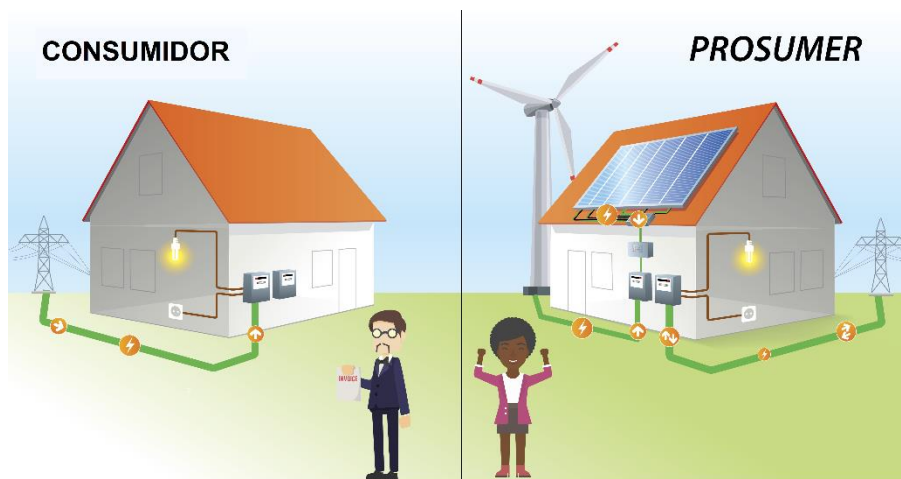


INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Análise da influência do produtor-consumidor doméstico numa rede elétrica inteligente

JOÃO MIGUEL MONTEIRO CARVALHUÇO
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica na Área de especialização de Energia

Orientadores:

Professora Doutora Rita Marcos Fontes Murta Pereira
Professor Doutor Pedro Miguel Neves da Fonte

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo
Vogais:

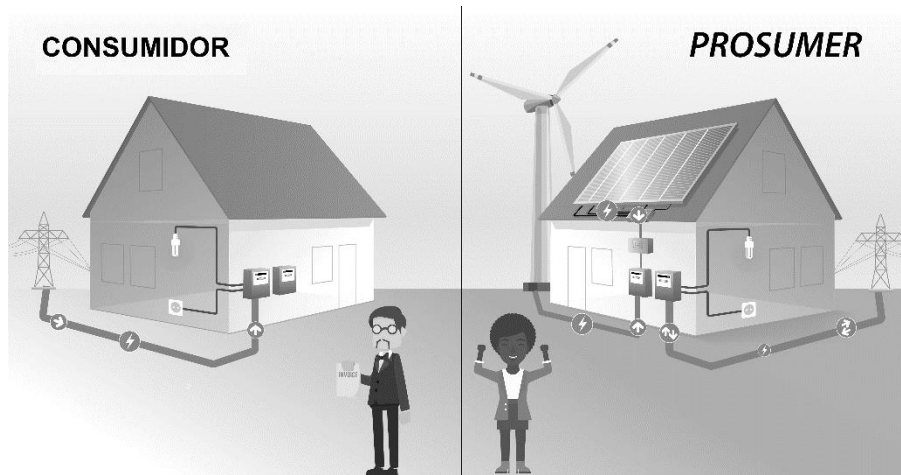
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto
Professora Doutora Rita Marcos Fontes Murta Pereira

Dezembro de 2017



ISEL
INSTITUTO SUPERIOR DE
ENGENHARIA DE LISBOA

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Análise da influência do produtor-consumidor doméstico numa rede elétrica inteligente

JOÃO MIGUEL MONTEIRO CARVALHUÇO
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica na Área de especialização de Energia

Orientadores:

Professora Doutora Rita Marcos Fontes Murta Pereira
Professor Doutor Pedro Miguel Neves da Fonte

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo
Vogais:

Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto
Professora Doutora Rita Marcos Fontes Murta Pereira

Dezembro de 2017

Agradecimentos

Perto do fim de um ciclo académico e com o início de uma nova etapa pessoal, não poderia deixar de manifestar algumas palavras de agradecimento a quem de forma direta ou indireta ajudou a alcançar o meu sucesso.

Em primeiro lugar, quero agradecer aos meus pais, Belmira e José, que me deram sempre o seu amor e incentivo, pela educação que me proporcionam e por me ensinarem que é com todo o meu empenho e dedicação que irei conseguir atingir os meus objetivos.

À minha irmã, Mafalda por nunca me deixar de desistir deste trabalho e dar motivação para continuar a trabalhar.

Agradeço também aos meus orientadores, professora Rita Pereira e professor Pedro Fonte pela oportunidade, disponibilidade, ajuda e ideias partilhadas na realização deste trabalho.

Quero também agradecer ao professor João Lagarto e professora Cristina Camus por esclareceram algumas dúvidas que surgiram ao longo do trabalho.

Por fim, mas não menos importante, quero agradecer a todos os meus colegas e amigos, em especial ao José Correia, André Monteiro, João Serra e Yannick Pedrosa, que me ajudaram e acompanharam durante este percurso académico e que sem sombra de dúvida contribuíram para o meu sucesso.

Resumo

Com o aumento da população tem-se verificado um aumento no consumo energético, como tal, atualmente um dos principais desafios do século prende-se com a procura de uma economia sustentável e mais “verde”. Para tal, e no sentido de encontrar uma solução que responda a estes desafios têm sido definidos e adotados vários planos de ação a nível mundial.

Nos últimos anos os sistemas de distribuição de energia elétrica têm sofrido alterações, tendo-se verificado uma transição dos sistemas passivos tradicionais com fluxo de energia unidirecional da alta para a baixa tensão para redes de energia elétrica com fluxo de energia multidirecional.

Nesta dissertação é analisado o papel dos intervenientes na rede elétrica, desde os produtores até aos consumidores. É analisado um novo interveniente, o *prosumer*, sendo este produtor e simultaneamente consumidor de energia elétrica.

Realiza-se a previsão da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis com o recurso a redes neuronais artificiais.

É apresentado e analisado um modelo de gestão de energia que permite a resolução do problema de despacho económico considerando a utilização de armazenamento de energia. São analisados diversos cenários diários e mensais, considerando a existência de sazonalidade. São apresentados os resultados obtidos, tendo-se concluído que a utilização de um sistema de armazenamento de energia com recurso a baterias permite uma redução da fatura energética. Quer seja através do armazenamento da energia proveniente de produção renovável ou adquirida à rede elétrica.

Palavras-Chave

Prosumer, Redes elétricas inteligentes, Produção descentralizada, Gestão de energia elétrica com armazenamento, Redes neuronais artificiais.

Abstract

With the increase in population there has been an increase in energy consumption, as such, one of the main challenges of the century is the search for a sustainable and greener economy. To find a solution to these challenges, several action plans have been defined and adopted worldwide.

In recent years, electricity distribution systems have undergone changes, with a transition from traditional passive systems with unidirectional energy flow from high to low voltage to multidirectional energy flow networks.

In this dissertation, the stakeholders role in the electrical system, from the producers to the consumers, is analysed. It is analysed a new actor, the prosumer, being this producer and simultaneously consumer of electric energy.

The production of electric energy from renewable sources forecast is made using artificial neural networks.

An energy management model is presented and analysed that allows the resolution of the problem of economic dispatch considering the use of energy storage. Several daily and monthly scenarios are analysed, considering the existence of seasonality. The results obtained are presented and it has been concluded that the use of a battery energy storage system allows a reduction of the energy bill. Whether it is through the storage of energy from renewable or acquired production to the grid.

Keywords

Prosumer, Smartgrid, Distributed generation, Electric energy management with storage, Artificial neural networks.

Índice de Conteúdos

Agradecimentos.....	iii
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice de Conteúdos.....	ix
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tabelas	xvii
Lista de Acrónimos	xix
Lista de Variáveis	xxi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1 - Introdução	3
1.1 - Enquadramento.....	3
1.2 - Motivação.....	5
1.3 - Objetivos	6
1.4 - Estrutura da dissertação	7
Capítulo 2	9
Estado de Arte	9
2 - Estado de arte	11
2.1 - Introdução	11
2.2 - Intervenientes da Rede Elétrica	12
2.2.1 - Consumidor	12
2.2.2 - Produtor.....	15
2.2.3 - Prosumer	17
2.2.4 - Operador de Rede	17
2.2.5 - Regulador do setor elétrico.....	18
2.3 - Unidades de Produção para Autoconsumo em Smartgrids..	18

2.4 - Modelos de gestão de energia com armazenamento	20
2.5 - Caracterização da radiação solar e vento em Portugal	24
2.5.1 - Radiação solar	24
2.5.2 - Vento	26
2.6 - Equipamentos de produção e armazenamento disponíveis para o consumidor	28
2.6.1 - Painéis fotovoltaicos	28
2.6.2 - Turbinas eólicas	29
2.6.3 - Sistemas de armazenamento de energia	31
2.7 - Conclusão	33
Capítulo 3	35
Modelo de Gestão de Energia	35
3 - Modelo de Gestão de Energia	37
3.1 - Introdução	37
3.2 - Análise do modelo de gestão de energia com armazenamento 38	
3.3 - Modelação da Produção	43
3.3.1 - Redes Neurais Artificiais	44
3.3.2 - Produção Solar	49
3.3.3 - Produção Eólica	55
3.4 - Conclusões	58
Capítulo 4	59
Aplicação do modelo de gestão de energia	59
4 - Modelação da Gestão de Energia	61
4.1 - Introdução	61
4.2 - Software utilizado no modelo de gestão de energia	61
4.3 - Condução do trabalho	62
4.4 - Produção elétrica	62

4.4.1 - Produção Solar	63
4.4.2 - Produção eólica	73
4.5 - Modelo de gestão de energia	74
4.6 - Conclusão	78
Capítulo 5	79
Análise dos casos de estudo	79
5 - Análise dos casos de estudo	81
5.1 - Introdução	81
5.2 - Análise diária	82
5.2.1 - Análise para um dia de janeiro	82
5.2.2 - Análise para um dia de julho	86
5.3 - Análise mensal	91
5.3.1 - Análise para o mês de janeiro	91
5.3.2 - Análise para o mês de julho	96
5.4 - Conclusões	101
Capítulo 6	103
Conclusões e perspectivas de desenvolvimentos futuros	103
6 - Conclusões e trabalhos futuros	105
6.1 - Conclusões	105
6.2 - Trabalhos futuros	108
Referências Bibliográficas	109
Referências bibliográficas	111
Anexos	119
Anexos	121
Anexo I – Resultados obtidos para a previsão da produção	121
Anexo II – Despacho económico	125
Anexo III – Códigos utilizados neste trabalho	149

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Processo de liberalização do mercado elétrico [11]	13
Figura 2.2 – Número de consumidores de energia elétrica por tipo de consumo [12].....	14
Figura 2.3 - Perfil de consumo BTN Classe C [13].	14
Figura 2.4 - Diagrama de carga do consumidor em estudo.	15
Figura 2.5 - Produção de energia elétrica por tipo de fonte em 2016 [14].	16
Figura 2.6 - Tipos de estratégias de gestão de energia elétrica.	21
Figura 2.7 - Mapa da radiação solar na Europa [35].....	25
Figura 2.8 - Mapa da radiação solar em Portugal [36]	26
Figura 2.9 - Mapa com velocidade do vento no território nacional [38]..	27
Figura 2.10 - (a) Turbina de eixo vertical (b) Turbina de eixo horizontal [43]	30
Figura 3.1 - Curva de oferta de compra e venda do mercado ibérico [53].	39
Figura 3.2 - Arquitetura do sistema de gestão de energia, adaptado de [56].	40
Figura 3.3 - Célula neuronal biológica com a sequência de propagação do sinal [59].	44
Figura 3.4 - Neurónio de uma RNA do tipo perceptrão [60].	45
Figura 3.5 - Rede neuronal do tipo feedforward, adaptado de [62].	46
Figura 3.6 - Rede neuronal do tipo recorrente, adaptado de [63].	46
Figura 3.7 - Características teóricas do erro médio quadrático do treino e validação [61].	49
Figura 3.8 - Velocidade real do vento do mês de janeiro.....	56
Figura 3.9 - Velocidade do vento previsto no mês de janeiro.	56
Figura 4.1 - Esquema da RNA para previsão de radiação solar com entradas de radiação solar e temperatura.....	63
Figura 4.2 - Esquema da RNA para previsão de radiação solar com entradas de radiação solar.	64

Figura 4.3 - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de temperatura e radiação solar.	64
Figura 4.4 - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de temperatura e radiação solar.	65
Figura 4.5- MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de radiação solar.	65
Figura 4.6 - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de radiação solar.	66
Figura 4.7 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de temperatura e radiação solar.	67
Figura 4.8 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de temperatura e radiação solar..	67
Figura 4.9 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de radiação solar.....	68
Figura 4.10 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de radiação solar.....	68
Figura 4.11 - Esquema da RNA de previsão da radiação solar para o instante t+24 com dados de temperatura e radiação solar para o mês de janeiro.	69
Figura 4.12 - Esquema da RNA de previsão da radiação solar para o instante t+24 com dados de radiação solar.....	69
Figura 4.13 - Radiação solar prevista para o mês de janeiro.....	70
Figura 4.14 - Radiação solar real para o mês de janeiro.	70
Figura 4.15 - Arquitetura de rede utilizada para correção dos valores previstos.....	71
Figura 4.16 - Radiação solar prevista após a 2ª RNA.....	71
Figura 4.17 - Caracterização da tarifa tri-horária para as diferentes horas do dia [70].....	75
Figura 5.1 - Dados para o dia 11 de janeiro de 2017.....	83
Figura 5.2 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro.	83

Figura 5.3 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.	84
Figura 5.4 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo com armazenamento.	85
Figura 5.5 - Dados para o dia 10 de julho de 2017.	87
Figura 5.6 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho.	88
Figura 5.7 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo sem armazenamento.	89
Figura 5.8 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo com armazenamento.	90
Figura 5.9 - Dados para os dias 10 a 12 de janeiro de 2017.	92
Figura 5.10 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro.	93
Figura 5.11 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.	94
Figura 5.12 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo com armazenamento.	95
Figura 5.13 - Dados para os dias 10 a 12 de julho de 2017.	97
Figura 5.14 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho.	98
Figura 5.15 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo sem armazenamento.	99
Figura 5.16 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo com armazenamento.	100

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Gama de valores típicos das características das baterias de chumbo-ácido [47].	32
Tabela 2.2 - Gama de valores típicos das características das baterias de íões de lítio [47].	32
Tabela 3.1 - Características do painel fotovoltaico LG NeON 2 [64].	51
Tabela 3.2 - Características do aerogerador Ennera Windera S [67].	57
Tabela 3.3 - Valores de C_p para as diferentes velocidades de vento.	58
Tabela 4.1 - Resultados da previsão para o dia 1 de janeiro de 2017.	72
Tabela 4.2 - Velocidade do vento e potência elétrica para o dia 1 de janeiro de 2017.	73
Tabela 4.3 - Preços da energia consumida para a tarifa tri-horária [71].	75
Tabela 4.4 - Preços de venda da energia elétrica [72].	75
Tabela 4.5 - Características do sistema de armazenamento de energia [73].	76
Tabela 4.6 - Resultados do modelo de gestão de energia para o dia 1 de janeiro de 2017.	77
Tabela 5.1 - Dados do mês de janeiro de 2017.	92
Tabela 5.2 - Resolução do problema de despacho económico mensal de janeiro.	92
Tabela 5.3 - Resolução do problema de despacho económico mensal de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.	93
Tabela 5.4 - Resolução do problema de despacho económico mensal de janeiro com autoconsumo com armazenamento.	95
Tabela 5.5 - Dados do mês de julho de 2017.	97
Tabela 5.6 - Resolução do problema de despacho económico mensal de julho.	97
Tabela 5.7 - Resolução do problema de despacho económico mensal de julho com autoconsumo sem armazenamento.	98
Tabela 5.8 - Resolução do problema de despacho económico mensal de julho com autoconsumo com armazenamento.	100
Tabela I.1 - Resultados dos ensaios com dados de temperatura e radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de janeiro.	121

Tabela I.2 - Resultados dos ensaios com dados de radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de janeiro.	122
Tabela I.3 - Resultados dos ensaios com dados de temperatura e radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de julho.....	123
Tabela I.4 - Resultados dos ensaios com dados de radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de julho.	124
Tabela II.5 - Dados para o dia 11 de janeiro de 2017.....	125
Tabela II.6 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro.	126
Tabela II.7 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.....	127
Tabela II.8 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo com armazenamento.....	128
Tabela II.9 - Dados para o dia 10 de julho de 2017.....	129
Tabela II.10 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho.....	130
Tabela II.11 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo sem armazenamento.....	131
Tabela II.12 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo com armazenamento.....	132
Tabela II.13 - Dados para os dias 10 a 12 de janeiro de 2017.....	133
Tabela II.14 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro.....	135
Tabela II.15 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.	137
Tabela II.16 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo com armazenamento.	139
Tabela II.17 - Dados para os dias 10 a 12 de julho de 2017.....	141
Tabela II.18 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho.....	143
Tabela II.19 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo sem armazenamento.....	145
Tabela II.20 – Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo com armazenamento.....	147

Lista de Acrónimos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CUR	Comercializadores de Ultimo Recurso
DL	Decreto-Lei
EDP	Energias de Portugal
EMQ	Erro Médio Quadrático
ERSE	Entidade Reguladora do Setor Energético
IoT	<i>Internet of things</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MSE	<i>Mean Squared Error</i>
MT	Média Tensão
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
REE	Redes de Energia Elétrica
REI	Redes Elétricas Inteligentes
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNA	Redes Neurais Artificiais
SE	Setor Elétrico
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
VE	Veículos Elétricos
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

Lista de Variáveis

ϵ	Hiato do silício [eV]
η_b	Rendimento do conversor e baterias
$\eta_{\text{painel+inversor}}$	Rendimento do painel e inversor
θ_a	Temperatura ambiente [°C]
θ_c	Temperatura da célula [°C]
ρ	Densidade do ar do local [kg/m ³]
A	Área de varrimento das pás da turbina [m ²]
b_k	Valor limiar do neurónio k
C_{compra}	Custo da compra de energia ao comercializador [€]
C_p	Coeficiente de potência da turbina
$E_{\text{bateria},t}$	Energia armazenada nas baterias no instante t [Wh]
E_{carga}	Energia consumida pela carga [Wh]
E_{compra}	Energia comprada à rede de energia elétrica [Wh]
E_{gerada}	Soma da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos mais a turbina eólica [Wh]
E_{venda}	Energia vendida à rede de energia elétrica [Wh]
$f(u_k)$	Função de ativação do neurónio
G	Radiação solar incidente [W/m ²]
G^R	Radiação solar incidente, nas condições de referência [W/m ²]
I	Corrente da saída [A]
I_0	Corrente inversa máxima de saturação do diodo, nas condições de funcionamento [A]
I_0^R	Corrente inversa máxima de saturação do diodo, nas condições de referência [A]
I_{cc}^R	Corrente de curto-circuito, nas condições de referência [A]
I_{max}^R	Corrente máxima, nas condições de referência [A]
k	Constante de Boltzman [J/K]
m	Fator de idealidade
m'	Fator de idealidade equivalente
$M_{\text{compra},t}$	Preço de compra da energia no instante t [€/kWh]

$M_{venda,t}$	Preço de venda da energia excedente no instante t [€/kWh]
$N_{painéis}$	Número de painéis fotovoltaicos
$NOCT$	Temperatura normal de funcionamento da célula [°C]
NSM	Número de células ligadas em série
P	Potência elétrica [W]
$P_{bateria,t}$	Potência em trânsito nas baterias no instante t [kW]
$P_{carga,t}$	Potência consumida pelo consumidor no instante t [kW]
$P_{eolica,t}$	Potência gerada pela turbina eólica no instante t [kW]
$P_{rede,t}$	Potência pedida ou vendida à rede no instante t [kW]
$P_{solar,t}$	Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos no instante t [kW]
R_{venda}	Receita da venda do excedente [€]
q	Carga elétrica do eletrão [C]
T^R	Temperatura absoluta da célula, nas condições de referência [K]
u	Velocidade do vento [m/s]
V	Tensão de saída [V]
V_{ca}^R	Tensão máxima aos terminais da célula em vazio, nas condições de referência [V]
V_{max}^R	Tensão máxima, nas condições de referência [V]
V_T	Potencial térmico, nas condições de funcionamento [V]
V_T^R	Potencial térmico, nas condições de referência [V]
w_{km}	Peso das conexões entre neurónios
x_m	Entrada da rede neuronal
Y	Valor real
\bar{Y}	Valor previsto
y_k	Saída do neurónio k

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo apresenta-se uma introdução ao tema da presente dissertação. Expõe-se o enquadramento do tema escolhido, a motivação, os objetivos e por fim a estrutura da dissertação.

1 - Introdução

1.1 - Enquadramento

Desde a origem das primeiras Redes de Energia Elétrica (REE) tem-se assistido a grandes alterações na estrutura e desempenho das mesmas. Numa primeira fase eram compostas por sistemas de corrente contínua e alimentavam áreas pequenas. Numa segunda fase passou-se para sistemas de corrente alternada em que numa estrutura verticalizada, a produção, transporte, distribuição e comercialização eram efetuadas apenas por uma empresa e o consumidor não tinha poder de decisão. A produção era apenas centralizada, isto é, apenas existiam grandes centros produtores de energia a montante do sistema de transporte.

Atualmente o setor elétrico (SE) continua a ser muito semelhante ao que existia anteriormente exceto no que diz respeito à recente liberalização do SE, o que levou a uma separação da produção, transporte, distribuição e comercialização por diversas empresas.

Com as crescentes preocupações ambientais, bem como com as flutuações de preços e previsível escassez dos combustíveis fósseis passou-se a procurar a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Neste sentido em 2010 a União Europeia apresentou o programa Europa 2020 que estabeleceu metas para serem cumpridas até 2020 em diversos campos de ação [1]. Relativamente às alterações climáticas e sustentabilidade energética este programa visa a:

- Redução em 20% das emissões de gases de estufa relativamente aos níveis registados em 1990;
- Obter 20% da energia a partir de fontes renováveis;
- Aumentar em 20% a eficiência energética.

E em 2014 estas metas foram atualizadas pela União Europeia, tendo sido apresentado o programa Europa 2030 que veio estabelecer novas metas para serem cumpridas entre 2020 a 2030 e que visa a [2]:

- Redução em 40% das emissões de gases de estufa relativamente aos níveis registados em 1990;
- Obter 27% da energia a partir de fontes renováveis;
- Aumentar em 27% a eficiência energética.

Como se pretende aumentar a produção de energia através de fontes renováveis pode-se também incluir a participação dos consumidores para que estes se tornem também produtores promovendo assim uma produção descentralizada a partir de fontes renováveis. Para se conseguir uma boa gestão da rede existe a necessidade de a tornar mais inteligente com novos mecanismos de gestão e controlo.

No sentido de promover a descentralização da produção e o aumento da inteligência das REE foi desenvolvido um projeto piloto em Portugal por parte da EDP Distribuição intitulado InovGrid [3]. Este projeto usa a REE tradicional e dota-a de informação e equipamentos inteligentes capazes de automatizar a gestão da energia para um melhoramento da qualidade de serviço.

Neste contexto considera-se relevante o estudo e análise do desempenho do produtor-consumidor, enquanto interveniente ativo no desempenho na REE.

Esta dissertação foi desenvolvida no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa com vista à obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica e onde é abordada a gestão de energia incluindo sistemas de armazenamento e a previsão da produção a partir de energias renováveis.

1.2 - Motivação

Nos últimos anos o estudo das Redes Elétricas Inteligentes (REI) tem progredido mais nos países mais desenvolvidos, como a Europa e a América do Norte, devido ao aumento da preocupação ambiental e tendo como resultado o aumento do uso de energias renováveis. As REI permitem ao consumidor um maior conhecimento e controlo dos seus consumos a cada instante permitindo saber as horas a que consome mais e se o preço da energia lhes é favorável.

As REE tradicionais tinham como desafios a eficiência operacional e a qualidade de serviço. Com a integração das REI consegue-se aumentar eficiência energética e geração distribuída levando a uma diminuição do consumo de combustíveis fósseis.

Para se conseguir uma boa implantação das REI é necessária a existência de regulamentação adequada, como por exemplo, criação de tarifas que variem ao longo do dia com a variação da procura de energia e aplicação de incentivos financeiros para que haja um maior investimento nas REI.

A utilização de REI permitirá reduzir os custos com perdas no transporte e distribuição de energia elétrica, pois passando o consumidor a produzir alguma ou até mesmo a totalidade da sua energia consumida, este comprará menos energia à rede diminuindo assim o trânsito de potência entre os centros produtores, localizados por vezes a distâncias consideráveis, e o local de consumo. Desta forma é possível diminuir a energia em trânsito nas linhas de transporte e distribuição reduzindo assim as perdas na REE.

Com a inclusão de um sistema de armazenamento de energia pode-se aproveitar para armazenar alguma energia produzida em excesso para consumir em horas posteriores e assim reduzir a fatura energética, uma vez que se evita comprar energia à rede em situações em que o preço é elevado.

Com a integração de Veículos Elétricos (VE), são criados outros desafios para os gestores da REE que terão uma preocupação adicional com o carregamento dos VE podendo introduzir alterações no tradicional diagrama de carga. Para contornar este problema poderão ser criadas tarifas que incentivem

o carregamento em horas de menor consumo. Uma vantagem dos VE será a sua utilização numa perspectiva *vehicle to grid*, permitindo utilizar a energia armazenada nas baterias para suprimir um aumento repentino de carga sem a necessidade de alterar o número de unidades de produção de energia e deste modo continuando a satisfazer o consumo.

Para que as REI sejam uma solução viável é necessário criar alguns mecanismos tais como aplicação de tarifas variáveis, uso de fontes alternativas de energia, sistemas de armazenamento de energia, contadores de energia inteligentes e uma maior consciencialização do papel do consumidor.

1.3 - Objetivos

A presente dissertação constitui um estudo e análise da influência dos *prosumers* numa REI e terá como objetivos os seguintes tópicos:

- Determinar o estado de arte da REE e da REI;
- Analisar o papel do produtor-consumidor;
- Modelar a gestão de energia com recurso a um sistema de armazenamento;
- Previsão da geração solar com recurso a redes neuronais;
- Analisar o impacto da gestão de energia com recurso a um sistema de armazenamento numa residência.

1.4 - Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada sob a forma de 6 capítulos. O presente capítulo aborda o enquadramento motivação e os objetivos propostos.

No segundo capítulo será elaborado um estado da arte abordando os intervenientes na rede de energia elétrica, modelos de gestão de energia e equipamentos para produção e armazenamento de energia.

No terceiro capítulo é apresentado o modelo de gestão de energia adotado e o processo utilizado para modelação e previsão de energia.

No quarto capítulo é descrito o estudo da previsão da produção e aplicabilidade do modelo de gestão de energia para um dia considerando um *prosumer*.

No quinto capítulo são descritos e analisados os casos de estudo para se avaliar a redução da fatura energética.

Por fim, no sexto capítulo apresenta-se as conclusões e trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado de Arte

Neste capítulo apresentam-se o estado de arte das redes de energia elétrica tradicionais e inteligentes. São analisados os modelos existentes de gestão de energia dos *prosumer* no âmbito das redes elétricas inteligentes

2 - Estado de arte

2.1 - Introdução

Com a diminuição da quantidade dos recursos não renováveis, o aumento da dependência a nível mundial dos mesmos e com uma maior consciencialização das preocupações ambientais, as fontes de energia renováveis têm ganho cada vez mais terreno face às não renováveis e estão cada vez mais a ser aceites pela sociedade [4].

No futuro próximo é previsível que o maior consumo de energia seja sobre a forma elétrica potenciado pelo aumento de vendas de veículos elétricos, como tal, é o progressivo abandono das fontes de energia não renováveis prevê-se que se consiga reduzir os gases poluentes [4], [5].

A produção de energia elétrica descentralizada tem aumentado devido à reestruturação do SE que possibilitou aos consumidores tornarem-se produtores de pequena dimensão, *prosumers*, levando assim a que estes tenham um papel mais ativo na REE.

Esta produção caracteriza-se por ser não planeada, ter capacidades instaladas pequenas, ser de carácter renovável e é ligada à rede de distribuição, o que traz desafios acrescidos aos investimentos em novas infraestruturas na REE [6]. O investimento na REE tem sido realizado tendo em conta a análise do consumo da energia em horas de ponta e numa perspetiva em que a potência flui da rede de transporte até ao consumidor passado pela rede de distribuição [7]. Com a produção descentralizada este investimento tem que ter em atenção a localização das novas instalações de produção para que não existam sobrecargas em certos pontos da REE, os quais poderão provocar interrupções na continuidade de serviço, bem como variações indesejadas nos níveis de tensão. Assim sendo é necessário que o atual sistema elétrico se adapte e se torne cada vez mais inteligente, impulsionando a transição para as REI.

Como a produção se aproxima dos centros de consumo existirá menos energia em trânsito nas linhas de transporte e distribuição, reduzindo assim as perdas nas mesmas levando a um aumento da eficiência energética [8].

Este aumento de geração distribuída deve-se aos preços elevados da venda da eletricidade ao consumidor e à consciencialização ambiental que levou o consumidor a criar a sua própria instalação de produção de energia elétrica para satisfazer as suas necessidades de consumo energético e conseguir reduzir a sua fatura energética.

Para que se consiga os melhores resultados é necessário realizar previsões principalmente a nível da produção de energia para se saber se a energia produzida será necessária para satisfazer as necessidades energéticas do consumidor. Esta previsão depende de vários fatores tais como as horas do dia, estações do ano e condições atmosféricas.

Além de tudo isto a inserção de um modelo de gestão que consiga gerir todo sistema, desde a produção, armazenamento e consumo irá facilitar a vida do consumidor e servirá de suporte às decisões que permitem a redução da fatura energética e contribuir para a redução do impacto ambiental associado ao consumo energético.

2.2 - Intervenientes da Rede Elétrica

2.2.1 - Consumidor

Segundo a Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE) o consumidor é a “entidade que recebe gás natural ou energia elétrica para consumo próprio” [9].

O papel desempenhado pelo consumidor na REE não tem sido sempre igual. Ao analisar a Figura 2.1 pode-se verificar que antes de 4 de setembro de 2006 a grande maioria dos consumidores apenas tinham a opção de comprar a energia a um comercializador, a EDP Serviço Universal. Depois desta data o

consumidor pode transitar do mercado regulado para o mercado liberalizado. A 1 de Janeiro 2013 foi extinta a tarifa regulada e foi criada uma tarifa transitória para aqueles que permaneceram no mercado regulado. Contudo, e por decisão do poder político, é possível o consumidor manter-se no mercado regulado, sendo a data limite para a transição o fim do ano 2020 [10].

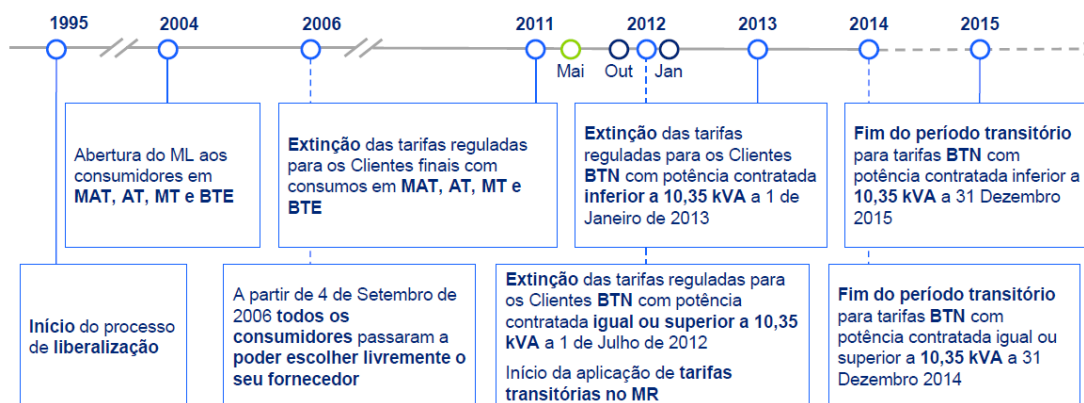


Figura 2.1 - Processo de liberalização do mercado elétrico [11]

Atualmente o consumidor tem um papel ativo no mercado de energia elétrica na medida em que pode mudar de comercializador, pode seleccionar se quer que a sua energia seja proveniente apenas de fontes renováveis ou não e pode produzir a sua própria energia elétrica através de fontes renováveis.

No SE português existem diversos tipos de consumidores, divididos em domésticos, não domésticos, indústria e agricultura.

Como se pode observar na Figura 2.2 o maior número de consumidores de energia elétrica em Portugal refere-se a consumidores domésticos, sendo que estes têm representado cerca de 80% a 85% dos consumidores de energia elétrica no país.

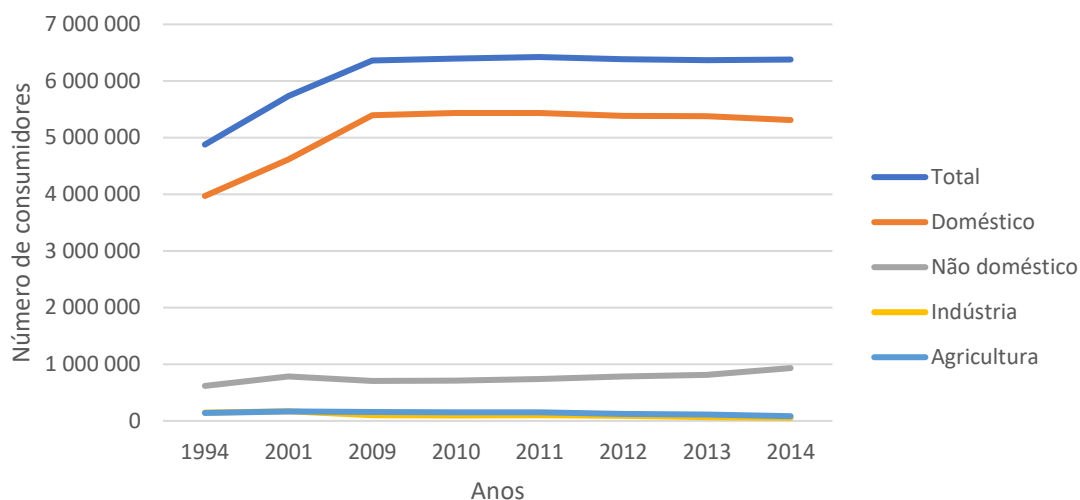


Figura 2.2 – Número de consumidores de energia elétrica por tipo de consumo [12]

A ERSE publica anualmente um perfil de consumo padrão dependendo do nível de tensão sendo apresentado na Diretiva nº 20/2016 de 28 de dezembro. No caso do consumidor doméstico considerado neste estudo, este insere-se na Baixa Tensão Normal (BTN) porque a sua potência contratada é inferior a 41,4 kVA pertence à classe C porque a sua potência contratada é igual ou inferior a 13,8 kVA e o seu consumo anual é inferior a 7140 kWh. Para esta situação, o seu perfil de consumo corresponde ao apresentado na Figura 2.3.

