



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**

**ISEL**



## **Análise do produtor-consumidor enquanto interveniente da rede elétrica inteligente**

**DAVID MIGUEL GONÇALVES PEREIRA**  
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

**Orientadores:**

Professor José Carlos Lourenço Quadrado  
Professora Rita Marcos Fontes Murta Pereira

**Júri:**

Presidente: Professor José Manuel Igreja

Vogais:

Professora Rita Marcos Fontes Murta Pereira  
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

**Dezembro 2014**





**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**

**ISEL**



## **Análise do produtor-consumidor enquanto interveniente da rede elétrica inteligente**

**DAVID MIGUEL GONÇALVES PEREIRA**  
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Professor José Carlos Lourenço Quadrado  
Professora Rita Marcos Fontes Murta Pereira

Júri:

Presidente: Professor José Manuel Igreja

Vogais:

Professora Rita Marcos Fontes Murta Pereira  
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

**Dezembro 2014**



## **Agradecimentos**

A realização desta dissertação só foi possível com o apoio e ajuda da minha família, amigos, colegas e professores. É o resultado de um percurso não só académico como também pessoal, pelo que agradeço a todos que contribuíram de alguma forma para o meu sucesso.

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Adriano e Isabel, que me apoiaram e incentivaram em todos os momentos da minha vida e que garantiram economicamente os meus estudos que sem eles não teria sido possível.

Também agradeço aos orientadores, professor José Quadrado e professora Rita Pereira por todo o esforço, ajuda e apoio despendidos durante todo o período dedicado à realização deste trabalho.

Quero também agradecer ao Engenheiro João Lagarto e Engenheiro Pedro Fonte por esclarecerem dúvidas ao longo do desenvolvimento de todo o trabalho.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a todos os meus colegas e amigos, em especial ao António Ramalho, João Vilares, Fábio Rodrigues e Diogo Amaro, que acompanharam-me durante todo este percurso académico e que contribuíram, sem dúvida, para o meu sucesso.



## Resumo

Neste trabalho é analisado o desempenho dos intervenientes da rede elétrica, desde os consumidores aos produtores, *prosumers*, operadores de rede e reguladores de sistemas. Entende-se por *prosumer*, qualquer utilizador que é simultaneamente consumidor e produtor de energia elétrica. É também analisado o comportamento dos *prosumers* baseado em cenários.

É realizada a previsão de consumo de um consumidor do tipo residencial bem como a previsão da geração de energia elétrica provinda de fonte de energia solar fotovoltaica com recurso a redes neuronais artificiais.

Os resultados das redes neuronais artificiais permitem o estudo do problema de despacho económico de um *prosumer* ao nível diário e mensal. Para o estudo e análise do modelo de despacho económico são apresentados vários cenários, onde o *prosumer* compra a energia no mercado diário ou onde o *prosumer* compra a energia a uma empresa.

São apresentados e analisados os resultados obtidos e por fim são apresentadas as conclusões do trabalho.

**Palavras-Chave:** *Prosumer*, redes elétricas inteligentes, produção descentralizada, redes neuronais artificiais, despacho económico.



## **Abstract**

The performances of electric grid stakeholders are analyzed, including consumers, producers, prosumers, grid operators and regulatory systems. Prosumer is any user who is both a producer and consumer of electricity. It is also studied the behavior of prosumers based on real scenarios.

The consumption of a residential consumer and the electric power generated from photovoltaic solar energy are forecasted using artificial neural networks.

The results obtained from artificial neural networks enable the study of economic dispatch solution yield by a given prosumer at a daily and monthly level. For this purpose, numerous scenarios are presented wherein the prosumer acquires power from the daily market or from a producing company.

The results taken from this study are presented, analyzed and final conclusions are drawn.

**Keywords:** *Prosumer*, smart grids, decentralized production, artificial neural networks, economic dispatch.



## **Índice de conteúdos**

<b>Agradecimentos .....</b>	<b>iii</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>v</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de Figuras .....</b>	<b>xi</b>
<b>Índice de Tabelas .....</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de acrónimos.....</b>	<b>xix</b>
<b>Lista de variáveis .....</b>	<b>xxi</b>
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>- 1 -</b>
<b>1.1 – Enquadramento .....</b>	<b>- 3 -</b>
<b>1.2 – Motivação .....</b>	<b>- 4 -</b>
<b>1.3 – Objetivos.....</b>	<b>- 6 -</b>
<b>1.4 – Estrutura da dissertação.....</b>	<b>- 6 -</b>
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>- 9 -</b>
<b>2.1 – Introdução.....</b>	<b>- 11 -</b>
<b>2.2 – Caracterização dos consumidores.....</b>	<b>- 15 -</b>
<b>2.3 – Caracterização dos produtores .....</b>	<b>- 17 -</b>
<b>2.3.1 – Caracterização dos “prosumers” .....</b>	<b>- 20 -</b>
<b>2.4 – Caracterização dos operadores .....</b>	<b>- 22 -</b>
<b>2.5 – Caracterização dos reguladores .....</b>	<b>- 24 -</b>
<b>2.6 – Conclusões.....</b>	<b>- 25 -</b>
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>- 27 -</b>
<b>3.1 – Introdução.....</b>	<b>- 29 -</b>
<b>3.2 – Caraterização do mercado de energia elétrica .....</b>	<b>- 36 -</b>
<b>3.2.1 – Tarifas em tempo real.....</b>	<b>- 38 -</b>
<b>3.2.2 – Comunidades de prosumers.....</b>	<b>- 38 -</b>
<b>3.3 – Modelização do consumo .....</b>	<b>- 42 -</b>
<b>3.3.1 – Redes neuronais artificiais .....</b>	<b>- 42 -</b>
<b>3.3.2 – Conjunto de teste .....</b>	<b>- 46 -</b>
<b>3.3.3 – Conjunto de treino .....</b>	<b>- 47 -</b>
<b>3.3.4 – Conjunto de validação.....</b>	<b>- 47 -</b>

3.3.5 – Caracterização da camada escondida .....	48 -
3.3.6 – Previsão do consumo .....	50 -
3.4 – Modelização da produção .....	54 -
3.5 – Despacho económico.....	55 -
3.6 – Conclusões.....	60 -
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>63 -</b>
4.1 – Software utilizado.....	65 -
4.2 – Previsão do consumo .....	65 -
4.3 – Previsão da produção .....	71 -
4.4 – Despacho económico.....	78 -
4.5 – Conclusões.....	82 -
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>85 -</b>
5.1 – Introdução.....	87 -
5.2 – Despacho económico para um dia de um prosumer .....	89 -
5.2.1 – Despacho económico para um dia de Janeiro .....	90 -
5.2.2 – Despacho económico para um dia de Julho.....	97 -
5.3 – Despacho económico para um mês de um prosumer .....	104 -
5.3.1 – Despacho económico para um mês de Janeiro.....	104 -
5.3.2 – Despacho económico para um mês de Julho .....	112 -
5.4 – Trânsito de energia.....	120 -
5.5 - Conclusões.....	124 -
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>127 -</b>
6.1 – Conclusões.....	129 -
6.2 – Trabalhos futuros .....	131 -
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>133 -</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>141 -</b>

## Índice de Figuras

<b>Figura 2.1</b> - Representação da REE tradicional [22].	- 12 -
<b>Figura 2.2</b> – Consumo por tipo de consumidor em percentagem desde o ano 2000 até 2012 [65].	- 17 -
<b>Figura 2.3</b> – Peso das fontes de produção de eletricidade em Portugal continental em 2013 [18].	- 18 -
<b>Figura 2.4</b> – Capacidade de geração em 2025 [21].	- 19 -
<b>Figura 2.5</b> – Potencial da eletricidade solar fotovoltaica nos países europeus [26].	- 20 -
<b>Figura 2.6</b> – Representação de uma REI [22].	- 21 -
<b>Figura 2.7</b> – Evolução das perdas na RNT [27].	- 23 -
<b>Figura 2.8</b> – Evolução das perdas na RND [28].	- 24 -
<b>Figura 3.1</b> - Mapa dos fatores que dominam o comportamento dos prosumers e sua interação com a REE [24].	- 31 -
<b>Figura 3.2</b> - Camada física pormenorizada [24].	- 33 -
<b>Figura 3.3</b> - Perfil de iluminação diária em diferentes épocas do ano [37].	- 34 -
<b>Figura 3.4</b> - Exemplo de um perfil de procura de energia elétrica de uma família [37].	- 35 -
<b>Figura 3.5</b> - Organização do SEN [39].	- 37 -
<b>Figura 3.6</b> - Esquemas de integração do prosumer com o gerenciamento existente [43].	- 40 -
<b>Figura 3.7</b> - O conceito de comunidade prosumer [43].	- 41 -
<b>Figura 3.8</b> – Comparação de uma RNA com o cérebro humano [45].	- 43 -
<b>Figura 3.9</b> – Processamento de dados de um neurónio [46].	- 44 -
<b>Figura 3.10</b> – Função da entrada da rede do neurónio $j$ [45].	- 44 -
<b>Figura 3.11</b> – Função de ativação [46].	- 46 -
<b>Figura 3.12</b> – Exemplo de perda de generalização [56].	- 48 -
<b>Figura 3.13</b> - Características teóricas do MSE do treino e validação [56].	- 49 -
<b>Figura 3.14</b> – Esquema da RNA para previsão de consumo com dados mensais. ....	- 52 -
<b>Figura 3.15</b> – Esquema da RNA para previsão de consumo com dados anuais com consumo médio.	- 53 -
<b>Figura 3.16</b> – Esquema da RNA para previsão de consumo com dados anuais com temperatura.	- 54 -

<b>Figura 3.17</b> - Resposta da procura face ao preço [51].	57
<b>Figura 4.1</b> - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA anual, calculado para o mês de Julho.	66
<b>Figura 4.2</b> - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal, calculado para o mês de Julho.	66
<b>Figura 4.3</b> - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal, calculado para o mês de Janeiro.	67
<b>Figura 4.4</b> - Esquema da RNA de previsão do consumo mensal para o instante $t+24$ .	68
<b>Figura 4.5</b> - Esquema da RNA de previsão do consumo anual para o instante $t+24$ .	68
<b>Figura 4.6</b> - Consumo previsto para o dia 1 de Julho.	70
<b>Figura 4.7</b> - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA anual com todos os dados, calculado para o mês de Julho.	72
<b>Figura 4.8</b> - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal com todos os dados, calculado para o mês de Julho.	72
<b>Figura 4.9</b> - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal com todos os dados, calculado para o mês de Janeiro.	72
<b>Figura 4.10</b> - Arquitetura da RNA de previsão mensal da radiação solar para o instante $t+24$ .	74
<b>Figura 4.11</b> - Arquitetura da RNA de previsão anual da radiação solar para o instante $t+24$ .	74
<b>Figura 4.12</b> - Curvas da potência em função da radiação [49].	76
<b>Figura 4.13</b> - Potência prevista para o dia 1 de Julho.	77
<b>Figura 5.1</b> - Diagrama representativo dos casos de estudo.	88
<b>Figura 5.2</b> - Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro.	91
<b>Figura 5.3</b> - Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com venda da energia gerada.	92
<b>Figura 5.4</b> - Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com aumento dos preços de compra.	93
<b>Figura 5.5</b> - Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.	94

**Figura 5.6** – Comparação entre a potência da carga fixa com a potência carga variável para um dia de Janeiro.....- 94 -

**Figura 5.7** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com redução de orçamento.....- 96 -

**Figura 5.8** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga reduzida para um dia de Janeiro.....- 97 -

**Figura 5.9** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Julho.....- 99 -

**Figura 5.10** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com venda de energia gerada.....- 99 -

**Figura 5.11** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com aumento dos preços de compra.....- 100 -

**Figura 5.12** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.....- 101 -

**Figura 5.13** – Comparação entre a potência da carga inicial com a potência carga variável para um dia de Julho.....- 102 -

**Figura 5.14** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com redução de orçamento para metade.....- 103 -

**Figura 5.15** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga com redução para um dia de Julho.....- 104 -

**Figura 5.16** – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de Janeiro.....- 106 -

**Figura 5.17** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do preço de compra.....- 107 -

**Figura 5.18** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do orçamento.....- 108 -

**Figura 5.19** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.....- 109 -

**Figura 5.20** – Comparação entre a potência da carga inicial com a potência carga variável para o mês de Janeiro.....- 110 -

**Figura 5.21** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com redução de orçamento.....- 111 -

**Figura 5.22** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga reduzida para o mês de Janeiro.....- 112 -

<b>Figura 5.23</b> – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de Julho. ....	114 -
<b>Figura 5.24</b> – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do preço de compra.....	115 -
<b>Figura 5.25</b> – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do orçamento.....	116 -
<b>Figura 5.26</b> – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.....	117 -
<b>Figura 5.27</b> – Comparação entre a potência da carga fixa com a potência carga variável para o mês de Janeiro.....	118 -
<b>Figura 5.28</b> – Resolução do problema de despacho económico para mês de Julho com redução de orçamento.....	119 -
<b>Figura 5.29</b> – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga reduzida para o mês de Janeiro.....	120 -

## Índice de Tabelas

<b>Tabela 2.1</b> – Valores de potência instalada e metas a atingir em 2020. ....	19 -
<b>Tabela 3.1</b> – Coeficientes de autocorrelação do consumo horário para o mês de Julho... .....	52 -
<b>Tabela 4.1</b> – Erros associados à previsão do consumo do dia 30 de Janeiro para t+24.... .....	69 -
<b>Tabela 4.2</b> – Erros associados à previsão do consumo do dia 30 de Julho para t+24-	69 -
<b>Tabela 4.3</b> – Exemplo da previsão para o dia 1 do mês de Julho, para t+24.....	70 -
<b>Tabela 4.4</b> – Erros associados à previsão da radiação do dia 30 de Janeiro para t+24.... .....	74 -
<b>Tabela 4.5</b> – Erros associados à previsão da radiação do dia 30 de Julho para t+24 -	75 -
<b>Tabela 4.6</b> – Exemplo da previsão para o dia 1 do mês de Julho, para t+24. ....	75 -
<b>Tabela 4.7</b> – Radiação em função da temperatura em percentagem [48].....	76 -
<b>Tabela 4.8</b> - Potência produzida em W, em função da radiação e da temperatura....	77 -
<b>Tabela 4.9</b> - Ciclos horários para o verão e inverno [58]. ....	80 -
<b>Tabela 4.10</b> - Preço de venda e preço de compra para um dia do mês de Julho [48] -	81 -
<b>Tabela 4.11</b> – Resultados para o problema de despacho económico para o dia 1 de Julho .....	81 -
<b>Tabela 5.1</b> – Preços de compra e venda de energia do prosumer para um dia do mês de Janeiro [48], [60]. ....	90 -
<b>Tabela 5.2</b> – Preços de compra de energia do prosumer para um dia do mês de Julho [48]. ....	98 -
<b>Tabela 5.3</b> – Preços de compra do <i>prosumer</i> para dia 1 e 31 do mês de Janeiro. ...	105 -
<b>Tabela 5.4</b> – Preços de compra do prosumer para dia 1 e 31 do mês de Julho. ....	113 -
<b>Tabela A.1</b> – Resultados dos ensaios com dados anuais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual .....	143 -
<b>Tabela A.2</b> – Resultados dos ensaios com dados anuais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Janeiro da RNA mensal .....	144 -
<b>Tabela A.3</b> – Resultados dos ensaios com dados mensais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Julho da RNA mensal .....	144 -
<b>Tabela A.4</b> – Resultados dos ensaios com dados mensais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Janeiro da RNA mensal .....	145 -

