potência da instalação que estão fora dos limites definidos e, por outro, na reacção à mudança de hora e de período tarifário.

Como conclusão final e concisa deste trabalho, verifica-se que a metodologia é efectivamente interessante e proveitosa, a nível energético e económico, para os consumidores industriais. Contudo, o investimento inicial desta solução mantém-se como uma forte barreira à sua implementação à data corrente. Ainda assim, pela análise económica efectuada considerando evolução nos preços das baterias e conversores de potência bidirecionais, o projecto pode tornar-se viável e interessante. Esta afirmação justifica-se com as TIR a 10 anos de 23.68% e 26.13% para as Instalações 1 e 2, respectivamente.

6.2 Recomendações de trabalhos futuros

Sugere-se como trabalho futuro o estudo energético e económico da metodologia desenvolvida para outro tipo de perfis de consumo energético e ainda outros ciclos tarifários em vigor de forma a estabelecer uma hierarquia de perfis de consumo onde este tipo de aplicação aqui desenvolvida melhor se possa enquadrar.

No âmbito de componentes, será interessante explorar outras opções de armazenamento de energia, nomeadamente baterias, que possam ser aplicadas neste tipo de solução e que, porventura, tenham uma *performance* superior.

Será ainda fundamental desenvolver um algoritmo de previsão de produção em tempo real, dado que neste trabalho foi utilizado para o efeito o *output* do *software* PVSOL utilizado no dimensionamento das centrais fotovoltaicas da Profit Energy. Apesar do rigor desta previsão a nível macroscópico, será necessária uma previsão em tempo real que permita ao controlador do banco de baterias ajustar as suas acções, visto que o retorno económico deste sistema é curto e é fundamental que seja optimizado.

No que diz respeito ao modelo desenvolvido em *Matlab/Simulink*, será ainda necessário aprimorá-lo, nomeadamente os componentes do sistema: bateria e inversores mais detalhados e próximos da realidade, ao invés de uma análise macroscópica das potências de entrada e saída de cada componente.

Bibliografia

- [1] SolarPower Europe, *Global Market Outlook 2018-2022*, 2018.
- [2] SolarPower Europe, *Global Market Outlook 2018-2022*, Página 12, 2018.
- [3] APREN, URL: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques> [último acesso em 2018-12-4]
- [4] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2017*, Página 62, 2017.
- [5] CCL Components, URL: <https://www.cclcomponents.com/byd-b-box-13-8kw-lifepo4-lithium-battery-rack> [último acesso em 2019-05-28]
- [6] Profit Energy, URL: <http://www.profitenergy.pt/servicos/energias-renovaveis/> [último acesso em 2018-11-15]
- [7] Ch. Breyer, A. Gerlach, J. Mueller, H. Behacker, A. Milner, *Grid-Parity Analysis For EU And US Regions And Market Segments*, 2009.
- [8] Solar Power Europe, *Renewable Self-Consumption: Cheap and clean power at your doorstep*, 2015.
- [9] Väyrynen, A., Salminen, J. *The Journal of Chemical Thermodynamics Lithium ion battery production*, 46, 80–85 2012
- [10] BEUC, *Enabling Consumers To Generate Their Own Renewable Electricity*, 2018.
- [11] EPIA, *Self Consumption Of PV Electricity*, 2013.
- [12] Ministério da Economia, *Decreto-Lei n°68/2002*, 2002.
- [13] Ministério da Economia e da Inovação, *Decreto-Lei n°363/2007*, 2007.
- [14] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, *Decreto-Lei n°34/2011*, 2011.
- [15] Ministério da Economia e do Emprego, *Decreto-Lei n°25/2013*, 2013.
- [16] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, *Decreto-Lei n°153/2014*, 2014.
- [17] International Journal Of Computational Cognition, *Fuzzy Controller: Choosing an Appropriate and Smallest Rule Set*, 2005.
- [18] MIT Electric Vehicle Team, *A Guide to Understanding Battery Specifications*, 2008.
- [19] ERSE, URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx> [último acesso em 2019-01-28]
- [20] BloombergNEF, URL: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> [último acesso em 2019-05-25]