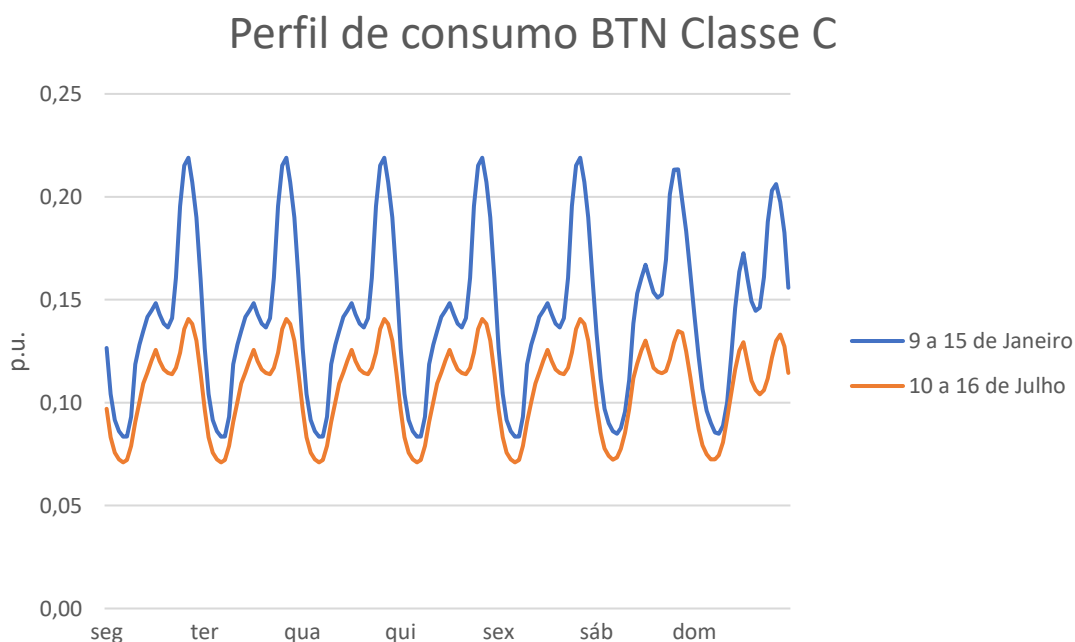


Figura 2.3 - Perfil de consumo BTN Classe C [13].

Os valores são contabilizados em períodos de 15 minutos. Como se pode observar no inverno, representado pela linha azul, o consumo é mais elevado do que no verão, representado pela linha laranja. Para determinar o valor de energia consumida instantaneamente é necessário multiplicar o valor que se encontra representado no gráfico pelo consumo anual do consumidor. Será considerado um consumo anual de 5600 kWh por se enquadrar dentro do perfil selecionado. Assim sendo pode ser observado na Figura 2.4 o diagrama de carga a ser utilizado neste trabalho.

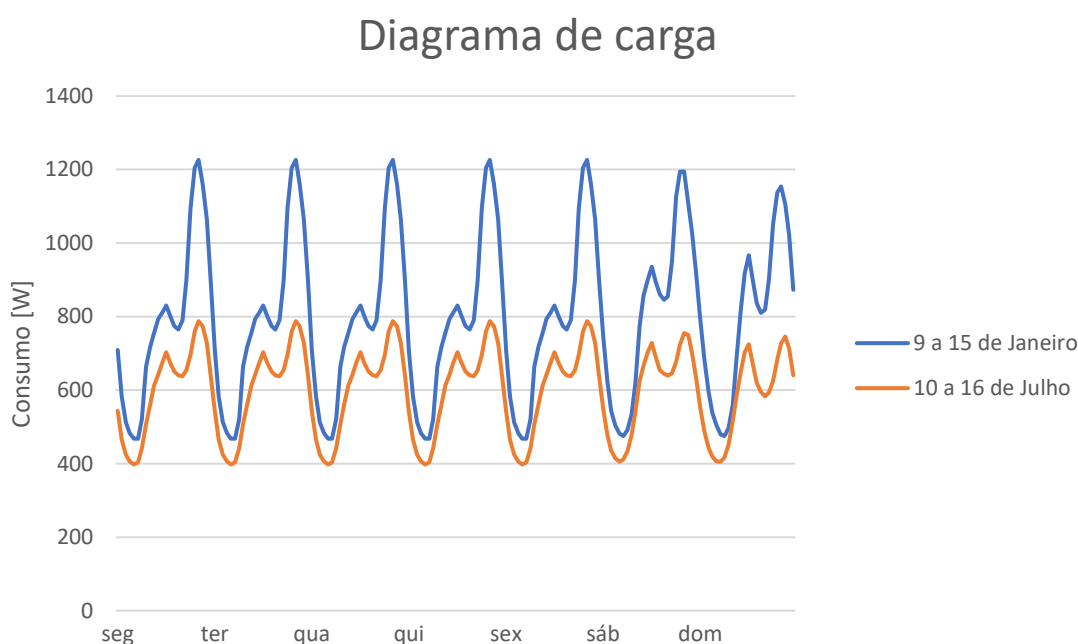


Figura 2.4 - Diagrama de carga do consumidor em estudo.

2.2.2 - Produtor

A produção de energia pode ser classificada em renovável e a não renovável. Na produção não renovável insere-se a produção térmica convencional, proveniente de centrais a carvão ou de ciclo combinado a gás natural e as de cogeração fóssil. Na produção renovável insere-se a produção proveniente de centrais solares fotovoltaicas, parques eólicos e centrais hidroelétricas.

Como é possível observar na Figura 2.5, o ano 2016 foi um ano em que a produção renovável foi superior à produção fóssil significando assim que a produção de energia elétrica está a tornar-se cada vez mais “verde” contribuindo para uma redução da poluição atmosférica.

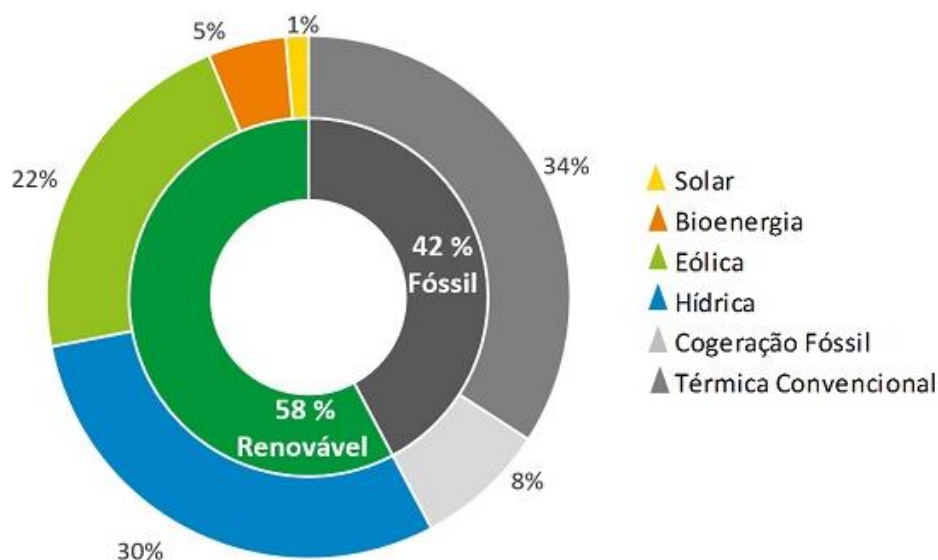


Figura 2.5 - Produção de energia elétrica por tipo de fonte em 2016 [14].

De acordo com a Figura 2.5 a produção solar é muito baixa em comparação com todas as outras formas de produção de energia elétrica isto pode dever-se ao subaproveitamento do recurso solar em Portugal, à intermitência da radiação solar durante o dia e aos custos associados à tecnologia.

Em Portugal existem 4 produtores em regime ordinário autorizados pelo Ministério da Economia e pela Direção Geral de Energia e Geologia, a EDP Produção, a Tejo Energia, a Elecgas e a Turbogás. Os dois primeiros são os que detêm centrais termoelétricas a carvão em Portugal, em Sines e no Pego. Como se sabe estas centrais são bastante poluentes devido à queima de carvão. Uma forma de se conseguir reduzir as emissões de gases poluentes passa por descomissionar estas centrais e trocar por centrais de ciclo combinado a gás natural que emitem menos gases poluentes e são mais eficientes na produção de energia.

2.2.3 - Prosumer

Quando o consumidor doméstico coloca uma unidade de produção de energia elétrica e se interliga à rede elétrica este passa a ser também produtor. Resultando num produtor-consumidor, que em inglês se diz *prosumer*. Para efeitos de simplificação da escrita passará a ser utilizado o termo *prosumer* quando se fizer referencia ao produtor-consumidor.

O *prosumer* pode ser considerado como o progresso de um consumidor passivo que apenas comprava energia à REE, para um papel mais ativo com a geração de energia elétrica através do uso de recursos renováveis.

Do ponto de vista do mercado elétrico este novo interveniente vem adicionar um uso mais eficiente da energia elétrica com a inclusão de um sistema de gestão de energia, um novo produtor de energia para autoconsumo e um vendedor de energia quando vende o seu excedente energético [15].

Quando vários *prosumer* se juntam podem criar comunidades locais. Quando estas comunidades decidem vender a sua energia em mercado é criado uma central elétrica virtual, ou em inglês *Virtual Power Plant (VPP)*, para assim terem um maior impacto no mercado na negociação da energia [16].

2.2.4 - Operador de Rede

Em Portugal existem dois grandes operadores de rede elétrica, a EDP Distribuição e a REN. A REN é responsável pela operação da rede nacional de transporte que opera em Muito Alta Tensão (MAT) que equivale aos 150, 220 e 400 kV e a EDP distribuição está responsável pela rede nacional de distribuição que opera em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) que equivalem respetivamente a 60 kV, a 6, 10, 15 e 30 kV e a 400/230 V.

Existem poucos operadores de rede em Portugal continental e insular, porque este tipo de empresas são monopólios naturais, ou seja, minimizam-se

os custos de operação se existir apenas uma empresa, o que contribui para uma redução dos custos para o consumidor [17].

2.2.5 - Regulador do setor elétrico

Com a liberalização do mercado elétrico foi criado uma entidade que protege os interesses dos consumidores, a qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento. Esta entidade foi intitulada de Entidade Reguladora do Setor Elétrico e em 2013 com a inclusão da supervisão do gás natural foi renomeada com Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE). A ERSE promover a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados e contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas e ambientais.

2.3 - Unidades de Produção para Autoconsumo em *Smartgrids*

A REE tradicional tem por base uma geração centralizada, a partir da qual é aumentado o nível de tensão para transporte, sendo este realizado por linhas aéreas ou cabos subterrâneos, posteriormente reduz-se o nível de tensão para distribuição e por fim é entregue ao cliente final para consumo. O fluxo de energia só se dá num sentido e pouca informação circula na rede, o que limita a resposta a variações do consumo de energia elétrica. Para que esta resposta seja ótima é necessário que a produção de energia elétrica iguale o consumo da mesma e as perdas sejam as menores possíveis.

As REI ou *smartgrids* vieram introduzir uma nova realidade na REE, na medida em que se tornou possível que o fluxo de energia e informação possa ser bidirecional entre os diversos intervenientes na rede elétrica. Este novo tipo de rede tem inseridos sensores que permitem conhecer o estado da rede e com o apoio de sistemas de automação torna-se possível operar e reconfigurar

equipamentos na REE. O consumidor passa a ter um papel ativo na produção, através das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) de energia elétrica renovável. A utilização de uma REI permite ter uma rede mais segura, fiável e eficiente [18].

Em Portugal a produção ao nível doméstico divide-se em duas unidades, as UPAC e as Unidades de Pequena Produção (UPP). A nível da legislação nacional existem diversos Decretos-Lei que visam regular a produção de energia elétrica em pequena escala.

O Decreto-Lei (DL) nº 68/2002 veio introduzir o conceito do *prosumer* e dar início à geração por parte do consumidor. O DL nº 363/2007 veio introduzir um regime jurídico para a produção de eletricidade através de unidades de microprodução. O DL nº 118-A/2010 veio simplificar o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade através de instalações de pequena potência, com objetivo de incentivar a produção descentralizada de eletricidade em BT por particulares, alterando o DL nº 363/2007. A última alteração veio pelo DL nº 153/2014. Neste novo documento as unidades de produção foram separadas em UPAC e UPP e foi introduzido o novo regime jurídico a aplicar-se.

A UPP é uma unidade de produção em que a energia elétrica gerada é vendida na totalidade à rede elétrica.

A UPAC é uma unidade de produção para autoconsumo, isto é, a energia elétrica produzida é utilizada para consumo próprio sendo que o excedente poderá ser armazenado em baterias ou então ser entregue à rede elétrica, sendo que o produtor pode escolher ser remunerado ou não pela venda do excedente energético. No caso de se vender o excedente, a remuneração será feita através do valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) em Portugal relativo ao mês em vigor.

Uma limitação da UPAC é que não se pode ter uma potência instalada que seja duas vezes superior à potência contratada. A vantagem desta unidade de produção é a redução da dependência do comercializador de energia e redução da fatura energética.

Relativamente ao tarifário no contexto do mercado liberalizado cada comercializador estabelece o preço a que se propõe vender a energia elétrica e cabe ao utilizador selecionar o comercializador que mais lhe convém. Neste contexto, a ERSE define apenas as tarifas a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso (CUR). Em Portugal Continental esse papel é desempenhado pela empresa EDP Serviço Universal.

O valor a pagar pela fatura elétrica pelo consumidor doméstico é dividido em duas categorias:

- A primeira é a taxa de potência, que dependendo do valor contratado terá um valor específico.
- A segunda é o valor da energia ativa consumida. O valor a pagar divide-se primeiro em dois grupos de acordo com a potência contratada, dependendo se é igual ou inferior a 6,9 kVA ou se é superior a este valor. De seguida depende da tarifa horária selecionada e para a qual existem três opções, nomeadamente a tarifa simples, a bi-horária e a tri-horária.

2.4 - Modelos de gestão de energia com armazenamento

Quando se pretende aproveitar a energia elétrica produzida através de uma fonte renovável deve ser efetuada uma análise económica para se obter a solução mais vantajosa. Nomeadamente a venda da energia não consumida ao CUR ou a instalação de um sistema de armazenamento de energia para aumentar o autoconsumo e na eventualidade de existir um valor remanescente, proceder à venda de energia.

No caso de se selecionar um sistema de armazenamento de energia para se conseguir uma maior poupança energética, deve ser considerado um sistema que consiga fazer uma gestão de carga adequada. Este sistema deve permitir determinar os períodos de carregamento das baterias ou de alimentação da instalação a partir delas e quando se compra energia ao comercializador ou se

vende o excedente dependendo de uma possível previsão da produção renovável.

Para se obter um desempenho adequado do sistema de armazenamento deve associar-se um sistema de gestão de energia. De acordo com a Figura 2.6 (adaptada de [19]) existem diferentes estratégias que poderão ser aplicadas aos sistemas de gestão de energia.

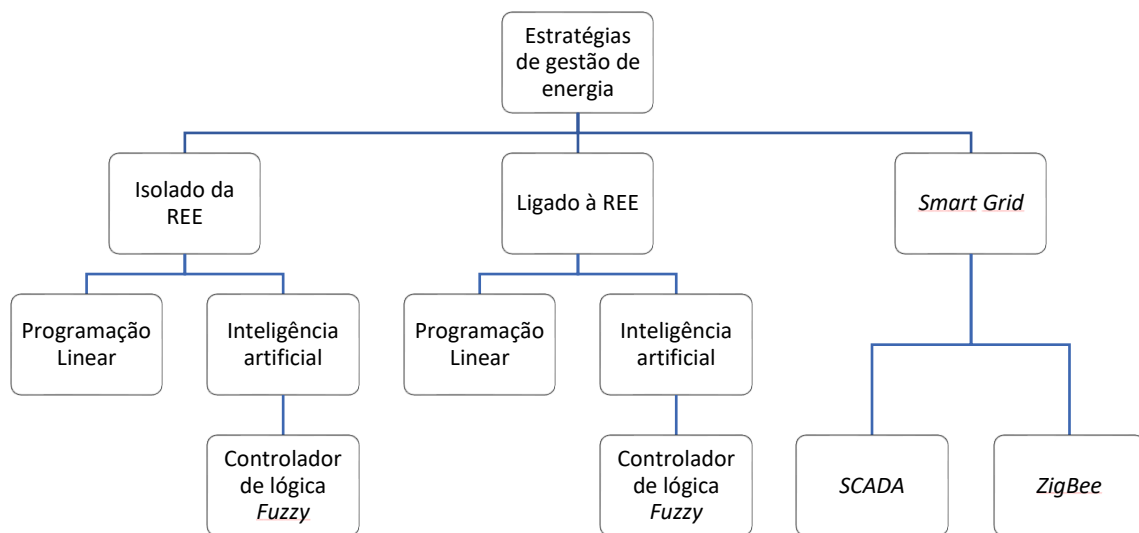


Figura 2.6 - Tipos de estratégias de gestão de energia elétrica.

Como se pode observar na Figura 2.6 os modelos de gestão são divididos em três tipos. De acordo com o tipo de ligação à rede, tem-se: sistemas isolados, ligados à rede ou redes inteligentes. Os dois primeiros podem ser divididos em dois tipos: os que usam programação linear e os que usam técnicas inteligentes, tais como redes neuronais e algoritmos genéticos. Por fim nas redes inteligentes podem ser utilizados sistemas SCADA e protocolo ZigBee.

Na literatura são apresentados diferentes modelos de gestão da energia elétrica no contexto de armazenamento de energia.

Consideraram-se seguidamente os modelos baseados em programação linear.

Karami et al. [20] desenvolveu uma estratégia de gestão de energia em que existe geração fotovoltaica, baterias e supercondensadores para armazenamento e pilha de combustível. Considera-se que o sistema possui ligação à rede elétrica. O objetivo deste sistema consiste em alimentar sempre a carga sem interrupções, a partir da fonte renovável ou quando a energia fornecida pelos painéis fotovoltaicos não fosse suficiente, alimentar a carga a partir das baterias. A pilha de combustível apenas seria utilizada quando nem os painéis nem as baterias fossem capazes de alimentar a carga. O excedente de produção solar é vendido à rede para se obter alguma receita.

Pascual et al. [21] desenvolveu uma estratégia de gestão de energia em que existe geração fotovoltaica e eólica. Existem baterias para armazenamento e o sistema tem ligação à rede elétrica. O objetivo deste sistema consiste em conseguir minimizar o consumo de energia a partir da rede maximizando o consumo renovável e das baterias. É apresentada uma previsão da produção e quando se verifica um desvio entre a previsão da produção e o valor atual, este desvio era compensado pelas baterias, sendo que a REE era responsável pela compensação das restantes diferenças entre o consumo e a produção.

Battistelli et al. [22] desenvolveu uma estratégia de gestão de energia em que existe geração eólica e uma central de biomassa, utiliza VE e está ligado à rede elétrica. O objetivo deste sistema consiste na utilização dos VE numa perspetiva de *vehicle to grid* para uma melhor gestão da rede minimizando os custos de operação da rede.

Finn e Fitzpatrick [23] desenvolveram uma estratégia na qual em vez da gestão da produção e armazenamento foca-se na gestão do consumo, sendo a produção renovável é obtida através da geração eólica. Ao deslocar a carga para alturas em que existe maior produção eólica foi possível dispensar a existência de um sistema de armazenamento de energia. Como foi considerado que os preços das tarifas eram comunicados pelo comercializador no dia anterior foi permitido ao cliente poder interagir com o sistema de gestão e assim selecionar quando colocar em funcionamento algumas das cargas.

Ismail et al. [24], *Dahmane et al.* [25] e *Nfah and Ngumdam* [26] foram desenvolvidos sistemas de gestão de energia para instalações isoladas,

nomeadamente para regiões onde não existe ligação à REE. Isto, por serem zonas muito remotas ou porque os custos da construção de uma rede seriam muito elevados. Todos utilizaram geração fotovoltaica e armazenamento em baterias sendo que em [26] foi também utilizado uma turbina eólica. O objetivo era conseguir utilizar ao máximo a produção renovável, quer diretamente quer através do sistema de armazenamento de energia, por forma a minimizar o custo do consumo do combustível utilizado pelo grupo gerador diesel.

Ainda dentro da programação linear existem alguns *software* nomeadamente o HOMER. HOMER é a sigla para *Hybrid optimization model for electric renewables* e é utilizado para otimização de sistemas com produção renovável, permitindo avaliar diversos cenários quer ligados à rede ou isolados da rede.

Este programa tem três funções principais, a simulação, a otimização e análise da melhor opção. Atualmente já existem muitos projetos em que é utilizada esta ferramenta tais como os descritos em *Kim et al.* [27], *Dalton* [28] e *Saheb-Kousa* [29]. Nestes projetos o programa foi utilizado num sistema ligado à rede e o tipo de geração era variável. O programa recebe com entradas a carga e ao prever a produção permite fazer a gestão de forma a ser alcançada a maior poupança possível.

Consideram-se os seguintes modelos onde foram utilizadas técnicas inteligentes.

Quanyuan et al. [30] apresenta um mecanismo de gestão de energia baseado em inteligência artificial na qual usa uma rede com duas camadas coordenadas para a gestão de uma micro-rede renovável. A primeira camada também chamada de camada de planeamento é responsável pelo despacho económico do problema com base em previsões do diagrama de carga e da produção renovável. Esta camada cria ainda uma reserva de energia para o caso de existirem discrepâncias entre a potência prevista e a de consumo real, garantindo a satisfação do consumo. A segunda denominada de despacho fica responsável por realizar um novo despacho económico do problema das potências com base em valores atuais e reais.

Zhang et al. [31] utilizou lógica *fuzzy* para realizar a gestão de energia de um supermercado. Para a produção de energia foram utilizados painéis fotovoltaicos e para se aumentar o autoconsumo foram colocadas baterias. O objetivo do sistema consiste em conseguir fornecer energia elétrica à instalação e reduzir a fatura energética bem como as emissões poluentes.

Mohamed e Mohammed [32] utilizam lógica *fuzzy* para uma REI de forma a conseguir que a produção renovável seja consumida em primeira instância e utiliza baterias para permitir colmatar as falhas de fornecimento de energia elétrica.

2.5 - Caracterização da radiação solar e vento em Portugal

2.5.1 - Radiação solar

O Sol fornece energia na forma de radiação, sendo esta a base da vida na Terra. No centro do Sol, existe fusão de núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio e durante este processo parte da massa é transformada em energia, assim sendo pode-se afirmar que o Sol é um enorme reator de fusão. Como existe uma grande distância entre a Terra e o Sol grande parte dessa radiação não atinge a superfície da Terra [33].

A radiação solar divide-se em três tipos, a radiação direta, difusa e refletida. A radiação direta é aquela que atinge diretamente a superfície sem ser refletida por nuvens ou outros objetos, a radiação difusa é refratada pelas nuvens, nevoeiros e poeiras em suspensão e a radiação refletida é aquela que reflete nos edifícios ou outros objetos até atingir a superfície [34].

Como se pode verificar na Figura 2.7 na Europa existe uma variação da radiação que atinge a superfície de cerca de 1300 kWh/m² entre o local que menos recebe e o que mais recebe radiação solar. O Sul da Europa é o local onde existe uma maior quantidade da incidência da radiação solar sendo estes

os países em que se torna mais vantajoso a instalação de equipamentos que consigam aproveitar a radiação solar para a geração de energia elétrica e térmica.

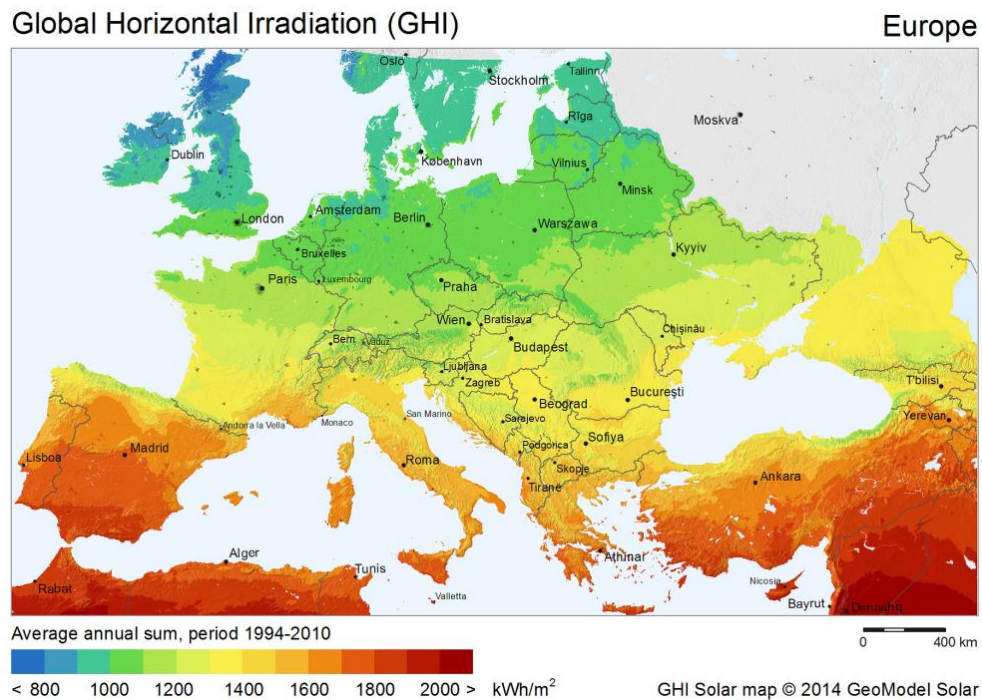


Figura 2.7 - Mapa da radiação solar na Europa [35]

Pode observar-se na Figura 2.8 que em Portugal Continental a variação entre o norte do país e o sul do país é de aproximadamente 600 kWh/m² e quanto mais para sul se considerar, mais elevados são os valores da radiação solar. Consequentemente, uma unidade de produção fotovoltaica terá melhores valores de potência no sul do país em comparação com uma instalada no norte do país.

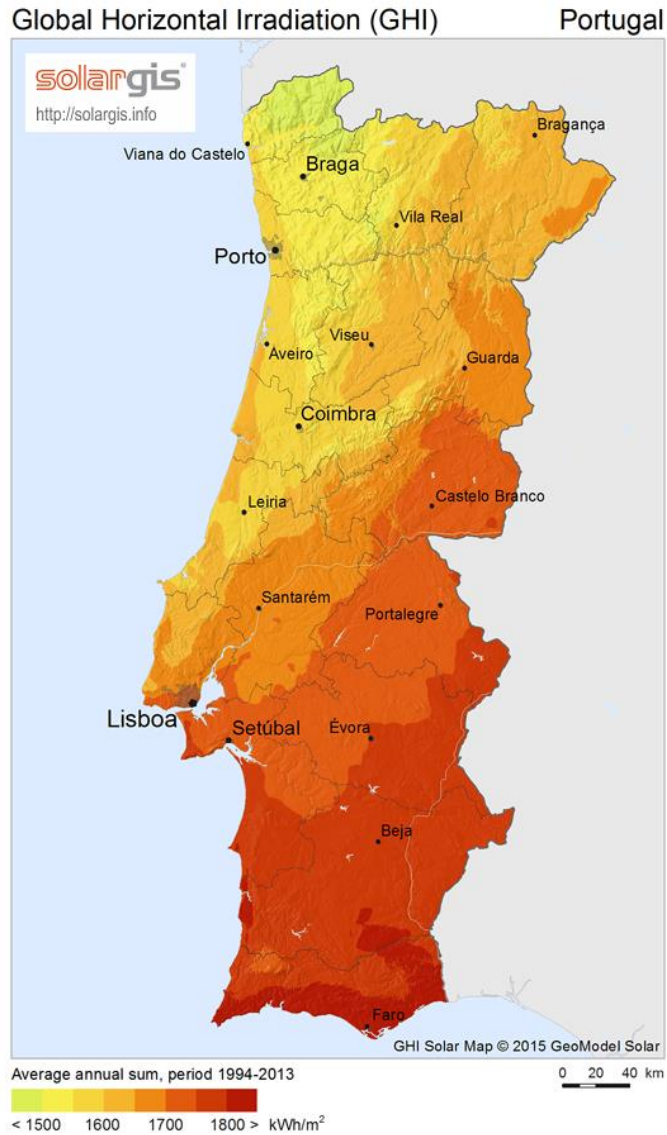


Figura 2.8 - Mapa da radiação solar em Portugal [36]

2.5.2 - Vento

O vento é causado pela movimentação do ar, como resultado das diferenças da pressão atmosférica entre duas regiões devido ao aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Existe dois tipos de ventos, uns que “sopram” a uma escala global (geofísicos) e outros que se manifestam a uma escala local (ventos na camada de atrito). Estes últimos são influenciados por vários fatores nomeadamente a altura, rugosidade do terreno, obstáculos e relevo. [37]

Em Portugal, existem varias instituições, designadamente o LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia que se dedicaram a realizar medições da velocidade do vento, permitindo a criação de um mapa português com as velocidades do vento sobre o território nacional, apresentado na Figura 2.9.

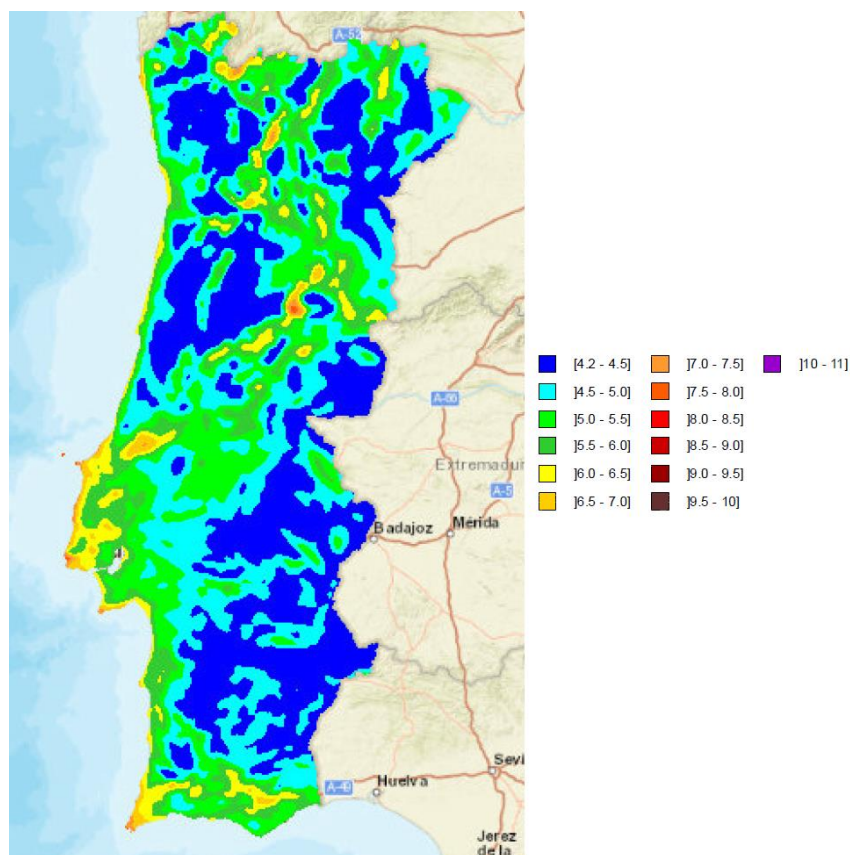


Figura 2.9 - Mapa com velocidade do vento no território nacional [38]

Na Figura 2.9 podem-se observar as diferentes velocidades do vento, em m/s, no território nacional. Estas velocidades foram retiradas para 80 metros de altitude. Pode-se observar que nas zonas costeiras e a norte do país, principalmente nas zonas montanhosas, a velocidade do vento é superior em comparação com zonas mais planas como no Alentejo, onde a velocidade do vento é mais reduzida. Desta observação pode-se concluir que seria mais vantajosa a colocação de uma unidade de produção na zona litoral do país ou numa região mais montanhosa. Se for considerado a colocação de uma unidade de produção híbrida, ou seja, solar e eólica a seleção de uma zona litoral no Sul pode ser adequada.

2.6 - Equipamentos de produção e armazenamento disponíveis para o consumidor

2.6.1 - Painéis fotovoltaicos

Para a conversão da radiação solar em energia elétrica são utilizados painéis fotovoltaicos. Estes são formados por módulos de células fotovoltaicas, sendo estas constituídas por um material semicondutor, o silício, em conjunto com outras substâncias de modo a criar um meio apropriado para a ocorrência do efeito fotovoltaico, ou seja, a conversão de potência associada à radiação solar em potência elétrica [39].

Estas células podem ser constituídas por cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo. Os painéis fotovoltaicos de silício monocristalino são os mais utilizados na composição das células fotovoltaicas em venda no mercado, o seu nome deve-se a uniformidade da estrutura molecular que resulta do uso de um cristal único [39]. Ao observar uma célula fotovoltaica deste tipo verifica-se que os cantos são arredondados. As vantagens da utilização de painéis monocristalinos são apresentarem melhores rendimentos e uma alta durabilidade, como desvantagens existe o preço de fabrico mais elevado e a utilização elevada de energia no seu fabrico [40], [41].

Os painéis fotovoltaicos de silício policristalinos são constituídos por pequenos cristais, com a espessura de um cabelo humano, numa quantidade muito elevada [39]. As células fotovoltaicas deste tipo são retangulares. As vantagens da utilização de painéis policristalinos são o baixo custo de manufatura e melhor eficiência energética no processo de fabrico. A maior desvantagem deste tipo de painel é ter um rendimento inferior ao painel monocristalino o que obriga, para a mesma potência a um maior espaço para a instalação dos painéis [40], [41].

Os painéis fotovoltaicos de silício amorfo não apresentam estrutura cristalina e apresentam defeitos estruturais, o que em princípio deveria impedir a sua utilização como células fotovoltaicas. Para se conseguir utilizar este tipo

de células é necessário adicionar uma pequena quantidade de hidrogénio, através de um processo de hidrogenização, em que os átomos de hidrogénio se combinam quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. Este tipo de painéis absorve a radiação solar de forma mais eficiente, mas produzem muito pouca energia. Este tipo de painéis são encontrados em calculadoras de bolso, relógios e algumas *Power Banks* [39], [40].

A potência de saída de um painel solar depende de vários fatores como a temperatura e a radiação solar. Para se conseguir que este esteja a funcionar à potência máxima é utilizado um seguidor de potência máxima (*Maximum Power Point Tracker* – MPPT). Este dispositivo consiste num conversor DC/DC que com as condições ambientais e as impostas pela rede, ajusta a tensão de saída do módulo de forma que o funcionamento corresponda ao ponto de potência máxima [39]. Com a utilização deste sistema é possível aumentar a produção de energia elétrica na instalação.

2.6.2 - Turbinas eólicas

As turbinas eólicas, também denominadas de aerogeradores, têm a função de converter a energia cinética do vento em energia mecânica sendo posteriormente convertida em energia elétrica [42].

As turbinas eólicas dividem-se em dois tipos, as de eixo horizontal e as de eixo vertical. Na Figura 2.10 evidenciam-se as diferenças entre os dois tipos de construção.

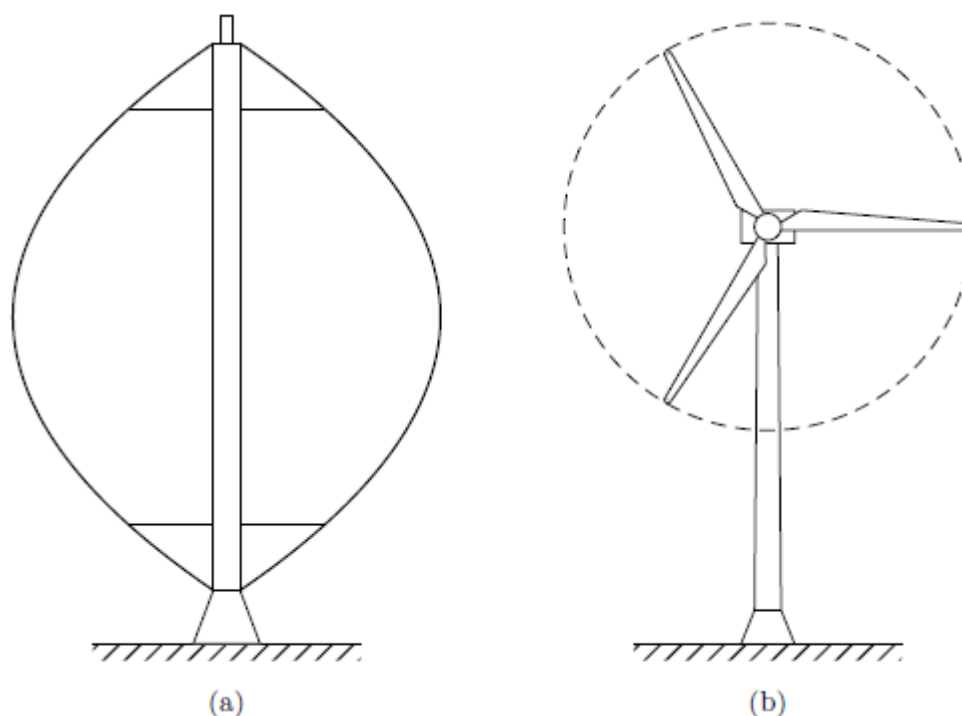


Figura 2.10 - (a) Turbina de eixo vertical (b) Turbina de eixo horizontal [43]

As turbinas eólicas mais comuns são as de eixo horizontal com duas ou três pás rígidas. Para que a turbina possa funcionar com o melhor rendimento é necessário que as pás estejam perpendiculares à direção do vento [43].