**Tabela A.5** – Resultados dos ensaios com dados mensais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Julho da RNA mensal.....- 145 -

**Tabela A.6** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados anuais com valores aleatórios .....- 146 -

**Tabela A.7** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados mensais com valores aleatórios .....- 146 -

**Tabela A.8** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados anuais com valores reais .....- 147 -

**Tabela A.9** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Julho com dados anuais com valores aleatórios .....- 147 -

**Tabela A.10** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Julho com dados mensais com valores aleatórios .....- 148 -

**Tabela BB.11** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados anuais com valores reais .....- 148 -

**Tabela B.1** – Resultados dos ensaios com dados anuais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Janeiro.....- 149 -

**Tabela B.2** – Resultados dos ensaios com dados anuais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Julho.....- 149 -

**Tabela B.3** – Resultados dos ensaios só com dados anuais da radiação onde há radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Janeiro.....- 150 -

**Tabela B.4** – Resultados dos ensaios só com dados anuais onde há radiação da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Julho .....- 150 -

**Tabela B.5** – Resultados dos ensaios com dados mensais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA mensal do mês de Janeiro .....- 151 -

**Tabela B.6** – Resultados dos ensaios com dados mensais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA mensal do mês de Julho.....- 151 -

**Tabela B.7** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados mensais com temperatura .....- 152 -

**Tabela B.8** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados mensais sem temperatura.....- 152 -

**Tabela B.9** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados anuais sem dados das horas sem radiação .....- 152 -

<b>Tabela B.10</b> – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados anuais com todos os dados.....	153 -
<b>Tabela B.11</b> – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados mensais com temperatura .....	153 -
<b>Tabela B.12</b> – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados mensais sem temperatura.....	154 -
<b>Tabela B.13</b> – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados anuais sem dados das horas sem radiação .....	154 -
<b>Tabela B.14</b> – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados anuais com todos os dados.....	155 -
<b>Tabela C.1</b> – Tabela para o cálculo da potência em função da temperatura e da radiação .....	155 -
<b>Figura D.1</b> – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro....	156 -
<b>Figura D.2</b> – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com venda da energia gerada.....	156 -
<b>Figura D.3</b> – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com aumento dos preços de compra.....	157 -
<b>Figura D.4</b> – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.....	157 -
<b>Figura D.5</b> – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com redução de orçamento. ....	158 -
<b>Figura D.6</b> – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Julho.....	158 -
<b>Figura D.7</b> – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com venda de energia gerada. ....	159 -
<b>Figura D.8</b> – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com aumento dos preços de compra.....	159 -
<b>Figura D.9</b> – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.....	160 -
<b>Figura D.10</b> – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com redução de orçamento para metade.....	160 -
<b>Figura D.11</b> – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de Janeiro.....	161 -

<b>Figura D.12</b> – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do preço de compra.....	- 162 -
<b>Figura D.13</b> – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do orçamento.....	- 163 -
<b>Figura D.14</b> – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.....	- 164 -
<b>Figura D.15</b> – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com redução de orçamento.....	- 165 -
<b>Figura D.16</b> – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de julho.....	- 166 -
<b>Figura D.17</b> – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do preço de compra.....	- 167 -
<b>Figura D.18</b> – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do orçamento.....	- 168 -
<b>Figura D.19</b> – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.....	- 169 -
<b>Figura D.20</b> – Resolução do problema de despacho económico para mês de Julho com redução de orçamento.....	- 170 -
<b>Tabela E.1</b> – Características das linhas .....	- 170 -

## **Lista de acrónimos**

<b>CUR</b>	Comercializador de Último Recurso
<b>DER</b>	<i>Distributed Energy Resources</i>
<b>DG</b>	<i>Distributed Generators</i>
<b>DGEG</b>	Direção Geral de Energia e Geologia
<b>DSM</b>	<i>Demand Side Management</i>
<b>EDP</b>	Energias de Portugal
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>MAPE</b>	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
<b>MEE</b>	Mercado de Energia Elétrica
<b>MIBEL</b>	Mercado Ibérico de Eletricidade
<b>MSE</b>	Mean Square Error
<b>PRE</b>	Produção em Regime Especial
<b>PRO</b>	Produção em Regime Ordinário
<b>REE</b>	Rede de Energia Elétrica
<b>REI</b>	Rede Elétrica Inteligente
<b>REN</b>	Rede Elétrica Nacional
<b>RNA</b>	Rede Neuronal Artificial
<b>RND</b>	Rede Nacional de Distribuição
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>SEN</b>	Setor Elétrico Nacional
<b>SG</b>	<i>Smartgrids</i>
<b>SNIRH</b>	<i>Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos</i>
<b>UE</b>	União Europeia



## Lista de variáveis

$\Theta_j$	Valor limite que é atribuído exclusivamente ao neurónio j e marca a posição do valor máximo do gradiente da função de ativação
$\lambda_b$	Preço de compra (€/kWh)
$\lambda_s$	Preço de venda (€/kWh)
$\pi_s(\mathbf{P}_s)$	Lucro do <i>prosumer</i> (€)
$\alpha_i$	Preferência de um <i>prosumer</i> no instante i
$\mathbf{a}_j$	Ativação do neurónio j
$i1, i2, i3$	Saídas de neurónios
$IPC_{n-1}$	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano n-1, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística
$IPC_{ref}$	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística
$N$	Número de unidades da camada escondida
$n$	Número de entradas da rede
$o_j$	Valor de saída do neurónio j calculado a partir do seu estado de ativação $a_j$
$P_b$	Potência comprada pelo <i>prosumer</i> (kWh)
$\overline{P_g}$	Potencia gerada pelo <i>prosumer</i> (kW)
$P_l$	Potência da carga (kW)

*Lista de variáveis*

$P_{l,i}$	Potência da carga de um prosumer no instante $i$
$P_{ref}$	Valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo
$P_s$	Potência vendida pelo <i>prosumer</i> (kWh)
$R_{1d}, R_{2d}, R_{3d}, R_{4d}$	Radiação horaria na hora $d$ para o mês 1, 2, 3 e 4 ( $W/m^2$ )
$Rem_m$	Remuneração do mês $m$ (€)
$R_{média d}$	Radiação média da hora $d$ ( $W/m^2$ )
$U(P_l)$	Utilidade do consumidor em função da potência da carga
$\bar{w}$	Orçamento prosumer diário ou mensal (€)
$w_1, w_2, w_3$	Pesos de ligação
$W_m$	Energia produzida no mês $m$ (kWh)
$Y$	O valor real que se quer obter pela RNA
$\bar{Y}$	O valor previsto através da RNA

# **Capítulo 1**

## **Introdução**

*Neste capítulo é apresentada uma introdução ao tema abordado na presente dissertação. Apresenta-se o enquadramento do estudo efetuado, a motivação para abordar o tema selecionado e os objetivos. É apresentada ainda, a estrutura da dissertação.*



# **1 – Introdução**

## **1.1 – Enquadramento**

O setor elétrico tem sido alvo de grandes mudanças nos últimos anos, com a liberalização dos mercados. Porém, com o ritmo atual a que se consome o petróleo, é previsível que este deve acabar dentro de alguns anos, e com isso, há a necessidade de encontrar novas tecnologias para substituir a produção de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis não renováveis.

Para atingir esse fim a União Europeia, traçou objetivos para 2020. As metas passam por reduzir em 20% as emissões de gases de efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, aumentar em 20% a utilização de energias renováveis no consumo final energético e aumentar em 20% em eficiência energética [1].

As metas que Portugal se comprometeu a atingir foram de garantir que em 2020, 60% da eletricidade produzida e 10% do consumo de energia no setor dos transportes rodoviários tenha origem em fontes renováveis [1].

Assim para cumprir as metas propostas, foram delineadas quais as tecnologias em que se deve investir e qual a potência a instalar até ao ano de 2020, referente a cada tecnologia. Espera-se que exista uma grande participação por partes dos consumidores, ou seja, que estes se tornem produtores, aumentando assim a produção descentralizada.

A produção descentralizada ganhou um novo fôlego através dos avanços da tecnologia na área da produção de energia elétrica. A tendência é para continuar a crescer, até porque todos os edifícios construídos depois de 31 de Dezembro de 2020 terão de produzir tanta energia como aquela que consome. O Parlamento Europeu quer, igualmente, que os Estados-membros fixem metas para os edifícios existentes, ou seja, que fixem percentagens mínimas de edifícios que deverão ter necessidades energéticas quase nulas em 2020 [2].

Para lançar as bases para o desenvolvimento da produção descentralizada e maior inteligência por parte das redes de energia elétrica (REE) e dos edifícios, a Energias de Portugal (EDP) lançou o projeto InovGrid. O InovGrid é um projeto inovador que dota a REE de informação e equipamentos inteligentes capazes de automatizar a gestão da

energia, melhorando assim a qualidade do serviço, diminuindo os custos, e aumentando a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental. Este projeto tem como objetivo tornar a distribuição de energia em Portugal mais inteligente, mais eficiente, mais competitiva e mais responsável [3].

Assim, o tema abordado na presente dissertação considera-se relevante no contexto atual, onde é abordado o estudo dos intervenientes na produção descentralizada, sendo proposta a previsão da produção e do consumo para o horizonte temporal de um dia.

## **1.2 – Motivação**

A Europa entrou numa nova era energética, tendo a política energética europeia assente em 3 pilares:

- A sustentabilidade para preservar o meio ambiente promovendo o uso das fontes de energia renováveis e a eficiência energética;
- A competitividade para melhorar a eficácia da rede europeia por meio da utilização do mercado interno da energia;
- A segurança do fornecimento de energia para melhorar e coordenar a oferta e a procura energéticas dentro da UE num contexto internacional.

Com base na política energética a Comissão Europeia lançou uma diretiva “Energia 2020”, que define três metas, conhecidas como 20/20/20, a serem alcançadas pelos países membros até 2020:

- 20% redução mínima das emissões de gases com efeito de estufa (comparação com os níveis de 1990);
- 20% de quota de Energias Renováveis (ER) no consumo total de energia na EU;
- 20% de aumento da eficiência energética.

Com o programa para 2020 já em curso é necessário começar a preparar o futuro e para isso a Comissão Europeia lançou as metas de energia e clima para 2030 [69]:

- meta vinculativa de redução de pelo menos 40% das emissões de GEE;
- meta indicativa de redução do consumo de energia de pelo menos 27%;
- meta vinculativa de pelo menos 27% de energias renováveis.

Em finais de 2007, a EDP iniciou o projeto InovGrid. Havia poucas iniciativas conhecidas no âmbito das redes elétricas inteligentes (REI), apesar de hoje em dia este tema ser incontornável em qualquer conferência na área da energia eletrotécnica. O projeto nasceu assim de forma pioneira e desenvolveu-se orientado com o objetivo de dar resposta aos grandes desafios que as REE, em Portugal e no mundo, vão enfrentar nas próximas décadas [4].

Para além dos desafios tradicionais da eficiência operacional e da qualidade de serviço, juntam-se agora a eficiência energética, a geração distribuída e o veículo elétrico, muito ligados aos objetivos de descarbonização da economia. Estes temas têm vindo cada vez mais a constituir um foco de interesse e discussão a nível global e, num contexto europeu, têm sido definidas linhas de orientação estratégica [4].

A Comissão Europeia publicou um conjunto de orientações para impulsionar a implementação das futuras REE na Europa. Reunindo o mais recente progresso em tecnologias de informação e comunicação, o desenvolvimento de REI ou vulgarmente conhecidas em inglês, por *smartgrids* (SG), permitirá reduzir os custos de transmissão e operação da rede. As REI vão permitir aos consumidores a capacidade de acompanhar o seu consumo de energia elétrica em tempo real, por meio dos contadores inteligentes e terão incentivos para economizar energia e reduzir as faturas energéticas. Estudos desenvolvidos mostram que as REI podem reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> na União Europeia (UE) em 9% e o consumo doméstico anual de energia em 10%. As REI irão contribuir para garantir e manter o fornecimento seguro do sistema de energia elétrica [5].

Estes novos desafios tornam mais complexa a manutenção do fundamental equilíbrio entre a oferta e a procura de energia no sistema elétrico, algo que vai exigir a introdução de maior inteligência na rede. Entende-se aqui por inteligência a capacidade da rede monitorizar, analisar, processar, memorizar, reportar e atuar de forma distribuída, através dos múltiplos sensores, atuadores e dispositivos colocados em todos os pontos relevantes da rede e que comuniquem entre si e com todos os outros agentes envolvidos [4].

Uma solução baseada em REI irá permitir obter um conhecimento mais profundo da própria rede, aumentar a indispensável capacidade de gestão de fluxos de energia

mais complexos e fomentar uma participação muito mais ativa do consumidor/produtor. No contexto da energia elétrica, as REI surgem como plataforma indispensável do ponto de vista da gestão eficiente dos recursos e da sustentabilidade ambiental [4].

### **1.3 – Objetivos**

Os objetivos desta dissertação são:

- Analisar o desempenho dos intervenientes da rede, desde os consumidores aos produtores, *prosumers*, operadores de rede e reguladores de sistemas. Entende-se por *prosumer*, qualquer utilizador que é simultaneamente consumidor e produtor de energia elétrica.
- Análise comportamental do *prosumer* baseado em cenários;
- Previsão a geração solar fotovoltaica em Évora; com recurso a redes neuronais;
- Previsão do consumo de um consumidor do tipo residencial;
- Resolução do problema de despacho económico com preços praticados em MEE para analisar ajustes realizados pelo *prosumer* por forma a cumprir um orçamento pré-definido;

### **1.4 – Estrutura da dissertação**

A presente dissertação encontra-se estruturada ao longo de seis capítulos distintos.

O presente capítulo aborda o enquadramento, motivação e os objetivos propostos.

No segundo capítulo é abordado os conceitos de todos os intervenientes na rede de energia elétrica, tendo especial foco nos consumidores/produtores.

No terceiro capítulo é descrito o processo utilizado para modelização e previsão. É descrita a metodologia utilizada, descrevendo os conceitos referentes à análise de sucessões cronológicas.