Apêndice A

Model	B-Box Pro 2.5	B-Box Pro 5.0	B-Box Pro 7.5	B-Box Pro 10.0	B-Box Pro 13.8
Battery Type	LiFePO ₄				
Battery Module	1 module	B-Plus 2.5 (2.56 kWh) 2 modules 3 modules		4 modules	B-Plus 13.8 (13.8 kWh)
Usable Energy ^[1] [kWh]	2.56	5.12	7.68	10.24	13.8
Max Output Power [kW]	2.56	5.12	7.68	10.24	12.8
Peak Output Power [kW]	5.12, 30s	10.24, 30s	15.36, 30s	20.48, 30s	13.3, 60s
Round-Trip Efficiency	≥95.3% (Under test condition [1])				
Nominal Voltage [V]	51.2				
Operating Voltage Range [V]	43.2~56.4				
Communication	CAN / RS485				
Dimension [W × H × D,mm]	600×883×510				650×800×550
Net Weight [kg]	79	113	147	181	175
Enclosure Protection Rating	IP20				
Warranty	10 years				
Ambient Temperature Range ^[2] [°C]	-10 ~ +50				
Certification & Safety Standard	TUV / CE / UN38.3 Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher				CE / RCM / UN38.3
Scalability	Max. 8 B-Box Pro 10.0 systems in parallel				Max. 32 systems in parallel
Compatible Inverters	SMA / GOODWE / SOLAX / Victron, more brands to be announced				

[1] Test conditions: 100% DOD, 0.5C charge & discharge @+25°C
 [2] -10°C ~ -10°C will be derating
 *System Usable Energy may be variant with different inverter brands