As turbinas de eixo vertical têm como vantagem relativamente às de eixo horizontal, o facto de não ser necessário mecanismos que acompanhem a variação da direção do vento. Existem diferentes tipos de turbinas verticais, tais como: *Savonius*, *Darrieus* e *Giromill*, sendo as do tipo *Darrieus*, apresentada na Figura 2.10 – (a) as mais comuns. Uma turbina do tipo *Darrieus* é constituída por duas ou três lâminas em forma de uma parábola fixadas nas extremidades do eixo da turbina [43].

As turbinas de eixo horizontal apresentam como vantagens a possibilidade de ajustar o ângulo das pás para um melhor aproveitamento do vento. Quando existem condições climáticas mais severas, alguns tipos de turbinas (com controlo de *pitch*) possuem mecanismos que permitem minimizar o risco de danos na turbina, através da colocação das pás em bandeira. Independentemente do modelo todas elas possuem travões mecânicos para imobilizar o rotor. Estas permitem uma instalação a uma altitude superior

aproveitando velocidades de vento o que leva a um aumento substancial da produção de energia elétrica. Como desvantagens tem-se a manutenção e instalação complexas, sobretudo devido à altura da torre.

As turbinas de eixo vertical apresentam como vantagens a dispensa de mecanismos para o acompanhamento da direção do vento, as operações de manutenção são facilitadas uma vez que os equipamentos mecânicos necessários para a produção de energia elétrica encontram-se no solo e a facilidade de colocação em locais em que não seja permitida a sua instalação ou não exista espaço para colocação de estruturas elevadas. Como desvantagem tem-se uma menor produção de energia elétrica, como consequência do aproveitamento de velocidades do vento menores devido a baixa altitude da instalação turbina [44].

2.6.3 - Sistemas de armazenamento de energia

O armazenamento de energia numa UPAC realiza-se através da colocação de baterias para aproveitamento do excedente da produção de energia elétrica. As baterias a utilizar nestes sistemas são do tipo recarregável. Alguns dos parâmetros a considerar na seleção de uma bateria são a potência, energia armazenada, tempos de carga e descarga, densidade de potência, de energia, profundidade de descarga e por fim o tempo de vida útil [45].

As baterias mais comuns nestes sistemas são as de chumbo-ácido e as de íões de lítio [46].

As baterias de chumbo-ácido são constituídas por elétrodos de chumbo imersos num eletrólito aquoso constituído por ácido sulfúrico. Durante o processo de descarga os elétrodos de chumbo são convertidos em sulfato de chumbo e no processo de carga os dois elétrodos regressam ao seu estado inicial. Esta tecnologia é a mais antiga e por sua vez a mais madura [45]. Algumas das características desta tecnologia são apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Gama de valores típicos das características das baterias de chumbo-ácido [47].

Característica	Valor
Densidade de energia (Wh/l)	50 a 100
Densidade de potência (W/l)	10 a 500
Ciclos de vida	500 a 2000
Eficiência (%)	75 a 80
Custo (€/kWh)	100 a 250

As baterias de íons de lítio têm no cátodo, um composto de lítio e no ânodo, carbono sendo o eletrólito uma solução aquosa de lítio. No processo de carga os íons de lítio fluem do cátodo para o ânodo e no processo de descarga os íons de lítio fluem no sentido inverso [45]. Algumas das características desta tecnologia são apresentadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Gama de valores típicos das características das baterias de íons de lítio [47].

Característica	Valor
Densidade de energia (Wh/l)	200 a 350
Densidade de potência (W/l)	100 a 3500
Ciclos de vida	1000 a 5000
Eficiência (%)	83 a 86
Custo (€/kWh)	300 a 800

2.7 - Conclusão

Como consequência da liberalização do mercado de energia elétrica, o consumidor tem atualmente a possibilidade de desempenhar um papel mais ativo no SE. O aumento da consciência ambiental por parte dos consumidores, a existência de políticas ambientais e de incentivos financeiros, contribui para que a geração distribuída seja proveniente de fontes de energia renováveis.

Os grandes centros de produção que possuem centrais não renováveis a carvão podem ser substituídos por uma tecnologia menos poluente como as de ciclo combinado a gás natural. As novas centrais a serem construídas deverão ser completamente renováveis para se conseguir minimizar ao máximo a emissão de gases poluentes e aumentar a eficiência energética da REE.

As UPAC permitem que o consumidor se torne num *prosumer*, conseguindo assim produzir energia elétrica para autoconsumo permitindo satisfazer as suas necessidades energéticas e adicionalmente contribuir para uma maior eficiência da REE. Dependendo da sua produção, o *prosumer* poderá colocar um sistema de armazenamento de energia contribuindo para um aumento do seu autoconsumo e o excedente de produção poderá ser vendido ao CUR permitindo reduzir a fatura energética.

Para uma melhor gestão da UPAC deverá ser utilizado um modelo que permita gerir todos os equipamentos da instalação. Este modelo deve ser escolhido com base nos objetivos definidos pelo *prosumer*. Os modelos poderão ser simples ou complexos, dependendo do sistema onde se inserem, podem ser modelos baseados em programação linear ou em inteligência artificial.

Para a redução das emissões de gases poluentes a produção de energia elétrica deverá ser através de fontes renováveis, mas para tal acontecer é necessário saber se existem recursos em quantidade suficiente para compensar o investimento.

Para o aproveitamento da radiação solar a seleção de painéis fotovoltaicos de silício monocristalino apresenta-se como uma boa escolha devido aos seus rendimentos mais elevados e por necessitar de um menor

espaço para instalação, em comparação com outras tecnologias e considerando os mesmos valores de potência.

Para o aproveitamento do vento é necessário analisar a situação caso a caso, identificando se existem limitações de espaço ou restrições de altitude deverá ser escolhida uma turbina de eixo vertical, como por exemplo num centro urbano, caso contrário poderá ser selecionada uma turbina de eixo horizontal.

Para o armazenamento de energia com recurso a baterias existem dois casos a ponderar. Do ponto de vista económico as baterias de chumbo-ácido requerem menor investimento. Do ponto de vista técnico as baterias de iões de lítio apresentam melhores resultados e são mais eficientes. Portanto a escolha das baterias deverá ser analisada de forma a que o *prosumer* consiga a melhor solução para a sua UPAC.

Capítulo 3

Modelo de Gestão de Energia

Neste capítulo é apresentado o modelo de gestão de energia adotado e a implementação do caso de estudo considerando a modelação da produção fotovoltaica e eólica. Será também apresentada uma breve explicação sobre redes neuronais artificiais.

3 - Modelo de Gestão de Energia

3.1 - Introdução

Com a interligação de mais *prosumers* na REE é necessário adaptar a rede existente para que esta se torne mais inteligente na medida em que será necessário incluir novos equipamentos e tecnologias para se conseguir um melhor desempenho da mesma. Uma das grandes alterações com o aparecimento das UPAC consiste na alteração da solicitação energética por parte do consumidor à REE, porque o consumidor, ao ter a sua própria produção consegue satisfazer alguma ou até toda a sua necessidade de consumo de energético.

Com o crescimento do número de *prosumers* os operadores da rede elétrica poderão não conseguir manter o equilíbrio entre consumo e produção e os *prosumers* poderão criar sobrecargas nas subestações quando existem muitos produtores a injetar energia na REE, podendo criar assim alguma instabilidade na REE [48].

Neste sentido é necessário adotar novas medidas que permitam a comunicação entre os consumidores e os operadores de rede. Os contadores inteligentes e a Internet das Coisas (IoT) ajudam a recolher dados entre as diversas entidades e têm por finalidade obter uma solução de gestão do sistema mais eficiente [49].

A previsão das condições meteorológicas será importante para se estimar a produção por parte dos *prosumers* uma vez que assentam maioritariamente em fontes de energia renovável. Desta forma contribuem para o despacho de energia com menos incerteza levando a menores gastos económicos e contribuindo para a redução da poluição ambiental [50].

3.2 - Análise do modelo de gestão de energia com armazenamento

Com o aumento da geração distribuída na REE, os modelos tradicionais utilizados para garantir o equilíbrio entre geração e consumo por parte dos mercados de energia elétrica estão a tornar-se mais imprecisos [51].

O Mercado Ibérico da Eletrecidade (MIBEL), surgiu da vontade política dos governos de Portugal e Espanha em criar um mercado energético comum, cujo objetivo seria possibilitar aos consumidores escolherem livremente o seu fornecedor de energia, e desta forma promover a concorrência, os consumidores obteriam em simultâneo uma melhoria na qualidade de serviço e preços mais económicos.

Um dos operadores de mercado, o OMIE, tem incumbida a gestão diária e intradiária dos mercados. Analisando as licitações de ofertas de energia por parte dos produtores e as licitações de procura de energia por parte dos consumidores. Para se determinar o preço de fecho de mercado são reunidas as licitações e com os dados recolhidos são definidas duas curvas, a curva de oferta de compra e de oferta de venda de energia. Quando estas curvas se interseitam obtêm-se o fecho do mercado, ficando definida a quantidade de energia vendida e o seu preço [52].

Pode-se observar na Figura 3.1 o fecho de mercado para a hora 1 do dia 10/07/2017, que corresponde à interseção da curva laranja, a curva da oferta de venda, com a curva azul, a curva da oferta de compra.

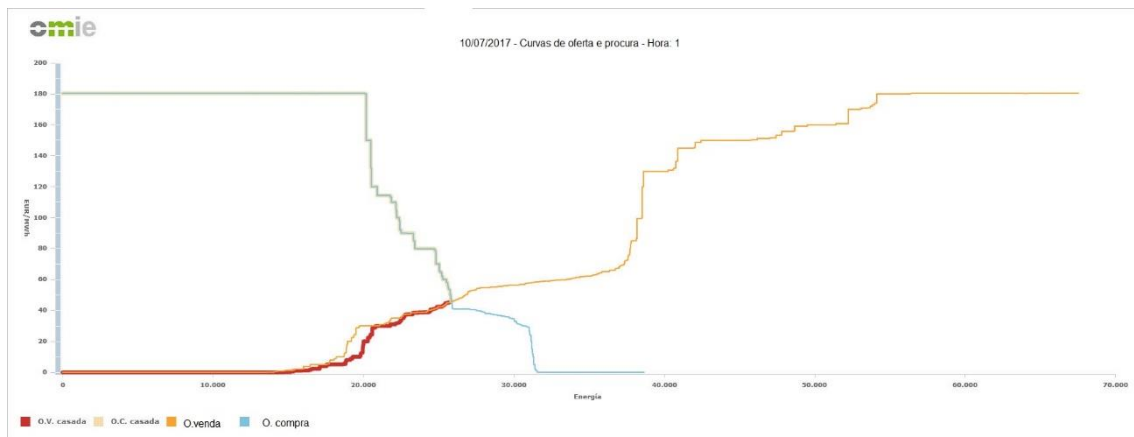


Figura 3.1 - Curva de oferta de compra e venda do mercado ibérico [53].

Um dos problemas existentes na REE é a reduzida capacidade de armazenamento de energia elétrica, o que leva a que a energia produzida tenha que ser consumida imediatamente [54].

Com a integração das *smartgrids* será necessário alterar a forma de gerir o mercado de energia porque os *prosumers* podem escolher vender a sua energia produzida e comprar em menor quantidade. O problema desta escolha está na manutenção do equilíbrio entre consumo e produção, sendo necessário implementar um novo modelo de gestão de energia que tenha em conta a produção do *prosumer* [55].

Teja S e Yemula [56] desenvolveram um modelo de gestão de energia para uma residência com painéis solares fotovoltaicos e um conjunto de baterias para armazenamento de energia com ligação à REE, cujo sistema pode ser observado na Figura 3.2. No seu trabalho foi considerado que não seria possível realizar a venda do excedente da energia à REE.

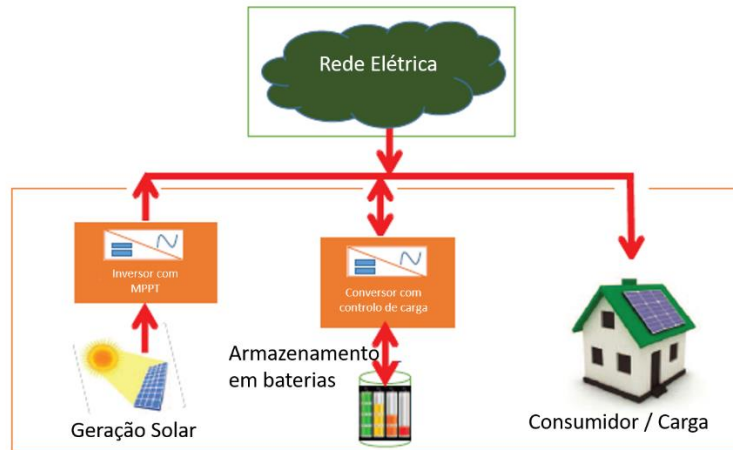


Figura 3.2 - Arquitetura do sistema de gestão de energia, adaptado de [56].

O modelo de gestão de energia que se apresenta neste trabalho, baseia-se em [56] tendo sido incluída a geração de energia eólica e a venda de energia à REE.

O modelo matemático para a gestão da energia é desenvolvido considerando um período de tempo t , correspondente a 1h. Por exemplo se for considerado um mês com 31 dias, a variável t irá variar entre 1 e 744h.

O modelo implementado é descrito recorrendo a cinco tópicos: variáveis conhecidas, variáveis a calcular, equações, restrições e função objetivo.

- Variáveis conhecidas

Algumas das variáveis neste modelo são consideradas conhecidas, tais como as potências geradas e consumidas e os preços da venda e da compra de energia à REE. São elas:

$P_{carga,t}$ – Potência consumida pelo consumidor no instante t em kW;

$P_{solar,t}$ – Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos no instante t em kW;

$P_{eolica,t}$ – Potência gerada pela turbina eólica no instante t em kW;

$M_{compra,t}$ – Preço de compra da energia no instante t em c€/kWh;

$M_{venda,t}$ – Preço de venda da energia excedente no instante t em c€/kWh;

- Variáveis a determinar

Para se conseguir alcançar o objetivo do problema que consiste na redução da fatura energética é necessário determinar algumas variáveis, nomeadamente:

C_{compra} – Custo da compra de energia ao comercializador em €;

R_{venda} – Receita da venda do excedente em €;

$E_{bateria,t}$ – Energia armazenada nas baterias no instante t em kWh;

$P_{bateria,t}$ – Potência em trânsito nas baterias no instante t em kW;

$P_{rede,t}$ – Potência pedida ou vendida à rede no instante t em kW;

- Função Objetivo

A equação (3.1) indica a função objetivo em que o objetivo é minimizar o valor a pagar na fatura energética pela compra de energia à rede.

$$\min F = \min (C_{compra} - R_{venda}) \quad (3.1)$$

- Sujeito a (3.2 – 3.9):

$$0 \leq E_{bateria,t} \leq E_{bateria}^{m\acute{a}x} \quad (3.2)$$

Onde a restrição (3.2) indica o máximo e o mínimo da capacidade da bateria.

$$P_{bateria}^{min} \leq P_{bateria,t} \leq P_{bateria}^{m\acute{a}x} \quad (3.3)$$

Onde a restrição (3.3) indica o máximo e o mínimo da potência em trânsito na bateria.

$$P_{rede,t} \geq -(P_{solar,t} + P_{eolica,t}) \quad (3.4)$$

Onde a restrição (3.4) garante que a energia vendida à rede apenas será a produzida pelas fontes de energia renováveis.

$$E_{bateria,tinicial} = E_{bateria,tfinal} \quad (3.5)$$

Onde a restrição (3.5) garante que a energia armazenada no instante inicial do período de tempo em estudo é igual à energia no instante final.

$$P_{carga,t} = P_{solar,t} + P_{eolica,t} + P_{rede,t} + P_{baterias,t} \quad (3.6)$$

Onde a equação (3.6) representa o equilíbrio entre a geração e o consumo. Em que o objetivo é que a carga esteja sempre alimentada. O sinal positivo na $P_{rede,t}$ indica a compra de energia à rede e o sinal negativo indica a venda de energia. O sinal positivo na $P_{bateria,t}$ indica a descarga da bateria e o sinal negativo indica a carga da bateria.

$$E_{bateria,t} = \sum_0^t \eta_b P_{baterias,t} \quad (3.7)$$

Onde a equação (3.7) corresponde à energia armazenada na bateria a cada instante t . Sendo, η_b o rendimento do conversor. Se $P_{bateria,t}$ for positivo as baterias estão a ser carregadas e se for negativo estão a ser descarregadas.

$$C_{compra} = \sum_0^t M_{compra,t} P_{rede,t} \quad , \quad se \quad P_{rede,t} \geq 0 \quad (3.8)$$

Onde a equação (3.8) representa o custo da compra da energia. Só será aplicada quando o $P_{rede,t}$ é igual ou superior a zero porque desta forma é garantido que o trânsito de energia é da rede para o consumidor.

$$R_{venda} = \sum_0^t M_{venda,t} P_{rede,t} , \quad se P_{rede,t} < 0 \quad (3.9)$$

Onde a equação (3.9) representa a receita da venda de energia. Só será aplicada quando o $P_{rede,t}$ é inferior a zero garantindo que o trânsito de energia é do consumidor para a rede.

3.3 - Modelação da Produção

Para que se consiga definir a produção de energia é necessário prever a de radiação solar média horária, permitindo realizar uma gestão adequada de todo o sistema.

Ao longo dos anos existiram diversas formas de se efetuar previsão meteorológica, desde a observação direta e reconhecimento de padrões até aos mais recentes modelos de previsão [57].

O primeiro modelo numérico foi descoberto no início do século XX e com o aparecimento do computadores estes passaram a ser cada vez mais realistas o que eleva a sua complexidade [57].

Uma outra forma de previsão meteorológica é através de inteligência artificial. Esta forma de previsão usa os mesmos dados que os utilizados por modelos matemáticos, a utilização de inteligência artificial permite determinar o padrão existente e desta forma utilizar menos recursos computacionais e acelerar o processo [58].

Neste trabalho, para a previsão da radiação solar e serão utilizadas redes neuronais artificiais.

3.3.1 - Redes Neurais Artificiais

As redes neurais artificiais (RNA) são um sistema de processamento de informação inspirado nas redes neurais biológicas. As RNA possuem semelhanças de desempenho com as redes neurais biológicas na forma como atuam. Na Figura 3.3 podemos observar o modelo de um neurônio biológico e a sequência de propagação dos sinais pelas células [59]. Em comparação com a Figura 3.4 podem-se observar semelhanças. O processamento básico da informação acontece em múltiplas unidades simples designadas de neurônios, estes estão interligados entre si criando redes neurais. A informação é transmitida entre os diversos neurônios através de conexões ou sinapses tal como nas redes neurais biológicas. O conhecimento é adquirido através de um processo de aprendizagem que na sua essência consiste em adaptar os pesos das conexões aos estímulos recebidos do ambiente [60].

Nos sistemas biológicos as redes neurais têm a capacidade de resolver problemas com rapidez e são capazes de aprender através de diversas técnicas de aprendizagem. As RNA seguem o mesmo princípio. Na fase de aprendizagem são fornecidos dados de entrada e de saída através dos quais a rede tenta encontrar uma relação entre eles [61].

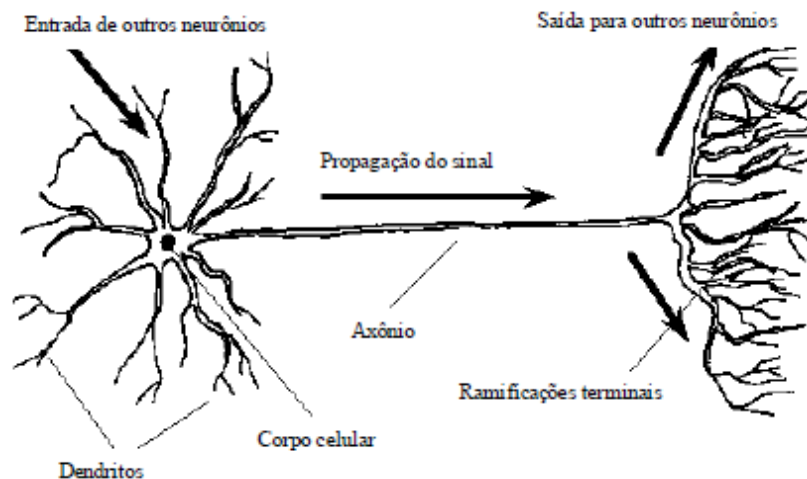


Figura 3.3 - Célula neuronal biológica com a sequência de propagação do sinal [59].

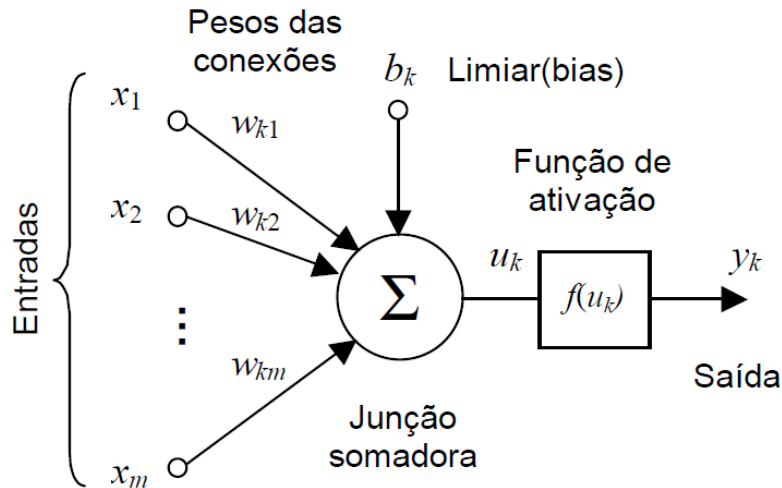


Figura 3.4 - Neurónio de uma RNA do tipo perceptrão [60].

Analisando a Figura 3.4 verifica-se que existem três partes principais no neurónio: as ligações com os respetivos pesos (w_{km}) (sinapses), a junção somadora e a função de ativação. A sinapse corresponde à informação transmitida. A junção soma todos os sinais de entrada ponderados pelos pesos das conexões. A função de ativação é utilizada com dois propósitos, limitar a saída do neurónio e introduzir não linearidade no modelo. Estas funções de ativação podem apresentar vários modelos matemáticos, embora as mais correntes sejam as do tipo sigmoide e tangente hiperbólica e lineares nas unidades da camada de saída. O limiar ou bias é utilizado para aumentar ou diminuir a influência do valor de entrada para a ativação do neurónio k [60].

A saída do neurónio k pode ser descrita matematicamente pela equação (3.10):

$$y_k = f(u_k) = f\left(\sum_{j=1}^m w_{kj}x_j + b_k\right) \quad (3.10)$$

As redes neuronais podem ser divididas em dois tipos, estáticas e dinâmicas, nomeadamente de duas formas as *feedforward* e as recorrentes. A grande diferença entre as duas é que as redes neuronais do tipo *feedforward* são unidirecionais e não apresentam ciclos, enquanto as redes do tipo recorrente

apresentam retroações e ciclos [62]. Nas Figura 3.5 e Figura 3.6 é possível observar a diferença entre os dois tipos de RNA.

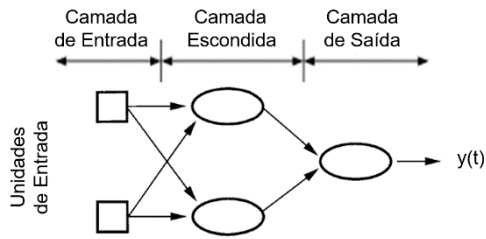


Figura 3.5 - Rede neural do tipo feedforward, adaptado de [62].

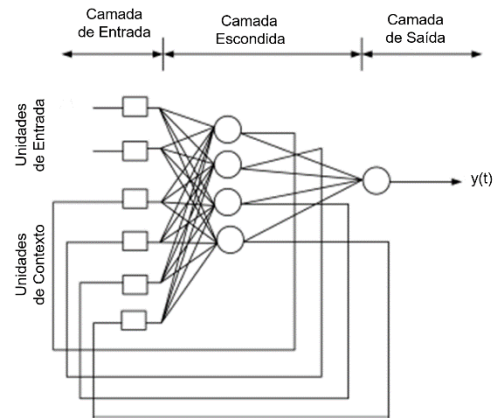


Figura 3.6 - Rede neural do tipo recorrente, adaptado de [63].

Como referido as RNA do tipo perceptrão multicamada, utilizadas neste trabalho, têm uma aprendizagem supervisionada aprendendo através de exemplos conseguindo encontrar relações estatísticas entre os valores de entrada e saída, bem como generalizar e associar dados. Depois de treinadas as RNA conseguem fornecer soluções razoáveis para problemas semelhantes aos que foram treinados. O que significa que se à rede treinada for apresentado um problema que não se relacione com o que a rede aprendeu, esta não será capaz de devolver resultados satisfatórios [59]. Por exemplo, se uma rede for treinada para previsão de radiação e se for posteriormente utilizada para prever a velocidade do vento esta não será capaz de devolver resultados aceitáveis, uma vez que as relações estatísticas entre os valores de entrada e saída são diferentes para os dois casos.

Os dados utilizados para a aprendizagem são divididos em três conjuntos: treino, validação e teste [61].

O conjunto de treino como o próprio nome indica, é constituído pelos padrões que serão apresentados à rede neuronal durante o seu treino. Os valores de entrada ao serem aplicados à rede neuronal, irão produzir na saída um valor observado mediante os pesos das ligações entre as unidades tal como indicado em (3.9). Simultaneamente, o valor de saída desse mesmo padrão aplicado à rede neuronal corresponde ao valor desejado. Depois de calcular a

diferença entre os valores observados e os desejados o algoritmo de retro propagação dos erros irá atualizar os pesos das ligações entre as unidades de modo a minimizar esta diferença [61].

Assume-se que os dados do treino representam todas as condições encontradas no conjunto de teste. Assim a principal preocupação a ter em conta quando se cria o conjunto é utilizar dados que traduzam todas as condições possíveis do sistema que se pretende modelar [61].

O conjunto de teste é constituído por padrões que nunca foram apresentados à rede durante o processo de aprendizagem, pretendendo-se com este aferir a qualidade das previsões. Calculando os erros das previsões pode tomar-se uma decisão acerca da viabilidade da rede numa aplicação real [61].

Este conjunto deverá estar de alguma forma relacionado com o conjunto de treino porque as RNA apresentam genericamente bons resultados a interpolar resultados, mas fracas a extrapolar resultados.

O conjunto de validação assume um papel preponderante a nível da aprendizagem, apesar de não ter funções de treino propriamente dito. Os seus padrões são aplicados ciclicamente à rede durante a fase do treino para aferir a eficácia da aprendizagem e garantir a capacidade de generalização da rede [61].

Para a previsão da radiação solar será utilizada uma rede do tipo *feedforward*.

Para este tipo de redes a utilização de uma camada escondida é suficiente para aproximar qualquer tipo de função desde que esta seja contínua e limitada, desde que seja possível aumentar infinitamente o número de unidades na camada escondida. Com a utilização de duas camadas escondidas é possível descobrir quase todas as funções existentes. Relativamente à quantidade de neurónios da camada escondida é necessário ter em conta que se forem poucos a rede poderá não ser capaz de representar corretamente o problema e se forem em grande quantidade esta irá memorizar os valores, não sendo assim capaz de generalizar o problema [62].

A quantidade de neurónios a utilizar na camada escondida varia entre diversos autores. Uns defendem que se deve utilizar $2i + 1$ neurónios em que o

i representa o número de variáveis de entrada, outros defendem que em redes pequenas, o número de neurónios pode ser dado pela média geométrica entre o número de entradas e de saídas [61].

Para que a rede não decore os valores que lhe são fornecidos, e assim evitar a sobre aprendizagem, é necessário definir quando esta deve parar a sua aprendizagem. Uma das formas mais simples de parar o processo de aprendizagem é limitar o número de iterações a um valor pré-determinado. Este método não se revela muito eficaz, apresentando apenas como mais valia a sua simplicidade, não usando nenhuma informação ou obtendo qualquer retroação do sistema antes ou durante o treino. Além de que quando se limita o número de iterações a um número pré-definido, não existe a garantia que os pesos atribuídos às ligações entre unidades sejam os que garantam a melhor generalização [61].

Outro critério de paragem do treino consiste na definição de um patamar máximo do erro médio quadrático, embora não existindo a garantia de que o sistema atinja o valor pré-definido, levando a que o treino nunca termine [61].

Todos os critérios apresentados anteriormente apesar terem a sua validade não resolvem o problema da generalização, devendo por isso ser utilizado um método que pare a aprendizagem no ponto em que a generalização é máxima. Este método é denominado por paragem antecipada ou paragem por validação cruzada [61].

Paralelamente ao processo de treino e com uma certa frequência, a capacidade de generalização da rede é testada, aplicando os padrões do conjunto de validação à rede até esse momento treinada. Calculando o erro médio quadrático (EMQ) da validação, constata-se que este começa inicialmente a diminuir aumentando a partir de um certo número de iterações, como se constata nas curvas teóricas da Figura 3.7, sendo este sempre maior que o do treino [61].

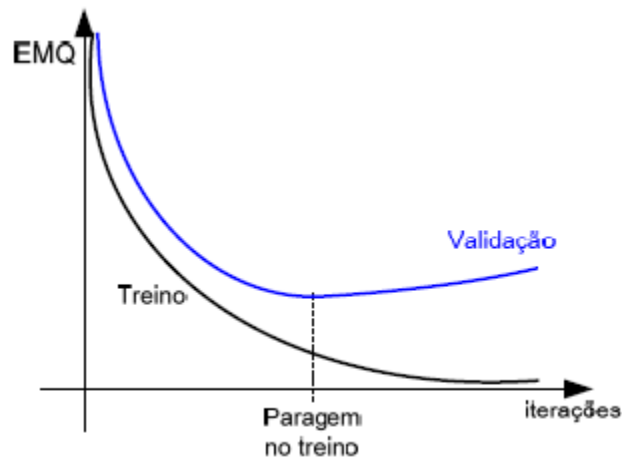


Figura 3.7 - Características teóricas do erro médio quadrático do treino e validação [61].

A partir deste ponto diz-se que a rede está a sobreaprender, ou em *overtraining* ou ainda em *overfitting*. Ou seja, a rede deixa de aprender as características principais contidas nos dados começando a aprender ruído desnecessário, perdendo por isso capacidade de generalização. Geralmente isto acontece quando a rede tem unidades em excesso na camada escondida para a tarefa pretendida, existindo sobreparametrização na arquitetura da rede. Este ponto toma valores diferentes dependendo do conjunto de treino e da arquitetura da rede [61].

O aspecto negativo deste método é a necessidade de retirar uma percentagem de padrões do conjunto de treino para formar o de validação, podendo criar problemas se o conjunto de dados já for por si só pequeno. No entanto, geralmente os benefícios da paragem por validação cruzada superam as desvantagens da falta de dados [61].

3.3.2 - Produção Solar

Para se determinar a produção solar será realizado numa fase inicial a previsão da radiação solar e por fim será utilizado um modelo matemático que permita transformar a radiação em potência elétrica.

A previsão será realizada com o recurso a uma RNA *feedforward* do tipo perceptron multicamada e será realizada considerando duas situações.

Em ambas as situações a previsão será mensal e incluirá todas as horas do dia. Na primeira situação será fornecido à RNA os dados de radiação e temperatura ambiente e na segunda apenas será fornecido dados de radiação. Serão considerados os meses de janeiro e julho para a realização do treino, teste e validação.

Para a realização da previsão da radiação solar será utilizado o *software* MATLAB. As técnicas a utilizar serão: função de ativação do tipo sigmoide e a medição das performances de treino, validação e teste foi realizado através do cálculo do erro médio quadrático, *Mean squared error (MSE)*. O algoritmo de treino para calcular os valores dos pesos de ligações foi o *Levenberg-Marquardt*. De forma a evitar sobre aprendizagem a paragem do treino é feita por validação cruzada.

Para a seleção do número de neurónios da camada escondida utilizou-se a média geométrica entre as entradas e saídas para cada uma das situações. Após determinar o número de unidades da camada escondida, treinou-se a rede 11 vezes e em todos os treinos será calculado o *MSE* da validação. Deste conjunto de resultados escolhe-se o valor da mediana para que não seja utilizada uma rede nem muito nem pouco favorável para a realização da previsão. Serão realizados ainda mais testes em que o número de neurónios incrementa-se e decrementa-se uma unidade cinco vezes, ou seja, serão criados mais 10 novos testes e repete-se o mesmo processo para estas redes.

Para se calcular os erros dos treinos determinou-se o erro médio quadrático, *Mean Squared Error (MSE)* e para a escolha da melhor rede é utilizado o erro médio absoluto, *Mean Average Error (MAE)* mais baixo das duas situações para as RNA de janeiro e julho.

O *MSE* está representado na equação (3.11) e o *MAE* na equação (3.12).

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\bar{Y} - Y)^2 \quad (3.11)$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\bar{Y} - Y| \quad (3.12)$$

Onde n é o número de horas do dia, o Y é o valor real e o \bar{Y} é o valor previsto.

Com a implementação do modelo de previsão descrito e dado que o objetivo final é prever potência que irá ser produzida pelo *prosumer* é necessário transformar a radiação solar em potência. Para isso, serão utilizadas as características do painel fotovoltaico LG NeON 2 [64] enunciadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Características do painel fotovoltaico LG NeON 2 [64].

Marca e modelo	LG NeON 2 72 cell
Referencia	LG400N2W-A5
Número de células	72 (6 x 12)
Tipo de painel	Monocristalino / Tipo-N
Dimensões [mm]	2024 x 1024
Potência máxima [W]	296
Tensão máxima [V]	37,6
Corrente máxima [A]	7,88
Tensão de circuito aberto [V]	46,1
Corrente de curto-circuito [A]	8,41
Número de células em série	12
NOCT [°C]	45

Na Tabela 3.1, as características elétricas são referenciadas às condições nominais de operação da célula (NOCT), isto é, uma radiação de 800 W/m² e temperatura ambiente de 20°C.

Com estas características podem-se aplicar as equações (3.12) a (3.22) para se determinar o valor de potência fornecida. O conjunto de equações será dividido em dois tipos: os parâmetros constantes e os parâmetros que dependem da Temperatura e da Radiação [39], [65].

- Parâmetros constantes

O potencial térmico em condições de referência é dado pela equação (3.13):

$$V_T^R = \frac{k \times T^R}{q} \quad (3.13)$$

Sendo V_T^R o potencial térmico, nas condições de referência em [V], k a Constante de Boltzman com o valor de $(1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K})$, T^R a temperatura absoluta da célula, nas condições de referência em [K] e q a carga elétrica do elétron com o valor de $(1,6 \times 10^{-19} \text{ C})$.

O fator de idealidade é dado pela equação (3.14):

$$m = \frac{V_{max}^R - V_{ca}^R}{V_T^R \times \ln\left(1 - \frac{I_{max}^R}{I_{cc}^R}\right)} \quad (3.14)$$

Sendo m o fator de idealidade, V_{max}^R a tensão máxima, nas condições de referência em [V], V_{ca}^R a tensão máxima aos terminais da célula em vazio, nas condições de referência em [V], V_T^R o potencial térmico, nas condições de referência em [V], I_{max}^R a corrente máxima, nas condições de referência em [A] e I_{cc}^R a corrente de curto-circuito, nas condições de referência em [A].

O fator de idealidade equivalente é dado pela equação (3.15):

$$m' = \frac{m}{NSM} \quad (3.15)$$

Sendo m' o fator de idealidade equivalente, m o fator de idealidade e NSM o Número de células ligadas em série.