No quarto capítulo é descrito o estudo da previsão do consumo, da produção e do despacho económico para um dia e um mês considerando um *prosumer* e são apresentados os programas computacionais utilizados.

No quinto capítulo são descritos e analisados os casos de estudo. Os diferentes conjuntos de dados utilizados na realização deste trabalho são igualmente apresentados.

Por fim, no sexto capítulo apresentam-se as conclusões e perspectivas de trabalho futuro.



# **Capítulo 2**

## **Caracterização dos** **intervenientes na rede elétrica** **inteligente**

*Neste capítulo é analisado o desempenho dos intervenientes da rede, tais como os consumidores, produtores, prosumers, operadores de rede e reguladores do sistema.*



## **2 – Caracterização dos intervenientes na rede elétrica inteligente**

A reestruturação do mercado de energia elétrica (MEE) e da REE fez com que seja possível qualquer utilizador da REE, nomeadamente consumidores, produtores ou *prosumers*, desempenhar um papel mais ativo no MEE.

A necessidade de garantir a sustentabilidade, a segurança de abastecimento e a competitividade obrigaram que fossem estabelecidos objetivos para 2020. Estes objetivos consistem na redução da dependência de recursos não renováveis, na garantia que 31% da energia total consumida seja de origem renovável, no aumento da eficiência energética em 20% e na redução das emissões de CO<sub>2</sub> [6].

Assim os objetivos traçados fazem com que o sistema elétrico atual se torne obsoleto. Então, passa a ser essencial investir na REE atual, de modo a que no futuro se verifique a transição para uma REI.

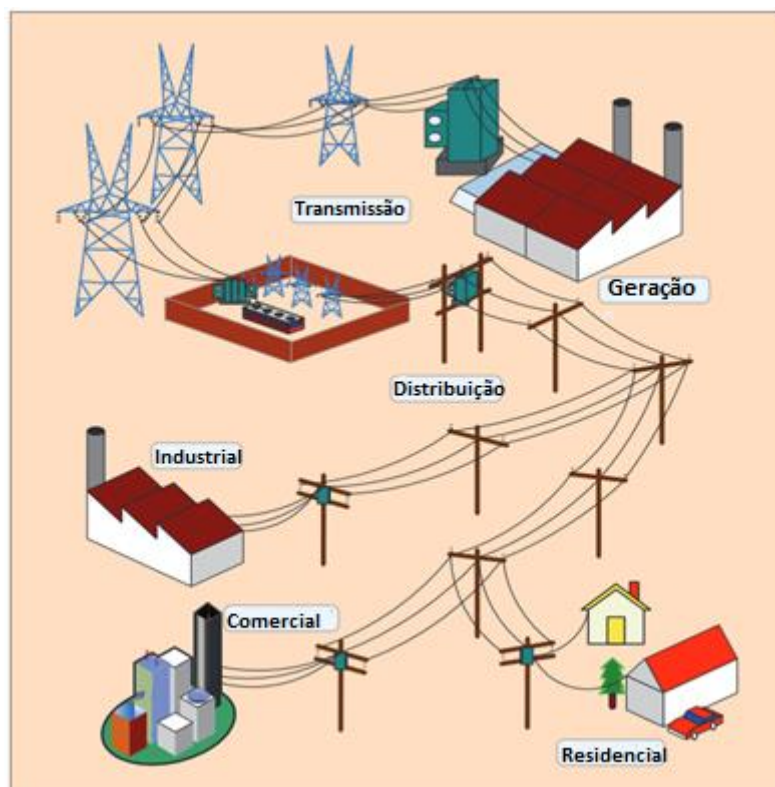
### **2.1 – Introdução**

Começa a ser previsível que futuramente a eletricidade vai ser responsável pela maior fatia do consumo total de energia, uma vez que é expectável o aumento da utilização dos veículos elétricos e da climatização em edifícios com recurso à eletricidade. Ou seja, a procura de energia elétrica está a aumentar e uma das causas está diretamente ligada com o comportamento dos consumidores, cujo consumo está a aumentar paralelamente [7].

Além disso, a geração de energia descentralizada tem vindo a ganhar cada vez mais importância nos mercados liberalizados de energia elétrica, fazendo com que os consumidores de energia elétrica de pequena dimensão se tenham tornado em potenciais produtores [8].

Durante os últimos anos, a evolução gradual do sistema de energia permitiu que as companhias de eletricidade construíssem um sistema elétrico alargado e relativamente confiável para compensar um crescimento anual de carga.

A forma tradicional de dimensionamento das novas infraestruturas da REE, sempre foi realizada tendo em conta a procura nas horas de ponta. Por outro lado, o equilíbrio entre a carga e a geração foi conseguido através do controlo das unidades de geração em larga escala, de modo a que, a faixa de frequência do sistema fique muito próxima dos valores nominais do sistema [9]. A REE atual está representada na figura 2.1.



**Figura 2.1** - Representação da REE tradicional [22].

Com o aumento da produção descentralizada é necessário realizar um esforço para integrar grandes quantidades de energia, produzidas através de fontes renováveis e descentralizadas, pelo que se torna fundamental a introdução do conceito de REI na REE. Consequentemente o atual sistema de energia precisa de se adaptar a esta nova realidade para que não exista perturbações operacionais adicionais, mantendo uma adequada alocação de custos entre consumidores e produtores. É considerado fulcral nesta adaptação a introdução dos *prosumers* na operação da REE [24].

Atualmente, fatores como o envelhecimento dos ativos das REE, nomeadamente das linhas de transmissão, equipamento de medida, entre outros; as preocupações ambientais, bem como a introdução de novas tecnologias introduzem novos desafios no

planeamento e gerenciamento da REE. A utilização de abordagens passivas, em funcionamento em modo de ilha, era uma prática recorrente durante o planeamento da instalação dos ativos. Estes ativos são os denominados recursos de energia distribuídos, comumente designados por, *Distributed Energy Resources* (DER), e especialmente os geradores distribuídos, comumente designados por, *Distributed Generators* (DG). Na maioria dos casos, esses dispositivos foram instalados para funcionarem em modo ilha, ou seja, apenas funcionavam quando existia falhas na distribuição de energia de energia elétrica e sem considerar a gestão ativa na sua operação [24].

A introdução de geração descentralizada no sistema elétrico atual apresenta como vantagem a redução da perda de energia potencial na REE, reduzindo assim as perdas de transporte [13] e contribuir significativamente para reduzir a necessidade de transportar energia em longas distâncias. No entanto, a introdução de DG na REE, tem sido feita especialmente sob a forma de tecnologias de energias renováveis intermitentes, através de turbinas eólicas e de módulos fotovoltaicos, o que dificulta a operação e planeamento de sistemas elétricos.

No futuro, com um aumento crescente de geradores de energia renovável ligados à REE, é necessária outra abordagem para não levar a subutilização dos ativos da REE. Se, por exemplo, forem instalados muitos geradores perto dos centros de consumo as linhas de transporte perderão a sua utilidade, e os equipamentos atuais, como transformadores, nos centros de consumo poderão passar a estar em sobrecarga. Desta forma estes equipamentos que existem atualmente nas subestações podem não ser os adequados [10]. Isto poderá ser evitado através da agregação de DER, sob as centrais de energia elétrica virtuais, comumente designados por, *Virtual Power Plant* (VPP), passando a ser possível controlar o seu funcionamento. As VPP consistem na agregação de diferentes unidades de produção dispersa, com o intuito de participar no mercado e, assim, facilitar a negociação nos mercados de eletricidade. Quando estes problemas forem resolvidos, os *prosumers* que tenham grande ou pequena capacidade de geração podem participar no mercado de energia elétrica [11].

Para tornar tudo isto possível, é necessário que seja feita uma previsão, tanto ao nível do consumo como ao nível de geração, sendo assim possível determinar quanta energia vai ser vendida ou comprada no mercado, informando antecipadamente o operador da REE, para proceder, se necessário, aos ajustes na rede.

O perfil do consumo de um sistema é o resultado de um processo dinâmico constituído por diversos componentes individuais, tais como características operacionais, fatores económicos, hora do dia, dia da semana, fatores sazonais climatológicos, ou seja, padrões geográficos e efeitos aleatórios [24].

No passado, para fazer a previsão do consumo eram utilizadas extrapolações de dados históricos do consumo [24]. No entanto, com o aparecimento de novas tecnologias, as opções da gestão do lado da procura, comumente designados por, *demand side management* (DSM), mudanças no estilo de vida e do padrão de consumo de energia, torna-se necessário o uso de técnicas de previsão de consumo mais recentes [24], para que se possa incluir o efeito de fatores, tais como as preocupações ambientais, regulação de energia, os preços da energia e o armazenamento, entre outros.

Nas últimas décadas têm sido desenvolvidos diferentes métodos para prever a procura energética. A maioria destes métodos de previsão do consumo utiliza dados históricos temporais, a fim de identificar e correlacionar os padrões de consumo e de temperatura [11].

No âmbito da REI existe um problema na utilização de dados de histórico de consumo, porque essa informação não está disponível, impedindo a sua inserção em determinados equipamentos ou então porque estes equipamentos, tais como contadores inteligentes, ainda não foram aplicados em grande escala, ou porque ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento. Assim, existe alguma incerteza sobre como estes dispositivos podem ser utilizados no futuro.

Em [12], é referido que os métodos de previsão, como a previsão adaptativa de carga, séries temporais estocásticas e lógica *fuzzy*, apresentam melhores resultados do que os modelos determinísticos clássicos devido à sua capacidade em incorporar a incerteza intrínseca do processo. Ainda assim, esses modelos não conseguem lidar com o alto grau de incerteza envolvido nas futuras características do sistema de energia, tais como a inteligência dos contadores e da REE, onde se espera que as inovações sejam integradas nas infraestruturas existentes.

A previsão da procura da carga é um processo complexo que combina arte com engenharia [24], na medida em que, para além do conhecimento técnico e científico

exige a aquisição de uma visão sobre a forma como os indivíduos expressam suas necessidades. Mesmo que haja uma ampla gama de ferramentas adequada à realização de previsão do consumo e da gestão da procura, é fundamental neste processo o conhecimento sobre as necessidades de consumo de energia elétrica e uma compreensão do modo como as pessoas usam a eletricidade [24]. Uma ferramenta de apoio a este processo de previsão da procura é a utilização de técnicas de previsão de geração. A previsão exata de energia elétrica proveniente de fontes renováveis é essencial para o bom funcionamento do sistema. A previsão da geração de energia elétrica renovável é principalmente função da hora do dia, da estação do ano, das características espaciais e do tempo local [24].

## **2.2 – Caracterização dos consumidores**

Antes da entrada em vigor do mercado liberalizado, a maioria da produção de energia elétrica em Portugal estava assente em contratos de aquisição de longo prazo, estabelecidos entre cada centro electroprodutor e um comprador único que assegurava o aprovisionamento de energia para fornecimento à generalidade dos consumidores finais [14].

O setor elétrico encontrava-se genericamente organizado em torno de uma empresa verticalmente integrada responsável pela produção, transporte e distribuição de energia elétrica aos consumidores [15]. Existia um monopólio, sendo em Portugal a empresa a EDP, a única hipótese para formalização contratos energéticos, não havendo a possibilidade do aparecimento de outros comercializadores de energia.

Com a entrada em vigor do mercado liberalizado, surgiu a possibilidade de livre concorrência no mercado energético, constituído pelo conjunto eletricidade e gás, suscitando assim o aparecimento de vários comercializadores de energia e possibilitando uma maior escolha por parte dos consumidores [16]. Consequentemente o processo de liberalização deu origem ao aparecimento de novos agentes nos segmentos de produção e comercialização, contribuindo desta forma para o aumento de concorrência no setor e concedeu aos consumidores um papel muito mais ativo no mercado, visto que têm a possibilidade de escolher a entidade fornecedora dos serviços que pretendem [15].

Com isso, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) decidiu avançar com um conjunto de iniciativas para que os consumidores ganhem mais competências, necessárias para se posicionarem como protagonistas da mudança [6]. No mercado livre os consumidores passam a ter melhores condições para exercer os seus direitos, definidos pela ERSE. Os consumidores têm cada vez mais uma maior responsabilização pelas decisões de consumo. Isto conduz a uma maior exigência de novos serviços adaptados às suas necessidades, de modo a aumentar a eficiência energética e reduzir o impacto ambiental.

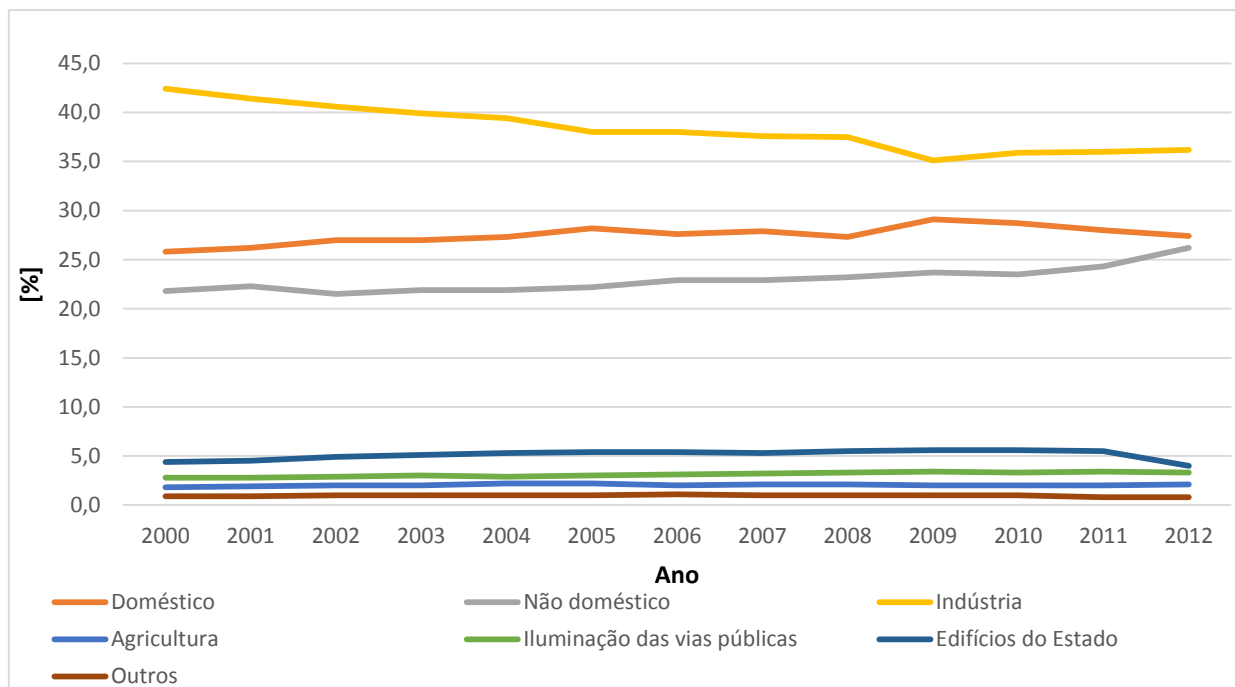
Segundo a ERSE, existem vários tipos de consumidores. Estão divididos em grandes consumidores, consumidores industriais, residenciais e pequenos negócios [17]. No caso dos consumidores residenciais, considera-se que deve ser tido em conta o estrato social em que se inserem, porque desta forma existe a possibilidade de agrupar diferentes tipologias de consumo de acordo com perfis de consumo comuns.