Figura A.1: Datasheet BYD B-Box Pro

Apêndice B

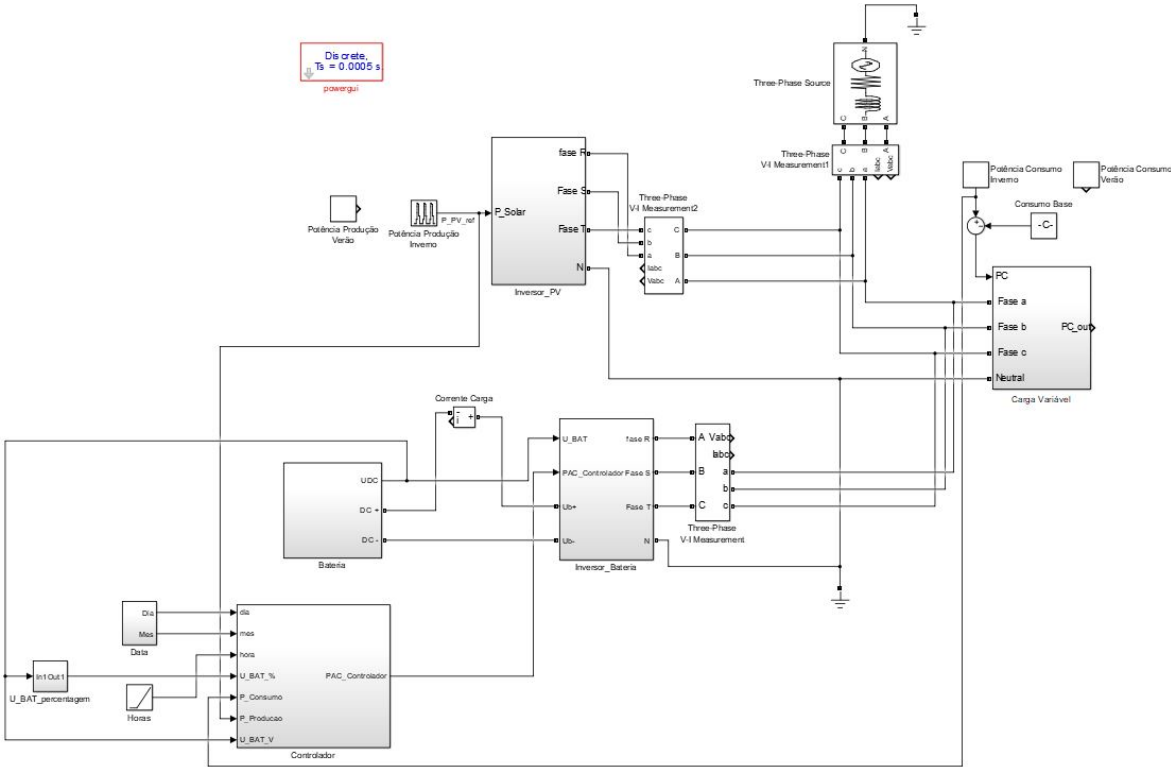


Figura B.1: Esquema geral do sistema

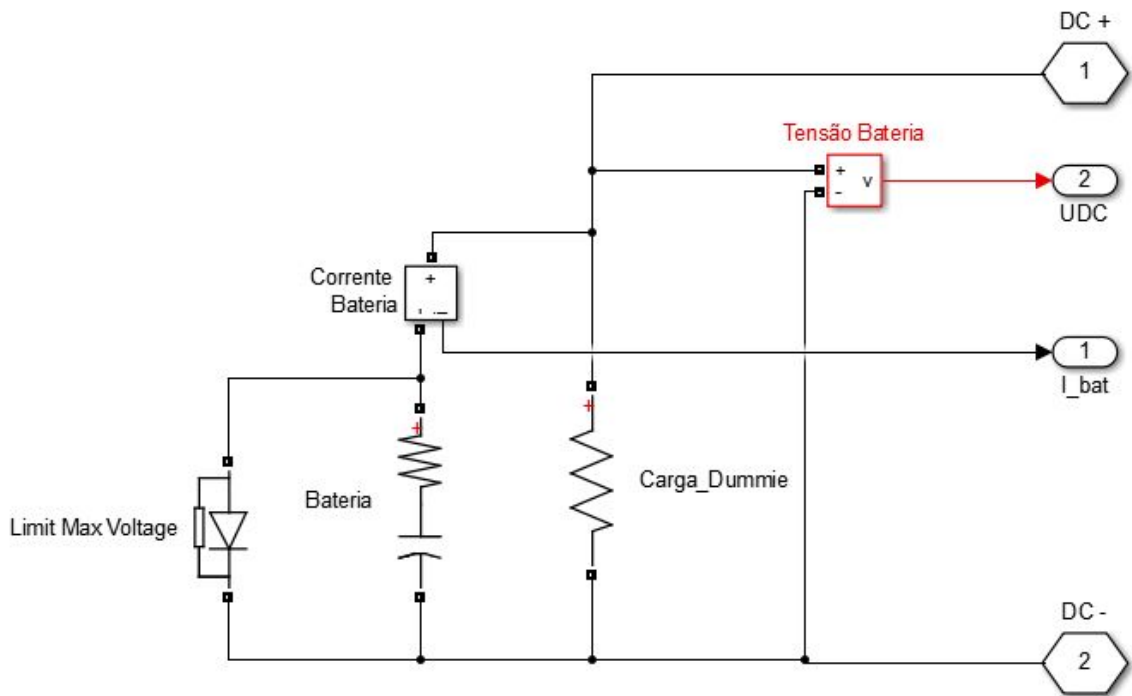