A corrente inversa máxima de saturação em condições de referência é dada pela equação (3.16):

$$I_0^R = \frac{I_{cc}^R}{e^{\left(\frac{V_{ca}^R}{m \times V_T^R}\right)} - 1} \quad (3.16)$$

Sendo I_0^R a corrente inversa máxima de saturação do díodo, nas condições de referência em [A], I_{cc}^R a corrente de curto-circuito, nas condições de referência em [A], V_{ca}^R a tensão máxima aos terminais da célula em vazio, nas condições de referência em [V], m o fator de idealidade e V_T^R o potencial térmico, nas condições de referência em [V].

- Parâmetros que dependem da Temperatura e da Radiação

A temperatura da célula é dada pela equação (3.17):

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G \times (NOCT - 20)}{800} \quad (3.17)$$

Sendo θ_c a temperatura da célula em [°C], θ_a a temperatura ambiente em [°C], $NOCT$ a temperatura normal de funcionamento da célula em [°C] e G a Radiação solar incidente prevista em [W/m²].

O potencial térmico em condições de funcionamento é dado pela equação (3.18):

$$V_T = \frac{k \times (\theta_c + 273,15)}{q} \quad (3.18)$$

Sendo V_T o potencial térmico, nas condições de funcionamento em [V], k a constante de Boltzman com o valor de (1,38x10⁻²³ J/K), θ_c a temperatura da célula em [°C] e q a carga elétrica do eletrão com o valor de (1,6x10⁻¹⁹ C).

A corrente inversa máxima de saturação em condições de funcionamento é dada pela equação (3.19):

$$I_0 = I_0^R \times \left(\frac{\theta_c + 273,15}{T^R} \right)^3 \times e^{\frac{\varepsilon}{m' T} \times \left(\frac{1}{V_T^R} - \frac{1}{V_T} \right)} \quad (3.19)$$

Sendo I_0 a corrente inversa máxima de saturação do díodo, nas condições de funcionamento em [A], I_0^R a corrente inversa máxima de saturação do díodo, nas condições de referência em [A], θ_c a temperatura da célula em [°C], T^R a temperatura absoluta da célula, nas condições de referência em [K], ε o hiato do silício com o valor de (1,12 eV), m' o fator de idealidade equivalente, V_T^R o potencial térmico, nas condições de referência em [V] e V_T o potencial térmico, nas condições de funcionamento em [V].

A tensão de saída é dada pela equação (3.20):

$$V = m \times V_T \times \ln \left(\frac{(I_{cc}^R - I_{max}^R) \times \frac{G}{G^R}}{I_0} \right) \quad (3.20)$$

Sendo V a tensão de saída, nas condições de funcionamento em [V], m o fator de idealidade, V_T o potencial térmico, nas condições de funcionamento em [V], I_{cc}^R a corrente de curto-circuito, nas condições de referência em [A], I_{max}^R a corrente máxima, nas condições de referência em [A], G a radiação solar incidente em [W/m²], G^R a radiação solar incidente, nas condições de referência com o valor de (1000 W/m²) e I_0 a corrente inversa máxima de saturação do díodo, nas condições de funcionamento em [A].

A corrente de saída é dada pela equação (3.21):

$$I = I_{max}^R \times \frac{G}{G^R} \quad (3.21)$$

Sendo I a corrente de saída, nas condições de funcionamento em [A], I_{max}^R a corrente máxima, nas condições de referência em [A], G a radiação solar

incidente em $[W/m^2]$ e G^R a radiação solar incidente, nas condições de referência com o valor de $(1000 W/m^2)$.

Assim sendo, tem-se a potência elétrica fornecida por 1 painel aplicando a equação (3.22):

$$P = V \times I \quad (3.22)$$

Sendo P a potência elétrica de um painel em $[W]$, V a tensão de saída, nas condições de funcionamento em $[V]$ e I a corrente de saída, nas condições de funcionamento em $[A]$.

Para se obter o valor da potência fornecida por todos os painéis fotovoltaicos considerando o rendimento dos painéis e do inversor aplica-se a equação (3.23).

$$P_{solar} = P \times N_{painéis} \times \eta_{painel+inversor} \quad (3.23)$$

Sendo P_{solar} a potência elétrica fornecida pela instalação fotovoltaica em $[W]$, P a potência elétrica de um painel em $[W]$, $N_{painéis}$ o número de painéis fotovoltaicos instalados e $\eta_{painel+inversor}$ o rendimento do painel solar e do inversor.

3.3.3 - Produção Eólica

Para se determinar a produção eólica foi realizada a previsão da velocidade do vento através de uma RNA *feedforward* do tipo perceptron multicamada, mas os resultados obtidos pela rede tinham erros muito elevados, podendo ser observado nas Figura 3.8 e Figura 3.9 os resultados para o mês de janeiro fornecidos pela melhor das redes simuladas.

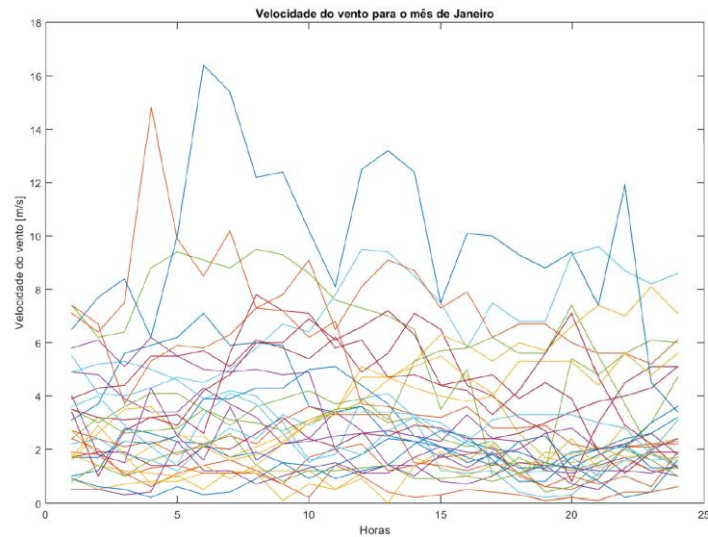


Figura 3.8 - Velocidade real do vento do mês de janeiro.

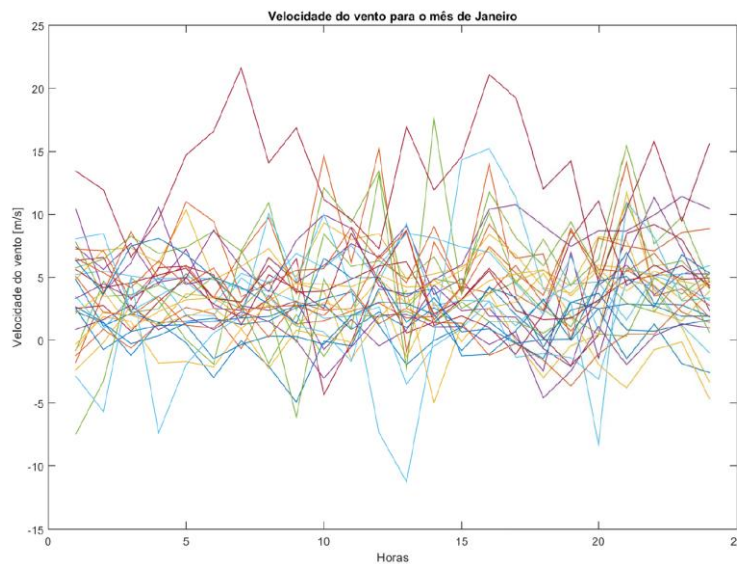


Figura 3.9 - Velocidade do vento previsto no mês de janeiro.

Como se pode observar na Figura 3.8 a velocidade do vento não assume valores inferiores a zero, sendo que o mesmo não se verifica na Figura 3.9. Por este motivo foi decidido não utilizar a previsão da velocidade do vento para determinar a produção eólica.

Consequentemente são utilizados os dados da velocidade do vento real para se determinar a produção eólica.

Os geradores eólicos transformam a energia cinética do vento em energia mecânica e por fim em energia elétrica.

A energia cinética está associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante, esta coluna de ar ao atravessar a secção plana transversal do rotor da turbina, desloca uma massa produzindo assim energia [66].

A potência que se pode retirar através do aerogerador é dada pela equação (3.24):

$$P_{eolica} = \frac{1}{2} \times C_p \times A \times \rho \times u^3 \quad (3.24)$$

Sendo P_{eolica} a potência elétrica fornecida pelo aerogerador em [W], C_p o coeficiente de potência da turbina, A a área de varrimento das pás da turbina durante o seu movimento de rotação em [m²], ρ a densidade do ar do local com o valor de (1,225 kg/m³ a 15 °C) e u a velocidade do vento em [m/s].

Na Tabela 3.2 apresentam-se as características do aerogerador *Ennera Windera S* [67].

Tabela 3.2 - Características do aerogerador *Ennera Windera S* [67].

Marca e modelo	Ennera Windera S
Potência nominal a 11m/s [kW]	3,2
Número de pás	3
Diâmetro [m]	4,36
Velocidade de ligação [m/s]	3
Velocidade de desconexão [m/s]	25
Tipo de gerador	Íman permanente
Altura da torre [m]	12

Na Tabela 3.3 apresentam-se os valores do coeficiente de potência da turbina selecionada.

Tabela 3.3 - Valores de C_p para as diferentes velocidades de vento

Velocidade do vento [m/s]	C_p
3	0
4	0,25
5	0,35
6	0,3933
7	0,4133
8	0,40066
9	0,3733
10	0,3233
11	0,25
12	0,2
13	0,15
14	0,1
15	0,075

3.4 - Conclusões

A utilização de novas tecnologias irá permitir ao *prosumer* saber qual o seu consumo e produção em tempo real e ao mesmo tempo o operador de rede terá mais informação disponível para uma gestão mais adequada da REE. Simultaneamente com o desenvolvimento da IoT a REE irá tornar-se cada vez mais inteligente.

A previsão da produção através de RNA permite conhecer antecipadamente a produção para o dia seguinte permitindo ao *prosumer* e ao operador de rede um melhor equilíbrio entre produção e consumo. As RNA são uma boa ferramenta de previsão por permitirem determinar a relação existente entre os dados de entrada e saída, sendo a sua precisão dependente dos dados fornecidos.

Capítulo 4

Aplicação do modelo de gestão de energia

Neste capítulo será apresentado o *software* utilizado para a previsão da radiação solar e para a resolução do modelo de gestão de energia. Será apresentado um exemplo para a previsão da radiação solar e ainda um exemplo da ação do modelo de gestão de energia.

4 - Modelação da Gestão de Energia

4.1 - Introdução

Neste capítulo serão apresentados alguns resultados preliminares para a aplicação do modelo de gestão de energia.

Inicialmente serão indicados os *software* utilizados para a resolução dos objetivos pretendidos.

Seguidamente será analisada a produção renovável por parte do *prosumer* recorrendo à previsão da radiação solar para determinação da produção solar e por fim determinação da produção eólica. De seguida será aplicado o modelo de gestão de energia desenvolvido para se determinar se a sua utilização é eficaz para a redução da fatura energética do *prosumer*.

Por fim serão apresentadas as conclusões deste capítulo.

4.2 - *Software* utilizado no modelo de gestão de energia

Neste trabalho, o *software* utilizado na implementação das RNA para a previsão da produção foi o MATLAB, sendo as ferramentas utilizadas o nntool e nftool. Foi também o *software* utilizado para a organização dos dados e para a determinação dos valores de produção elétrica.

Para o tratamento de dados foi utilizado o Excel, quer para a introdução dos dados no MATLAB, quer para análise dos resultados obtidos.

Para a execução do modelo de gestão de energia foi utilizado o GAMS, que permite resolver problemas de otimização, neste caso a redução de custos para o *prosumer*.

4.3 - Condução do trabalho

Para a implementação deste trabalho começou-se com a obtenção dos dados de radiação solar, temperatura e velocidade do vento a aplicar nas previsões e na determinação das potências fornecidas pelos equipamentos de geração.

Os dados de radiação solar e temperatura foram organizados recorrendo ao MATLAB, tendo sido aplicados à entrada de uma rede neuronal para se realizar a previsão da radiação solar, a qual foi convertida em potência elétrica através de relações matemáticas dependentes das características dos painéis fotovoltaicos considerados na conversão.

Os dados de velocidade do vento foram utilizados diretamente para a determinação da potência elétrica.

Ambos os resultados de potência foram organizados recorrendo ao Excel e posteriormente aplicados ao *software* GAMS.

No GAMS foi importado o ficheiro Excel com os valores de potências consumidas, geradas e os preços de compra e venda. Foi utilizado o *solver* BARON para a resolução do problema de otimização. Por fim os resultados foram exportados para o Excel permitindo traçar-se os gráficos correspondentes à solução ótima.

Os códigos utilizados neste trabalho podem ser consultados no Anexo III.

4.4 - Produção elétrica

Neste subcapítulo são descritos os modelos desenvolvidos para obter a produção solar e eólica do *prosumer*.

4.4.1 - Produção Solar

Como já foi indicado no subcapítulo 3.3.2 a previsão da radiação solar será realizada baseando-se em dois cenários. As RNA criadas para a previsão da radiação estão representadas nas Figura 4.1 e Figura 4.2.

Na RNA representada na Figura 4.1 são fornecidos dados de temperatura e radiação solar. A matriz de entrada é composta por 144 linhas por n colunas, em que as primeiras 72 linhas representam a radiação solar do dia atual e dos dois dias anteriores e as últimas 72 linhas representam a temperatura do dia atual e dos dois dias anteriores.

Na RNA representada na Figura 4.2 são fornecidos apenas dados de radiação solar. A matriz de entrada é composta por 72 linhas por n colunas, que representam a radiação solar do dia atual e dos dois dias anteriores.

Em ambas as situações a matriz de saída da RNA é composta por 24 linhas por n colunas, sendo que a saída representa a radiação solar para o dia seguinte.

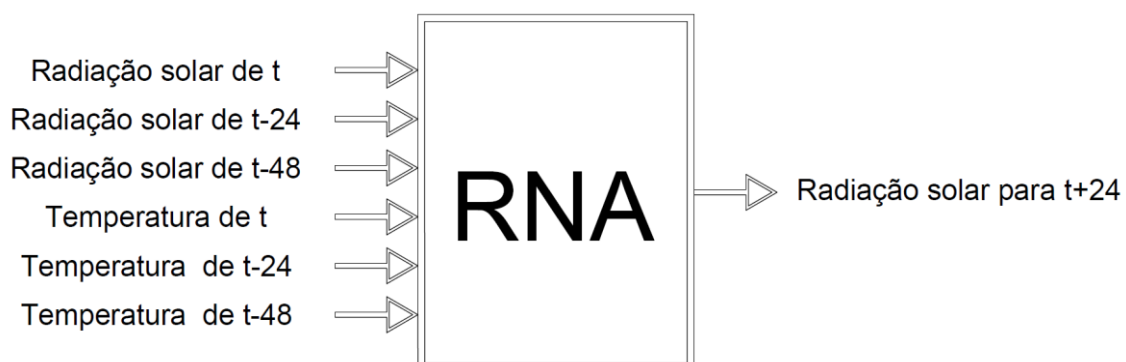


Figura 4.1 - Esquema da RNA para previsão de radiação solar com entradas de radiação solar e temperatura.

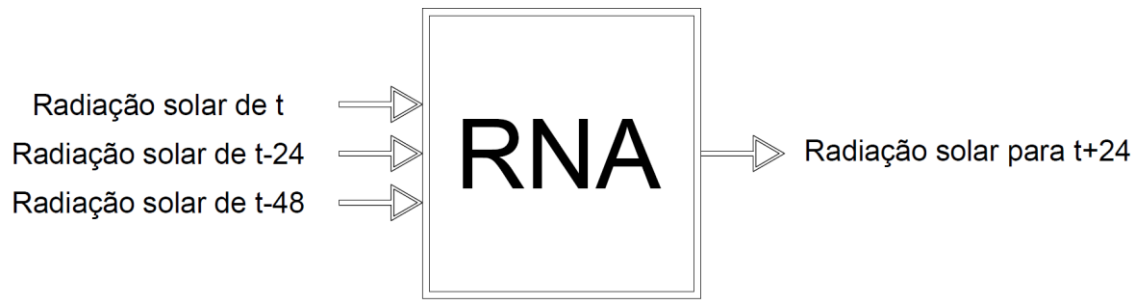


Figura 4.2 - Esquema da RNA para previsão de radiação solar com entradas de radiação solar.

Nas Figuras 4.3 a 4.6 estão representadas as medianas do *MSE* obtidas para as onze combinações diferentes de neurónios. Nas Figura 4.3 e Figura 4.4 são fornecidos os dados de radiação solar e temperatura enquanto nas Figura 4.5 e Figura 4.6 apenas são fornecidos os dados da radiação solar.

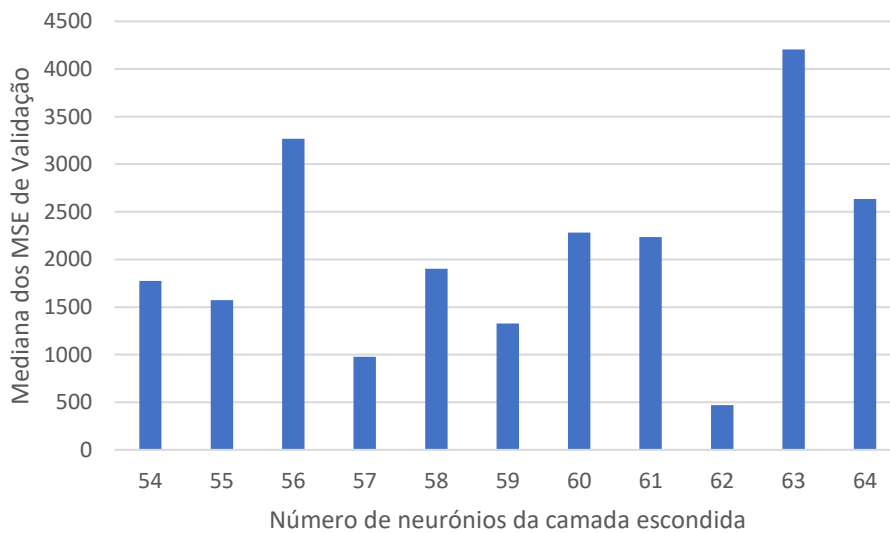


Figura 4.3 - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de temperatura e radiação solar.

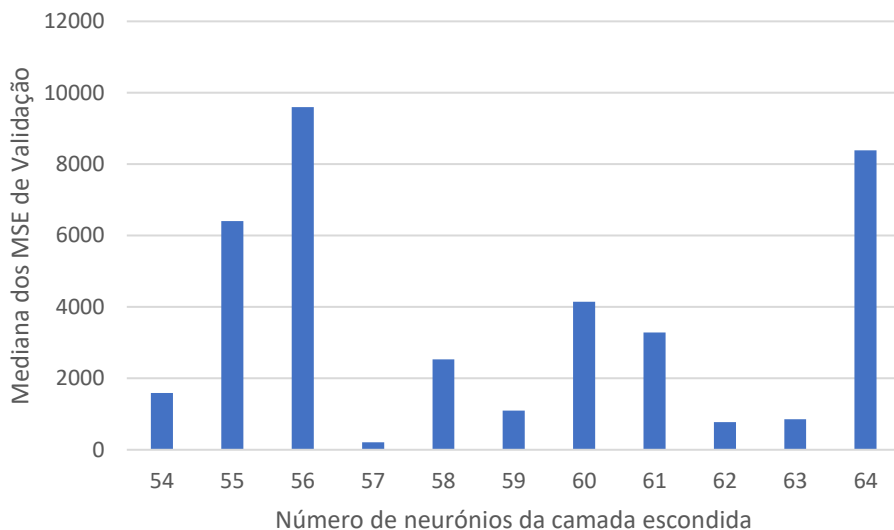


Figura 4.4 - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de temperatura e radiação solar.

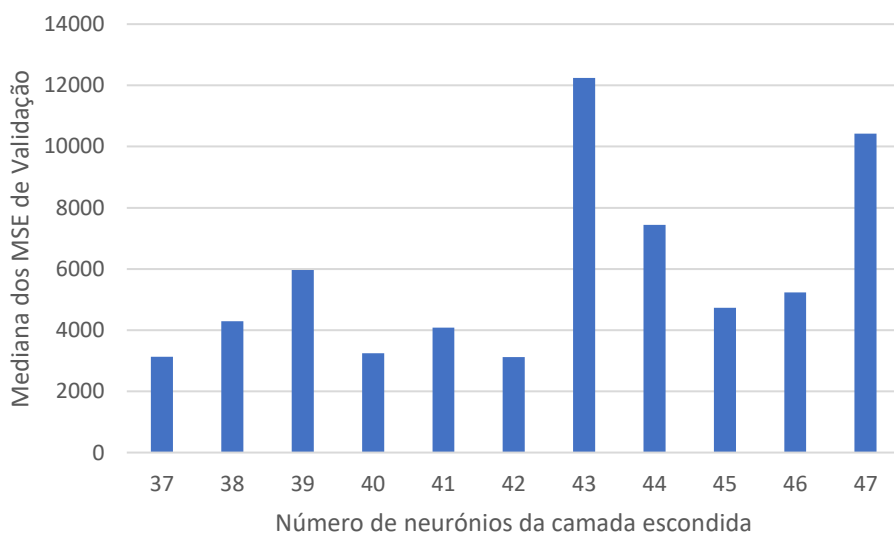


Figura 4.5- MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de radiação solar.

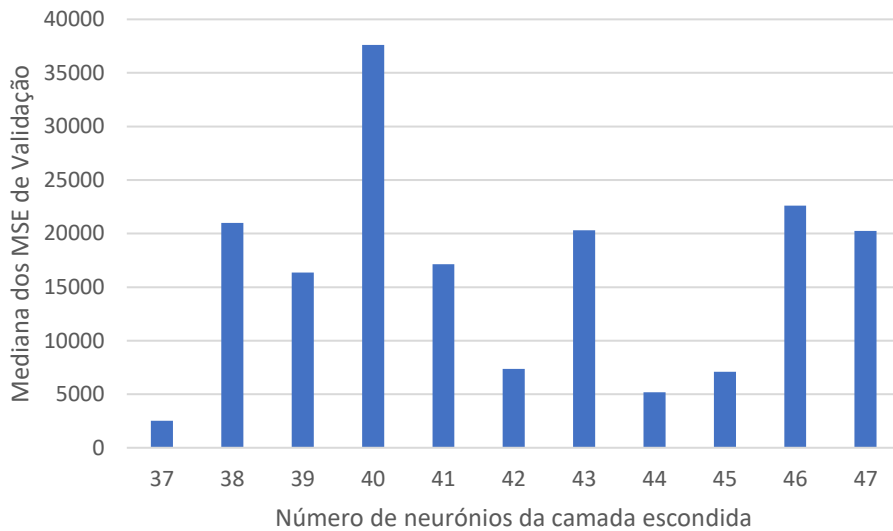


Figura 4.6 - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de radiação solar.

Como se pode observar nas Figuras 4.3 e 4.5 o número de neurónios é diferente, dependendo se são fornecidos dados de temperatura ou não. Em primeira análise pode-se observar que quando são fornecidos dados de temperatura na entrada a RNA apresenta uma mediana do *MSE* mais baixa do que quando são apenas fornecidos dados de radiação solar. Por fim para se selecionar a RNA a utilizar é utilizado o MAE, sendo que a rede que apresentar o erro médio absoluto mais baixo será selecionada para se realizar a previsão da produção de energia, sendo possível observar os resultados nas Figuras 4.7 a 4.10. Nas Figura 4.7 e Figura 4.8 estão representados os MAE das RNA em que são fornecidos os dados de radiação solar e temperatura enquanto que nas Figura 4.9 e Figura 4.10 estão representados os MAE das RNA em que apenas são fornecidos os dados da radiação solar.

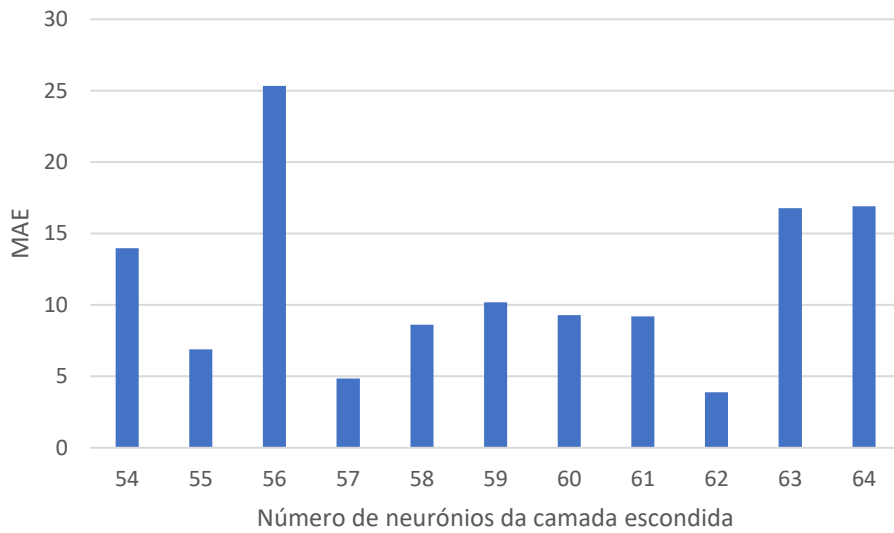


Figura 4.7 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de temperatura e radiação solar.

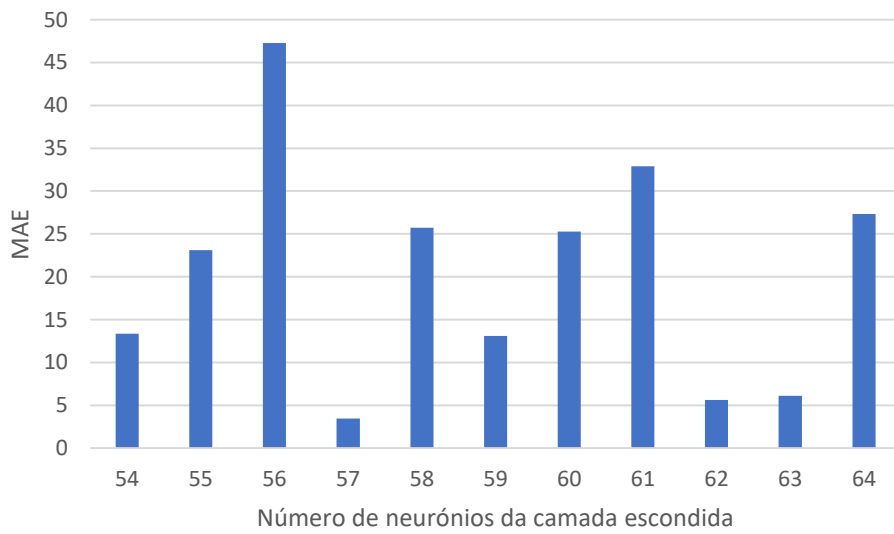


Figura 4.8 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de temperatura e radiação solar.

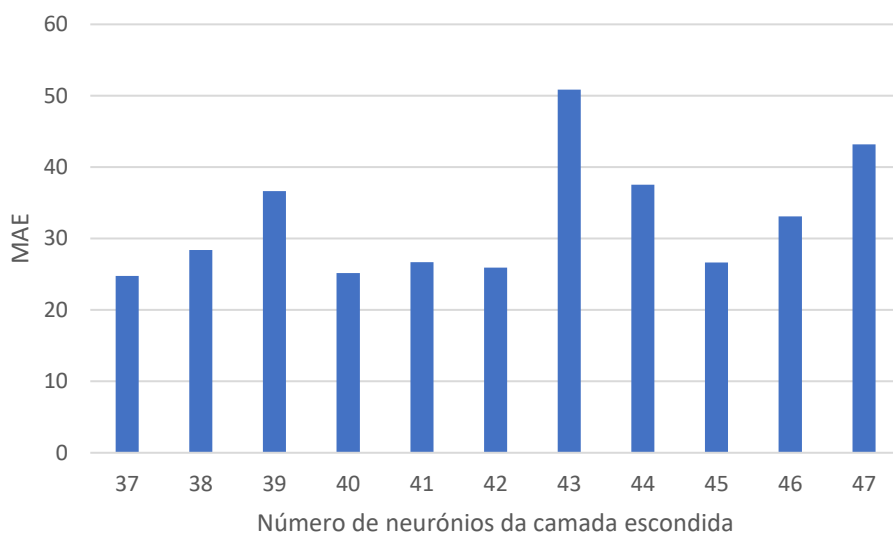


Figura 4.9 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de janeiro com dados de radiação solar.

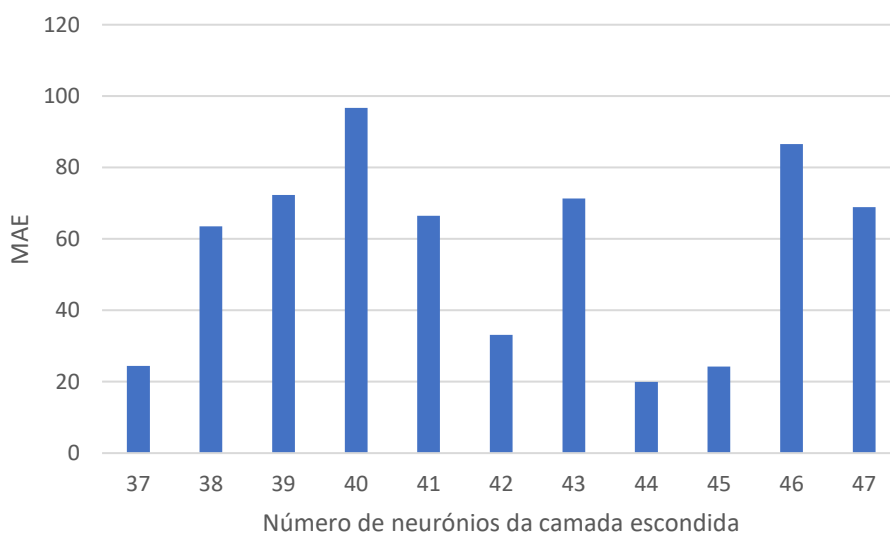


Figura 4.10 - MAE para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA de julho com dados de radiação solar.

Como se pode observar nas Figura 4.7 e Figura 4.8 quando é fornecido à RNA dados de radiação solar e temperatura consegue-se obter erros mais baixos, assim sendo para a realização da previsão será utilizado uma rede que utilize estas duas entradas. No mês de janeiro será utilizada a rede com 62 neurónios por ser aquela que apresenta o MAE mais baixo e para o mês de julho será utilizada a rede com 57 neurónios, também por apresentar o MAE mais

baixo. Os valores dos erros, tanto MSE como MAE, podem ser consultados no Anexo I.

Nas Figura 4.11 e Figura 4.12 estão representadas esquematicamente as RNA utilizadas para a realização da previsão dos meses de janeiro e julho.

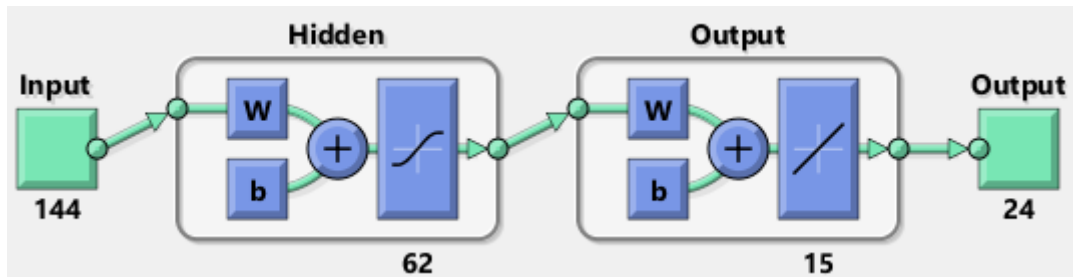


Figura 4.11 - Esquema da RNA de previsão da radiação solar para o instante $t+24$ com dados de temperatura e radiação solar para o mês de janeiro.

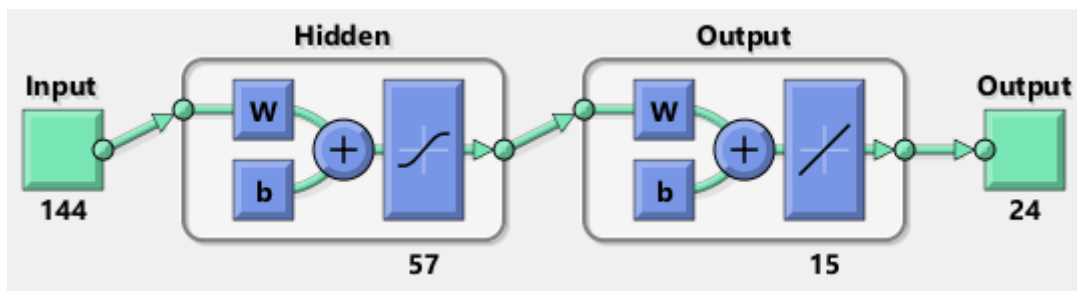


Figura 4.12 - Esquema da RNA de previsão da radiação solar para o instante $t+24$ com dados de radiação solar

Utilizando dados do mês de janeiro que a rede não utilizou para o treino, teste e validação, ou seja, dados desconhecidos, foi realizada a previsão da radiação solar. A previsão obtida pode ser observada na Figura 4.13 e a radiação solar real pode ser observado na Figura 4.14.

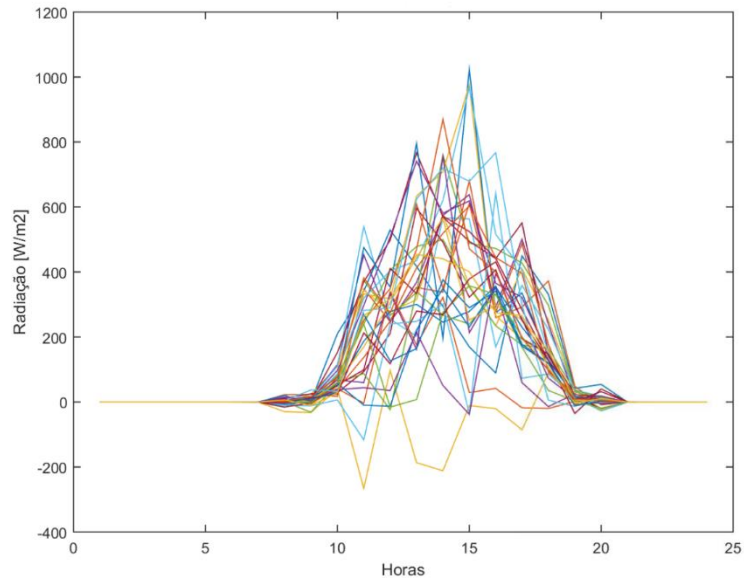


Figura 4.13 - Radiação solar prevista para o mês de janeiro.

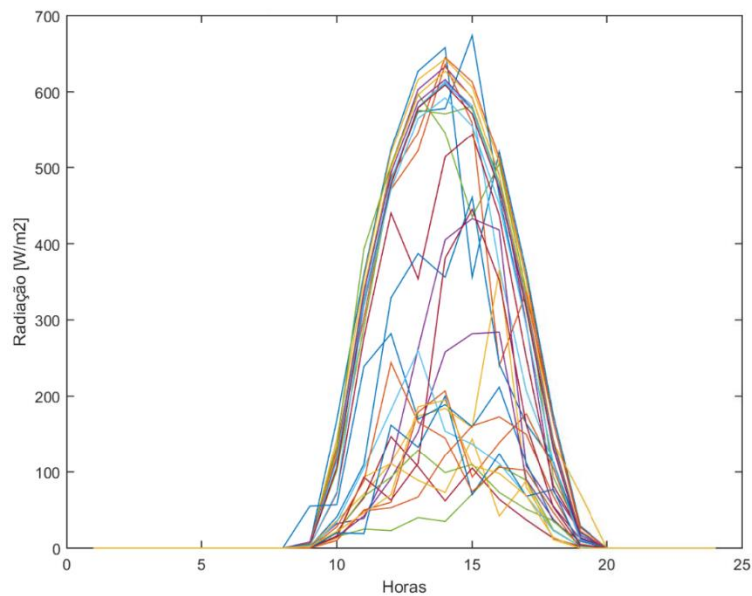


Figura 4.14 - Radiação solar real para o mês de janeiro.