A pesquisa sobre o comportamento individual revela grande variedade, tanto nos comportamentos relevantes como nos fatores que as influenciam. A fim de lidar com essa variedade, foram caracterizados os fenómenos que afetam o impacto previsto de indivíduos entre três domínios: o domínio pessoal, comportamental e contextual [24].

No domínio pessoal estão considerados os valores individuais básicos, crenças e várias outras cognições, motivações e sentimentos. No domínio comportamental, a partir de uma perspetiva de previsão, uma eventual situação que ocorre é dependente tanto dos domínios pessoais como dos domínios contextuais. O domínio contextual influencia o domínio comportamental através de uma ampla gama de atributos, como a base de cada indivíduo tais como dados demográficos socioculturais, religiosos, financeiros, educacionais, o estado atual do indivíduo, tal como ambiente residencial urbano ou rural, a propriedade de veículos e dispositivos. Há também o contexto social, que consiste nas infraestruturas disponíveis, a política e regulação, e ainda o contexto económico, tal como a renda, a disponibilidade financeira, os preços dos serviços e outros aspetos, tais como tempo e parâmetros externos do indivíduo.

Este novo paradigma implica uma maior atuação das entidades reguladoras de modo a assegurar que os consumidores possam beneficiar das novas condições de funcionamento dos mercados de eletricidade. Na figura 2.2 está representado a

informação disponível acerca do consumo em percentagem por tipos de consumidores considerados em [65]. Apesar da caracterização dos consumidores diferir da apresentada em [17], permite caracterizar a evolução do consumo nos últimos anos.

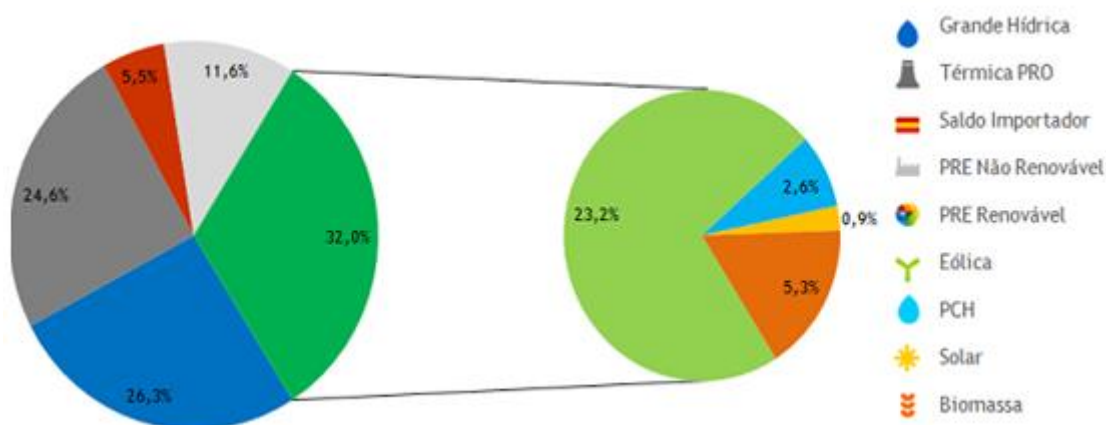


**Figura 2.2** – Consumo por tipo de consumidor em percentagem desde o ano 2000 até 2012 [65].

Ao analisar a figura 2.2 constata-se que os consumidores domésticos representam cerca de 27 % de consumo, sendo este valor superior à maioria dos restantes tipos de consumidores.

### **2.3 – Caracterização dos produtores**

Em Portugal a produção de energia elétrica é feita a partir de grandes centrais térmicas a carvão, gás, centrais hídricas e centrais de energias renováveis, eólica, fotovoltaica, ondas e biomassa. Na figura 2.2 é possível observar quais as percentagens que cada central na produção de energia elétrica ao longo do ano de 2013 em Portugal [18].



**Figura 2.3** – Peso das fontes de produção de eletricidade em Portugal continental em 2013 [18].

Da análise da figura 2.3, constata-se que os níveis do ano 2013 são bastante animadores, quando comparados com as metas traçadas para 2020. Em 2013, Portugal conseguiu produzir 58,3% das necessidades de energia elétrica total a partir de energias renováveis. Contudo há ainda um longo caminho a percorrer porque é necessário aumentar esta produção para alcançar os objetivos traçados para 2020, de forma a reduzir as perdas na Rede Nacional de Distribuição (RND), diminuir a dependência externa e ainda incentivar o consumidor a desempenhar um papel mais ativo.

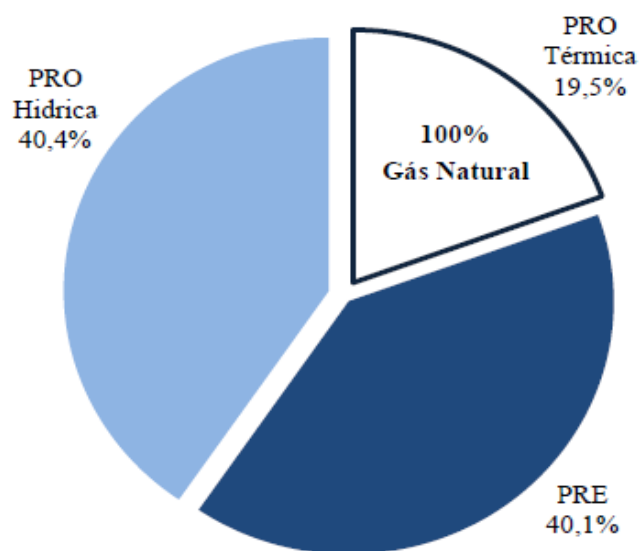
Na figura 2.3, PRO refere-se a produção em regime ordinário e PRE refere-se a produção em regime especial. Pode ser considerado que a dificuldade em atingir as metas propostas não será a mesma para todas as tecnologias existentes, mas se em todas houver um aumento considerável, esse comportamento contribuirá para a redução da dependência externa de energia elétrica.

Na tabela 2.1 são apresentados os valores da potência instalada atualmente em Portugal e as metas a atingir em 2020 [61- 64].

**Tabela 2.1** – Valores de potência instalada e metas a atingir em 2020.

Fonte ou tecnologia	Potência Existente (MW)	Meta (MW)
Grande hídrica	5271	8600
Mini-hídrica	413	250
Eólica	4630	6800
Solar	282	1500
Ondas	0,4	250
Biomassa	267	250
Geotérmica	235,5	250

De acordo com a previsão apresentada em [21], a capacidade de geração do sistema elétrico nacional em 2025 é apresentada na figura 2.4.



**Figura 2.4** – Capacidade de geração em 2025 [21].

De entre as tecnologias ou fontes de geração disponíveis, Portugal tem as melhores condições a nível europeu para a produção de energia solar fotovoltaica, tal

como pode ser observado na figura 2.5. Contudo, segundo os dados disponibilizados em [20] esta energia não tem sido aproveitada da melhor maneira.

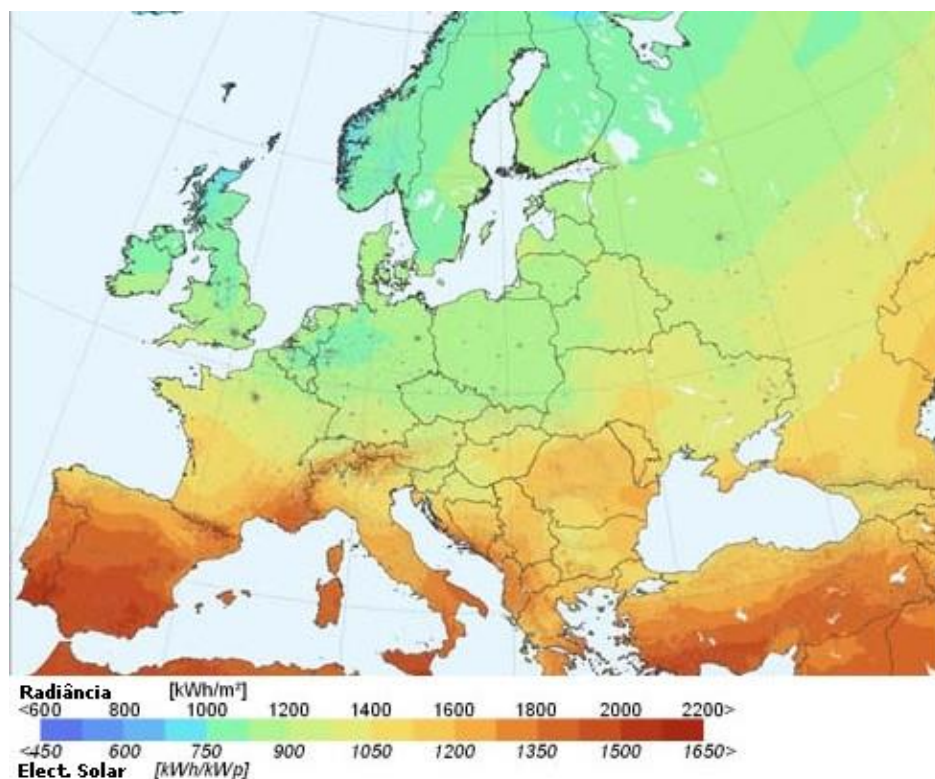


Figura 2.5 – Potencial da eletricidade solar fotovoltaica nos países europeus [26].

Dada a forte incidência de radiação solar em Portugal continental, neste trabalho a ênfase será dada aos produtores de energia solar fotovoltaica.

### **2.3.1 – Caracterização dos “prosumers”**

Tal como descrito anteriormente um *prosumer* é um consumidor que é ao mesmo tempo produtor. Esta palavra é uma junção entre a palavra produtor, em inglês, *producer*, com a palavra consumidor, *consumer*. Neste trabalho é assumida a escrita em inglês por resultar numa forma de escrita mais compacta e por ser o termo mais utilizado para a referência ao produtor-consumidor. Os *prosumers* são a evolução dos consumidores passivos para um papel mais ativo na REE que envolve a geração de energia elétrica e a prestação de serviços de rede.

Os consumidores têm vindo a ser incentivados não só para reduzir o consumo de energia nas suas casas, mas também para produzirem a sua própria energia a partir de

fontes renováveis e devolver o excesso de energia à REE. Para atingir esse objetivo, poderá vir a ser essencial implementar uma REI [22], isto porque, uma REI consegue adaptar-se às diversas situações do dia-a-dia, auto ajustando-se de modo a não existir sobrecargas e minimizando as perdas. Por definição uma REI é "uma REE que pode inteligentemente integrar o comportamento e as ações de todos os utilizadores conectados a ela (produtores, consumidores e os *prosumers*), a fim de realizar o fornecimento de eletricidade de forma segura, sustentável e económica" [22], cuja representação esquemática se apresenta na figura 2.6.



Figura 2.6 – Representação de uma REI [22].

Com os avanços da tecnologia na área da produção elétrica e devido ao papel assumido pelas questões ambientais, a produção descentralizada tornou-se prioritária. Nesse sentido, em 2007, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 363/2007, permitiu que os consumidores de energia elétrica se possam tornar *prosumers*. Os consumidores optaram por se tornar produtores não só em resposta às mudanças climáticas que exigem um maior consumo energético, mas também devido ao programa de incentivo do governo às energias renováveis.

A 19 de Fevereiro de 2013, com o Decreto-Lei n.º 25/2013 teve início o processo de revisão do regime jurídico da microprodução, tendo sido adotadas soluções que permitam superar dificuldades práticas e operacionais. A legislação aplica-se à microprodução de eletricidade a partir de recursos renováveis e à microprodução de

eletricidade e calor em cogeração, ainda que não renovável, mediante a utilização de uma unidade, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW. Contudo, no regime bonificado, a potência de ligação da respetiva unidade de microprodução não poderá ser superior a 3,68 kW [23].

A microprodução tem que ter por base uma só tecnologia de produção, que poderá ser: solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável e cogeração não renovável.

Existem dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado. No regime bonificado, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração. A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1.º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdivididos em dois períodos. O primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subsequentes 7 anos.

Fazem parte do regime geral todos aqueles que não tenham acesso ao regime bonificado. A fórmula que consta no Decreto-Lei nº 25/2013, que expressa a remuneração dos produtores em regime geral é dada pela expressão (2.1):

$$Rem_m = W_m \times P_{ref} \times \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}} \quad (2.1)$$

Onde  $Rem_m$  é a remuneração do mês  $m$ ,  $W_m$  é a energia produzida no mês  $m$ ;  $P_{ref}$  é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo;  $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011 e  $IPC_{n-1}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano  $n-1$ .

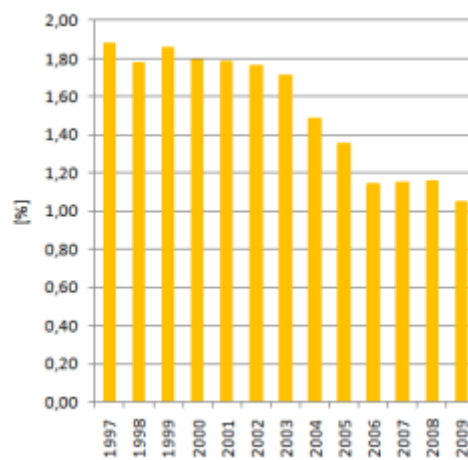
## **2.4 – Caracterização dos operadores**

Antes da liberalização do setor elétrico, só existia uma empresa, a EDP, que detinha o monopólio do setor. Esta era responsável por todo o tipo de serviços desde a geração, transporte, distribuição e comercialização. A liberalização veio permitir a concorrência na geração e comercialização. Nos outros setores foi decidido que não deveria haver

concorrência por se entender que poderia gerar potenciais conflitos de interesse, indesejáveis num mercado que se pretende aberto e transparente.

Neste sentido em 1994, foi criada a Rede Elétrica Nacional (REN) que ficaria assim responsável pela operação da rede nacional de transporte (RNT) e a EDP, que era responsável por todas as áreas ficaria apenas responsável pela RND.

Os operadores das RND e RNT têm contribuído para aumentar a eficiência na REE nacional tentando reduzir as perdas ativas na rede. Na figura 2.7, pode ser observada a evolução das perdas na RNT.



**Figura 2.7** – Evolução das perdas na RNT [27].

Passados 12 anos, houve uma redução de 44% ao nível das perdas ativas. O nível atual das perdas ativas é de 1% o que indicia que exista pouco a fazer na redução das perdas ao nível da RNT.