Figura B.2: Esquema da Bateria

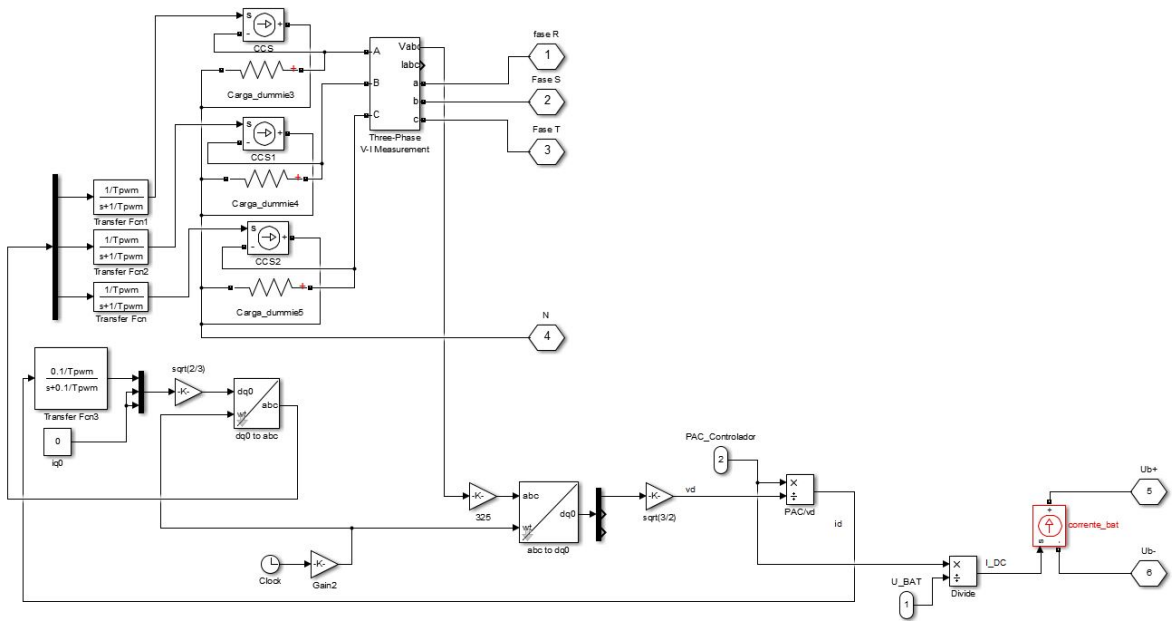


Figura B.3: Esquema do Inversor da Bateria

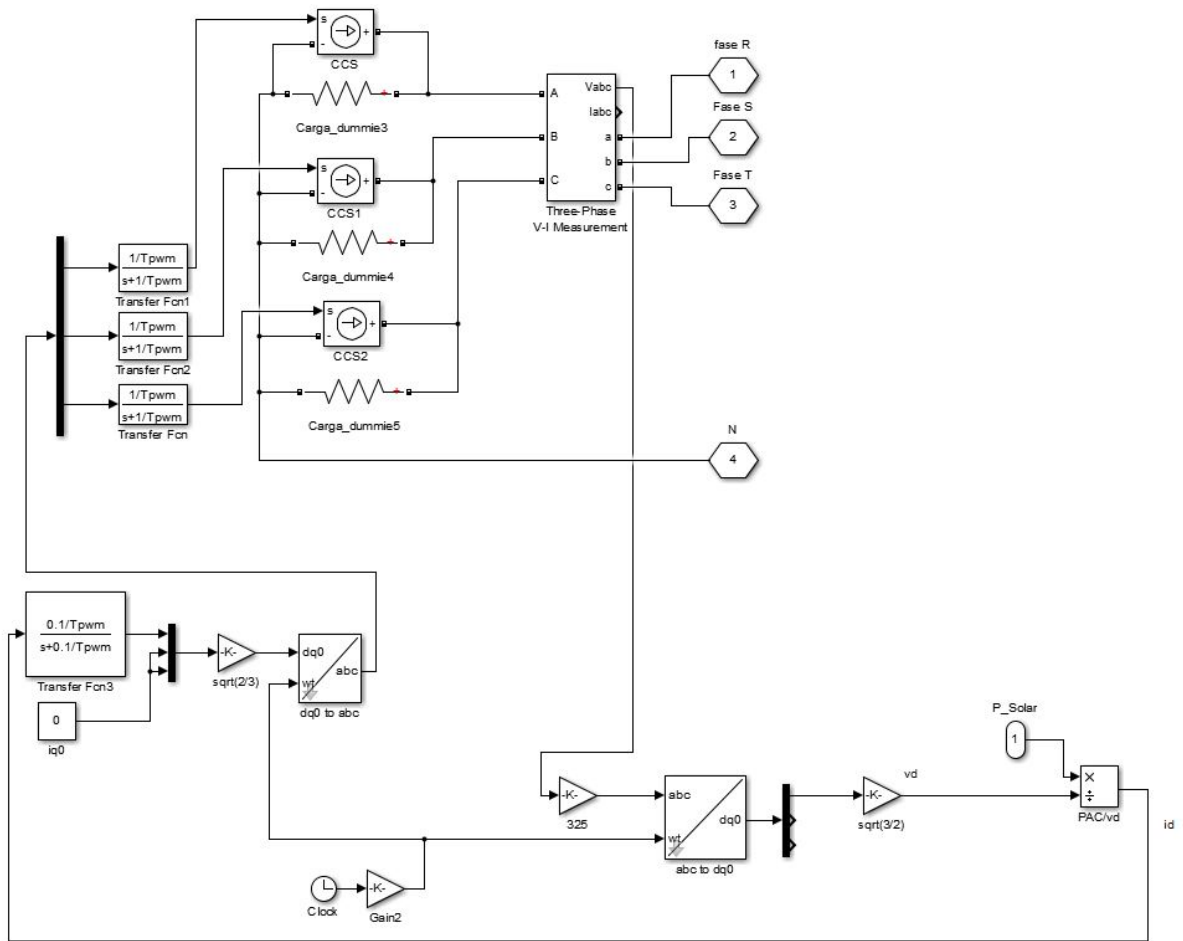


Figura B.4: Esquema do Inversor da Produção Solar