Como se verifica existem algumas diferenças entre os valores previstos e os valores reais, como por exemplo, valores de radiação solar negativos que não deviam de existir. Também os valores máximos de radiação previstos são um pouco mais elevados dos que os reais. Para tentar minimizar estes erros os dados previstos foram submetidos a uma nova RNA. Esta RNA é constituída por apenas uma camada escondida e pode ser observada na Figura 4.15 a sua arquitetura.

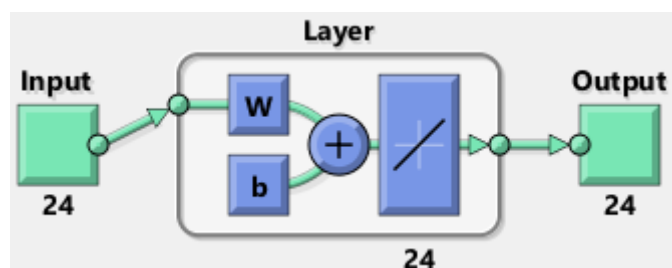


Figura 4.15 - Arquitetura de rede utilizada para correção dos valores previstos.

Após esta correção os valores obtidos foram os seguintes.

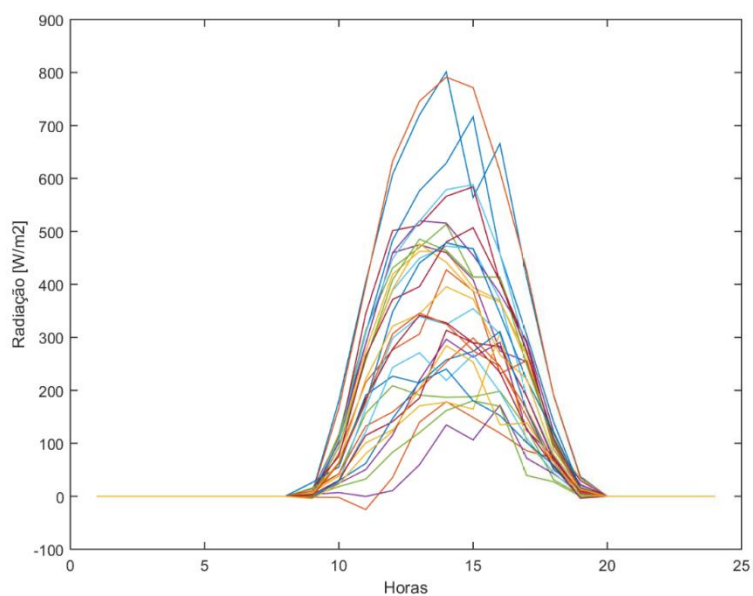


Figura 4.16 - Radiação solar prevista após a 2ª RNA.

Como se verifica, observando as Figura 4.14 e Figura 4.16 os valores obtidos estão mais próximos dos valores reais. Na Tabela 4.1 apresentam-se os valores de radiação obtidos para o dia 1 de janeiro de 2017.

Tabela 4.1 - Resultados da previsão para o dia 1 de janeiro de 2017.

Horas	Radiação a prever [W/m ²]	Radiação prevista pela 1 ^a RNA [W/m ²]	Radiação prevista pela 2 ^a RNA [W/m ²]
00:00	0	0	0
01:00	0	0	0
02:00	0	0	0
03:00	0	0	0
04:00	0	0	0
05:00	0	0	0
06:00	0	0	0
07:00	0	7	0
08:00	2	-11	-4
09:00	22	28	23
10:00	46	265	80
11:00	70	317	122
12:00	186	454	203
13:00	195	441	284
14:00	108	401	253
15:00	98	275	135
16:00	69	266	139
17:00	14	106	63
18:00	0	-4	2
19:00	0	11	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Pode-se verificar que os valores previstos pela segunda rede são mais próximos dos valores a prever. Assim, o erro observado considera-se aceitável para o estudo realizado.

Com os valores resultantes, foram aplicadas as equações descritas no subcapítulo 3.3.2 para a transformação da radiação solar em potência elétrica a utilizar no modelo de gestão de energia.

4.4.2 - Produção eólica

Como indicado no subcapítulo 3.3.3 os valores a utilizar de velocidade de vento serão os valores reais assim sendo apenas é necessário utilizar a equação (3.23) para se obterem os valores de potência elétrica.

Foi necessário realizar uma interpolação para se obterem os valores do coeficiente de potência uma vez que na Tabela 3.3 não estão representados todos os valores.

Na Tabela 4.2 apresentam-se os valores de velocidade do vento e a respetiva potência gerada para o dia 1 de janeiro de 2017.

Tabela 4.2 - Velocidade do vento e potência elétrica para o dia 1 de janeiro de 2017.

Horas	Velocidade do vento [m/s]	Potência elétrica [W]
00:00	1,7	0
01:00	2,9	0
02:00	1,8	0
03:00	0,7	0
04:00	1	0
05:00	1,4	0
06:00	0,9	0
07:00	1,4	0
08:00	2,2	0
09:00	3	0
10:00	3,4	33,70
11:00	4,7	296,64
12:00	4,7	296,64
13:00	4,3	199,92
14:00	4	146,32
15:00	3,8	94,09
16:00	4	146,32
17:00	5,3	491,18
18:00	5,3	491,18
19:00	5,3	491,18
20:00	4,4	223,94
21:00	5,6	596,84
22:00	4,8	328,63
23:00	5,6	596,84

Pode ser observado que para velocidades do vento superiores a 3 m/s o aerogerador inicia a produção de energia elétrica por ter sido atingida a velocidade de ligação.

4.5 - Modelo de gestão de energia

O modelo de gestão de energia utilizado neste trabalho permite analisar de que forma o *prosumer* vai poder poupar dinheiro com o consumo de energia apenas recorrendo à produção renovável e à utilização de um sistema de armazenamento de energia sem ter que adaptar ou alterar o seu consumo diário.

Este modelo assume uma grande importância para o *prosumer* relativamente ao consumidor, por este ter produção própria. Como tal este modelo permitirá decidir em que alturas a energia é comprada à REE, quando o excedente produzido é vendido à REE ou quando a energia é armazenada.

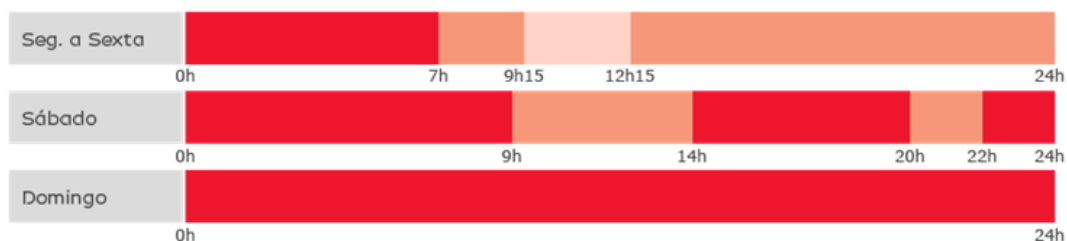
Neste trabalho o modelo irá ser aplicado num horizonte temporal diário, considerando, portanto, o consumo e produção diários e o estado das baterias. Adicionalmente será realizado o estudo para um horizonte temporal mensal porque atualmente a fatura energética é mensal. Considera-se que o *prosumer* tem na sua instalação painéis solares e aerogeradores para a produção renovável, sendo possível ter apenas uma das tecnologias ou uma combinação das duas, desde que a potência instalada não seja superior a metade da potência contratada segundo o DL nº 153/2014 [68]. As equações utilizadas pelo modelo de gestão de energia encontram-se no subcapítulo 3.2.

Tal como foi indicado no subcapítulo 2.3 existem três tipos de tarifas horárias, a simples, a bi-horária e tri-horária. A tarifa escolhida para este trabalho será a tarifa tri-horária por ser aquela que apresenta um maior número de clientes para uma potência contratada de 10,35 kVA, segundo a ERSE [69]. Na Figura 4.17 estão classificadas as horas do dia em ponta, cheia e vazio o que se irá refletir no preço da energia consumida. O preço da energia pode ser observado na Tabela 4.3.

Tri-Horária

■ Ponta
 ■ Cheias
 ■ Vazio

Opção de ciclo semanal - Hora legal de Verão



Opção de ciclo semanal - Hora legal de Inverno

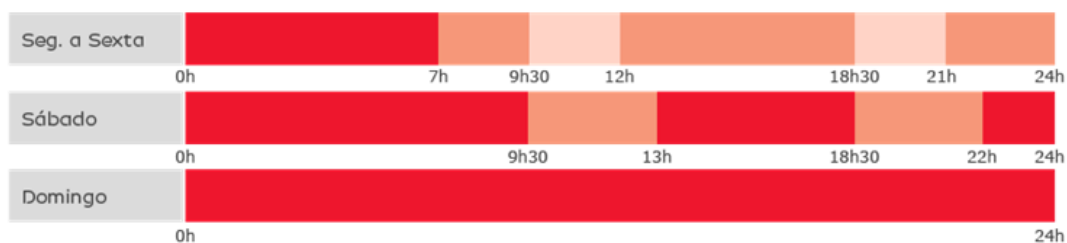


Figura 4.17 - Caracterização da tarifa tri-horária para as diferentes horas do dia [70].

Tabela 4.3 - Preços da energia consumida para a tarifa tri-horária [71].

Horas	Preço [€/kWh]
Ponta	0,2247
Cheia	0,1768
Vazio	0,1023

O preço de venda é indicado pela OMIE, o qual é constante durante o mês inteiro, sendo que o *prosumer* só é renumerado em 90% do preço estabelecido. Na Tabela 4.4 apresentam-se os valores do preço da energia para os meses em estudo.

Tabela 4.4 - Preços de venda da energia elétrica [72].

Mês	Preço OMIE [€/kWh]	Preço venda pelo <i>prosumer</i> [€/kWh]
Janeiro	0,07152	0,06437
Julho	0,04860	0,04374

Analisando os preços de compra e venda de energia pode-se concluir que nestes meses a energia que for produzida será toda consumida e que a venda só irá acontecer caso exista excedente de produção de energia elétrica. Visto que a remuneração é muito baixa e será contabilizado um sistema de armazenamento de energia com as características indicadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Características do sistema de armazenamento de energia [73].

Marca e modelo	Sonnen Batterie eco 8.2/10
Potência de carga e descarga [kW]	2,5
Capacidade da bateria [kWh]	10,0
Eficiência máxima do inversor	93%
Eficiência máxima das baterias	98%
Tipo de célula	LFP (Lítio fosfato de ferro)

Na Tabela 4.6 estão representados os resultados do modelo de gestão para um *prosumer* com um aerogerador Ennera Winder S [67] e 5 painéis solares fotovoltaicos LG NeON 2 [64] para todas as horas do dia 1 de janeiro de 2017.

Tabela 4.6 - Resultados do modelo de gestão de energia para o dia 1 de janeiro de 2017.

Hora	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{solar} [W]	P _{eolica} [W]	P _{bateria} [W]
1	798,96	798,96	0	0	0	0
2	685,35	685,35	0	0	0	0
3	597,75	597,75	0	0	0	0
4	538,43	538,43	0	0	0	0
5	504,89	504,89	0	0	0	0
6	478,93	478,93	0	0	0	0
7	475,20	475,20	0	0	0	0
8	497,19	497,19	0	0	0	0
9	560,64	560,64	0	0	0	0
10	689,02	665,43	0	23,59	0	0
11	816,92	689,90	0	93,33	33,70	0
12	916,08	471,55	0	147,89	296,64	0
13	966,85	411,19	0	259,02	296,64	0
14	896,38	322,30	0	374,17	199,92	0
15	836,29	360,17	0	329,80	146,32	0
16	810,12	551,05	0	164,98	94,09	0
17	818,97	502,42	0	170,24	146,32	0
18	901,35	338,17	0	72,00	491,18	0
19	1052,12	559,39	0	1,55	491,18	0
20	1137,59	646,41	0	0	491,18	0
21	1154,46	930,52	0	0	223,94	0
22	1105,65	508,81	0	0	596,84	0
23	1022,37	693,74	0	0	328,63	0
24	872,90	276,06	0	0	596,84	0

Caso o *prosumer* não tivesse uma UPAC o preço a pagar pela energia consumida neste dia seria de 1,96€ com a UPAC em funcionamento o preço a pagar seria de 1,34€, ou seja, verifica-se uma poupança diária de 0,62 €.

4.6 - Conclusão

As RNA utilizadas para a prever a radiação solar são do tipo *feedforward*, apresentam um MAE de 3,889 para a rede de janeiro e um MAE de 3,447 para a rede de julho e são bastante rápidas a chegar a um resultado final, na variando entre 20 a 30 segundos por simulação, utilizando um pc com um Intel® Core™ i7-4700HQ, 16,0 GB de RAM e Windows® 10 Home.

É possível prever com alguma precisão a potência a produzir no dia seguinte conseguindo assim conhecer com alguma antecedência a quantidade de energia que irá ser produzida. A RNA utilizada foi treinada com dados da radiação solar e temperatura dos últimos três dias por ser esta a combinação que permite obter os melhores resultados.

A análise do MSE e do MAE da validação permite determinar qual o número de neurónios da camada escondida, tendo sido escolhida a rede que apresentava o menor MAE de validação, com 62 neurónios na camada escondida para a rede de janeiro e 57 neurónios na camada escondida para a rede de julho.

Foram realizados 11 testes para cada número de neurónios para se conseguir uma boa amostra, de seguida foi verificada qual a rede que tinha a mediana do MSE e foi esta a selecionada para passar ao próximo passo de seleção. A mediana foi utilizada para não se selecionar nem a melhor nem a pior rede testada, sendo este o caso mais genérico.

O modelo de gestão apresentado permite realizar a gestão da energia, selecionando quando comprar, vender e armazenar energia permitindo minimizar o custo total da compra de energia elétrica do *prosumer*.

Capítulo 5

Análise dos casos de estudo

Neste capítulo são apresentados os casos de estudo de forma a avaliar a redução da fatura energética em diferentes cenários. No primeiro caso de estudo analisa-se o desempenho do modelo de gestão de energia para um dia. No segundo caso realiza-se a análise do modelo para um mês.

5 - Análise dos casos de estudo

5.1 - Introdução

Para a aplicação do modelo de gestão de energia é necessário conhecer a produção de energia elétrica bem como os preços de compra e venda da energia. Para a realização da previsão da produção fotovoltaica e para a produção eólica foram utilizados dados provenientes do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos [74], tendo sido utilizados os dados de radiação horária, temperatura e velocidade do vento horária para a estação meteorológica de Monchique.

Os dados considerados para o preço de venda de energia foram obtidos a partir do documento tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental em 2017 pela ERSE [71] e os preços de compra de energia foram obtidos a partir da base dados da OMIE [72], para os meses de janeiro e julho de 2017.

Considera-se que a instalação renovável é composta por um aerogerador e cinco painéis fotovoltaicos e que o sistema de armazenamento de energia encontra-se descarregado na hora inicial. Considera-se também descarregado na hora final.

Serão considerados dois casos de estudo, o estudo diário e o mensal para os meses de janeiro e julho. Em todos os casos de estudo é considerado que o *prosumer* pode comprar, vender e armazenar energia a todas as horas do dia. Os dados de entrada serão os preços de compra e venda de energia, as potências geradas e consumida para o dia, a saída será o custo de compra de energia, a energia comprada, vendida e armazenada.

Em todos os casos de estudo serão efetuados vários cenários:

- No primeiro cenário o *prosumer* terá que comprar toda a energia à rede e a sua produção será vendida na totalidade à rede.

- No segundo cenário o *prosumer* apenas poderá realizar a compra e venda da energia, ou seja, não existe a opção de armazenamento.
- No terceiro cenário o *prosumer* poderá realizar a compra e venda da energia e utilizar o armazenamento.

5.2 - Análise diária

Neste subcapítulo é apresentada a análise do modelo de gestão de energia para um horizonte temporal diário, para os meses de janeiro e julho.

5.2.1 - Análise para um dia de janeiro

Para a resolução do problema de despacho económico consideram-se os preços de compra e venda apresentados na Tabela 4.3 e Tabela 4.4. Será considerado o dia 11 de janeiro de 2017 para os três cenários.

Na Figura 5.1 podem ser observados os dados utilizados nos três cenários. Verifica-se que a produção fotovoltaica apenas ocorre entre as 9h e as 19h e que a produção eólica é superior à produção fotovoltaica, o que indica que neste dia registaram-se valores médios horários da velocidade do vento elevados e baixa radiação solar, ou seja, caracteriza um dia típico de inverno.

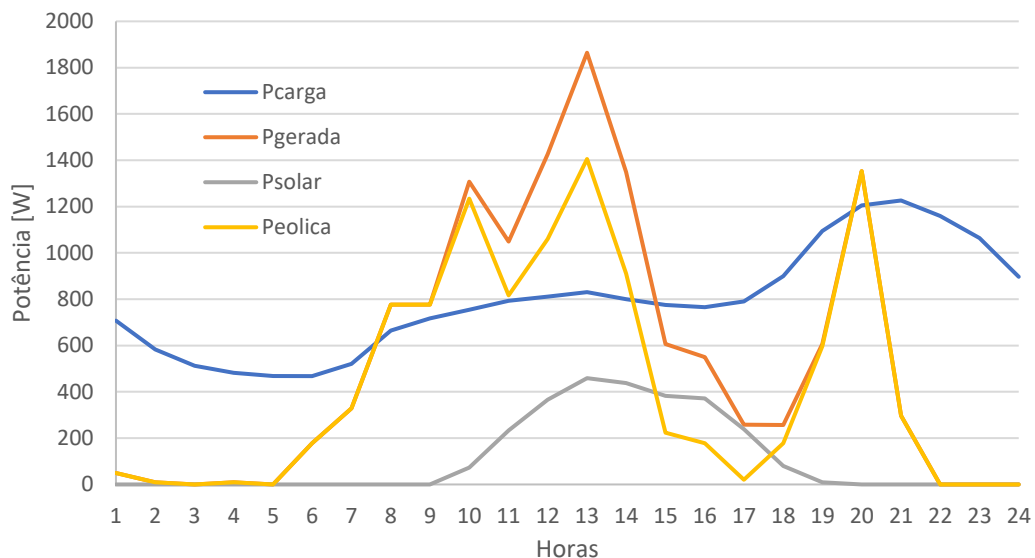


Figura 5.1 - Dados para o dia 11 de janeiro de 2017.

- Cenário 1 – Compra de energia para satisfação da carga e venda na totalidade da energia produzida

Pode-se observar na Figura 5.2 a solução do problema de despacho económico considerado que toda a energia a consumir é comprada à REE e toda a energia produzida é vendida à REE.

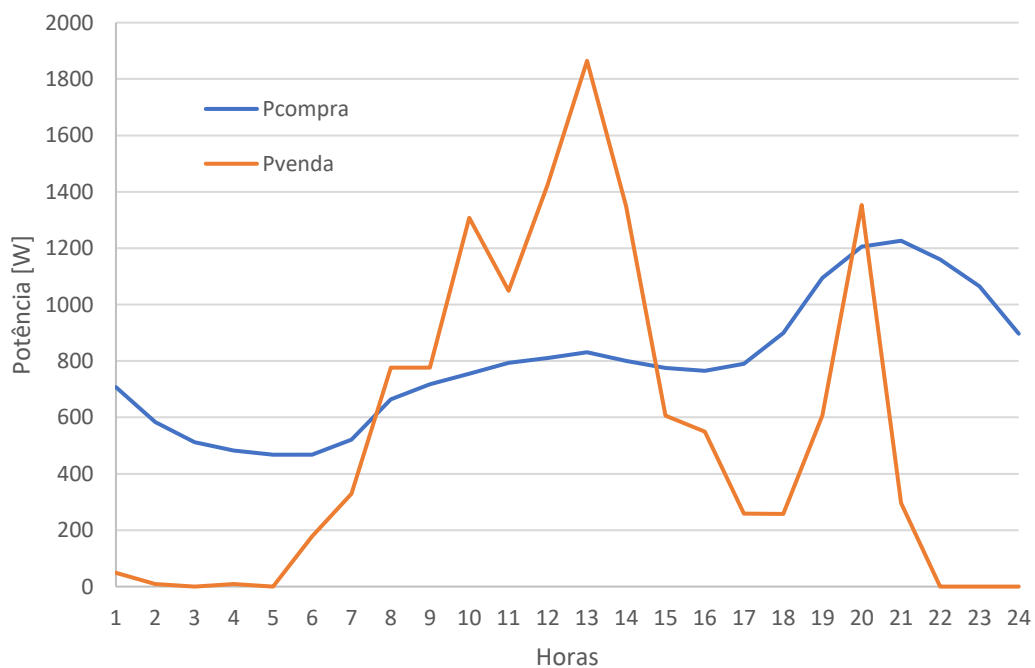


Figura 5.2 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro.

Nesta figura a energia comprada é igual à energia da carga, a energia de venda é igual à energia gerada e tem-se um custo de 2,44€, referente a um custo com a compra de 3,28€ e uma receita de 0,84€ com a venda de energia.

- Cenário 2 – Autoconsumo sem armazenamento

Pode-se observar na Figura 5.3 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção não é suficiente para satisfazer a carga e todo o excedente de energia produzida é vendida à REE.

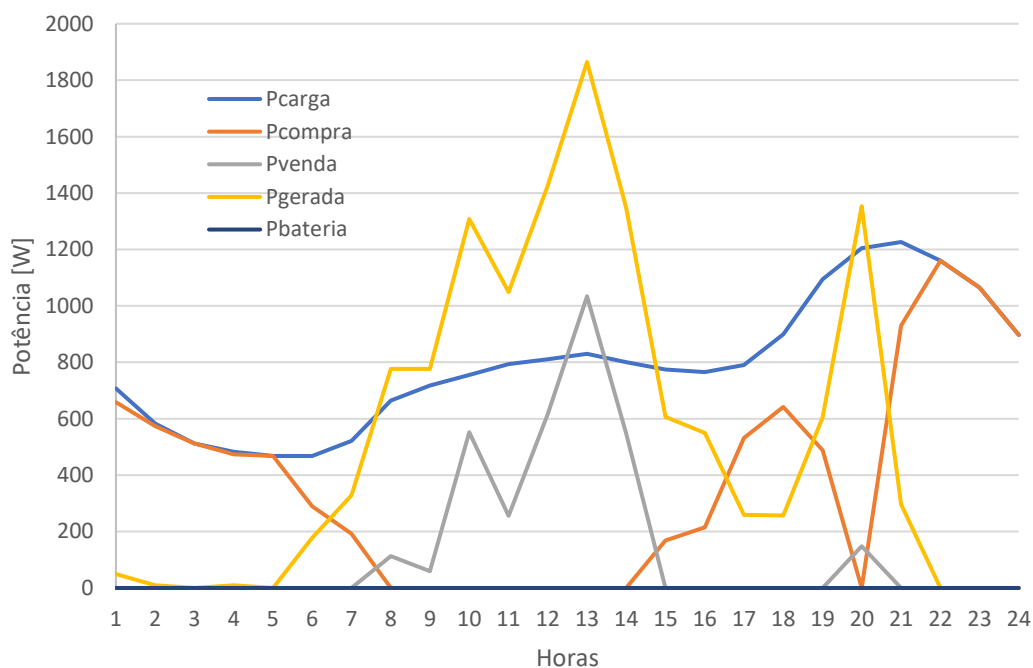


Figura 5.3 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.

Nesta situação observa-se que só é comprada energia à rede quando a produção é insuficiente para satisfazer o consumo. Tem-se um custo de 1,19€, correspondente a um custo com a compra de 1,40€ e uma receita de 0,21€ com a venda, em comparação com o cenário anterior o custo com a compra de energia teve uma redução de 43%, o que indica que é mais proveitoso utilizar a

energia produzida para alimentar a carga. Esta conclusão advém do facto do preço a que o *prosumer* vende a sua energia é muito inferior ao valor de compra tal como se pode observar nos preços de compra e venda de energia considerados.

- Cenário 3 – Autoconsumo com armazenamento

Pode-se observar na Figura 5.4 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção é insuficiente ou se for necessário carregar baterias e o excedente de energia é armazenado ou vendido à REE.

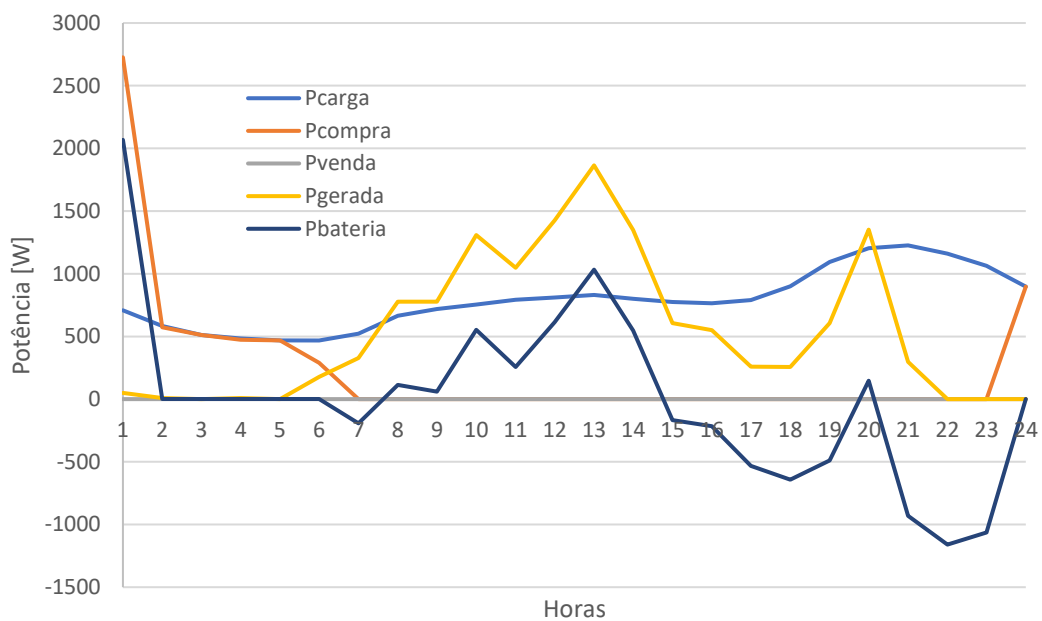


Figura 5.4 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo com armazenamento.

Nesta situação observa-se que na hora 1 é comprada uma grande quantidade de energia e que das 7h até as 23h não é comprada energia à rede. A compra elevada à 1h serve para carregar a bateria permitindo utilizar a energia armazenada em horas em que o preço da energia é superior. No cenário anterior

verifica-se que era comprada energia entre as 14h e as 20h porque a produção não era suficiente para satisfazer a carga. Neste cenário as condições de geração não foram alteradas, como tal, a energia que faltou para suprir a carga foi proveniente das baterias. Das 8h até as 15h verifica-se que as baterias estão a carregar e não está a ser comprada energia à rede, isto indica que a produção renovável é superior ao consumo. Assim sendo o excedente é armazenado para ser consumido em horas futuras. Pode-se verificar que o algoritmo utilizado no modelo procura comprar energia nas horas em que o preço é mais baixo para depois, em conjunto com a produção existente, ser alcançada uma maior poupança económica.

Neste cenário tem-se um custo de 0,61€, correspondente a um custo com a compra de 0,61€ e uma receita de 0,00€ com a venda, ou seja, uma redução de 81% em relação ao caso de não existir produção nem armazenamento e uma redução de 75% em relação ao cenário inicial.

5.2.2 - Análise para um dia de julho

Para a resolução do problema de despacho económico consideram-se os preços de compra e venda apresentados na Tabela 4.3 e Tabela 4.4. Será considerado o dia 10 de julho de 2017 para os três cenários.

Na Figura 5.5 podem ser observados os dados utilizados nos três cenários. Verifica-se que a produção fotovoltaica apenas ocorre entre as 7h e as 21h e que a produção eólica é muito inferior à produção fotovoltaica, o que indica que neste dia registaram-se valores médios horários da velocidade do vento baixos e elevada radiação solar, ou seja, caracteriza um dia típico de verão.

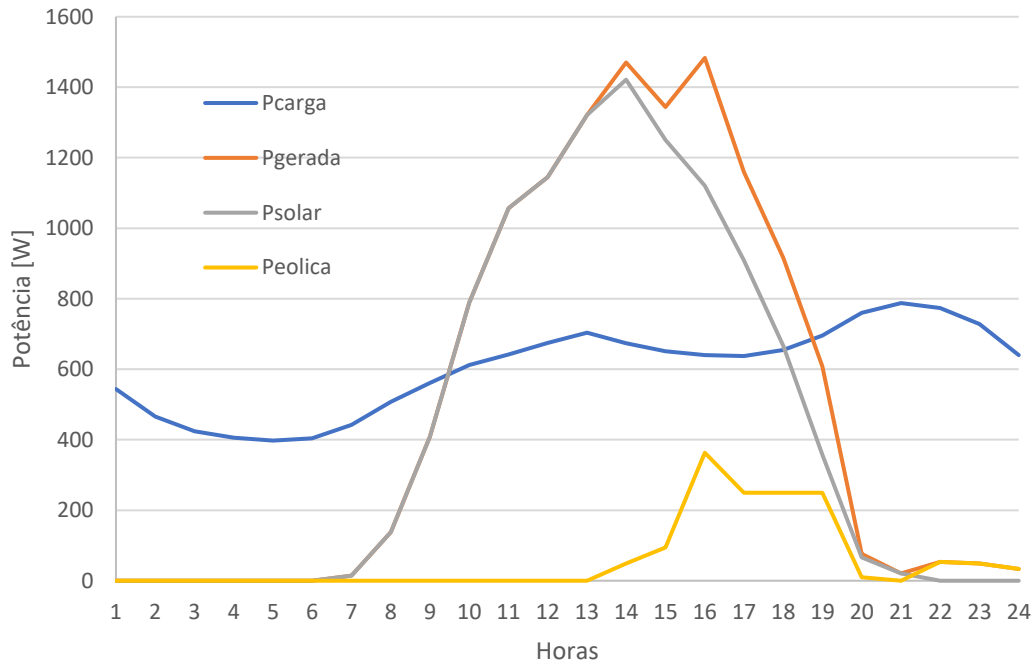


Figura 5.5 - Dados para o dia 10 de julho de 2017.

- Cenário 1 – Compra de energia para satisfação da carga e venda na totalidade da energia produzida

Pode-se observar na Figura 5.6 a solução do problema de despacho económico considerando que toda a energia a consumir é comprada à REE e toda a energia produzida é vendida à REE.

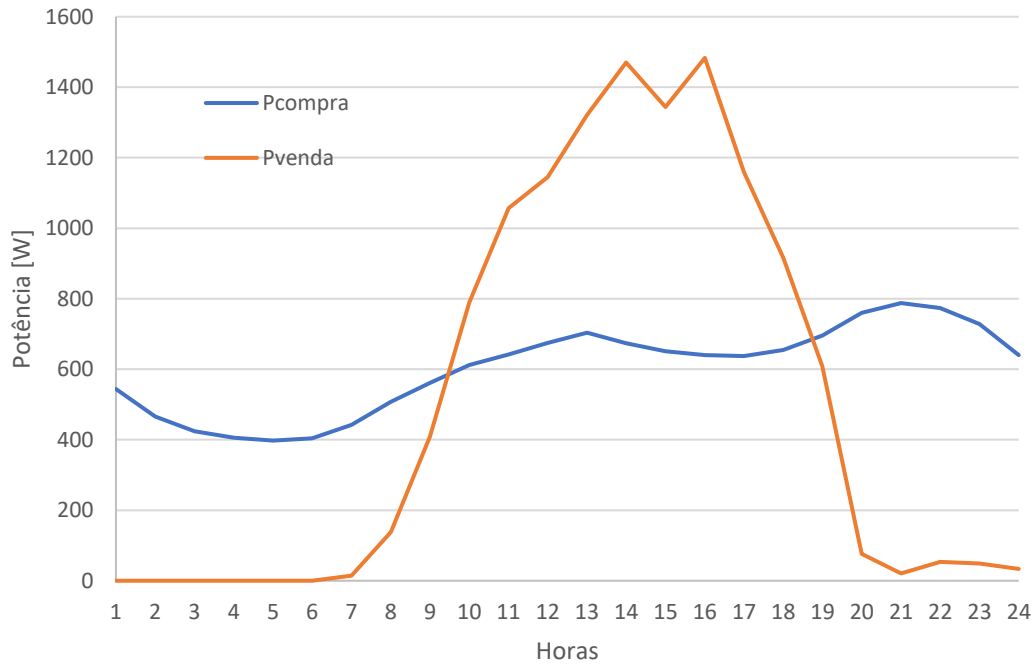


Figura 5.6 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho.

Nesta figura a energia comprada é igual à energia de carga, a energia de venda é igual à energia gerada e tem-se um custo de 1,78€, referente a um custo com a compra de 2,39€ e uma receita de 0,61€ coma venda de energia.

- Cenário 2 – Autoconsumo sem armazenamento

Pode-se observar na Figura 5.7 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção não é suficiente para satisfazer a carga e todo o excedente de energia produzida é vendida à REE.

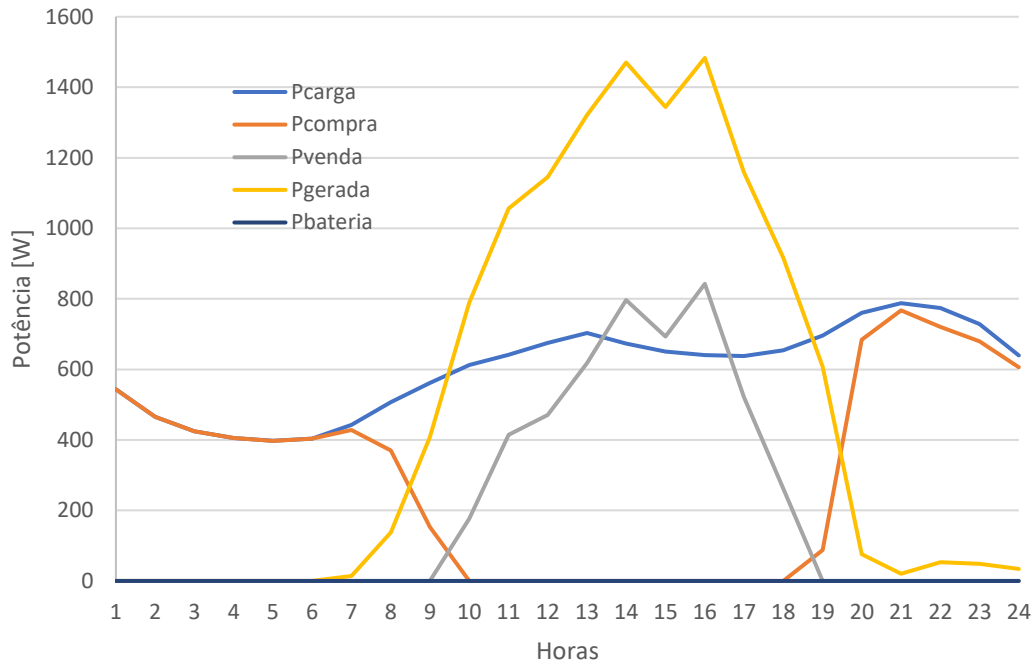


Figura 5.7 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo sem armazenamento.

Nesta situação observa-se que só é comprada energia à rede quando a produção é insuficiente para satisfazer o consumo. Tem-se um custo de 0,79€, correspondente a um custo com a compra de 1,03€ e uma receita de 0,24€ com a venda. Em comparação com o cenário anterior o custo com a compra de energia teve uma redução de 56%, o que indica que é mais proveitoso utilizar a energia produzida para alimentar a carga. Esta conclusão advém do facto do preço a que o *prosumer* vende a sua energia é muito inferior ao valor de compra tal como se pode observar nos preços de compra e venda de energia considerados

- Cenário 3 – Autoconsumo com armazenamento

Pode-se observar na Figura 5.8 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção é insuficiente ou se for necessário carregar baterias e o excedente de energia é armazenado ou vendido à REE.