Ao nível da RND, a evolução tem sido mais lenta, devido à RND ser muito dispersa e muito longa, comparativamente à RNT. A figura 2.7 mostra a evolução das perdas na RND considerando o mesmo período apresentado na figura 2.6.

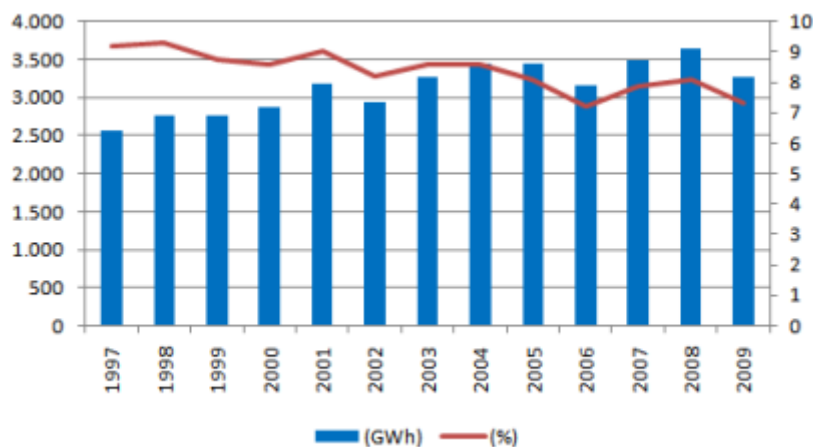


Figura 2.8 – Evolução das perdas na RND [28].

Na figura 2.8, no ano de 2009 o valor das perdas na RND é de mais de 7%, sendo portanto um valor bastante considerável. Este valor indicia que deve ser feito um investimento na RND, melhorando assim a qualidade de serviço e reduzindo os custos de operação, com vista à promoção da eficiência energética e a potenciar a produção descentralizada [6].

## **2.5 – Caracterização dos reguladores**

Com a liberalização do mercado elétrico português tornou-se essencial a criação de uma entidade que regulasse todo o setor elétrico. Assim, em 1997, foi criada a Entidade Reguladora dos Serviços Elétricos, que mais tarde, em 2002, se passou a designar Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), devido ao facto de nesse ano passar a regular também o gás [25].

A criação de uma entidade reguladora era essencial porque com a liberalização da parte da produção e da comercialização havia a necessidade de passar a regular o que era feito por essas empresas, de modo a que estas não abusassem dos preços praticados, prejudicando assim o consumidor com a liberalização do mercado.

Os reguladores têm o poder de influenciar os comportamentos dos indivíduos, principalmente, por terem tomarem ações, através de informação, incentivos e apoio institucional, no domínio pessoal e contextual. Sendo que as informações ou a educação são ações no domínio pessoal e incentivos de vários tipos são intervenções no domínio contextual. Além disso, a eficácia dessas ações dependem fortemente do grupo-alvo, ou

seja, o comportamento particular e do horizonte de planeamento, uma vez que os seus efeitos a longo prazo podem ser diferentes, ou mesmo opostos aos dos efeitos a curto prazo [6].

Assim, deve ser dada uma contribuição para o aumento da capacitação do consumidor de energia na defesa dos seus direitos e interesses e na promoção da sustentabilidade energética, fazendo com que a linguagem tecnocrática da regulação seja perceptível por todos. Devem ser reforçados os mecanismos e os instrumentos que visam a proteção dos consumidores, com ações que visam uma maior participação dos consumidores nas atividades de regulação. Com mais informação e educação será permitida uma maior eficiência energética e um aumento da produção descentralizada [6].

Em geral, os consumidores não têm as mesmas motivações, compreensão ou sensibilidade acerca da tecnologia como os produtores e as ações são mais eficazes quando projetadas a partir da perspetiva do consumidor. Uma vez que é impossível realizar uma análise individual de cada um dos consumidores, é fundamental reconhecer a importância de aspetos contextuais, pessoais e comportamentais, a fim de compreender a interação dos *prosumers* com a REE [24].

Com a necessidade de mudanças no setor elétrico, a ERSE vai ser impelida a atuar e concretizar atividades regulatórias no que diz respeito ao desenvolvimento sustentável e da responsabilidade social. Através do desenvolvimento do trabalho colaborativo estruturado em parcerias em rede fazendo uma atuação descentralizada e de proximidade para com os consumidores [6].

## **2.6 – Conclusões**

Para atingir os objetivos traçados para 2020 começa a ser visível que terá de haver algumas mudanças no setor elétrico atual.

Os consumidores têm de começar a preocupar-se não só com a redução da quantidade de energia que consomem para aumentar a eficiência energética, mas também que devem tornar-se produtores, para produzirem a energia que consomem.

## *Capítulo 2 - Caracterização dos intervenientes na rede elétrica inteligente*

Os produtores de energia elétrica têm que se adaptar considerando desde já que muitas das centrais térmicas atuais deverão deixar de ser usadas no futuro, devendo em alternativa ser procurados outros tipo de tecnologias.

Os operadores têm a obrigação de dotar a REE de novas tecnologias, de modo a tornar a REE mais autónoma e inteligente, reduzindo perdas e permitindo a produção descentralizada em maior quantidade com recurso à introdução de energias renováveis em larga escala.

Os reguladores vão continuar a ter a obrigação de continuar a defender os interesses dos consumidores e produtores, fazendo com que exista um mercado mais transparente e competitivo.

# **Capítulo 3**

## **Modelização comportamental do sistema elétrico**

*Neste capítulo são modelizados os intervenientes da rede, tais como os consumidores, produtores, prosumers e é apresentada uma explicação do modelo utilizado no caso de estudo considerando a previsão de produção e consumo com recurso a redes neuronais artificiais. Será feita também uma breve caracterização do mercado de energia elétrica.*



## **3 – Modelização comportamental do sistema elétrico**

### **3.1 – Introdução**

Com a liberalização dos mercados da eletricidade em crescimento, ficam cada vez mais patentes as vantagens que daí podem advir em forma de tarifas mais flexíveis, novos produtos e serviços adaptados ao consumidor. Com os consumidores a passarem a ser produtores, também há a necessidade de saber quanta dessa energia pode ser vendida em mercado ou armazenada, dependendo do preço de mercado de hora para hora [3].

Com o projeto InovgGrid o cliente pode analisar com mais detalhe os seus consumos, aproximando a oferta da procura da energia. Além de tudo isto é garantia de uma maior segurança no abastecimento, diversificando ainda mais as fontes renováveis e aumentando a capacidade de integração da geração distribuída no sistema, conseguindo aproveitar as vantagens de uma microprodução mais eficazmente e com um controlo mais fácil [3].

Por fim, a própria renovação das redes e da sua operação fica mais fácil, já que a fiabilidade e a eficiência aumentam com a introdução de instrumentos capazes de tornar a REE automatizada [3].

A manutenção da estabilidade da rede é atualmente um enorme desafio, devido às constantes oscilações entre oferta e procura de energia elétrica e, principalmente devido à grande concentração da procura em períodos específicos, nas horas de ponta. As REI apresentam soluções para estes problemas. Redes bidirecionais que potenciam a utilização de todos os recursos energéticos e um tratamento da informação relativa ao trânsito de energia. Passam a permitir a gestão da rede em tempo real, potenciando a otimização dos fluxos de energia [29].

Para ser possível a transição de uma REE para uma REI, é necessário que todos os intervenientes na REE estejam interligados de modo a que possa existir uma comunicação entre os intervenientes reduzindo assim a eficiência e os custos [30].

Com isso, é proposta uma abordagem híbrida para modelizar o perfil de carga, a fim de apoiar as decisões dos decisores políticos e engenheiros, especialmente para o

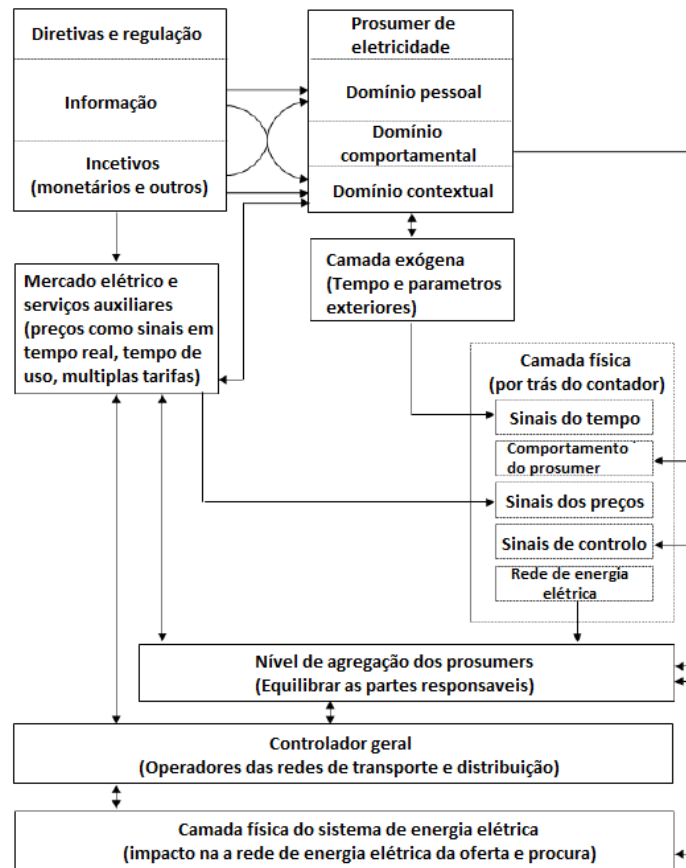
planeamento de longo prazo. Esta abordagem consiste numa combinação de modelos determinísticos, operação de dispositivos, probabilísticos, o comportamento do *prosumer*, modelos estocásticos, meteorológicas e parâmetros externos [24].

As principais vantagens deste modelo são, ter a possibilidade de poder incorporar modelos determinísticos tanto na parte da geração de energia como nos dispositivos que consomem, e conseguir definir a preferência dos grupos de *prosumers*, como os comportamentos dos *prosumers*, influências do mercado, influências externas e receber e enviar informação ao operador de rede [24].

Na metodologia de modelização devem ser definidos, a disponibilidade de dados, definição de grupos de *prosumers* e os limites de estudo, grau de detalhe necessário, as limitações e hipóteses em função dos objetivos [24].

A definição de grupos de *prosumers* é fundamental para uma alocação eficiente dos custos relacionados com os processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A identificação de padrões de consumo semelhantes entre os diferentes tipos de consumidores residenciais, comerciais e industriais, pode permitir fazer uma gestão de recursos mais eficiente através dos padrões de consumo de cada consumidor, ou seja, os consumidores devem ser agrupados em grupos que tenham em atenção o padrão de consumo semelhante mas também a proximidade [31].

No âmbito desta dissertação são apontados os principais aspetos envolvidos na interação de *prosumers* domésticos com a REE. A figura 3.1 ilustra os componentes envolvidos na metodologia proposta e que representam as interações entre o *prosumer* e a REE.



**Figura 3.1** - Mapa dos fatores que dominam o comportamento dos *prosumers* e sua interação com a REE [24].

Na metodologia proposta um dos parâmetros de entrada é o comportamento do consumidor ou *prosumer* [24].

Estudos realizados confirmam que as previsões humanas têm muitas vezes falhas e são algo tendenciosas. A alteração comportamental do consumidor pode fazer uma diferença significativa para o meio ambiente e o estudo do comportamento do consumidor pode ajudar tanto engenheiros como decisores políticos a entender as necessidades de tais comportamentos, e influenciá-los de uma maneira positiva. Ou seja, fazer com que a procura por eletricidade seja mais elástica face ao preço [32].

Outro parâmetro de entrada considerado são os sinais dos preços. As interações entre os mercados de energia e o consumidor consistem em todos os tipos de acordos comerciais entre os participantes do MEE, tais como contratos bilaterais, mercados a prazo, mercados em tempo real ou as trocas de energia. A energia elétrica é um fluxo de energia que não pode ser monitorizado perfeitamente e o armazenamento de grandes quantidades de energia elétrica envolve custos elevados [33].

Assim atualmente, a utilização dos sinais dos preços para controlar o sistema de energia elétrica está a ganhar importância. A criação de um controlo baseada no preço do sistema de energia baseia-se principalmente no trabalho desenvolvido por Schweppe et al. [36]. Os sinais de preços podem ser uma ferramenta eficaz para moldar o comportamento de entidades ligadas à REI, através do uso de um *feedback* dinâmico. Os sinais de preços servem para transmitir os preços em tempo real, dependendo das tarifas e do tempo de uso [24].

A camada exógena é outro componente envolvido na metodologia proposta, que representa o tempo e os parâmetros externos. A camada exógena é limitada por restrições temporais e espaciais, pelos operadores de rede e pela camada física do sistema de energia, a REE. A inclusão controlada de grandes quantidades de DER consiste na introdução de agregadores como mediadores entre empresas de energia elétrica e consumidores finais. Um agregador pode ter um grupo responsável e equilibrado, que recolhe e opera uma quantidade de pequenas unidades de geração descentralizada como centrais elétricas virtuais. O conceito VPP fornece os meios para a gestão ativa dos DERs, de forma semelhante àquela que operam as centrais convencionais, atualmente. A principal vantagem de agregar DER é a potencial melhoria na precisão da previsão. Considerando um grande grupo de habitações, os picos da procura são suavizados devido à diversidade de comportamentos entre os consumidores [33].

A figura 3.1 representa a camada física como componente principal da metodologia proposta, ou seja, aquilo que está por detrás do contador de energia elétrica. A camada física tem quatro entradas tais como os sinais de tempo, o comportamento do *prosumer*, os sinais dos preços e os sinais de controlo, enquanto a saída representa a potência líquida, ou seja, a que se refere à potência real e à potência programada de carga ou de geração, que consiste na soma da potência de oferta e da procura, tanto medida quanto prevista [24].

A figura 3.2 ilustra essa camada física com maior detalhe e mostra as entradas e a saída. De acordo com esta figura 3.2, o utilizador interage com um dispositivo através de uma interface. Esta interface vai permitir aos *prosumers* acederem a todo o tipo de serviços disponibilizados pela empresa que fornecer energia, como o consumo em tempo real ou a possibilidade de desligar e/ou ligar cargas. Os dispositivos incluem

ambos os geradores de energia e as cargas. A saída desses dispositivos, definida por fontes de alimentação ou procura, é dependente das entradas definidas pelo *prosumer*, ou seja, depende dos requisitos que este pretende, dos sinais do tempo, dos sinais dos preços e dos sinais de controlo [24].