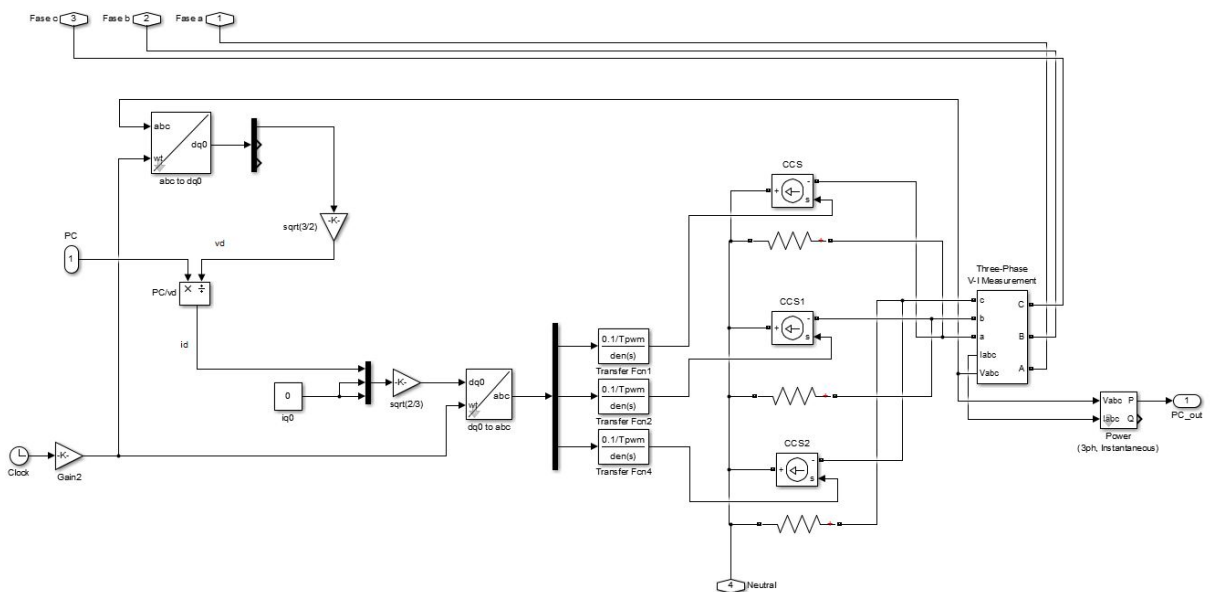


Figura B.5: Esquema da Carga Variável

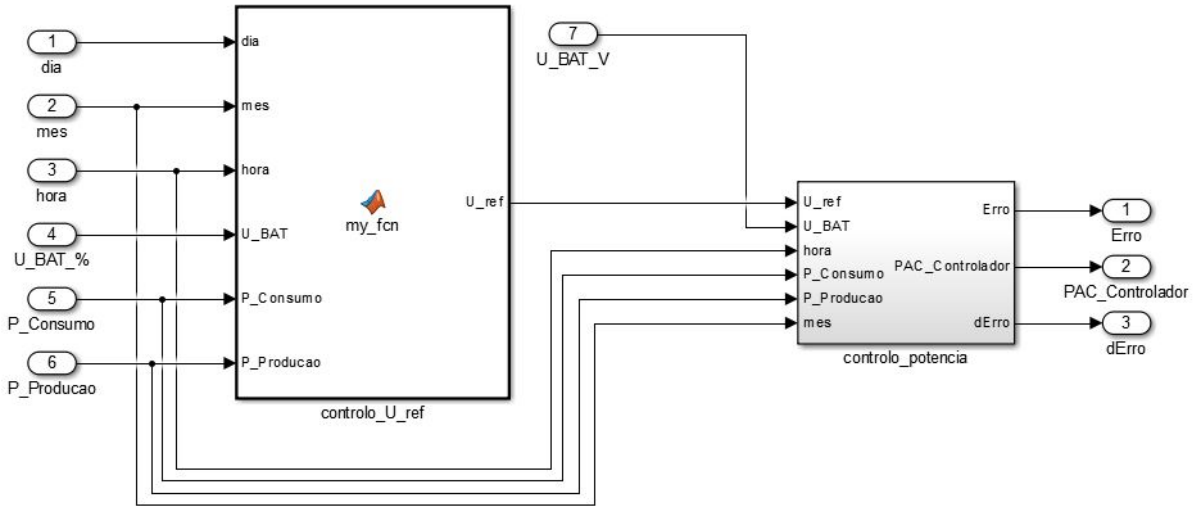


Figura B.6: Esquema do Controlador