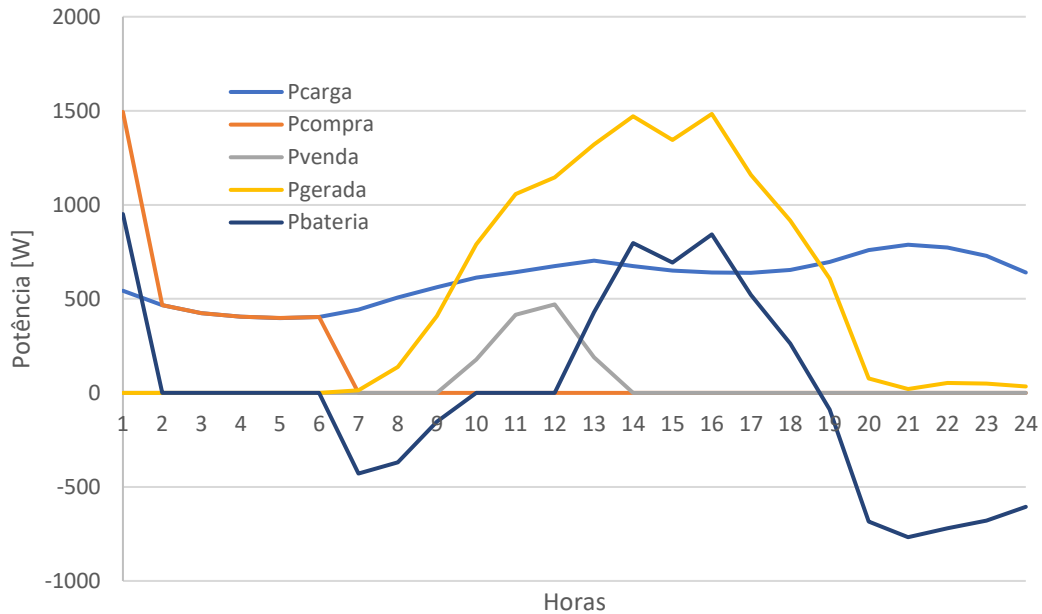


Figura 5.8 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo com armazenamento.

Nesta situação observa-se que na hora 1 é comprada uma grande quantidade de energia e que das 7h até as 24h não é comprada energia à rede. A compra elevada à 1h serve para carregar a bateria para utilizar a energia armazenada em horas em que o preço da energia é superior. No cenário anterior verifica-se que era comprada energia entre as 18h e as 24h porque a produção não era suficiente para satisfazer a carga. Neste cenário as condições de geração não foram alteradas, como tal, a energia que faltou para suprir a carga foi proveniente das baterias. Das 12h até as 19h verifica-se que as baterias estão a carregar e não está a ser comprada energia à rede, isto indica que a produção renovável é superior ao consumo assim sendo o excedente é armazenado para ser consumido em horas futuras. Tal como para um dia de janeiro, pode-se verificar nesta situação que o algoritmo utilizado no modelo procura comprar energia nas horas em que o preço é mais baixo para depois, em conjunto com a produção existente, ser alcançada uma maior poupança económica.

Neste cenário tem-se um custo de 0,31€, correspondente a um custo com a compra de 0,37€ e uma receita de 0,06€ com a venda, ou seja, uma redução

de 87% em relação ao caso de não existir produção nem armazenamento e uma redução de 81% em relação ao cenário inicial.

5.3 - Análise mensal

Neste subcapítulo é apresentada a análise do modelo de gestão de energia para um horizonte temporal mensal, para janeiro e julho. Uma vez que a representação gráfica horária para este horizonte temporal não permite uma análise detalhada de todos os dados, apresenta-se uma amostragem de 72h, referentes aos dias 10 a 12 de janeiro e 10 a 12 de julho, sendo que os valores correspondentes aos gráficos podem ser consultados no Anexo II. O critério de seleção destes dados foi empírico e corresponde a dias em que se verificam oscilações da potência produzida e uma dinâmica considerada interessante para a análise das decisões de compra, venda e armazenamento de energia. No entanto são igualmente apresentados os resultados analíticos globais para cada um dos meses em estudo nas Tabelas 5.1 a 5.8.

5.3.1 - Análise para o mês de janeiro

Para a resolução do problema de despacho económico, tal como nos subcapítulos anteriores, os preços de compra e venda considerados são apresentados na Tabela 4.3 e Tabela 4.4 e serão considerados os mesmos três cenários.

Na Tabela 5.1 podem ser observados os dados utilizados nos cenários considerados. Tal como referido em 5.3, apenas são representadas graficamente 72h, correspondentes aos dias 10, 11 e 12 de janeiro de 2017. Ao analisar a Tabela 5.1 verifica-se que a produção renovável é inferior ao consumo, como tal, terá que ser comprada energia para se satisfazer o consumo, verifica-se também que a produção eólica é superior à produção fotovoltaica, ou seja, caracteriza o típico do inverno, com dias ventosos e com pouco sol.

Tabela 5.1 - Dados do mês de janeiro de 2017.

E_{carga} [Wh]	591 350
E_{gerada} [Wh]	332 972
E_{solar} [Wh]	96 109
E_{eolica} [Wh]	236 862

Pode-se observar na Figura 5.9 que a produção renovável foi inferior ao consumo exceto durante algumas horas do dia 11. Nos dias 10 e 12 de janeiro a produção eólica foi quase inexistente.

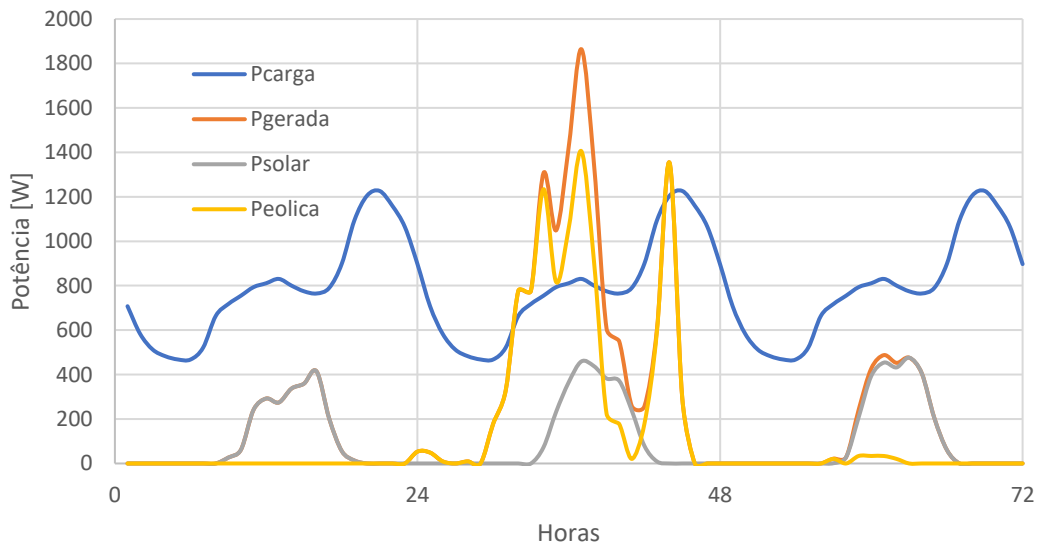


Figura 5.9 - Dados para os dias 10 a 12 de janeiro de 2017.

- Cenário 1 – Compra de energia para satisfação da carga e venda na totalidade da energia produzida

Pode-se observar na Tabela 5.2 e na Figura 5.10 a solução do problema de despacho económico considerando que toda a energia a consumir é comprada à REE e toda a energia é vendida à REE.

Tabela 5.2 - Resolução do problema de despacho económico mensal de janeiro.

E_{carga} [Wh]	591 350
E_{gerada} [Wh]	332 972
E_{compra} [Wh]	591 350
E_{venda} [Wh]	332 972

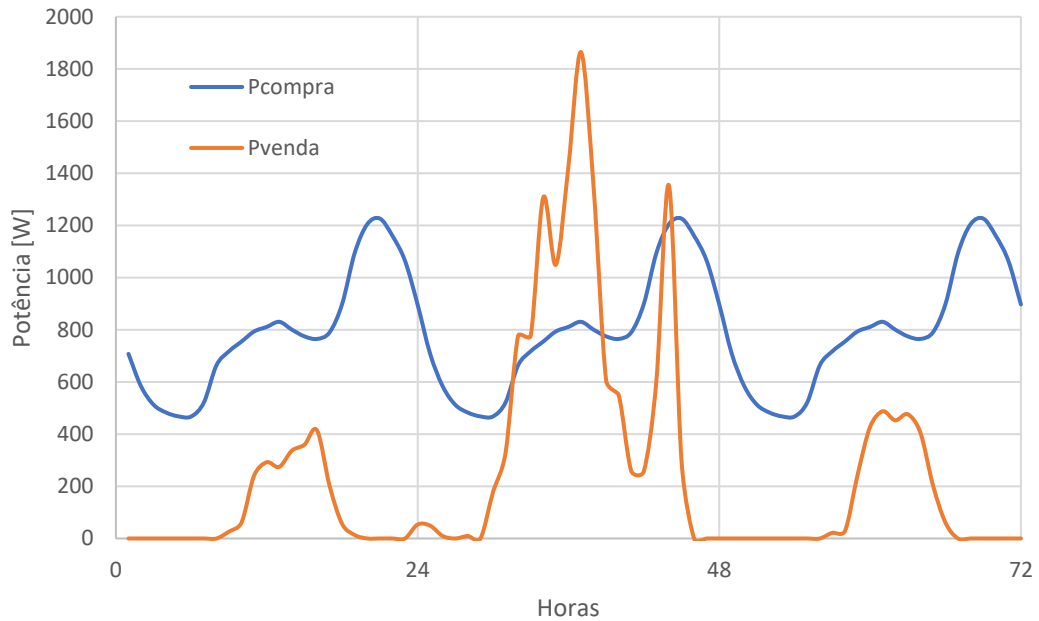


Figura 5.10 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro.

Ao analisar a Tabela 5.2 e a Figura 5.10 verifica-se que a energia comprada é igual à energia consumida pela carga, e a energia vendida é igual à energia gerada e tem-se um custo de 73,56€, referente a um custo com a compra de 94,99€ e uma receita de 21,43€ com a venda de energia.

- Cenário 2 – Autoconsumo sem armazenamento

Pode-se observar na Tabela 5.3 e na Figura 5.11 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção não é suficiente para satisfazer a carga e todo o excedente de energia produzida é vendida à REE.

Tabela 5.3 - Resolução do problema de despacho económico mensal de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.

E_{carga} [Wh]	591 350
E_{gerada} [Wh]	332 972
E_{compra} [Wh]	381 476
E_{venda} [Wh]	123 098

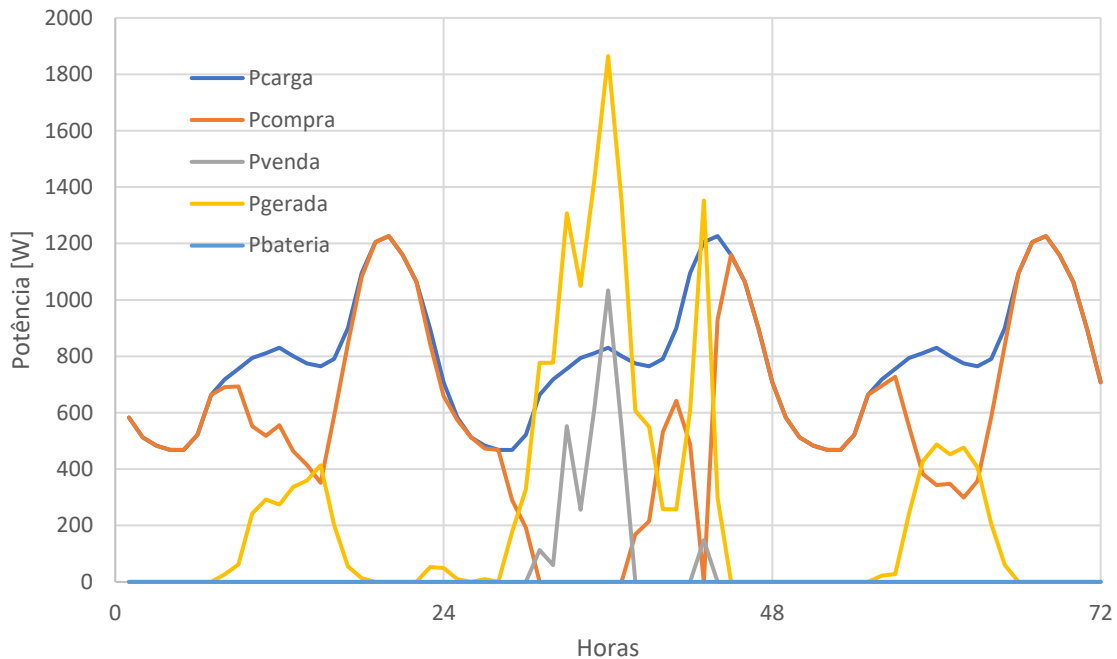


Figura 5.11 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.

Nesta situação verifica-se que a energia comprada à rede é inferior à quantidade comprada no cenário anterior, isto deve-se ao aproveitamento da produção para satisfazer o consumo.

Analisando a Figura 5.11 verifica-se que, quando existe produção esta é utilizada para suprir o consumo, a compra de energia só acontece quando a produção é insuficiente para satisfazer o consumo e que nas horas do dia 11 de janeiro em que a produção é superior ao consumo existe venda de energia para a REE.

Tem-se um custo de 49,96€, correspondente a um custo com a compra de 57,88€ e uma receita de 7,92€ com a venda. Em comparação com o cenário anterior o custo com a compra de energia teve uma redução de 32%, o que indica que é mais proveitoso utilizar a energia produzida para alimentar a carga. Esta conclusão advém do facto do preço a que o *prosumer* vende a sua energia ser muito inferior ao valor de compra tal como se pode observar nos preços de compra e venda de energia considerados.

- Cenário 3 – Autoconsumo com armazenamento

Pode-se observar na Tabela 5.4 e na Figura 5.12 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção é insuficiente ou se for necessário carregar baterias. O excedente de energia é armazenado ou vendido à REE.

Tabela 5.4 - Resolução do problema de despacho económico mensal de janeiro com autoconsumo com armazenamento.

E_{carga} [Wh]	591 350
E_{gerada} [Wh]	332 972
E_{compra} [Wh]	330 983
E_{venda} [Wh]	72 605

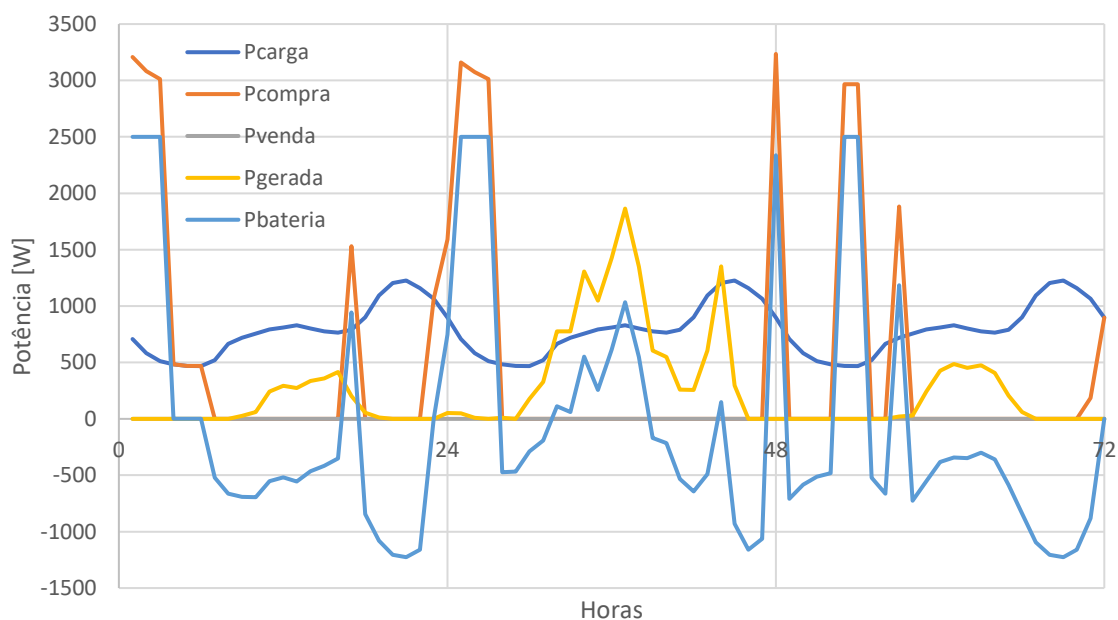


Figura 5.12 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo com armazenamento.

Nesta situação verifica-se que a energia comprada à rede é inferior à energia comprada nos cenários anteriores pois alguma da produção é aproveitada para satisfazer o consumo. A quantidade de energia vendida também é inferior ao que se verifica no cenário anterior como tal pode-se concluir que alguma da energia é armazenada para consumo posterior.

Pode-se observar na Figura 5.12 que nas primeiras horas de cada dia existem valores elevados de compra e como se comprova a energia comprada é utilizada para alimentar a carga e carregar as baterias, isto deve-se ao preço da energia que é mais reduzido nestas horas. Assim sendo para que seja possível reduzir o custo com compra de energia o carregamento das baterias acontece quando o preço da energia está o mais baixo. Também se verifica que o carregamento das baterias acontece quando existe excedente de produção, como se pode observar no dia 11 de janeiro. Pode ainda ser observado que nas horas em que a energia tem preços mais elevados a carga é alimentada pela produção renovável ou pelas baterias.

Neste cenário tem-se um custo de 30,50€, correspondente a um custo com a compra de 35,17€ e uma receita de 4,67€ com a venda, ou seja, uma redução de 68% em relação ao caso de não existir produção nem armazenamento e uma redução de 59% em relação ao cenário inicial.

5.3.2 - Análise para o mês de julho

Para a resolução do problema de despacho económico, tal como nos subcapítulos anteriores, os preços de compra e venda da energia considerados apresentam-se na Tabela 4.3 e Tabela 4.4 e são considerados os três cenários.

Na Tabela 5.5 pode ser observado os dados que serão utilizados nos cenários, apenas será apresentado o gráfico de 72h, correspondentes aos dias 10, 11 e 12 de julho de 2017. Ao analisar a Tabela 5.5 verifica-se que a produção renovável é inferior ao consumo, como tal terá que ser comprada energia para se satisfazer o consumo, verifica-se também que a produção fotovoltaica é superior à produção eólica, ou seja, caracteriza o típico do verão dias e com muito sol e pouco vento.

Tabela 5.5 - Dados do mês de julho de 2017.

E_{carga} [Wh]	444 630
E_{gerada} [Wh]	370 989
E_{solar} [Wh]	311 115
E_{eolica} [Wh]	59 874

Pode-se observar na Figura 5.13 que a produção renovável nestes três dias é maioritariamente proveniente dos painéis fotovoltaicos e que a produção só acontece em horas que existe sol. A produção eólica foi baixa nestes dias.

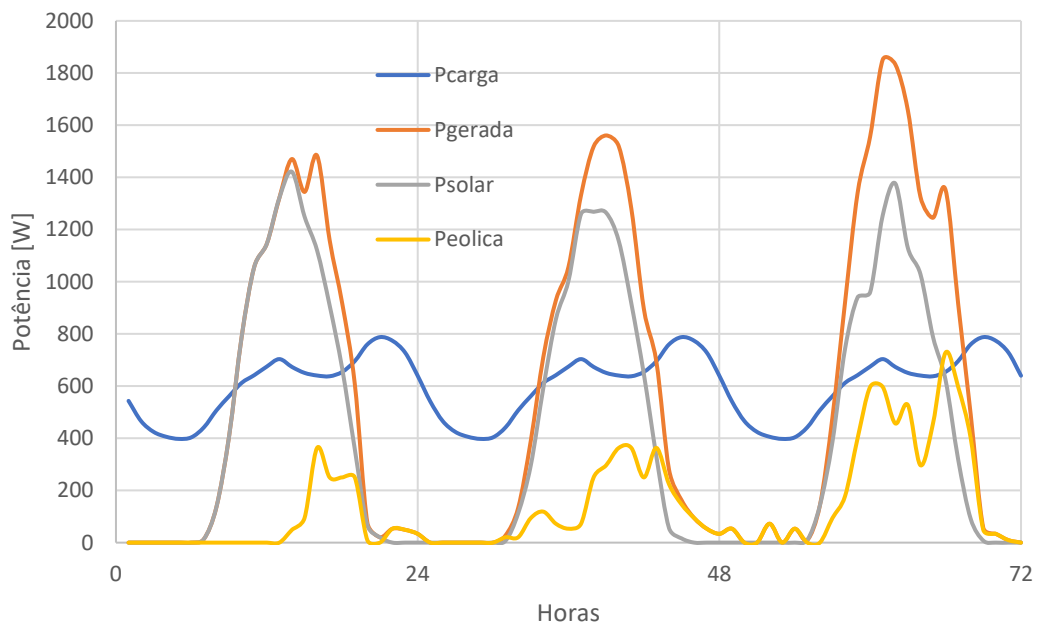


Figura 5.13 - Dados para os dias 10 a 12 de julho de 2017.

- Cenário 1 – Compra de energia para satisfação da carga e venda na totalidade da energia produzida

Pode-se observar na Tabela 5.6 e na Figura 5.14 a solução do problema de despacho económico considerando que toda a energia a consumir é comprada à REE e toda a energia produzida é vendida à REE.

Tabela 5.6 - Resolução do problema de despacho económico mensal de julho.

E_{carga} [Wh]	444 630
E_{gerada} [Wh]	370 989
E_{compra} [Wh]	444 630
E_{venda} [Wh]	370 989

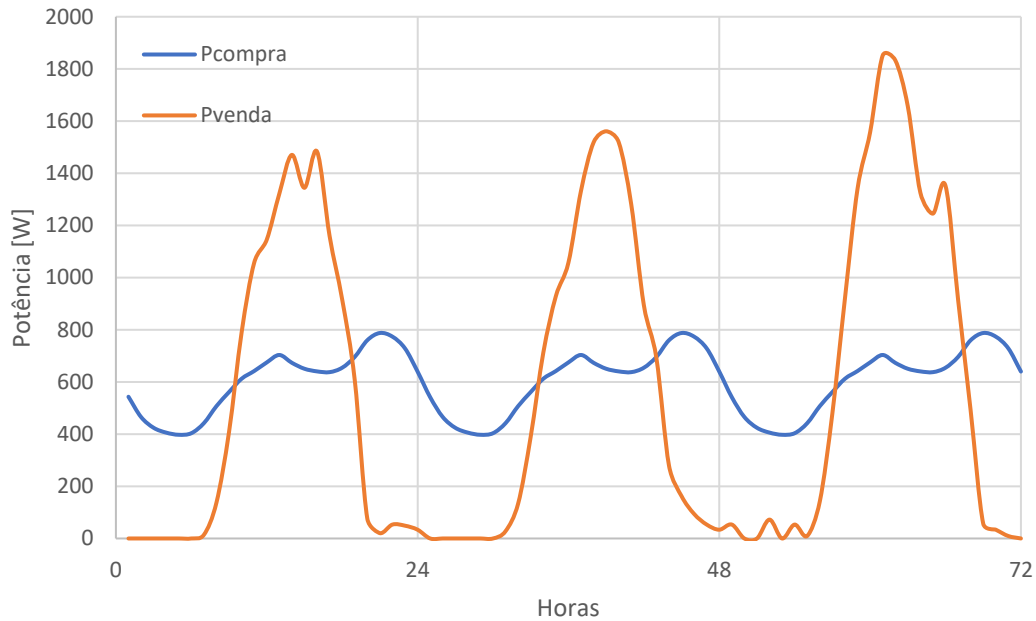


Figura 5.14 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho.

Ao analisar a Tabela 5.6 e a Figura 5.14 verifica-se que a energia comprada é igual à energia consumida pela carga e a energia vendida é igual à potência gerada. Tem-se um custo de 50,21€, correspondente a um custo com a compra de 68,84€ e uma receita de 18,63€ com a venda.

- Cenário 2 – Autoconsumo sem armazenamento

Pode-se observar na Tabela 5.7 e na Figura 5.15 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção não é suficiente para satisfazer a carga e todo o excedente de energia produzida é vendida à REE.

Tabela 5.7 - Resolução do problema de despacho económico mensal de julho com autoconsumo sem armazenamento.

E_{carga} [Wh]	444 630
E_{gerada} [Wh]	370 989
E_{compra} [Wh]	215 659
E_{venda} [Wh]	142 018

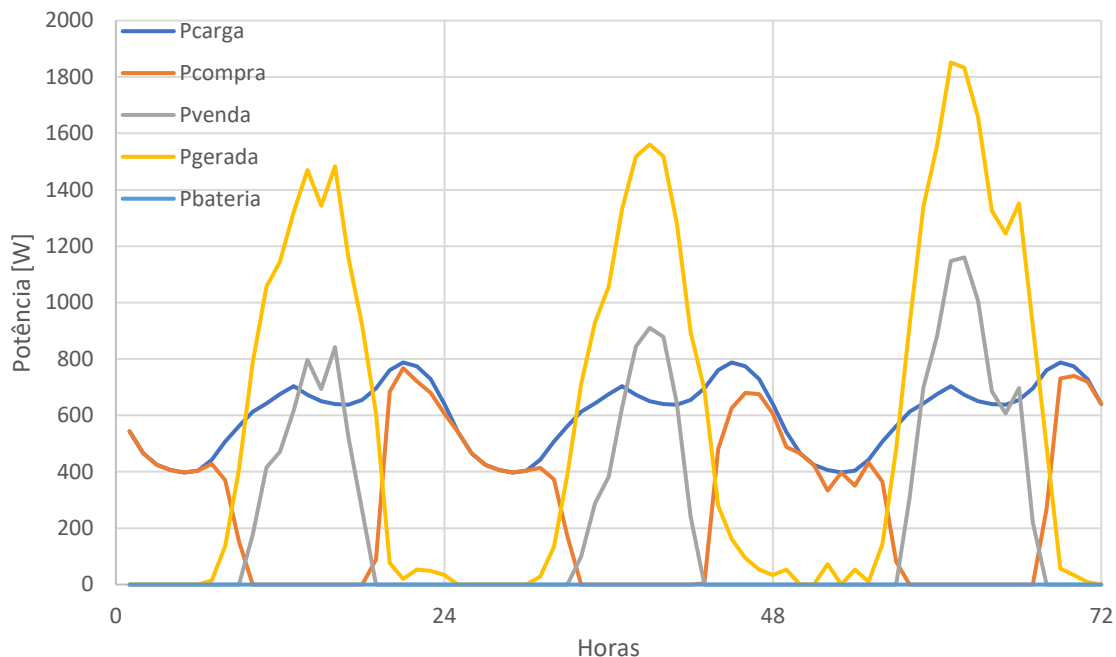


Figura 5.15 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo sem armazenamento.

Nesta situação verifica-se que a energia comprada à rede é inferior à energia comprada ao cenário anterior, isto deve-se ao aproveitamento da produção para satisfazer o consumo.

Analisando a Figura 5.15 verifica-se que, quando existe produção esta é utilizada para cobrir o consumo, a compra de energia só ocorre quando a produção é insuficiente para satisfazer o consumo e que nas horas em que a produção é superior ao consumo existe venda de energia à REE.

Tem-se um custo de 21,84€, correspondente a um custo com a compra de 28,97€ e uma receita de 7,13€ coma venda. Em comparação com o cenário anterior o custo com a compra de energia reduziu 57%, o que indica que é mais proveitoso utilizar a energia produzida para alimentar a carga. Esta conclusão advém do facto do preço a que o *prosumer* vende energia é muito inferior ao valor de compra tal como se pode observar nos preços de compra e venda de energia considerados.

- Cenário 3 – Autoconsumo com armazenamento

Pode-se observar na Tabela 5.8 e na Figura 5.16 a solução do problema de despacho económico considerando que apenas se compra energia à REE quando a produção é insuficiente ou se for necessário carregar baterias e o excedente de energia é armazenado ou vendido à REE.

Tabela 5.8 - Resolução do problema de despacho económico mensal de julho com autoconsumo com armazenamento.

E_{carga} [Wh]	444 630
E_{gerada} [Wh]	370 989
E_{compra} [Wh]	77 069
E_{venda} [Wh]	3 428

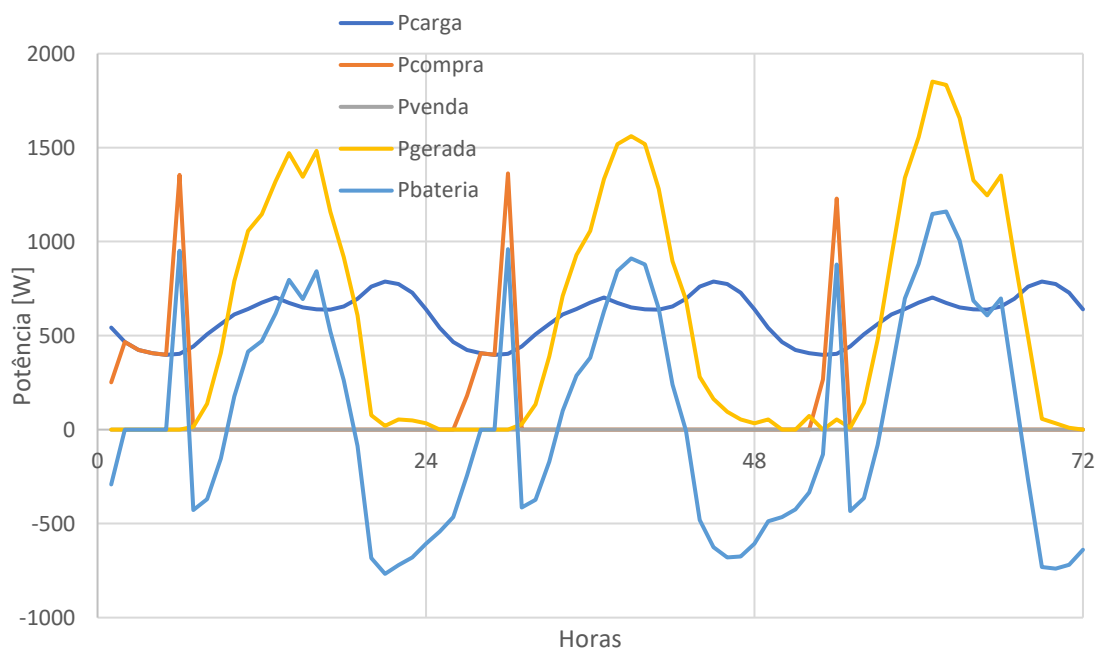


Figura 5.16 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo com armazenamento.

Nesta situação verifica-se que a energia comprada energia à rede é inferior à quantidade comprada nos cenários anteriores pois alguma da produção é aproveitada para satisfazer o consumo e a quantidade de energia vendida também é inferior ao cenário anterior como tal pode-se concluir que alguma da energia é armazenada para consumo posterior.

Pode-se observar na Figura 5.16 que existe um pico na compra de energia às 6h e pode verificar-se que a energia comprada tem como destino a alimentação da carga e o carregamento das baterias, isto deve-se ao preço da energia ser mais baixo que nesta hora. Assim sendo para que seja possível reduzir o custo com compra de energia o carregamento das baterias acontece quando o preço da energia é mais baixo. Também se verifica que o carregamento das baterias acontece quando existe excedente de produção e o descarregamento acontece em horas que a energia tem o preço mais elevado.

Neste cenário tem-se um custo de 7,71€, correspondente a um custo com a compra de 7,88€ e uma receita de 0,17€ com a venda. Ou seja, verifica-se uma redução de 89% em relação ao caso de não existir produção nem armazenamento e uma redução de 85% em relação ao cenário inicial.

5.4 - Conclusões

Atualmente existem limitações relativamente à potência instalada que o *prosumer* está sujeito. Se esta limitação fosse retirada, o *prosumer* poderia colocar mais equipamentos de produção levando assim a um aumento da sua produção e como consequência poderia tornar-se autossuficiente deixando assim de comprar energia à rede.

Relativamente aos horizontes temporais estudados, o mensal é aquele que permite um melhor conhecimento da redução da fatura energética, devido à limitação imposta no modelo de gestão de energia, que na hora inicial e final o sistema de armazenamento tem que estar descarregado. Esta limitação leva a que alguma da energia excedente da produção não possa ser utilizada para o dia seguinte, obrigando a comprar-se energia para satisfazer o consumo criando assim um custo adicional.

Dos três cenários analisados verificou-se que naquele em que é introduzido um sistema de armazenamento permite a maior redução da fatura energética. No primeiro cenário a energia consumida tinha que ser comprada e a energia produzida tinha que ser vendida, apresentou o maior custo, isto deve-

se aos preços de compra e venda de energia. Como o preço de compra é superior ao de venda leva a que o *prosumer* tenha um grande prejuízo caso escolha esta opção.

Com o aproveitamento da produção para consumo imediato consegue-se reduzir o custo da fatura energética porque a energia produzida não apresenta custo ao *prosumer* e reduz-se assim a energia comprada à REE levando assim a um menor custo com a compra.

A introdução de um sistema de armazenamento de energia permite uma redução do valor da fatura energética quer seja através do armazenamento do excesso de produção quer seja através da compra de energia em horas de vazio, correspondentes a um preço mais baixo, permitindo utilizar a energia armazenada em horas de cheia ou ponta em que a energia apresenta um custo mais elevado.

Da análise efetuada, verifica-se que com a introdução de tarifas variáveis ao longo do dia o *prosumer* poderia conseguir reduzir mais o valor da sua fatura energética. Mesmo quando o seu pico de consumo fosse em horas em que o preço da energia fosse mais elevado, pois nesse momento utilizaria a energia produzida por si ou recorria ao sistema de armazenamento.

Capítulo 6

Conclusões e perspectivas de desenvolvimentos futuros

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas na realização da presente dissertação. São ainda apresentados trabalhos que poderão ser desenvolvidos no futuro.

6 - Conclusões e trabalhos futuros

6.1 - Conclusões

A REE tem sofrido alterações desde a sua conceção inicial e tem-se vindo a verificar uma transição gradual para REI, neste sentido é necessário redefinir algumas das características dos intervenientes da rede de energia. A consciencialização ambiental dos consumidores tem trazido uma maior preocupação com a forma de produção e de consumo de energia. Como tal a produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis tem vindo a aumentar e os operadores de rede têm feito investimentos para conseguir reduzir as perdas de energia no transporte e distribuição aumentando assim a eficiência energética da rede elétrica. Também no âmbito da produção tem-se verificado um aumento dos consumidores que se tornaram produtores de energia, quer seja para autoconsumo, quer seja para venda à REE.

Com o crescimento da produção descentralizada torna-se necessária a modernização da REE por parte dos operadores de rede através da introdução de novos equipamentos e principalmente de novas tecnologias que permitam a comunicação entre todos os intervenientes, com vista a alcançar uma maior segurança e qualidade de energia. Esta modernização da REE tem vindo a ser impulsionada politicamente através de legislação nacional e comunitária.

Uma das formas de os operadores de rede terem conhecimento do consumo e produção de energia dos consumidores e *prosumers*, utiliza contadores inteligentes uma vez que a comunicação bidirecional destes equipamentos permite conhecer com mais detalhe os valores de energia consumida e produzida, possibilitando assim efetuar alterações na produção e proceder à reconfiguração da rede elétrica com mais precisão.

A previsão através de redes neuronais artificiais é uma ferramenta possível de ser utilizada para determinar produções e consumos de energia elétrica num futuro próximo levando, a uma melhor gestão e operação da rede de energia elétrica. Foi verificado neste trabalho que, a previsão da radiação

solar através das redes neuronais fornece resultados mais satisfatórios do que no caso da previsão da velocidade do vento. Isto poderá dever-se ao facto de os valores de radiação solar serem geralmente mais repetitivos e menos aleatórios que os valores da velocidade do vento.

Para se conseguir um melhor aproveitamento da produção de energia durante todo o ano deverá ser pensado uma solução mista, isto é, produção fotovoltaica e eólica, tal como foi implementado neste trabalho, porque no inverno existe menos sol, logo a produção fotovoltaica será menor e durante a noite este não produz energia e no verão existe menos vento, logo a produção eólica é inferior.