Os dispositivos de armazenamento de energia e os controladores descentralizados não são excluídos desta arquitetura. No entanto, os dispositivos de armazenamento de energia que estão disponíveis no mercado têm um custo relativamente alto, o que se reflete na produção e nos custos associados. Assim, o foco não está nas soluções de armazenamento de energia, apesar de não serem excluídas, mas em identificar as sinergias entre a oferta e a procura de energia elétrica [24].

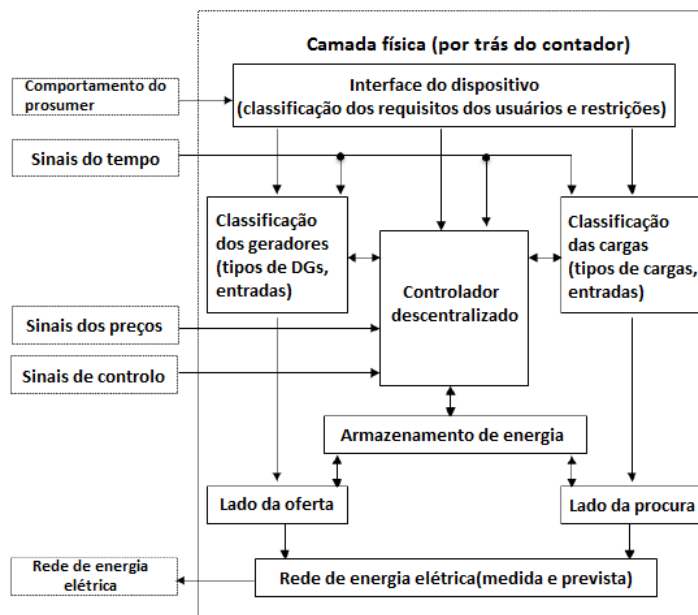


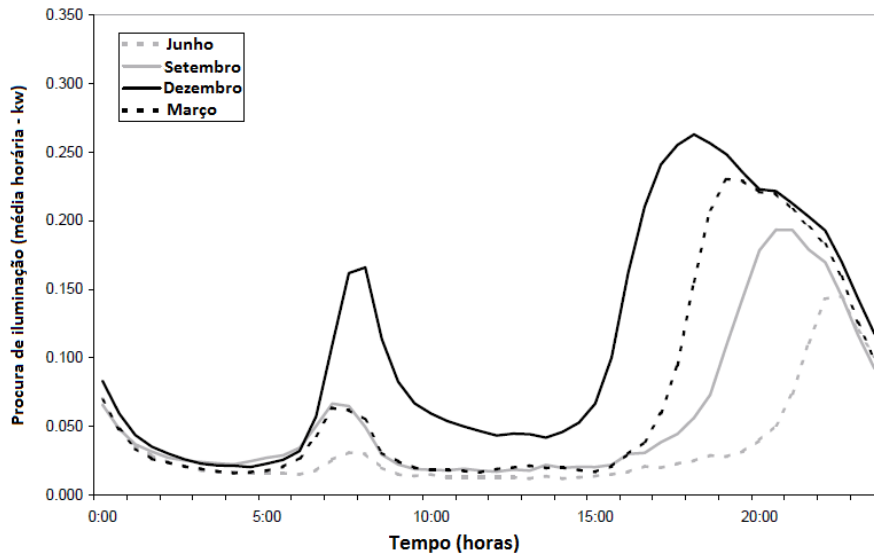
Figura 3.2 - Camada física pormenorizada [24].

As cargas elétricas podem ser classificadas de várias maneiras, tais como, cargas comerciais, industriais, residenciais, ou podem ser classificadas em termos de previsibilidade. Algumas cargas domésticas ou residenciais podem ser consideradas previsíveis quando os consumidores não estão presentes, por exemplo, em edifícios desocupados ou que não são ativos, tais como cargas cíclicas de frigoríficos, equipamentos que se encontram em espera, ou *standby* [24].

Outras cargas domésticas podem ser caracterizadas como não previsíveis, dependendo da ocupação, o comportamento regular ou irregular dos consumidores e os

parâmetros externos, tais como as variações climáticas sazonais ou a disponibilidade de luz natural [33].

Dependendo dos objetivos do estudo, as cargas elétricas podem ser classificadas como insensíveis ao tempo e sensíveis ao tempo. Além disso, o tempo é uma função de características sazonais e geográficas [24]. Por exemplo, a figura 3.3 mostra a variação do consumo associado à iluminação diária nas várias estações do ano.



**Figura 3.3** - Perfil de iluminação diária em diferentes épocas do ano [37].

No passado foi seguida uma abordagem de utilização final de energia elétrica e de integração de uma função de disponibilidade em modelos, que determina a probabilidade de uma habitação estar ocupada, e uma função que representa a probabilidade de um determinado aparelho estar a ser utilizado. No entanto, estes modelos são dependentes da disponibilidade de dados sociais, que na maioria dos casos, ou não existem ou não estão disponíveis. Outra abordagem para modelizar o comportamento dos consumidores é através de agendamento de entrevistas com intuito de modelizar a utilização final de energia elétrica [34].

A diversidade entre os requisitos de energia elétrica das diferentes famílias resulta principalmente de variações nas necessidades e nos comportamentos individuais. Estudos apontam que nos EUA, na Holanda e no Reino Unido aproximadamente 26% a 36% das variações na utilização final de energia elétrica em consumidores domésticos são devidas aos seus comportamentos. Além disso, a procura interna de energia para uma habitação específica é função do comportamento de todos os habitantes, ou seja, de

uma única pessoa, de um casal ou de uma família [37]. A figura 3.4 representa um exemplo do comportamento de um consumidor doméstico, no qual se observa uma característica aleatória.

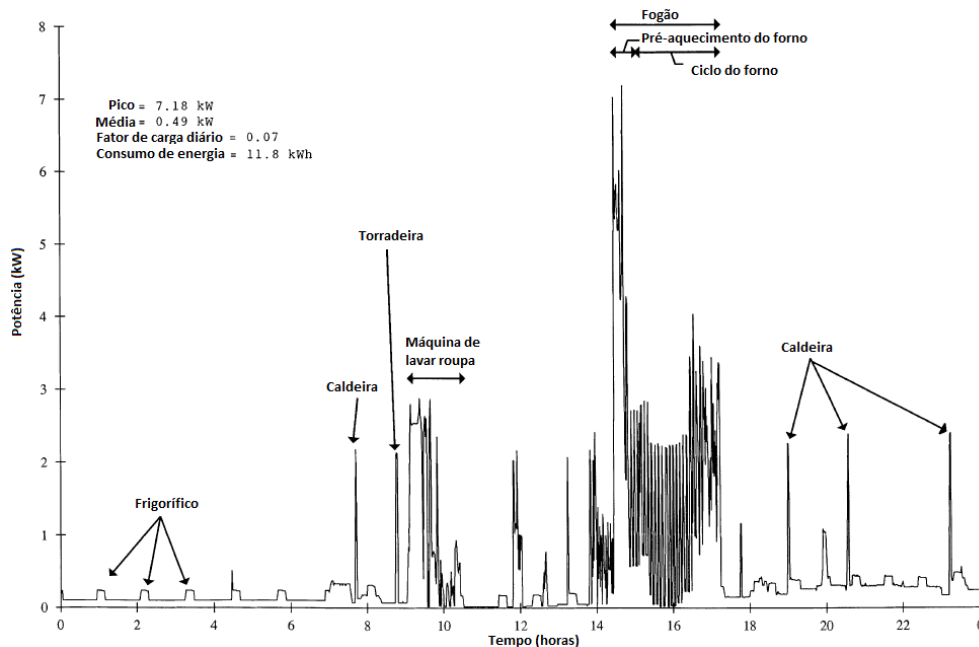


Figura 3.4 - Exemplo de um perfil de procura de energia elétrica de uma família [37].

Os perfis de carga elétrica são modelados ao nível de um consumidor individual, a fim de representar a diversidade de procura que existe no domínio dos consumidores domésticos. O modelo estocástico incorpora elementos aleatórios que representam a diversidade entre os consumidores, o comportamento dos ocupantes e de variações climáticas [37].

As cargas podem ser também caracterizadas como críticas ou não críticas. As cargas críticas caracterizam-se por serem difíceis ou impossíveis de serem mudadas de uma hora para outra sem criar uma sensação de desconforto para os consumidores. As cargas podem ainda ser caracterizadas como não críticas. Por exemplo, o funcionamento de um refrigerador pode ser considerado não crítico para um utilizador, desde que a temperatura no interior varie dentro dos limites aceitáveis [24].

A operação de outras cargas pode ser dependente de parâmetros sazonais, tais como o ar-condicionado durante o verão, ou dependente de padrões semanais, tal como equipamento utilizado em atividades recreativas durante fins-de-semana ou feriados.

Existem ainda as cargas que são dependentes da hora do dia, tais como a iluminação doméstica durante a noite ou de cargas comerciais, durante o horário comercial [24].

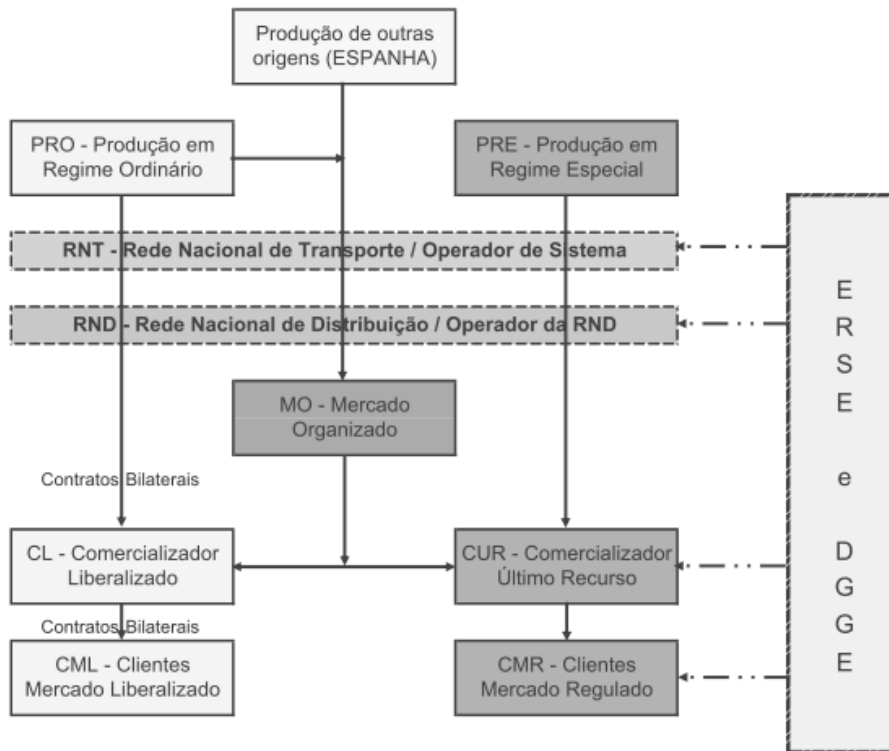
As cargas elétricas que vão ser estudadas nesta dissertação são as cargas domésticas ou residenciais, já que é na passagem dos consumidores domésticos a produtores de energia elétrica que reside a grande mudança que irá acontecer no futuro.

### **3.2 – Caracterização do mercado de energia elétrica**

O mercado organizado corresponde a um sistema com diferentes métodos de contratação que proporcionam o encontro entre oferta e procura, compreendendo os mercados a prazo, diário que inclui a maior de transações de energia com entrega no dia seguinte à data do contrato e com liquidação física obrigatória e intradiário que são transações com liquidação física obrigatória [38].

Os mercados de eletricidade não organizados consistem em contratos bilaterais entre entidades do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), liquidados com entrega física ou por diferença, estando sujeitos a aprovação pela ERSE, em Portugal [38].

Em condições de mercado, os consumidores são livres de escolher o seu fornecedor/comercializador de eletricidade, estando isentos de qualquer custo quando mudem de fornecedor. No sentido de gerir o processo de mudança de comercializador, o qual implicará a gestão de leitura de eletricidade e de contador, foi criada uma entidade, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC). Esta entidade deverá ser independente das restantes entidades do SEN, tanto do ponto de vista legal, organizacional como decisório [38]. Na Figura 3.5 está representada a organização do setor elétrico nacional (SEN).



**Figura 3.5** - Organização do SEN [39].

A produção de eletricidade está sujeita a licenciamento e é desenvolvida num contexto de concorrência. A produção de eletricidade divide-se em dois regimes: regime ordinário (PRO) e regime especial (PRE). A PRE corresponde à produção de eletricidade a partir de fontes endógenas e renováveis, exceto grandes centrais hidroelétricas. A PRE está sujeita a diferentes requisitos de licenciamento e beneficia de tarifas especiais. O comercializador de último recurso (CUR), atualmente a EDP Serviço Universal, está obrigado a comprar a energia produzida sob o regime especial português. A PRO abrange todas as outras fontes, incluindo as grandes centrais hidroelétricas [5]. A produção também pode provir de outras origens, como por exemplo do mercado espanhol.

A comercialização de eletricidade está aberta à concorrência, sujeita apenas a um regime de licenciamento. Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente. Neste sentido, têm o direito de aceder às redes de transmissão e distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso fixadas pela ERSE, uma entidade pública independente [38].

O modelo organizativo do MIBEL é baseado em princípios que implementam a liberdade e igualdade de acesso de todos os agentes ao mercado em condições de transparência e objetividade, para os diferentes níveis de negociação de energia [40].

O MIBEL tem atualmente dois operadores de mercado:

- OMIE, Operador do Mercado Ibérico – polo Espanhol;
- OMIP, Operador do Mercado Ibérico – polo Português.

O CUR é obrigado a comprar energia a prazo, nos mercados geridos pelo OMIP e pela Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. (OMIClear), em quantidades e nos leilões definidos pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [40].

### **3.2.1 – Tarifas em tempo real**

A introdução de tarifas em tempo real vai implicar o uso de tecnologias suportadas pela *internet* que permitam aos consumidores uma monitorização em tempo real dos seus consumos e do preço da eletricidade. Este fator justifica a introdução de contadores inteligentes, em que estes substituirão progressivamente os contadores existentes atualmente, podendo ser ligados aos vários aparelhos domésticos dando informação do seu consumo em tempo real. Simultaneamente, poderá receber informação através da *internet* que aconselha o comportamento energético a ter [41].

Com tarifas em tempo real o comportamento dos *prosumers*, vai diferir de hora para hora. Do ponto de vista do consumidor, este quer sempre reduzir os custos, enquanto o produtor quer maximizar o seu lucro. Atendendo aos preços o *prosumer* vai definir a melhor estratégia, ou seja, vai definir um valor a partir do preço que pretende vender a energia elétrica produzida em excesso e se esse valor não for ultrapassado será armazenado de modo a que numa hora futura, seja vendida ou consumida dependendo do melhor retorno para o *prosumer* [41].