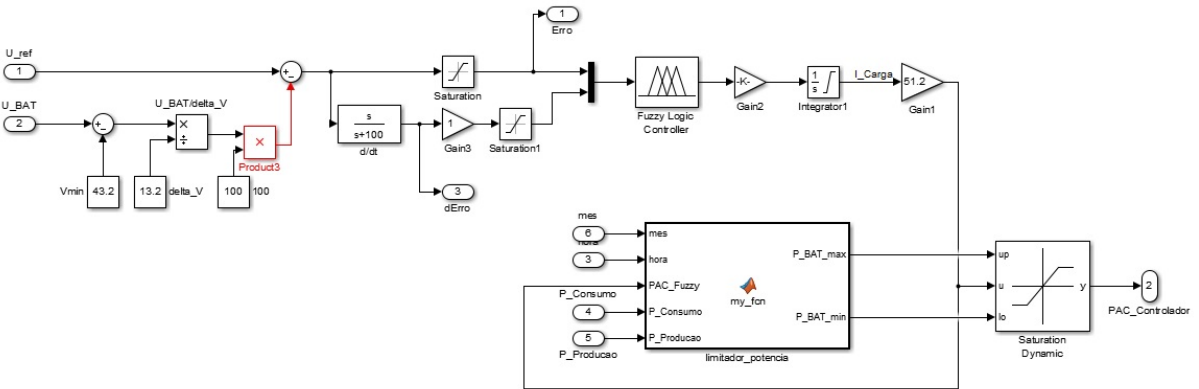


Figura B.7: Esquema do Controlador de Potência - Fuzzy

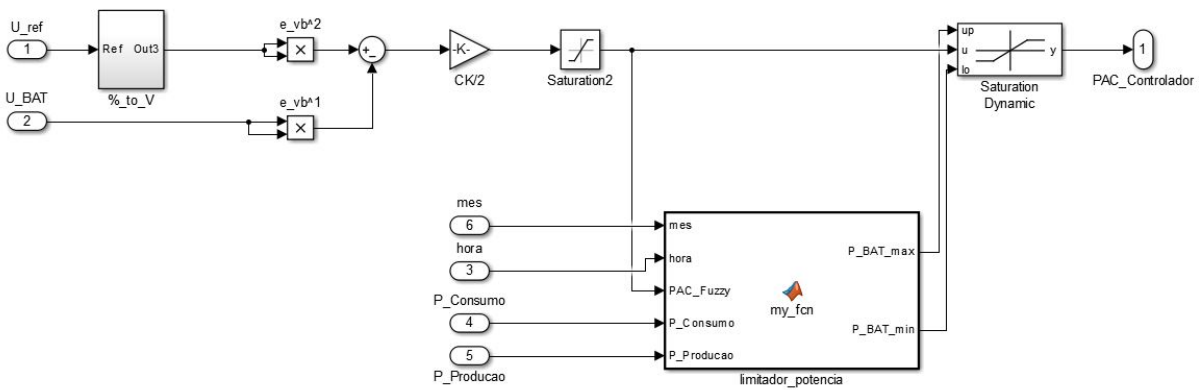


Figura B.8: Esquema do Controlador de Potência - Não Linear