O modelo de gestão de energia foi aplicado para resolver o problema de despacho económico num horizonte temporal diário e mensal. Verificou-se que quando o horizonte temporal mensal é considerado, apresenta uma melhor gestão de energia do que a que se verifica quando um horizonte temporal diário é considerado. A limitação imposta no modelo de gestão de energia para o estado de carga das baterias, que garante o seu estado de carga na hora inicial e final, justifica este resultado na medida que a longo prazo o sistema de armazenamento desempenha um papel mais preponderante na gestão da energia do sistema do que a curto prazo.

Verifica-se que, nos casos de estudo apresentados, a utilização de um sistema de armazenamento de energia com recurso a baterias é um fator importante na redução da fatura energética porque permite armazenar energia excedente proveniente da produção renovável ou a energia comprada à rede de energia quando o preço é mais baixo, possibilitando a utilização posterior da energia armazenada para suprir a carga ou para ser vendida à rede de energia, em períodos em que o preço da compra de energia é mais elevado.

A segunda melhor opção senão for incluído um sistema de armazenamento consiste em aproveitar a produção para consumo imediato e a venda do excedente, porque a energia produzida não apresenta custo ao *prosumer*, conseguindo inclusive obter receita caso venda o excedente dessa energia produzida. Esta opção leva à redução da energia comprada à REE tendo como consequência um menor custo com a compra.

Foram analisados os meses de janeiro e julho correspondentes a inverno e verão. Foi possível verificar que o consumo é superior no inverno que no verão, e que a produção eólica é superior no inverno e a produção fotovoltaica é superior no verão, isto deve-se às características destas estações do ano. Verificou-se que as baterias tiveram um impacto superior no verão, porque o valor da energia vendida quando estas existiam era bastante menor do que quando não existia sistema de armazenamento. Conclui-se também que devido ao perfil de geração no verão, em que as horas de sol a produção é muito superior ao consumo leva a que haja muita energia excedente. A utilização do sistema de armazenamento de energia permite que esse excedente seja utilizado em horas futuras em que não existe produção suficiente levando a uma redução da fatura energética.

Além disso, a existência de um sistema de armazenamento permite acomodar a variabilidade existente na produção a partir de fontes de energia renovável. Uma outra forma de redução da fatura energética seria através do deslocamento da carga para horas de maior produção renovável ou quando o preço de energia fosse mais baixo.

6.2 - Trabalhos futuros

Neste trabalho foi considerado um *prosumer* para a aplicação do modelo de gestão de energia elétrica. Um possível trabalho a ser realizado seria a consideração de um grupo de *prosumers* integrado numa *VPP* analisando o resultado da gestão da energia, caso a produção excedente de um *prosumer* fosse utilizada por um outro que tivesse falta de produção para suprir o consumo. Igualmente seria interessante analisar a influência desta dinâmica na compra e venda de energia à rede de energia.

Poderia ser também considerada a aplicação de um programa de *demand side management* em conjunto com este modelo de gestão de energia e verificar qual a redução na fatura energética alcançada quer por um *prosumer* quer por uma comunidade de *prosumers*. Adicionalmente, analisar o impacto deste novo sistema na REE e a forma como os operadores de rede se teriam que adaptar para responder a esta nova realidade.

Um estudo de viabilidade técnico-económico aplicado ao modelo apresentado neste trabalho, seria interessante na medida em que, permitiria verificar se efetivamente e apesar da introdução do sistema de armazenamento o *prosumer* poupa dinheiro a longo prazo e a partir de que altura se verificaria um retorno no investimento

Referências Bibliográficas

Referências bibliográficas

- [1] Comissão Europeia, “Objectivos da estratégia Europa 2020.” [Online]. Available: http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_pt.htm. [Accessed: 01-Mar-2017].
- [2] C. Europeia, “Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030,” pp. 1–18, 2014.
- [3] EDP Distribuição, “InovGrid,” 2009. [Online]. Available: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/InovGrid.aspx>. [Accessed: 01-Mar-2017].
- [4] International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries - Portugal 2016 Review,” 2016.
- [5] H. Ren, Q. Wu, W. Gao, and W. Zhou, “Optimal operation of a grid-connected hybrid PV / fuel cell / battery energy system for residential applications,” *Energy*, vol. 113, pp. 702–712, 2016.
- [6] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded Generation*. 2000.
- [7] I. Lampropoulos, G. M. A. Vanalme, and W. L. Kling, “A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid,” *IEEE*.
- [8] M. Delfanti, D. Falabretti, and M. Merlo, “Dispersed generation impact on distribution network losses,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 10–18, 2013.
- [9] ERSE, “Glossário,” 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx>. [Accessed: 08-Mar-2017].
- [10] ERSE, “LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO - Mudança de comercializador,” 2016.
- [11] Deloitte, “Liberalização do mercado de electricidade: Ponto de situação,” pp. 1–20, 2014.

- [12] PORDATA and DGEG/MEc, “Consumidores de energia eléctrica: total e por tipo de consumo,” 2016. [Online]. Available: <http://www.pordata.pt/Municipios/Consumidores+de+energia+eléctrica+total+e+por+tipo+de+consumo-18>. [Accessed: 08-Mar-2017].
- [13] ERSE, “Perfis de consumo em BTN, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2017 ao abrigo da Diretiva n.º 2/2017, de 12 de janeiro.” 2016.
- [14] ERSE and APREN, “Produção de eletricidade por fonte em 2016,” 2017. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-em-2016/>. [Accessed: 10-Mar-2017].
- [15] K. Kotilainen, P. Jarventausta, and P. Aalto, “Prosumer centric co-creation in Smart Grid innovation ecosystem,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 884–889, 2016.
- [16] A. J. D. Rathnayaka, V. M. Potdar, O. Hussain, and T. Dillon, “Identifying prosumer’s energy sharing behaviours for forming optimal prosumer-communities,” *Proc. - 2011 Int. Conf. Cloud Serv. Comput. CSC 2011*, pp. 199–206, 2011.
- [17] J. A. M. de Sousa, “Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL,” 2005.
- [18] U.S. Department of Energy, “What is the Smart Grid?” [Online]. Available: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html. [Accessed: 17-Mar-2017].
- [19] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, and M. Moghavvemi, “Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 821–835, 2016.
- [20] N. Karami, N. Moubayed, and R. Outbib, “Energy management for a PEMFC-PV hybrid system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 82, pp. 154–168, 2014.
- [21] J. Pascual, J. Barricarte, P. Sanchis, and L. Marroyo, “Energy management

- strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting,” *Appl. Energy*, vol. 158, pp. 12–25, 2015.
- [22] C. Battistelli, L. Baringo, and A. J. Conejo, “Optimal energy management of small electric energy systems including V2G facilities and renewable energy sources,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 92, pp. 50–59, 2012.
- [23] P. Finn and C. Fitzpatrick, “Demand side management of industrial electricity consumption: Promoting the use of renewable energy through real-time pricing,” *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 11–21, 2014.
- [24] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. M. I. Mahlia, “Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 69, pp. 163–173, 2013.
- [25] M. Dahmane, M. Ieee, J. Bosche, and M. Dabarivar, “Renewable Energy Management Algorithm for Stand – alone System,” no. October, pp. 20–23, 2013.
- [26] E. M. Nfah and J. M. Ngundam, “Modelling of wind/Diesel/battery hybrid power systems for far North Cameroon,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 6, pp. 1295–1301, 2008.
- [27] H. Kim, S. Baek, E. Park, and H. J. Chang, “Optimal green energy management in Jeju, South Korea - On-grid and off-grid electrification,” *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 123–133, 2014.
- [28] G. J. Dalton, D. A. Lockington, and T. E. Baldock, “Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 4, pp. 955–964, 2009.
- [29] D. Saheb-Koussa, M. Koussa, M. Belhamel, and M. Haddadi, “Economic and environmental analysis for grid-connected hybrid photovoltaic-wind power system in the arid region,” *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 361–370, 2011.
- [30] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, “Energy Management of Microgrid,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3380–3389, 2013.

- [31] H. Zhang, A. Davigny, F. Colas, Y. Poste, and B. Robyns, “Fuzzy logic based energy management strategy for commercial buildings integrating photovoltaic and storage systems,” vol. 54, pp. 196–206, 2012.
- [32] A. Mohamed and O. Mohammed, “Real-time energy management scheme for hybrid renewable energy systems in smart grid applications,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 133–143, 2013.
- [33] NASA, “Sun: In Depth.” [Online]. Available: <https://solarsystem.nasa.gov/planets/sun/indepth>. [Accessed: 17-Apr-2017].
- [34] FT Exploring, “Direct, Diffuse and Reflected Radiation,” 2011. [Online]. Available: <http://www.ftexploring.com/solar-energy/direct-and-diffuse-radiation.htm>. [Accessed: 17-Apr-2017].
- [35] Solargis, “Solar resource maps for Europe,” 2014. [Online]. Available: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/europe>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [36] Solargis, “Solar resource maps for Portugal,” 2015. [Online]. Available: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/portugal>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [37] R. Dutra, *Energia Eólica Principios e Tecnologia*. 2008.
- [38] LNEG, “Atlas do Potencial Eólico Onshore.” [Online]. Available: <http://geoportal.lneg.pt/geoportal/mapas/>. [Accessed: 23-Mar-2017].
- [39] R. M. G. Castro, “INTRODUÇÃO À ENERGIA FOTOVOLTAICA,” *Univ. TÉCNICA LISBOA Inst. Super. TÉCNICO DEEC / Secção Energ.*, vol. 2002, no. edição 0, 2002.
- [40] Portal da Energia, “Tipos de Painel Fotovoltaico,” 2017. [Online]. Available: <http://portaldenergia.com/tipos-de-painel-fotovoltaico/>. [Accessed: 20-Apr-2017].
- [41] M. A. Maehlum, “Which Solar Panel Type is Best? Mono- vs. Polycrystalline vs. Thin Film,” *Energy Informative*, 2015. [Online]. Available: <http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline->

- polycrystalline-thin-film/. [Accessed: 20-Apr-2017].
- [42] U.S. Department of Energy, "How Do Wind Turbines Work?" [Online]. Available: <https://energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>. [Accessed: 20-Apr-2017].
- [43] F. Bianchi, R. Mantz, and H. De Battista, "The Wind and Wind Turbines," 2007.
- [44] Enlighten Me, "Types of Wind Turbines," 2010. [Online]. Available: <https://energy230.wordpress.com/2010/10/10/types-of-wind-turbines/>. [Accessed: 21-Apr-2017].
- [45] I. Tiago and S. Miranda, "Otimização do Planeamento de Sistemas de Armazenamento Distribuído de Energia em Redes com Elevada Produção Dispersa," 2012.
- [46] J. Hoppmann, J. Volland, T. S. Schmidt, and V. H. Hoffmann, "The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 1101–1118, 2014.
- [47] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, and D. U. Sauer, "Technology overview on electricity storage," *ISEA, Aachen, Juni*, no. June, 2012.
- [48] P. Kadurek, J. F. G. Cobben, P. F. Ribeiro, and W. L. Kling, "Electricity Demand Characterization for Analyzing Residential LV Distribution Networks," *IEEE PowerTech 2013*, no. Eu 27, 2013.
- [49] R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali, U. Naeem, and K. Shehzad, "Prosumer based energy management and sharing in smart grid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. July, pp. 0–1, 2017.
- [50] S. L. Arun and M. P. Selvan, "Very short term prediction of solar radiation for residential load scheduling in smartgrid," *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, 2017.
- [51] C. Rosen and R. Madlener, "Regulatory Options for Local Reserve Energy Markets : Implications for Prosumers , Utilities , and other Stakeholders," vol. 37, pp. 39–51, 2016.

- [52] ERSE, “Mercado Diário.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 12-Jul-2017].
- [53] OMIE, “Curva de oferta e procura do mercado ibérico para o dia 10/07/2017, hora 1.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 11-Jul-2017].
- [54] D. Metz and J. T. Saraiva, “Economics of energy storage in a residential consumer context,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016–July, 2016.
- [55] N. Phuangpornpitak and S. Tia, “Opportunities and challenges of integrating renewable energy in smart grid system,” *Energy Procedia*, vol. 34, pp. 282–290, 2013.
- [56] C. T. S and P. K. Yemula, “Energy Management of Grid Connected Rooftop Solar System with Battery Storage,” pp. 1195–1200, 2016.
- [57] Meteo-Logic, “The evolution of weather forecasting methodologies,” 2013. [Online]. Available: <http://meteo-logic.com/archives/1597>. [Accessed: 08-Mar-2017].
- [58] A. Linn, “How’s the weather? Using artificial intelligence for better answers,” 2015. [Online]. Available: <https://blogs.microsoft.com/next/2015/08/10/hows-the-weather-using-artificial-intelligence-for-better-answers/>.
- [59] L. N. de C. Silva, “ANÁLISE E SÍNTESE DE ESTRATÉGIAS DE APRENDIZADO PARA REDES NEURAIAS ARTIFICIAIS,” 1998.
- [60] L. N. de Castro and F. J. Von Zuben, “Redes Neurais Artificiais,” 2001.
- [61] P. M. N. da Fonte, “Introdução às redes neuronais do tipo Percepção Multicamada.”
- [62] S. J. Russell, P. Norvig, J. F. Canny, J. M. Malik, and D. D. Edwards, *Artificial Intelligence A Modern Approach*. 1995.

- [63] S. M. Mahmoud, A. Lotfi, and C. Langensiepen, “Behavioural Pattern Identification and Prediction in Intelligent Environments,” no. June 2017, 2013.
- [64] LG, “High Efficiency LG NeON® 2 72cell.” [Online]. Available: <http://www.lg.com/us/business/solar-panel/all-products/lg-LG400N2W-A5>. [Accessed: 10-Jun-2017].
- [65] C. Camus, “ENERGIA FOTOVOLTAICA Notas de apoio à disciplina,” 2014.
- [66] R. M. G. Castro, “Introdução À Energia Eólica,” *Energias Renov. e Produção Descent.*, vol. 2003, no. edição 1, 2005.
- [67] Ennera, “Winder S.” [Online]. Available: <http://www.ennera.com/es/winder-s#descargas>. [Accessed: 10-Jun-2017].
- [68] MINISTÉRIO DO AMBIENTE ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA, “Decreto de Lei 153/2014,” pp. 1–22, 2014.
- [69] ERSE, “Caracterização Da Procura de Energia elétrica em 2017.”
- [70] EDP, “Opção Horária.” [Online]. Available: <https://www.energia.edp.pt/particulares/apoio-cliente/opcao-horaria.aspx>. [Accessed: 02-May-2017].
- [71] ERSE, “TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL EM 2017,” 2017.
- [72] OMIE, “Mínimo, medio e máximo do precio da cassação do mercado diario - Sistema:Portugal,” 2017. [Online]. Available: <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 15-Aug-2017].
- [73] SonnenBatterie, “Technical Data.” [Online]. Available: <https://www.sonnenbatterie.de/en-au/sonnenbatterie>. [Accessed: 10-Jun-2017].
- [74] Sistema nacional de informação de recursos hidricos, “Dados

Meteorológicos de Monchique.” [Online]. Available:
<http://snirh.apambiente.pt>. [Accessed: 07-Jun-2017].

Anexos

Anexos

Anexo I – Resultados obtidos para a previsão da produção

Tabela I.1 - Resultados dos ensaios com dados de temperatura e radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de janeiro.

Número de treino	Número de neurónios da camada escondida										
	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação
1	25225,594	12324,467	21437,065	22859,164	16357,080	25236,060	33040,284	15610,721	14265,893	18459,681	8300,320
2	1196,253	3661,207	12498,220	10447,188	494,387	6841,778	0,000	4920,417	0,000	9882,831	3177,251
3	2450,972	0,013	5921,343	0,005	0,019	4413,700	4622,569	2233,432	467,983	15614,591	2166,715
4	477,396	1250,255	3399,133	0,001	6309,581	1325,975	0,001	2363,513	1204,240	4204,412	5501,934
5	401,213	1662,440	3265,971	2970,265	0,000	1973,357	2280,965	1746,567	1174,920	15803,511	1294,978
6	547,468	0,013	1963,875	0,004	3740,529	2516,899	0,000	0,000	1278,127	3449,885	2354,900
7	1537,925	740,201	1387,734	4750,286	3955,586	552,199	3095,732	0,000	467,983	400,940	278,561
8	3052,455	1139,468	3848,998	1907,978	507,361	272,407	2280,965	4861,236	2594,737	6672,391	3966,271
9	7432,510	1998,785	2275,956	490,452	1902,798	248,207	5660,303	3247,331	467,983	811,195	1829,955
10	1775,409	1571,482	117,300	976,866	1613,947	88,745	11887,964	1781,948	0,000	1073,280	2636,075
11	3912,330	4396,285	0,000	80,813	3826,793	204,205	2280,965	1002,517	0,000	1447,291	4746,387
Mediana	1775,409	1571,482	3265,971	976,866	1902,798	1325,975	2280,965	2233,432	467,983	4204,412	2636,075
MAE	13,973	6,883	25,349	4,860	8,616	10,176	9,282	9,198	3,889	16,777	16,913

Tabela I.2 - Resultados dos ensaios com dados de radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de janeiro.

Número de treino	Número de neurónios da camada escondida										
	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação
1	19990,395	20124,937	21461,169	25216,053	20455,622	33342,776	35055,511	32071,468	31742,153	33068,983	36035,007
2	14844,603	16324,726	13772,029	5233,896	7008,387	5844,284	32007,021	12173,726	15698,786	13206,284	14633,305
3	4247,147	4294,776	11716,010	6595,891	19623,636	11499,899	10976,071	7317,516	16143,058	5151,993	10425,013
4	3532,692	1635,163	5961,563	839,676	4081,534	1377,508	18191,502	7558,713	3041,915	4975,898	6257,001
5	3134,924	4823,694	3367,465	1222,971	3587,020	3120,530	12237,112	9617,648	4734,037	3786,933	7165,791
6	2475,011	3692,815	3004,593	10958,722	1941,170	2934,623	21268,153	4290,349	1910,248	5232,102	16158,642
7	3057,228	14774,905	1800,099	532,546	1148,627	784,917	9616,169	2252,293	11102,305	11850,275	3934,002
8	2297,307	3413,714	2080,657	2145,280	9141,006	2543,100	20173,534	7441,814	2689,224	8875,145	25141,485
9	4721,588	1586,966	7096,958	3247,104	2928,282	925,671	8005,868	5821,771	10775,195	4848,508	6508,647
10	17,102	1130,179	7569,016	1164,038	2668,006	4347,834	318,699	3914,465	2925,142	5423,957	12261,230
11	21,185	11682,144	1914,872	4411,961	15758,320	7347,383	2017,330	9015,466	3309,009	4997,771	6305,199
Mediana	3134,924	4294,776	5961,563	3247,104	4081,534	3120,530	12237,112	7441,814	4734,037	5232,102	10425,013
MAE	24,761	28,403	36,639	25,173	26,701	25,947	50,875	37,564	26,667	33,113	43,181

Tabela I.3 - Resultados dos ensaios com dados de temperatura e radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de julho.

Número de treino	Número de neurónios da camada escondida										
	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação
1	38159,571	57689,719	20592,672	41286,427	43620,607	43086,098	53452,104	21144,092	17824,035	36104,272	60362,292
2	9116,554	14481,467	12662,066	18943,307	4271,803	9245,562	3244,583	6138,344	138,203	238,490	17973,402
3	1586,873	10974,126	2495,648	1862,092	16889,258	7989,324	6633,631	5509,153	12234,554	28601,018	24407,686
4	225,332	14289,745	13496,115	0,000	20542,695	6483,310	99,903	3579,713	403,532	22208,840	22719,039
5	38148,971	1167,622	11517,840	5662,806	2068,402	55,812	4142,769	3602,902	343,732	4,261	18381,691
6	890,903	14997,562	8812,163	2186,346	6941,919	112,972	1327,834	3282,276	14512,533	852,811	5475,288
7	662,116	6401,715	6058,117	0,000	527,129	119,867	7716,218	1058,041	778,259	3,648	16,398
8	804,807	1081,820	9597,978	0,000	1852,717	1095,486	290,040	379,824	9560,188	1450,556	16,757
9	1797,219	2071,968	3532,570	210,466	166,026	206,657	5104,314	277,678	0,133	21690,547	1796,087
10	26722,353	829,850	10121,417	0,000	842,933	3219,835	10449,099	909,414	0,202	0,000	559,253
11	1325,111	2100,432	6429,846	203,325	2528,426	155,209	3984,766	9,374	1880,627	449,330	8383,635
Mediana	1586,873	6401,715	9597,978	210,466	2528,426	1095,486	4142,769	3282,276	778,259	852,811	8383,635
MAE	13,335	23,088	47,288	3,447	25,716	13,099	25,276	32,882	5,614	6,123	27,323

Tabela I.4 - Resultados dos ensaios com dados de radiação solar para o cálculo do número de neurónios da RNA de julho.

Número de treino	Número de neurónios da camada escondida										
	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação	MSE Validação
1	21344,567	143855,248	81879,791	59069,598	83816,011	35160,094	118181,382	64691,092	67429,642	75680,469	60234,490
2	2525,433	6891,180	26996,509	14179,773	12505,766	27213,761	79371,340	14521,918	26022,174	26288,695	46164,293
3	5716,433	4850,600	18641,515	63370,822	50165,135	22878,837	19286,576	2947,258	47362,535	43814,084	0,068
4	4285,174	6991,329	10972,915	37610,685	11279,781	2594,036	22450,015	573,245	32535,195	9384,461	9376,728
5	964,847	20989,020	8701,145	25576,646	17127,852	9561,416	29650,553	5176,622	4260,002	19801,674	25571,609
6	1607,199	14340,427	30833,408	37893,530	17262,276	298,838	40914,554	86,347	7096,004	7482,627	0,036
7	2164,368	27433,690	13463,822	84122,337	9181,248	18195,539	20305,716	10266,042	65943,267	18660,572	14462,146
8	5924,406	27244,518	12498,035	46729,622	22125,048	1451,125	16283,931	369,652	599,340	22617,938	123617,028
9	8210,250	69650,825	16374,989	13220,260	21467,586	5356,691	5324,376	7840,916	3932,682	22690,283	64243,930
10	1744,924	463,907	16753,544	10866,992	5016,827	362,526	15913,638	110,222	0,151	21194,385	20247,389
11	1250,973	40271,276	5249,622	34973,418	3130,642	7360,682	17758,235	24978,045	0,045	45885,407	7396,585
Mediana	2525,433	20989,020	16374,989	37610,685	17127,852	7360,682	20305,716	5176,622	7096,004	22617,938	20247,389
MAE	24,458	63,516	72,269	96,677	66,525	33,083	71,282	19,970	24,232	86,537	68,883

Anexo II – Despacho económico

Tabela II.5 - Dados para o dia 11 de janeiro de 2017.

Horas	P _{carga} [W]	P _{gerada} [W]	P _{solar} [W]	P _{eolica} [W]
1	49,01	49,01	0,00	49,01
2	9,36	9,36	0,00	9,36
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	9,36	9,36	0,00	9,36
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	177,81	177,81	0,00	177,81
7	328,63	328,63	0,00	328,63
8	776,89	776,89	0,00	776,89
9	776,89	776,89	0,00	776,89
10	1307,34	1307,34	73,17	1234,17
11	1049,03	1049,03	232,65	816,38
12	1426,09	1426,09	365,73	1060,35
13	1864,43	1864,43	459,05	1405,38
14	1348,69	1348,69	437,90	910,79
15	606,43	606,43	382,49	223,94
16	549,85	549,85	372,03	177,81
17	258,69	258,69	238,15	20,54
18	257,24	257,24	79,43	177,81
19	605,87	605,87	9,03	596,84
20	1352,82	1352,82	0,00	1352,82
21	296,64	296,64	0,00	296,64
22	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela II.6 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro.

Horas	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]
1	707,67	49,01
2	583,17	9,36
3	512,52	0,00
4	482,61	9,36
5	467,92	0,00
6	467,77	177,81
7	521,43	328,63
8	664,00	776,89
9	717,63	776,89
10	755,08	1307,34
11	793,61	1049,03
12	810,97	1426,09
13	830,49	1864,43
14	800,51	1348,69
15	774,78	606,43
16	764,94	549,85
17	790,18	258,69
18	899,26	257,24
19	1094,56	605,87
20	1205,03	1352,82
21	1226,39	296,64
22	1160,07	0,00
23	1064,39	0,00
24	897,18	0,00

Tabela II.7 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	707,67	658,66	0,00	49,01	0,00	0,00
2	583,17	573,81	0,00	9,36	0,00	0,00
3	512,52	512,52	0,00	0,00	0,00	0,00
4	482,61	473,24	0,00	9,36	0,00	0,00
5	467,92	467,92	0,00	0,00	0,00	0,00
6	467,77	289,96	0,00	177,81	0,00	0,00
7	521,43	192,80	0,00	328,63	0,00	0,00
8	664,00	0,00	112,88	776,89	0,00	0,00
9	717,63	0,00	59,26	776,89	0,00	0,00
10	755,08	0,00	552,27	1307,34	0,00	0,00
11	793,61	0,00	255,42	1049,03	0,00	0,00
12	810,97	0,00	615,12	1426,08	0,00	0,00
13	830,49	0,00	1033,94	1864,43	0,00	0,00
14	800,51	0,00	548,18	1348,69	0,00	0,00
15	774,78	168,35	0,00	606,43	0,00	0,00
16	764,94	215,09	0,00	549,84	0,00	0,00
17	790,18	531,49	0,00	258,69	0,00	0,00
18	899,26	642,02	0,00	257,24	0,00	0,00
19	1094,56	488,69	0,00	605,87	0,00	0,00
20	1205,03	0,00	147,79	1352,82	0,00	0,00
21	1226,39	929,75	0,00	296,64	0,00	0,00
22	1160,07	1160,07	0,00	0,00	0,00	0,00
23	1064,39	1064,39	0,00	0,00	0,00	0,00
24	897,18	897,18	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela II.8 - Resolução do problema de despacho económico diário de janeiro com autoconsumo com armazenamento.

Horas	Pcarga [W]	Pcompra[W]	Pvenda[W]	Pgerada[W]	Pbateria[W]	Ebateria[Wh]
1	707,67	2726,44	0,00	49,01	2067,77	2067,77
2	583,17	573,81	0,00	9,36	0,00	2067,77
3	512,52	512,52	0,00	0,00	0,00	2067,77
4	482,61	473,24	0,00	9,36	0,00	2067,77
5	467,92	467,92	0,00	0,00	0,00	2067,77
6	467,77	289,96	0,00	177,81	0,00	2067,77
7	521,43	0,00	0,00	328,63	-192,80	1874,98
8	664,00	0,00	0,00	776,89	112,88	1987,86
9	717,63	0,00	0,00	776,89	59,26	2047,12
10	755,08	0,00	0,00	1307,34	552,27	2599,39
11	793,61	0,00	0,00	1049,03	255,42	2854,81
12	810,97	0,00	0,00	1426,08	615,12	3469,93
13	830,49	0,00	0,00	1864,43	1033,94	4503,87
14	800,51	0,00	0,00	1348,69	548,18	5052,05
15	774,78	0,00	0,00	606,43	-168,35	4883,70
16	764,94	0,00	0,00	549,84	-215,09	4668,61
17	790,18	0,00	0,00	258,69	-531,49	4137,12
18	899,26	0,00	0,00	257,24	-642,02	3495,10
19	1094,56	0,00	0,00	605,87	-488,69	3006,41
20	1205,03	0,00	0,00	1352,82	147,79	3154,20
21	1226,39	0,00	0,00	296,64	-929,75	2224,46
22	1160,07	0,00	0,00	0,00	-1160,07	1064,39
23	1064,39	0,00	0,00	0,00	-1064,39	0,00
24	897,18	897,18	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela II.9 - Dados para o dia 10 de julho de 2017.

Horas	P _{carga} [W]	P _{gerada} [W]	P _{solar} [W]	P _{eolica} [W]
1	543,40	0,00	0,00	0,00
2	465,70	0,00	0,00	0,00
3	424,36	0,00	0,00	0,00
4	405,79	0,00	0,00	0,00
5	397,54	0,00	0,00	0,00
6	403,56	0,00	0,00	0,00
7	442,17	14,08	14,08	0,00
8	507,33	137,69	137,69	0,00
9	561,24	408,15	408,15	0,00
10	612,27	789,29	789,29	0,00
11	641,83	1056,70	1056,70	0,00
12	674,84	1145,25	1145,25	0,00
13	703,42	1321,33	1321,33	0,00
14	673,44	1470,43	1421,42	49,01
15	650,64	1344,24	1250,16	94,09
16	640,55	1483,19	1120,13	363,06
17	637,69	1159,24	909,26	249,98
18	654,48	916,57	666,58	249,98
19	695,88	607,98	357,99	249,98
20	759,92	75,89	66,53	9,36
21	787,70	20,40	20,40	0,00
22	773,70	53,33	0,00	53,33
23	728,60	49,01	0,00	49,01
24	639,84	33,70	0,00	33,70

Tabela II.10 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho.

Horas	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]
1	543,40	0,00
2	465,70	0,00
3	424,36	0,00
4	405,79	0,00
5	397,54	0,00
6	403,56	0,00
7	442,17	14,08
8	507,33	137,69
9	561,24	408,15
10	612,27	789,29
11	641,83	1056,70
12	674,84	1145,25
13	703,42	1321,33
14	673,44	1470,43
15	650,64	1344,24
16	640,55	1483,19
17	637,69	1159,24
18	654,48	916,57
19	695,88	607,98
20	759,92	75,89
21	787,70	20,40
22	773,70	53,33
23	728,60	49,01
24	639,84	33,70

Tabela II.11 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo sem armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	543,40	543,40	0,00	0,00	0,00	0,00
2	465,70	465,70	0,00	0,00	0,00	0,00
3	424,36	424,36	0,00	0,00	0,00	0,00
4	405,79	405,79	0,00	0,00	0,00	0,00
5	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	0,00
6	403,56	403,56	0,00	0,00	0,00	0,00
7	442,17	428,09	0,00	14,08	0,00	0,00
8	507,33	369,65	0,00	137,69	0,00	0,00
9	561,24	153,10	0,00	408,15	0,00	0,00
10	612,27	0,00	177,02	789,29	0,00	0,00
11	641,83	0,00	414,87	1056,70	0,00	0,00
12	674,84	0,00	470,41	1145,25	0,00	0,00
13	703,42	0,00	617,91	1321,33	0,00	0,00
14	673,44	0,00	796,99	1470,43	0,00	0,00
15	650,64	0,00	693,60	1344,25	0,00	0,00
16	640,55	0,00	842,64	1483,19	0,00	0,00
17	637,69	0,00	521,55	1159,24	0,00	0,00
18	654,48	0,00	262,08	916,56	0,00	0,00
19	695,88	87,90	0,00	607,97	0,00	0,00
20	759,92	684,03	0,00	75,89	0,00	0,00
21	787,70	767,30	0,00	20,40	0,00	0,00
22	773,70	720,37	0,00	53,33	0,00	0,00
23	728,60	679,59	0,00	49,01	0,00	0,00
24	639,84	606,15	0,00	33,70	0,00	0,00

Tabela II.12 - Resolução do problema de despacho económico diário de julho com autoconsumo com armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	543,40	1494,24	0,00	0,00	950,83	950,83
2	465,70	465,70	0,00	0,00	0,00	950,83
3	424,36	424,36	0,00	0,00	0,00	950,83
4	405,79	405,79	0,00	0,00	0,00	950,83
5	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	950,83
6	403,56	403,56	0,00	0,00	0,00	950,83
7	442,17	0,00	0,00	14,08	-428,09	522,74
8	507,33	0,00	0,00	137,69	-369,65	153,10
9	561,24	0,00	0,00	408,15	-153,10	0,00
10	612,27	0,00	177,02	789,29	0,00	0,00
11	641,83	0,00	414,87	1056,70	0,00	0,00
12	674,84	0,00	470,41	1145,25	0,00	0,00
13	703,42	0,00	189,44	1321,33	428,46	428,46
14	673,44	0,00	0,00	1470,43	796,99	1225,46
15	650,64	0,00	0,00	1344,25	693,60	1919,05
16	640,55	0,00	0,00	1483,19	842,64	2761,70
17	637,69	0,00	0,00	1159,24	521,55	3283,25
18	654,48	0,00	0,00	916,56	262,08	3545,33
19	695,88	0,00	0,00	607,97	-87,90	3457,42
20	759,92	0,00	0,00	75,89	-684,03	2773,40
21	787,70	0,00	0,00	20,40	-767,30	2006,10
22	773,70	0,00	0,00	53,33	-720,37	1285,73
23	728,60	0,00	0,00	49,01	-679,59	606,15
24	639,84	0,00	0,00	33,70	-606,15	0,00

Tabela II.13 - Dados para os dias 10 a 12 de janeiro de 2017.

Horas	P _{carga} [W]	P _{gerada} [W]	P _{solar} [W]	P _{eolica} [W]
1	707,67	0,00	0,00	0,00
2	583,17	0,00	0,00	0,00
3	512,52	0,00	0,00	0,00
4	482,61	0,00	0,00	0,00
5	467,92	0,00	0,00	0,00
6	467,77	0,00	0,00	0,00
7	521,43	0,00	0,00	0,00
8	664,00	0,00	0,00	0,00
9	717,63	26,57	26,57	0,00
10	755,08	61,87	61,87	0,00
11	793,61	241,83	241,83	0,00
12	810,97	292,31	292,31	0,00
13	830,49	274,42	274,42	0,00
14	800,51	336,70	336,70	0,00
15	774,78	359,33	359,33	0,00
16	764,94	414,15	414,15	0,00
17	790,18	201,86	201,86	0,00
18	899,26	55,60	55,60	0,00
19	1094,56	13,32	13,32	0,00
20	1205,03	0,00	0,00	0,00
21	1226,39	0,00	0,00	0,00
22	1160,07	0,00	0,00	0,00
23	1064,39	0,00	0,00	0,00
24	897,18	53,33	0,00	53,33
25	707,67	49,01	0,00	49,01
26	583,17	9,36	0,00	9,36
27	512,52	0,00	0,00	0,00
28	482,61	9,36	0,00	9,36
29	467,92	0,00	0,00	0,00
30	467,77	177,81	0,00	177,81
31	521,43	328,63	0,00	328,63
32	664,00	776,89	0,00	776,89
33	717,63	776,89	0,00	776,89
34	755,08	1307,34	73,17	1234,17
35	793,61	1049,03	232,65	816,38
36	810,97	1426,09	365,73	1060,35
37	830,49	1864,43	459,05	1405,38
38	800,51	1348,69	437,90	910,79
39	774,78	606,43	382,49	223,94
40	764,94	549,85	372,03	177,81
41	790,18	258,69	238,15	20,54
42	899,26	257,24	79,43	177,81
43	1094,56	605,87	9,03	596,84

Horas	P _{carga} [W]	P _{gerada} [W]	P _{solar} [W]	P _{eoica} [W]
44	1205,03	1352,82	0,00	1352,82
45	1226,39	296,64	0,00	296,64
46	1160,07	0,00	0,00	0,00
47	1064,39	0,00	0,00	0,00
48	897,18	0,00	0,00	0,00
49	707,67	0,00	0,00	0,00
50	583,17	0,00	0,00	0,00
51	512,52	0,00	0,00	0,00
52	482,61	0,00	0,00	0,00
53	467,92	0,00	0,00	0,00
54	467,77	0,00	0,00	0,00
55	521,43	0,00	0,00	0,00
56	664,00	0,00	0,00	0,00
57	717,63	21,81	1,27	20,54
58	755,08	28,31	28,31	0,00
59	793,61	242,34	208,64	33,70
60	810,97	427,91	394,21	33,70
61	830,49	487,59	453,89	33,70
62	800,51	452,79	432,25	20,54
63	774,78	476,16	476,16	0,00
64	764,94	406,33	406,33	0,00
65	790,18	204,41	204,41	0,00
66	899,26	60,38	60,38	0,00
67	1094,56	0,00	0,00	0,00
68	1205,03	0,00	0,00	0,00
69	1226,39	0,00	0,00	0,00
70	1160,07	0,00	0,00	0,00
71	1064,39	0,00	0,00	0,00
72	897,18	0,00	0,00	0,00

Tabela II.14 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro.