### **3.2.2 – Comunidades de *prosumers***

A maioria das abordagens consideram que a partilha de energia elétrica integrará e gerenciará os *prosumers* como uma única entidade, ou seja, um *prosumer* será como uma empresa que vende a sua energia no mercado. Isto vai facilitar a partilha de energia

elétrica entre os *prosumers* e a REE, sendo que as decisões de partilha de energia são feitas com base em perceções individuais. Uma das desvantagens aparentes da participação dos *prosumers* enquanto uma única entidade é a dificuldade de conseguirem ter qualquer poder de negociação real, devido ao facto dos *prosumers* venderem pequenas quantidades de energia para os clientes de energia.

Devido ao carácter intermitente das energias renováveis, os *prosumers* são muitas vezes excluídos do mercado de energia e são, portanto, incapazes de se tornarem fornecedores regulares e fiáveis de energia aos consumidores [42].

Outro método poderá passar pela criação de grupos de *prosumers* na REE, isto é, vários *prosumers* juntam-se e vendem energia coletivamente no mercado de energia. Isto levará os *prosumers* a atingir coletivamente maior produção de energia elétrica. A infraestrutura técnica desses grupos de *prosumers* passa a ser identificado como VPP ou micro redes, comumente designadas por *microgrids*. Por outro lado, o conceito de *microgrid* tem emergido como um agrupamento localizado de *prosumers*. As *microgrids* são menores em tamanho em comparação com as VPP e estão mais direcionadas para a localidade em operação. Um benefício significativo das *microgrid* em relação às VPP são os custos de transação reduzidos como resultado de um menor número de partes intermediárias envolvidas [42].

No entanto, os grupos de *prosumers* referidos anteriormente são formados apenas por um agrupamento de *prosumers*, devido à proximidade entre os grupos e sem considerar seus diversos comportamentos de partilha de energia. Como resultado podem ser encontrados no mesmo grupo, *prosumers* com comportamentos de partilha de energia extremamente incompatíveis. Isto significa que alguns consumidores ativos podem partilhar quantidades inadequadas de energia, reduzindo assim o desempenho global de todo o grupo. Isto pode desencorajar outros *prosumers* que se encontram no mesmo grupo, fazendo com que *prosumers* deixem o grupo a longo prazo, tornando-se o grupo de *prosumers* insustentável. Além disso, os *prosumers* desses grupos podem arbitrariamente oferecer quaisquer quantidades de energia, resultando assim numa fonte de energia mais confiável para os compradores de energia do que aquela em que os *prosumers* são considerados como uma única entidade [42]. A figura 3.6 apresenta uma representação esquemática da forma como os *prosumers* considerados individualmente ou inseridos num grupo se enquadram e interagem com a rede de energia elétrica.

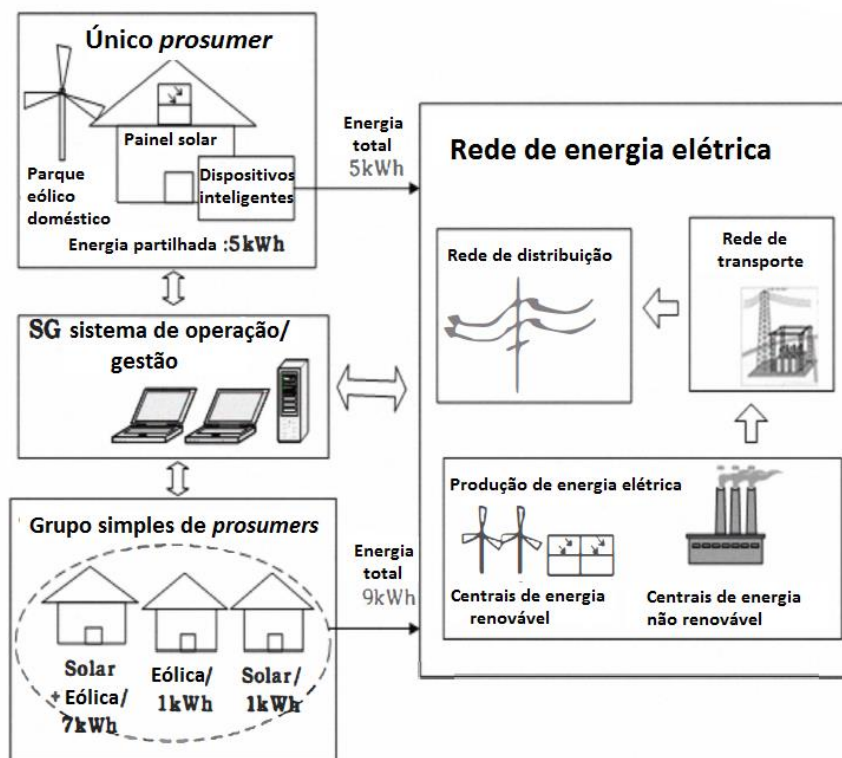


Figura 3.6 - Esquemas de integração do *prosumer* com o gerenciamento existente [43].

O conceito de comunidades de *prosumers* é um método melhorado de agrupar *prosumers* que é estabelecida pela agregação dos *prosumers* que têm comportamentos de energia relativamente semelhantes. Isto facilita a participação e gerência os *prosumers* numa REI, processando a compra e venda de energia mais facilmente. A criação de comunidades vai permitir interligar os *prosumers* com a REI na forma de comunidades virtuais orientadas para alcançar os objetivos traçados. As comunidades de *prosumers* vão interagir umas com as outras e com o distribuidor local ou REE através do portal da comunidade, que é um intermediário e componente inteligente que liga a REE com os dispositivos inteligentes de cada fonte de energia distribuída pertencente à comunidade [42]. A figura 3.7 apresenta uma representação esquemática de um grupo e de uma comunidade de *prosumers* inseridos na rede de energia elétrica.

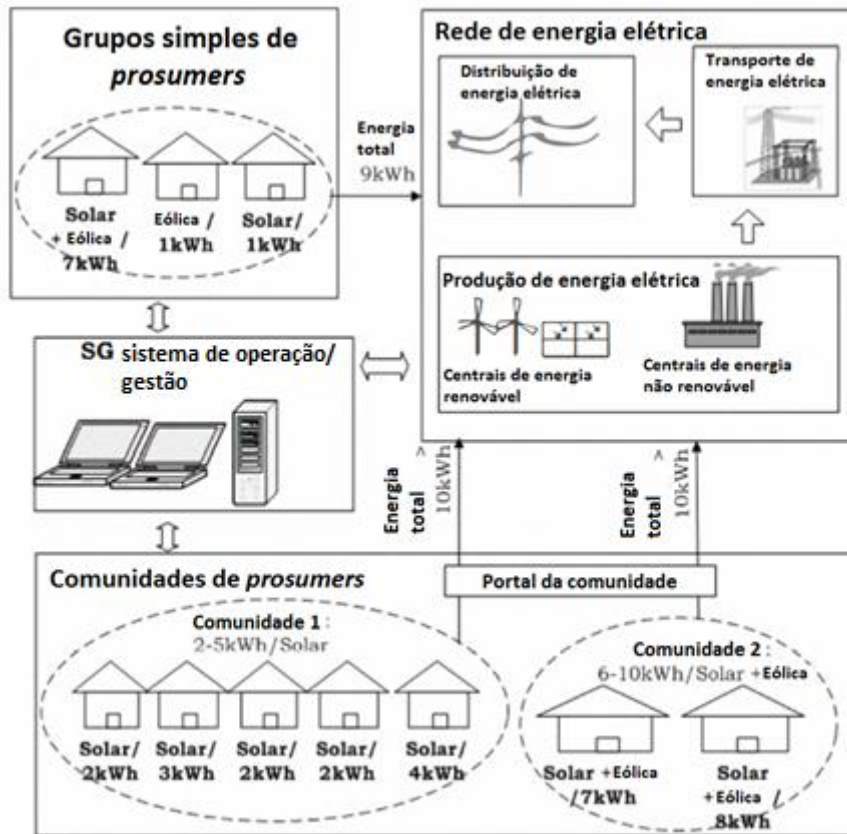


Figura 3.7 - O conceito de comunidade *prosumer* [43].

Na verdade, as comunidades de *prosumers* são uma melhoria importante face aos grupos simples de *prosumers*. Os grupos simples de *prosumers* aumentam a quantidade de energia fornecida à REE pela agregação dos *prosumers* na forma de rede e, portanto, esses grupos podem conter *prosumers* e ter diversos comportamentos, como por exemplo, fontes de energia diferentes, diferentes quantidades de energia fornecida para a REE. Além disso, esses grupos não são formados para alcançar um objetivo pré-definido tal como o cumprimento de um limite mínimo de produção. Por conseguinte, em alguns casos, os grupos podem falhar no cumprimento da energia mínima aceite pela companhia de serviço público. Por outro lado, é compatível com a definição conhecida de comunidade virtual, as comunidades de *prosumers* que são estabelecidas através da criação de um grupo de *prosumers* que tenham os mesmos interesses e comportamentos semelhantes embora sejam de diferentes locais. Por exemplo, *prosumers* que tenham as mesmas fontes de energia ou que produzam uma certa quantidade de energia fiável durante certas horas para fornecer à REE pertencem à mesma comunidade. Essas comunidades são estimuladas a alcançar um objetivo comum pré-definido, como por exemplo, a conseguir pelo menos a quantidade mínima de energia solicitada pela

prestação de serviço público, a quantidade mínima de energia necessária para obter maior poder de negociação no mercado de energia elétrica [43].

Em geral, comunidades de *prosumers* contêm três processos principais, designadamente a formação da comunidade de *prosumer*, o crescimento da comunidade de *prosumers* e da gestão global das comunidades de *prosumers* [43].

Apesar da melhor solução ser a comunidade de *prosumers*, neste trabalho será considerado apenas um único *prosumer*, isto porque, para além do impacto no trânsito de energia, a diferença entre ter um único *prosumer* ou uma comunidade é o valor da venda de energia pela comunidade já que todos os *prosumers* de uma comunidade têm um perfil de produção de energia elétrica bastante semelhante.

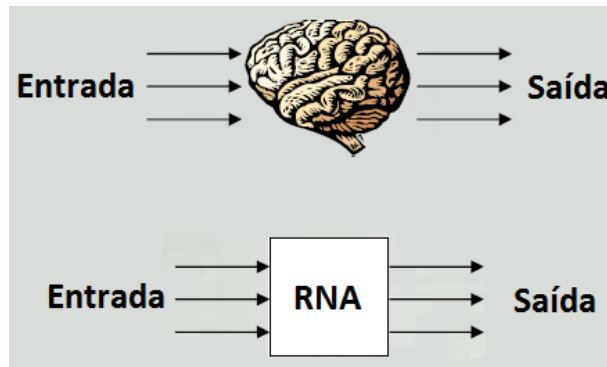
### **3.3 – Modelização do consumo**

Para uma análise adequada do comportamento dos *prosumers* enquanto consumidores, será necessário fazer uma previsão da quantidade de energia que um consumidor doméstico produz em todas as horas. Isto permite identificar as horas em que o *prosumer* é produtor e/ou consumidor, enviando a informação necessária ao operador de rede com devida antecedência, permitindo a este adaptar a REE à melhor solução em cada momento do dia.

A modelização do consumo é essencial na caracterização e estudo da integração dos *prosumers* na REE ou REI. Por conseguinte e dado que a produção é maioritariamente provinda de fontes de energia renováveis com características intrinsecamente intermitentes faz todo o sentido incluir a previsão no estudo do consumo. Neste sentido a previsão do consumo é realizada com recurso a redes neuronais artificiais.

#### **3.3.1 – Redes neuronais artificiais**

As redes neuronais artificiais (RNA) são inspiradas pela estrutura, método de processamento e capacidade de aprendizagem no sistema nervoso humano, principalmente o cérebro [44].



**Figura 3.8** – Comparação de uma RNA com o cérebro humano [45].

Como pode ser observado na figura 3.8 uma das vantagens das RNA, à semelhança dos sistemas biológicos que são constituídos por células nervosas muito simples, denominados por neurónios com a capacidade de resolver problemas muito rapidamente porque funcionam em paralelo e têm a capacidade de aprender com recurso a uma fase de aprendizagem. Nesta fase fornecem-se os dados de entrada e de saída à RNA e esta calcula a relação existente entre as entradas e saídas fornecidas. [46].

Outra vantagem das RNA é que um dos resultados deste processo de aprendizagem é a sua capacidade para generalizar e associar dados. Após o treino bem-sucedido, uma RNA pode encontrar soluções razoáveis para problemas semelhantes da mesma classe que não foram explicitamente treinados. Contudo não pode lidar com grandes mudanças na informação de entrada, tais como alterações na entrada. Por exemplo, se os dados de entrada forem dados de consumo de um consumidor residencial no verão, a resposta será a previsão do consumo para o verão, contudo se alterarmos os dados de consumo para o inverno, a previsão será então para o inverno [46].

As RNA são técnicas computacionais que representam modelos inspirado na estrutura neuronal de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através da experiência. As RNA possuem nós ou unidades de processamento designados por neurónios. Cada unidade possui ligações para outras unidades, nas quais recebem e enviam sinais e podem possuir memória local. Essas unidades são de simulação dos neurónios, que recebem e retransmitem informações. Essas informações passam por três funções representadas na figura 3.9 [46].

Como se pode observar na figura 3.9, a primeira função por onde os dados de entrada passam é chamada função de propagação. Nesta função de propagação o neurónio  $j$  recebe as saídas de outros neurónios ( $i_1, i_2, i_3$ ) que estão ligados ao neurónio  $j$  e soma todas as entradas e os respetivos pesos de ligação ( $w_1, w_2, w_3$ ) para a saída que é a entrada da rede que de seguida vai continuar a ser processar a informação através da função de ativação. Assim, a função da entrada da rede é o resultado da função de propagação e está representada na figura 3.10 [46].

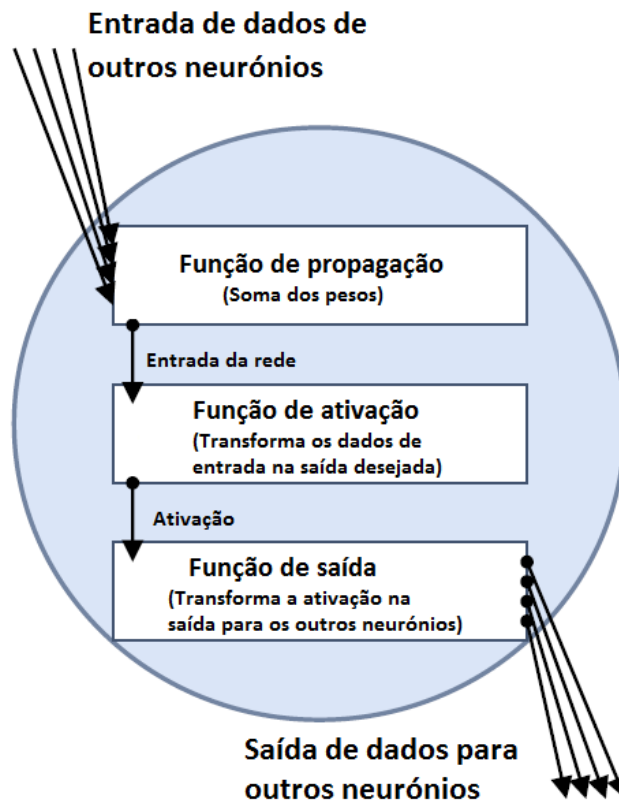


Figura 3.9 – Processamento de dados de um neurónio [46].