Horas	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]
1	707,67	0,00
2	583,17	0,00
3	512,52	0,00
4	482,61	0,00
5	467,92	0,00
6	467,77	0,00
7	521,43	0,00
8	664,00	0,00
9	717,63	26,57
10	755,08	61,87
11	793,61	241,83
12	810,97	292,31
13	830,49	274,42
14	800,51	336,70
15	774,78	359,33
16	764,94	414,15
17	790,18	201,86
18	899,26	55,60
19	1094,56	13,32
20	1205,03	0,00
21	1226,39	0,00
22	1160,07	0,00
23	1064,39	0,00
24	897,18	53,33
25	707,67	49,01
26	583,17	9,36
27	512,52	0,00
28	482,61	9,36
29	467,92	0,00
30	467,77	177,81
31	521,43	328,63
32	664,00	776,89
33	717,63	776,89
34	755,08	1307,34
35	793,61	1049,03
36	810,97	1426,09
37	830,49	1864,43
38	800,51	1348,69
39	774,78	606,43
40	764,94	549,85
41	790,18	258,69
42	899,26	257,24
43	1094,56	605,87

Horas	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]
44	1205,03	1352,82
45	1226,39	296,64
46	1160,07	0,00
47	1064,39	0,00
48	897,18	0,00
49	707,67	0,00
50	583,17	0,00
51	512,52	0,00
52	482,61	0,00
53	467,92	0,00
54	467,77	0,00
55	521,43	0,00
56	664,00	0,00
57	717,63	21,81
58	755,08	28,31
59	793,61	242,34
60	810,97	427,91
61	830,49	487,59
62	800,51	452,79
63	774,78	476,16
64	764,94	406,33
65	790,18	204,41
66	899,26	60,38
67	1094,56	0,00
68	1205,03	0,00
69	1226,39	0,00
70	1160,07	0,00
71	1064,39	0,00
72	897,18	0,00

Tabela II.15 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo sem armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	583,17	583,17	0,00	0,00	0,00	0,00
2	512,52	512,52	0,00	0,00	0,00	0,00
3	482,61	482,61	0,00	0,00	0,00	0,00
4	467,92	467,92	0,00	0,00	0,00	0,00
5	467,77	467,77	0,00	0,00	0,00	0,00
6	521,43	521,43	0,00	0,00	0,00	0,00
7	664,00	664,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	717,63	691,05	0,00	26,57	0,00	0,00
9	755,08	693,21	0,00	61,87	0,00	0,00
10	793,61	551,78	0,00	241,83	0,00	0,00
11	810,97	518,66	0,00	292,31	0,00	0,00
12	830,49	556,07	0,00	274,42	0,00	0,00
13	800,51	463,81	0,00	336,70	0,00	0,00
14	774,78	415,45	0,00	359,33	0,00	0,00
15	764,94	350,78	0,00	414,15	0,00	0,00
16	790,18	588,32	0,00	201,86	0,00	0,00
17	899,26	843,67	0,00	55,60	0,00	0,00
18	1094,56	1081,25	0,00	13,32	0,00	0,00
19	1205,03	1205,03	0,00	0,00	0,00	0,00
20	1226,39	1226,39	0,00	0,00	0,00	0,00
21	1160,07	1160,07	0,00	0,00	0,00	0,00
22	1064,39	1064,39	0,00	0,00	0,00	0,00
23	897,18	843,84	0,00	53,33	0,00	0,00
24	707,67	658,66	0,00	49,01	0,00	0,00
25	583,17	573,81	0,00	9,36	0,00	0,00
26	512,52	512,52	0,00	0,00	0,00	0,00
27	482,61	473,24	0,00	9,36	0,00	0,00
28	467,92	467,92	0,00	0,00	0,00	0,00
29	467,77	289,96	0,00	177,81	0,00	0,00
30	521,43	192,80	0,00	328,63	0,00	0,00
31	664,00	0,00	112,88	776,89	0,00	0,00
32	717,63	0,00	59,26	776,89	0,00	0,00
33	755,08	0,00	552,27	1307,34	0,00	0,00
34	793,61	0,00	255,42	1049,03	0,00	0,00
35	810,97	0,00	615,12	1426,08	0,00	0,00
36	830,49	0,00	1033,94	1864,43	0,00	0,00
37	800,51	0,00	548,18	1348,69	0,00	0,00
38	774,78	168,35	0,00	606,43	0,00	0,00
39	764,94	215,09	0,00	549,84	0,00	0,00
40	790,18	531,49	0,00	258,69	0,00	0,00
41	899,26	642,02	0,00	257,24	0,00	0,00
42	1094,56	488,69	0,00	605,87	0,00	0,00

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
43	1205,03	0,00	147,79	1352,82	0,00	0,00
44	1226,39	929,75	0,00	296,64	0,00	0,00
45	1160,07	1160,07	0,00	0,00	0,00	0,00
46	1064,39	1064,39	0,00	0,00	0,00	0,00
47	897,18	897,18	0,00	0,00	0,00	0,00
48	707,67	707,67	0,00	0,00	0,00	0,00
49	583,17	583,17	0,00	0,00	0,00	0,00
50	512,52	512,52	0,00	0,00	0,00	0,00
51	482,61	482,61	0,00	0,00	0,00	0,00
52	467,92	467,92	0,00	0,00	0,00	0,00
53	467,77	467,77	0,00	0,00	0,00	0,00
54	521,43	521,43	0,00	0,00	0,00	0,00
55	664,00	664,00	0,00	0,00	0,00	0,00
56	717,63	695,81	0,00	21,81	0,00	0,00
57	755,08	726,77	0,00	28,31	0,00	0,00
58	793,61	551,28	0,00	242,34	0,00	0,00
59	810,97	383,07	0,00	427,91	0,00	0,00
60	830,49	342,91	0,00	487,59	0,00	0,00
61	800,51	347,72	0,00	452,79	0,00	0,00
62	774,78	298,61	0,00	476,16	0,00	0,00
63	764,94	358,61	0,00	406,33	0,00	0,00
64	790,18	585,77	0,00	204,41	0,00	0,00
65	899,26	838,88	0,00	60,38	0,00	0,00
66	1094,56	1094,56	0,00	0,00	0,00	0,00
67	1205,03	1205,03	0,00	0,00	0,00	0,00
68	1226,39	1226,39	0,00	0,00	0,00	0,00
69	1160,07	1160,07	0,00	0,00	0,00	0,00
70	1064,39	1064,39	0,00	0,00	0,00	0,00
71	897,18	897,18	0,00	0,00	0,00	0,00
72	707,67	707,67	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela II.16 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de janeiro com autoconsumo com armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	707,67	3207,67	0,00	0,00	2500,00	5000,00
2	583,17	3083,17	0,00	0,00	2500,00	7500,00
3	512,52	3012,52	0,00	0,00	2500,00	10000,00
4	482,61	482,61	0,00	0,00	0,00	10000,00
5	467,92	467,92	0,00	0,00	0,00	10000,00
6	467,77	467,77	0,00	0,00	0,00	10000,00
7	521,43	0,00	0,00	0,00	-521,43	9478,57
8	664,00	0,00	0,00	0,00	-664,00	8814,57
9	717,63	0,00	0,00	26,57	-691,05	8123,51
10	755,08	0,00	0,00	61,87	-693,21	7430,30
11	793,61	0,00	0,00	241,83	-551,78	6878,52
12	810,97	0,00	0,00	292,31	-518,66	6359,86
13	830,49	0,00	0,00	274,42	-556,07	5803,79
14	800,51	0,00	0,00	336,70	-463,81	5339,99
15	774,78	0,00	0,00	359,33	-415,45	4924,53
16	764,94	0,00	0,00	414,15	-350,78	4573,75
17	790,18	1530,97	0,00	201,86	942,65	5516,40
18	899,26	0,00	0,00	55,60	-843,67	4672,73
19	1094,56	0,00	0,00	13,32	-1081,25	3591,48
20	1205,03	0,00	0,00	0,00	-1205,03	2386,45
21	1226,39	0,00	0,00	0,00	-1226,39	1160,07
22	1160,07	0,00	0,00	0,00	-1160,07	0,00
23	1064,39	1064,39	0,00	0,00	0,00	0,00
24	897,18	1590,69	0,00	53,33	746,85	746,85
25	707,67	3158,66	0,00	49,01	2500,00	3246,85
26	583,17	3073,81	0,00	9,36	2500,00	5746,85
27	512,52	3012,52	0,00	0,00	2500,00	8246,85
28	482,61	0,00	0,00	9,36	-473,24	7773,61
29	467,92	0,00	0,00	0,00	-467,92	7305,69
30	467,77	0,00	0,00	177,81	-289,96	7015,73
31	521,43	0,00	0,00	328,63	-192,80	6822,93
32	664,00	0,00	0,00	776,89	112,88	6935,81
33	717,63	0,00	0,00	776,89	59,26	6995,08
34	755,08	0,00	0,00	1307,34	552,27	7547,35
35	793,61	0,00	0,00	1049,03	255,42	7802,77
36	810,97	0,00	0,00	1426,08	615,12	8417,88
37	830,49	0,00	0,00	1864,43	1033,94	9451,82
38	800,51	0,00	0,00	1348,69	548,18	10000,00
39	774,78	0,00	0,00	606,43	-168,35	9831,65
40	764,94	0,00	0,00	549,84	-215,09	9616,57
41	790,18	0,00	0,00	258,69	-531,49	9085,08
42	899,26	0,00	0,00	257,24	-642,02	8443,05

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
43	1094,56	0,00	0,00	605,87	-488,69	7954,37
44	1205,03	0,00	0,00	1352,82	147,79	8102,16
45	1226,39	0,00	0,00	296,64	-929,75	7172,41
46	1160,07	0,00	0,00	0,00	-1160,07	6012,34
47	1064,39	0,00	0,00	0,00	-1064,39	4947,95
48	897,18	3235,20	0,00	0,00	2338,02	7285,97
49	707,67	0,00	0,00	0,00	-707,67	6578,30
50	583,17	0,00	0,00	0,00	-583,17	5995,13
51	512,52	0,00	0,00	0,00	-512,52	5482,61
52	482,61	0,00	0,00	0,00	-482,61	5000,00
53	467,92	2967,92	0,00	0,00	2500,00	7500,00
54	467,77	2967,77	0,00	0,00	2500,00	10000,00
55	521,43	0,00	0,00	0,00	-521,43	9478,57
56	664,00	0,00	0,00	0,00	-664,00	8814,57
57	717,63	1881,25	0,00	21,81	1185,43	10000,00
58	755,08	0,00	0,00	28,31	-726,77	9273,23
59	793,61	0,00	0,00	242,34	-551,28	8721,96
60	810,97	0,00	0,00	427,91	-383,07	8338,89
61	830,49	0,00	0,00	487,59	-342,91	7995,99
62	800,51	0,00	0,00	452,79	-347,72	7648,27
63	774,78	0,00	0,00	476,16	-298,61	7349,65
64	764,94	0,00	0,00	406,33	-358,61	6991,05
65	790,18	0,00	0,00	204,41	-585,77	6405,27
66	899,26	0,00	0,00	60,38	-838,88	5566,40
67	1094,56	0,00	0,00	0,00	-1094,56	4471,83
68	1205,03	0,00	0,00	0,00	-1205,03	3266,80
69	1226,39	0,00	0,00	0,00	-1226,39	2040,42
70	1160,07	0,00	0,00	0,00	-1160,07	880,35
71	1064,39	184,04	0,00	0,00	-880,35	0,00
72	897,18	897,18	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela II.17 - Dados para os dias 10 a 12 de julho de 2017.

Horas	P _{carga} [W]	P _{gerada} [W]	P _{solar} [W]	P _{eolica} [W]
1	543,40	0,00	0,00	0,00
2	465,70	0,00	0,00	0,00
3	424,36	0,00	0,00	0,00
4	405,79	0,00	0,00	0,00
5	397,54	0,00	0,00	0,00
6	403,56	0,00	0,00	0,00
7	442,17	14,08	14,08	0,00
8	507,33	137,69	137,69	0,00
9	561,24	408,15	408,15	0,00
10	612,27	789,29	789,29	0,00
11	641,83	1056,70	1056,70	0,00
12	674,84	1145,25	1145,25	0,00
13	703,42	1321,33	1321,33	0,00
14	673,44	1470,43	1421,42	49,01
15	650,64	1344,24	1250,16	94,09
16	640,55	1483,19	1120,13	363,06
17	637,69	1159,24	909,26	249,98
18	654,48	916,57	666,58	249,98
19	695,88	607,98	357,99	249,98
20	759,92	75,89	66,53	9,36
21	787,70	20,40	20,40	0,00
22	773,70	53,33	0,00	53,33
23	728,60	49,01	0,00	49,01
24	639,84	33,70	0,00	33,70
25	541,57	0,00	0,00	0,00
26	465,70	0,00	0,00	0,00
27	424,36	0,00	0,00	0,00
28	405,79	0,00	0,00	0,00
29	397,54	0,00	0,00	0,00
30	403,56	0,00	0,00	0,00
31	442,17	28,05	7,51	20,54
32	507,33	133,55	113,01	20,54
33	561,24	389,93	295,84	94,09
34	612,27	711,76	593,09	118,66
35	641,83	928,83	856,45	72,38
36	674,84	1057,18	1003,85	53,33
37	703,42	1332,25	1259,87	72,38
38	673,44	1518,02	1268,04	249,98
39	650,64	1560,81	1264,17	296,64
40	640,55	1519,15	1156,09	363,06
41	637,69	1280,07	917,01	363,06
42	654,48	894,98	645,00	249,98
43	695,88	691,14	328,07	363,06

Horas	P _{carga} [W]	P _{gerada} [W]	P _{solar} [W]	P _{eoica} [W]
44	759,92	279,69	55,75	223,94
45	787,70	162,45	16,13	146,32
46	773,70	94,09	0,00	94,09
47	728,60	53,33	0,00	53,33
48	639,84	33,70	0,00	33,70
49	541,57	53,33	0,00	53,33
50	465,70	0,00	0,00	0,00
51	424,36	0,00	0,00	0,00
52	405,79	72,38	0,00	72,38
53	397,54	0,00	0,00	0,00
54	403,56	53,33	0,00	53,33
55	442,17	9,86	9,86	0,00
56	507,33	142,33	142,33	0,00
57	561,24	479,98	385,89	94,09
58	612,27	920,10	742,29	177,81
59	641,83	1339,92	939,86	400,05
60	674,84	1556,78	959,94	596,84
61	703,42	1851,30	1254,45	596,84
62	673,44	1833,65	1376,74	456,91
63	650,64	1656,79	1129,46	527,33
64	640,55	1325,63	1028,99	296,64
65	637,69	1245,34	788,43	456,91
66	654,48	1351,78	623,29	728,48
67	695,88	915,65	318,81	596,84
68	759,92	490,73	90,68	400,05
69	787,70	56,70	7,69	49,01
70	773,70	33,70	0,00	33,70
71	728,60	9,36	0,00	9,36
72	639,84	0,00	0,00	0,00

Tabela II.18 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho.

Horas	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]
1	543,40	0,00
2	465,70	0,00
3	424,36	0,00
4	405,79	0,00
5	397,54	0,00
6	403,56	0,00
7	442,17	14,08
8	507,33	137,69
9	561,24	408,15
10	612,27	789,29
11	641,83	1056,70
12	674,84	1145,25
13	703,42	1321,33
14	673,44	1470,43
15	650,64	1344,24
16	640,55	1483,19
17	637,69	1159,24
18	654,48	916,57
19	695,88	607,98
20	759,92	75,89
21	787,70	20,40
22	773,70	53,33
23	728,60	49,01
24	639,84	33,70
25	541,57	0,00
26	465,70	0,00
27	424,36	0,00
28	405,79	0,00
29	397,54	0,00
30	403,56	0,00
31	442,17	28,05
32	507,33	133,55
33	561,24	389,93
34	612,27	711,76
35	641,83	928,83
36	674,84	1057,18
37	703,42	1332,25
38	673,44	1518,02
39	650,64	1560,81
40	640,55	1519,15
41	637,69	1280,07
42	654,48	894,98
43	695,88	691,14

Horas	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]
44	759,92	279,69
45	787,70	162,45
46	773,70	94,09
47	728,60	53,33
48	639,84	33,70
49	541,57	53,33
50	465,70	0,00
51	424,36	0,00
52	405,79	72,38
53	397,54	0,00
54	403,56	53,33
55	442,17	9,86
56	507,33	142,33
57	561,24	479,98
58	612,27	920,10
59	641,83	1339,92
60	674,84	1556,78
61	703,42	1851,30
62	673,44	1833,65
63	650,64	1656,79
64	640,55	1325,63
65	637,69	1245,34
66	654,48	1351,78
67	695,88	915,65
68	759,92	490,73
69	787,70	56,70
70	773,70	33,70
71	728,60	9,36
72	639,84	0,00

Tabela II.19 - Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo sem armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	543,40	543,40	0,00	0,00	0,00	0,00
2	465,70	465,70	0,00	0,00	0,00	0,00
3	424,36	424,36	0,00	0,00	0,00	0,00
4	405,79	405,79	0,00	0,00	0,00	0,00
5	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	0,00
6	403,56	403,56	0,00	0,00	0,00	0,00
7	442,17	428,09	0,00	14,08	0,00	0,00
8	507,33	369,65	0,00	137,69	0,00	0,00
9	561,24	153,10	0,00	408,15	0,00	0,00
10	612,27	0,00	177,02	789,29	0,00	0,00
11	641,83	0,00	414,87	1056,70	0,00	0,00
12	674,84	0,00	470,41	1145,25	0,00	0,00
13	703,42	0,00	617,91	1321,33	0,00	0,00
14	673,44	0,00	796,99	1470,43	0,00	0,00
15	650,64	0,00	693,60	1344,25	0,00	0,00
16	640,55	0,00	842,64	1483,19	0,00	0,00
17	637,69	0,00	521,55	1159,24	0,00	0,00
18	654,48	0,00	262,08	916,56	0,00	0,00
19	695,88	87,90	0,00	607,97	0,00	0,00
20	759,92	684,03	0,00	75,89	0,00	0,00
21	787,70	767,30	0,00	20,40	0,00	0,00
22	773,70	720,37	0,00	53,33	0,00	0,00
23	728,60	679,59	0,00	49,01	0,00	0,00
24	639,84	606,15	0,00	33,70	0,00	0,00
25	541,57	541,57	0,00	0,00	0,00	0,00
26	465,70	465,70	0,00	0,00	0,00	0,00
27	424,36	424,36	0,00	0,00	0,00	0,00
28	405,79	405,79	0,00	0,00	0,00	0,00
29	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	0,00
30	403,56	403,56	0,00	0,00	0,00	0,00
31	442,17	414,12	0,00	28,05	0,00	0,00
32	507,33	373,78	0,00	133,55	0,00	0,00
33	561,24	171,32	0,00	389,93	0,00	0,00
34	612,27	0,00	99,49	711,75	0,00	0,00
35	641,83	0,00	287,00	928,83	0,00	0,00
36	674,84	0,00	382,34	1057,18	0,00	0,00
37	703,42	0,00	628,83	1332,25	0,00	0,00
38	673,44	0,00	844,59	1518,02	0,00	0,00
39	650,64	0,00	910,17	1560,81	0,00	0,00
40	640,55	0,00	878,60	1519,15	0,00	0,00
41	637,69	0,00	642,38	1280,07	0,00	0,00
42	654,48	0,00	240,50	894,98	0,00	0,00

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
43	695,88	4,74	0,00	691,13	0,00	0,00
44	759,92	480,23	0,00	279,69	0,00	0,00
45	787,70	625,25	0,00	162,45	0,00	0,00
46	773,70	679,61	0,00	94,09	0,00	0,00
47	728,60	675,26	0,00	53,33	0,00	0,00
48	639,84	606,15	0,00	33,70	0,00	0,00
49	541,57	488,24	0,00	53,33	0,00	0,00
50	465,70	465,70	0,00	0,00	0,00	0,00
51	424,36	424,36	0,00	0,00	0,00	0,00
52	405,79	333,42	0,00	72,38	0,00	0,00
53	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	0,00
54	403,56	350,23	0,00	53,33	0,00	0,00
55	442,17	432,30	0,00	9,86	0,00	0,00
56	507,33	365,01	0,00	142,33	0,00	0,00
57	561,24	81,26	0,00	479,98	0,00	0,00
58	612,27	0,00	307,83	920,10	0,00	0,00
59	641,83	0,00	698,08	1339,91	0,00	0,00
60	674,84	0,00	881,94	1556,78	0,00	0,00
61	703,42	0,00	1147,87	1851,29	0,00	0,00
62	673,44	0,00	1160,21	1833,65	0,00	0,00
63	650,64	0,00	1006,15	1656,79	0,00	0,00
64	640,55	0,00	685,08	1325,63	0,00	0,00
65	637,69	0,00	607,65	1245,34	0,00	0,00
66	654,48	0,00	697,29	1351,77	0,00	0,00
67	695,88	0,00	219,77	915,65	0,00	0,00
68	759,92	269,19	0,00	490,73	0,00	0,00
69	787,70	730,99	0,00	56,70	0,00	0,00
70	773,70	740,00	0,00	33,70	0,00	0,00
71	728,60	719,23	0,00	9,36	0,00	0,00
72	639,84	639,84	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela II.20 – Resolução do problema de despacho económico mensal para os dias 10 a 12 de julho com autoconsumo com armazenamento.

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
1	543,40	252,19	0,00	0,00	-291,21	0,00
2	465,70	465,70	0,00	0,00	0,00	0,00
3	424,36	424,36	0,00	0,00	0,00	0,00
4	405,79	405,79	0,00	0,00	0,00	0,00
5	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	0,00
6	403,56	1354,39	0,00	0,00	950,83	950,83
7	442,17	0,00	0,00	14,08	-428,09	522,74
8	507,33	0,00	0,00	137,69	-369,65	153,10
9	561,24	0,00	0,00	408,15	-153,10	0,00
10	612,27	0,00	0,00	789,29	177,02	177,02
11	641,83	0,00	0,00	1056,70	414,87	591,89
12	674,84	0,00	0,00	1145,25	470,41	1062,30
13	703,42	0,00	0,00	1321,33	617,91	1680,20
14	673,44	0,00	0,00	1470,43	796,99	2477,20
15	650,64	0,00	0,00	1344,25	693,60	3170,79
16	640,55	0,00	0,00	1483,19	842,64	4013,44
17	637,69	0,00	0,00	1159,24	521,55	4534,98
18	654,48	0,00	0,00	916,56	262,08	4797,07
19	695,88	0,00	0,00	607,97	-87,90	4709,16
20	759,92	0,00	0,00	75,89	-684,03	4025,14
21	787,70	0,00	0,00	20,40	-767,30	3257,84
22	773,70	0,00	0,00	53,33	-720,37	2537,47
23	728,60	0,00	0,00	49,01	-679,59	1857,89
24	639,84	0,00	0,00	33,70	-606,15	1251,74
25	541,57	0,00	0,00	0,00	-541,57	710,17
26	465,70	0,00	0,00	0,00	-465,70	244,47
27	424,36	179,89	0,00	0,00	-244,47	0,00
28	405,79	405,79	0,00	0,00	0,00	0,00
29	397,54	397,54	0,00	0,00	0,00	0,00
30	403,56	1362,77	0,00	0,00	959,21	959,21
31	442,17	0,00	0,00	28,05	-414,12	545,10
32	507,33	0,00	0,00	133,55	-373,78	171,32
33	561,24	0,00	0,00	389,93	-171,32	0,00
34	612,27	0,00	0,00	711,75	99,49	99,49
35	641,83	0,00	0,00	928,83	287,00	386,48
36	674,84	0,00	0,00	1057,18	382,34	768,83
37	703,42	0,00	0,00	1332,25	628,83	1397,65
38	673,44	0,00	0,00	1518,02	844,59	2242,24
39	650,64	0,00	0,00	1560,81	910,17	3152,41
40	640,55	0,00	0,00	1519,15	878,60	4031,01
41	637,69	0,00	0,00	1280,07	642,38	4673,40
42	654,48	0,00	0,00	894,98	240,50	4913,90

Horas	P _{carga} [W]	P _{compra} [W]	P _{venda} [W]	P _{gerada} [W]	P _{bateria} [W]	E _{bateria} [Wh]
43	695,88	0,00	0,00	691,13	-4,74	4909,15
44	759,92	0,00	0,00	279,69	-480,23	4428,92
45	787,70	0,00	0,00	162,45	-625,25	3803,68
46	773,70	0,00	0,00	94,09	-679,61	3124,07
47	728,60	0,00	0,00	53,33	-675,26	2448,80
48	639,84	0,00	0,00	33,70	-606,15	1842,65
49	541,57	0,00	0,00	53,33	-488,24	1354,41
50	465,70	0,00	0,00	0,00	-465,70	888,71
51	424,36	0,00	0,00	0,00	-424,36	464,36
52	405,79	0,00	0,00	72,38	-333,42	130,94
53	397,54	266,60	0,00	0,00	-130,94	0,00
54	403,56	1228,80	0,00	53,33	878,57	878,57
55	442,17	0,00	0,00	9,86	-432,30	446,27
56	507,33	0,00	0,00	142,33	-365,01	81,26
57	561,24	0,00	0,00	479,98	-81,26	0,00
58	612,27	0,00	0,00	920,10	307,83	307,83
59	641,83	0,00	0,00	1339,91	698,08	1005,92
60	674,84	0,00	0,00	1556,78	881,94	1887,86
61	703,42	0,00	0,00	1851,29	1147,87	3035,73
62	673,44	0,00	0,00	1833,65	1160,21	4195,94
63	650,64	0,00	0,00	1656,79	1006,15	5202,09
64	640,55	0,00	0,00	1325,63	685,08	5887,17
65	637,69	0,00	0,00	1245,34	607,65	6494,82
66	654,48	0,00	0,00	1351,77	697,29	7192,11
67	695,88	0,00	0,00	915,65	219,77	7411,88
68	759,92	0,00	0,00	490,73	-269,19	7142,69
69	787,70	0,00	0,00	56,70	-730,99	6411,70
70	773,70	0,00	0,00	33,70	-740,00	5671,70
71	728,60	0,00	0,00	9,36	-719,23	4952,46
72	639,84	0,00	0,00	0,00	-639,84	4312,62

Anexo III – Códigos utilizados neste trabalho

Anexo III.a – Código utilizado para organizar os dados de radiação solar e temperatura

```
clear;
clc;
load jan.txt
a=jan_2008;
N=length(a);      % verifica quantos dados tem, i e, o numero
de horas total
dias=31;          %quantidade de dias a selecionar
r=24;             %numero de horas do dia
k=3;             %quantos dias se contabiliza para trás
n=N-dias*r;
j=1;
for f=N-r:-r:n
    entrada(1:k*r,j)=a(f-k*r+1:f,1);
    entrada(k*r+1:k*(2*r),j)=a(f-k*r+1:f,2);
    saida(1:r,j)=a(f+1:f+r,1);
    temp(1:r,j)=a(f+1:f+r,2);
    j=j+1;
end
clear a f j jan k n N r;
```

Anexo III.b – Código utilizado para criação da rede neuronal

```
% Solve an Input-Output Fitting problem with a Neural
Network
% Script generated by Neural Fitting app
%
% This script assumes these variables are defined:
% entrada - input data.
% saida - target data.
x = entrada;
t = saida;
% Choose a Training Function
% For a list of all training functions type: help nntrain
% 'trainlm' is usually fastest.
% 'trainbr' takes longer but may be better for challenging
problems.
% 'trainscg' uses less memory. Suitable in low memory
situations.
trainFcn = 'trainlm'; % Levenberg-Marquardt
backpropagation.
```

```

% Create a Fitting Network
i=11; %incremento do numero deneuronios da camada escondida
n=64; %numero máximo de neuronios da camada escondida
b=1;
hiddenLayerSize =54;
while hiddenLayerSize<(n+1);
    net = fitnet(hiddenLayerSize,trainFcn);
    % Setup Division of Data for Training, Validation,
Testing
    net.divideParam.trainRatio = 85/100;
    net.divideParam.valRatio = 5/100;
    net.divideParam.testRatio = 10/100;
    a=1;
    erro(a,b)=hiddenLayerSize;
    while a<12
        % Train the Network
        [net,tr] = train(net,x,t);

        % Test the Network
        y = net(x);
        e = gsubtract(t,y);
        performance = perform(net,t,y);

        %mse da validação
        valTargets = t .* tr.valMask{1};
        valPerformance = perform(net,valTargets,y);
        erro(a+1,b)=valPerformance;
        erro2(a,b)=valPerformance;

        %mae da validação
        perf = mae(net,valTargets,y);

        erro(a+16,b)=perf;
        erro3(a,b)=perf;
        filename=sprintf('%s_%d_%s_%d','redecom',hiddenLa
yerSize,'teste',a);
        save(filename,'net');
        a=a+1;
    end
    erro1=median(erro2);
    erro4=median(erro3);
    erro(a+2,b)=erro1(1,b);
    erro(a+18,b)=erro4(1,b);
    hiddenLayerSize=hiddenLayerSize+i;
    b=b+1;
end
filename='erros.xlsx';
xlswrite(filename,erro);
% View the Network
view(net)

```

Anexo III.c – Código utilizado para determinação da potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos

```
%%
%caracteristicas do painel
Pmaxr=296;
Vmaxr=37.6;
Imaxr=7.88;
Vcar=46.1;
Iccr=8.41;
Area=2.024*1.024;
Npainel=5; %numero de paineis solares instalados
NSM=12; %numero de células ligadas em série
NOCT=45; %temperatura normal de funcionamento
%%

%parametros constantes
%Vtr - Potencial térmico, nas condições de referência [V]
% k - Constante de Boltzman (1,38×10-23 J/K);
% Tr - Temperatura absoluta da célula, nas condições de
referência [K] (25°C = 273,16+25 K);
% q - Carga eléctrica do electrão (1,6×10-19 C)
k=1.38e-23;
Tr=25;
q=1.6e-19;
Vtr=(k*(Tr+273.15))/q;
%m - Factor idealidade;
% Vmaxr - Tensão máxima, nas condições de referência [V];
% Vcar - Tensão máxima aos terminais da célula em vazio,
nas condições de referência [V];
% Imaxr - Corrente máxima, nas condições de referência [A];
% Iccr - Corrente de curto-circuito, nas condições de
referência [A]
m=(Vmaxr-Vcar)/(Vtr*log(1-(Imaxr/Iccr)));
% meq - Factor de idealidade equivalente;
% NSM - Número de células ligadas em série;
meq=m/NSM;
%Ior - Corrente inversa máxima de saturação do diodo, nas
condições de referência [A]
Ior=Iccr/(exp(Vcar/(m*Vtr))-1);
%%

%Parâmetros que dependem da Temperatura e da Radiação

% tetac - Temperatura da célula [°C];
% tetaa- Temperatura ambiente [°C];
% G - Radiação solar incidente [W/m2];
for j=1:dias
    for i=1:24
```

```

tetaa=temp(i,j);
G=network1_outputs(i,j); % colocar o nome da
variavel da simulação da saída da rede neuronal
if G<0
    G=0;
end
tetac=tetaa+(G*(NOCT-20)/800);
Vt=k*(273.15+tetac)/q;
% epsilon - Hiato do silício (1.12 [eV])
epsilon =1.12;
Io=Ior*(((tetac+273.15)/(Tr+273.15))^3)*exp((epsilon/
meq)*((1/Vtr)-(1/Vt)));
x=Ior*(((tetac+273.15)/(Tr+273.15))^3);
Gr=1000;
Vmax=m*Vt*log(((Iccr-Imaxr)*(G/Gr))/Io);
Imax=G/Gr*Imaxr;
Pmax=Imax*Vmax;
Pot_solar(i,j)=Pmax*Npainel; % [kW]
Pot_solar(isnan(Pot_solar))=0;
end
end
k=31;
for j=1:dias
    Pot_solar1(:,j)=Pot_solar(:,k);
    k=k-1;
end
k=31;
Pot_solar2=Pot_solar1(:);
temp2=temp(:);
network1_outputs2=network1_outputs(:);
filename='pot_solar.xlsx';
xlswrite(filename,Pot_solar2);

```

Anexo III.c – Código utilizado para determinação da potência fornecida pelo gerador eólico

```
clear;
clc;
load vento.txt;
N=length(vento);
j=1;
for i=1:N
    x = vento(i,1);
    xdata = [3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15];
    ydata =
    [0,0.25,.35,.3933,.4133,.40066,.37330,.3233,.25,.2,.15
    ,.1,.075];
    y = fixpt_interp1(xdata,ydata,x,sfix(8),2^-
    3,sfix(16),2^-14,'Floor');
    cp(j,1)=y;
    j=j+1;
end
ro=1.225;
r=4.36/2;
A=pi*r^2;
for i=1:N
    Peolica(i,1)=1/2*ro*A*cp(i,1)*(vento(i,1)^3);
end
filename='pot_eolica.xlsx';
xlswrite(filename,Peolica);
```

Anexo III.c – Código utilizado para a resolução do despacho económico

```
$eolcom %
set r
    c;
parameter dados ;
$onecho > tasks.txt
dset=r rng=a1 rdim=1
dset=c rng=a1:e1 cdim=1
par=dados rng=Janeiro!a1 rdim=1 cdim=1
$offecho
```

```
$call GDXRW dados.xls trace=3 @tasks.txt
```

```
$GDXIN dados.gdx
```

```
$LOAD r c
```

```
$LOAD dados
```

```
$GDXIN
```

```
scalar rendimento/1/;
```

```
variable
```

```
Ccompra      custo de compra da energia ao comercializador
```

```
Rvenda      receita da venda do excedente
```

```
Pcompra(r)  energia comprada à rede
```

```
Pvenda(r)   energia vendida à rede
```

```
Ebateria(r) energia armazenada na bateria
```

```
Pbateria(r) energia em transito na bateria
```

```
F
```

```
;
```

```
Ebateria.lo(r)=0;           %energia minima armazenada na bateria
```

```
Ebateria.up(r)=10000;      %energia maxima armazenada na bateria
```

```
Pbateria.lo(r)=-2500;
```

```
Pbateria.up(r)=2500;
```

```
EQUATIONS
```

```
Balanco(r)   equação balanço potencias
```

```
Custocompra  equação do custo de compra
```

```
Earmazenada(r) energia armazenada na bateria
```

```

nvenda(r)      restrição de venda

rede(r)

redel(r)

rede2(r)

;

Balanco(r).. Pcompra(r)+Pvenda(r)=e=dados(r,"Pcarga")-dados(r,"Psolar")
              -dados(r,"Peolica")+Pbateria(r); %eq balanco potências

Custocompra.. Ccompra=e=sum(r,Pcompra(r)*dados(r,"Mcompra"))
              +sum(r,Pvenda(r)*dados(r,"Mvenda"));

Earmazenada(r).. Ebateria(r)=e=Ebateria(r-1)+(Pbateria(r)*rendimento);

nvenda(r)..   Pvenda(r)=g=-dados(r,"Psolar")-dados(r,"Peolica");

rede(r).. Pcompra(r)*Pvenda(r)=e=0;

redel(r).. Pcompra(r)=g=0;

rede2(r)..Pvenda(r)=l=0;

MODEL A /ALL/;

SOLVE A USING NLP min Ccompra;

display r,c,dados,Pcompra.l,Pvenda.l,Ccompra.l,Pbateria.l,Ebateria.l;

* Abre ficheiro externo de texto

File output
/C:\Users\ASUS\Documents\gamssdir\projdir\Desp_Economico.txt/ ;

put output ;

* Escreve custo total

put "Custo total[€] = ", put Ccompra.l, put /, put / ;

put "Horas Pcarga[W] Pcompra[W] Pvenda[W] Psolar[W] Peolica[W]
Pbateria[W] Ebateria[Wh] ", put / ;

```

```
loop(r, put r.t1, put @8 dados(r,"Pcarga"), put @23 Pcompra.l(r), put  
@37 Pvenda.l(r),
```

```
put @ 55 dados(r,"Psolar"), put @70 dados(r,"Peolica"),
```

```
put @90 Pbateria.l(r), put @110 Ebateria.l(r); put /) ;
```

```
* Fecha ficheiro
```

```
putclose output
```