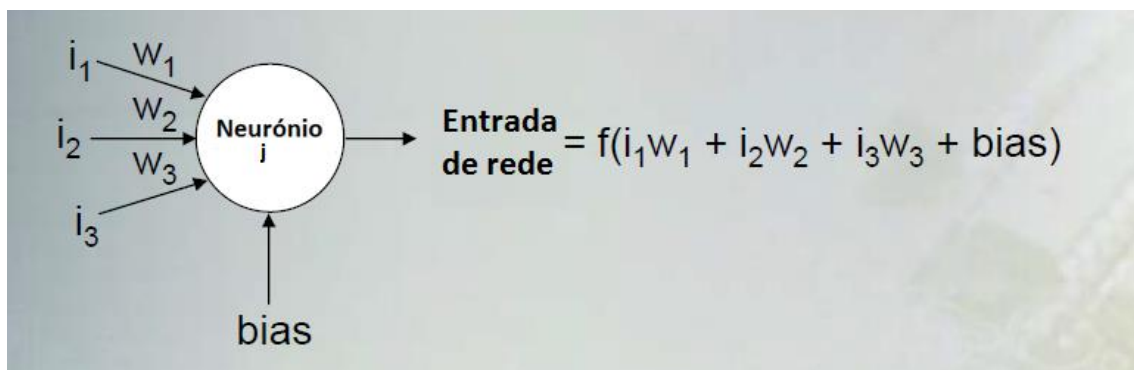


Figura 3.10 – Função da entrada da rede do neurónio  $j$  [45].

O bias é usado para representar as tendências dos neurônios como pesos de ligação, o que permite que qualquer algoritmo que mude os pesos possa treinar ao mesmo tempo [46].

Cada neurónio está, em todos os momentos ativo. As reações dos neurónios aos valores de entrada dependem do estado de ativação. O estado de ativação indica o grau de ativação de um neurónio e é denominado apenas por ativação. A definição da função de ativação é a seguinte: “Seja  $j$  um neurónio e  $a_j$  o estado de ativação que é explicitamente atribuído a  $j$ , isto indica quando o neurónio deixa passar a informação ou não, e o resultados da função de ativação.” [46].

A função de ativação de um neurónio reage de forma particularmente sensível perto do seu valor limite. Do ponto de vista biológico, o valor do limite representa o valor a partir do qual um neurónio é ativado. O valor limite é também incluído na definição da função de ativação que é a seguinte: “Seja  $j$  um neurónio e o seu valor limite  $\theta_j$ , que é atribuído exclusivamente ao neurónio  $j$  e marca a posição do valor máximo do gradiente da função de ativação” [46].

A ativação  $a_j$  de um neurónio  $j$  depende do estado de ativação anterior do neurónio e da entrada externa. Seja  $j$  um neurónio, a sua função de ativação é definida pela equação 3.1:

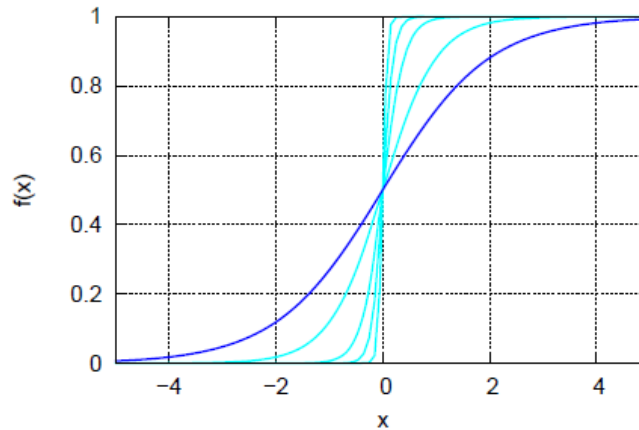
$$a_j(t) = f_{ativação}(Entrada da rede_j(t), a_j(t - 1), \theta_j) \quad (3.1)$$

Ao contrário das outras variáveis da RNA, a função de ativação é geralmente definida para todos os neurónios ou para um conjunto de neurónios, sendo apenas os valores limite diferentes para cada neurónio. Sendo que os valores limite podem ser alterados num procedimento de aprendizagem [46].

A função de ativação mais simples é a função limite binária, que só pode assumir dois valores. Se a entrada está acima de um certo limite, a função muda de um valor para outro, mas de outra forma mantém-se constante. Isto implica que a função não é diferenciável no limite e para o resto do domínio a derivada é nula. Também é comum a aplicação da função de Fermi ou função logística representada na figura 3.11 e expressa na equação 3.2. [46]. As curvas da figura 3.11 mostram a função de Fermi a

variar para vários valores de  $x$ , sendo a curva a azul escura referente a  $t=1$ , e as azuis claras referentes  $t=0,5;0,25;0,1;0,04$ .

$$\text{Função de Fermi} = \frac{1}{1 + e^{-\frac{x}{t}}} \quad (3.2)$$



**Figura 3.11** – Função de ativação [46].

A função de saída de um neurónio  $j$  calcula os valores que são transferidos para os outros neurónios ligados a  $j$ . A função de saída calcula o valor de saída  $o_j$  do neurónio  $j$  a partir do seu estado de ativação  $a_j$ . [46].

$$f_{saída}(a_j) = o_j \quad (3.3)$$

Os valores vão ser divididos em três conjuntos: de teste, de treino e de validação. As RNA vão servir para prever radiação solar e consumo de um consumidor residencial. Tendo de ser criados conjuntos de treino, teste e validação para que a solução encontrada tenha o menor erro possível.

### **3.3.2 – Conjunto de teste**

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, mas apenas na localização geográfica para a qual foi treinada, uma vez que a aprendizagem é feita exclusivamente com base em valores recolhidos nesse local [56].

As redes neuronais são eficazes a interpolar e não a extrapolar. Quando se testa uma rede o conjunto de teste tem de estar de algum modo correlacionado com o conjunto de treino.

### **3.3.3 – Conjunto de treino**

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 na entrada da rede vão produzir na saída um valor observado mediante os pesos das ligações entre as unidades. Simultaneamente, o valor de saída desse mesmo padrão é aplicado na saída correspondendo ao valor desejado. As redes tendem a encontrar uma relação entre as entradas e as saídas desde que estejam estatisticamente correlacionadas. Depois de calcular a diferença entre os valores observados e os desejados o algoritmo de retro propagação dos erros tentará atualizar os pesos das ligações entre as unidades de modo a minimizar esta diferença [56].

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 de treino é tentar usar dados que traduzam todas as condições possíveis do sistema que se pretende modelizar [56].

### **3.3.4 – Conjunto de validação**

Não tendo funções de treino propriamente dito, o conjunto de validação assume um papel preponderante a nível da aprendizagem. Os seus padrões são aplicados ciclicamente à rede durante a fase do treino para aferir a eficácia da aprendizagem e estimar a capacidade de generalização da rede [56].

A sua dimensão baseia-se em regras práticas utilizadas, não existindo um valor ótimo para o mesmo, embora 10 % dos valores do conjunto de treino seja um valor que reúne o consenso da maioria dos utilizadores de RNA. Estes são extraídos aleatoriamente para garantir que apresentam as mesmas características estatísticas do conjunto de treino. De outro modo, o critério para escolha da rede ficaria enviesado pelo conjunto de validação [56].

### **3.3.5 – Caracterização da camada escondida**

Relativamente ao número de camadas escondidas optou-se pela utilização de apenas uma, porque de acordo com [57] apenas uma camada escondida, desde que se possa variar infinitamente o número de unidades, é suficiente para resolver qualquer problema de aproximação de funções apresentado para uma rede do tipo *feedforward*.

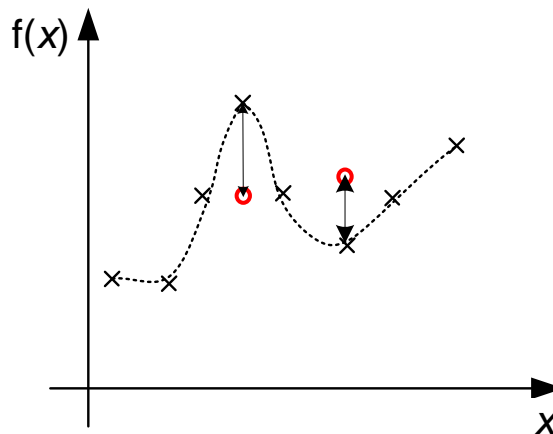
Para a arquitetura estar completamente definida, resta determinar o número de unidades da camada escondida. Este é outro dos problemas com que se deparam os utilizadores de redes neuronais, uma vez que não existe nenhum teorema que defina quantas unidades deve ter a camada escondida.

A abordagem a este problema pode ser feita a partir da experiência acumulada pelo utilizador ou em regras práticas. Um dos métodos no qual o número de unidades da camada escondida é calculado está descrito por (3.4):

$$N = 2n + 1 \quad (3.4)$$

Em que  $N$  é o número de unidades da camada escondida e  $n$  é o número de entradas da rede.

Conhecendo o número de padrões de treino, entradas, saídas e camadas escondidas é possível calcular o número de ligações entre elas, logo o número total de unidades das camadas escondidas. A escolha do número de unidades na camada escondida pode condicionar o desempenho da rede, como por exemplo a perda de capacidade de generalização, que graficamente se encontra representado na figura 3.12 [56].



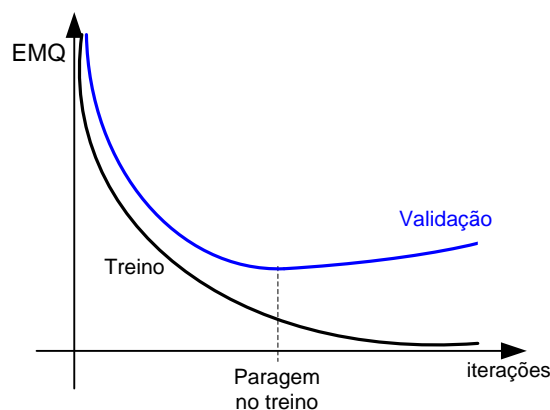
**Figura 3.12** – Exemplo de perda de generalização [56].

Para evitar este problema é necessário utilizar um critério de paragem na aprendizagem antes de começar a existir perda de capacidade de generalização por parte da rede. 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 *feedback* 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 [56].

Outro critério de paragem do treino consiste na definição de um patamar máximo do erro médio quadrático ou comumente designado por *mean square error* (MSE), embora não existindo a garantia de que o sistema atinja o valor pré definido, levando a que o treino nunca termine [56].

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 [56].

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 MSE 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 3.13, sendo este sempre maior que o do treino [56].



**Figura 3.13** - Características teóricas do MSE do treino e validação [56].

A partir deste ponto diz-se que a rede está a sobre aprender, 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 sobre parametrização na arquitetura da rede. Este ponto toma valores diferentes dependendo do conjunto de treino e da arquitetura da rede [56].

O aspeto 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 [56].

### **3.3.6 – Previsão do consumo**

A RNA que vai ser usada para a previsão de produção e de consumo será uma rede de alimentação direta, ou comumente designada por *feedforward*. Nas redes *feedforward* os neurónios são agrupados em camadas. Cada camada conecta-se à próxima camada, não existindo realimentação das camadas anteriores. Na camada de entrada as unidades recebem os padrões. Na camada intermediária, é feito o processamento e a extração de características e por fim na camada de saída é concluído o processamento e extração de características e apresentado o resultado final. De salientar que a busca da melhor arquitetura da rede é condicionada pelo número de camadas, sendo que quanto maior for o número de camadas, mais complicado pode ser o processo de aprendizagem [45].

Em termos mais técnicos, o número de camadas define a capacidade de representação das relações entre o espaço de entrada e o de saída. A inexistência da camada intermediária condiciona a rede a representar bem somente relações linearmente independentes. A existência de camadas intermediárias retira tal limitação. Se houver apenas uma camada intermediária, o modelo pode representar qualquer função contínua. Se tiver duas ou mais camadas consegue-se ampliar o universo de representação a qualquer função, contínua ou não [46].

Como ilustra a figura 3.3 o consumo varia durante as estações do ano e de mês para mês, ou seja, o consumo não é igual em Janeiro, porque durante este mês existe necessidades de aumento da temperatura, e em Junho, existem necessidades de diminuição da temperatura. Será então feita uma previsão com RNA para cada mês do ano por forma a adequar o conforto térmico a cada período considerado. Outra maneira de prever o consumo será criar RNA com dados de todo o ano.

Será necessário para a realização da previsão criar uma rede treino e de teste. A rede de treino será realizada com valores de consumo horário de quatro anos diferentes para o mesmo mês, assim como valores de temperatura. A rede de teste terá valores de um outro ano qualquer mas para o mesmo mês. Será realizado redes de treino e teste para o mês de Janeiro e Junho. A utilização de vários meses de anos diferentes vai permitir aumentar a precisão da rede porque num determinado ano, esse mês pode ter acontecido algo raro como existir pouca ou muita radiação, por isso o aumento do número de dados contribui para a obtenção de uma RNA mais fiável.

Já a rede com os dados de um ano inteiro contará com dados de um ano para a realização do treino e para realizar o teste dados de um outro ano diferente.

A previsão que será realizada para o consumo de um consumidor doméstico, utilizando dados referentes a um histórico de consumo. A entrada para a RNA será o consumo horário e o consumo médio horário. A saída será o consumo horário no instante  $t+24$ , isto é para as 24 horas seguintes ao instante considerado. O algoritmo *backpropagation* define a forma como a rede é treinada e consiste num treino da rede supervisionado. Ou seja, com o erro calculado, o algoritmo corrige os pesos em todas as camadas, partindo da saída até a entrada [45].

Com todos os valores de entrada obtidos, será então necessário um pré-processamento dos dados. Este pré-processamento vai permitir introduzir os dados de entrada em forma matricial, com as mesmas dimensões que os valores de entrada na rede. Para isso é necessário calcular os coeficientes de autocorrelação que existem entre cada um dos dados de entrada. A autocorrelação é a correlação que existe entre valores de uma série temporal observados em diferentes instantes de tempo [66]; tendo sido utilizada para relacionar a hora 1 da radiação horaria com a hora 1 da radiação horaria média. Para calcular os coeficientes de autocorrelação foi utilizada a função *correl* do

Excel<sup>®</sup>. Foi considerada a utilização de todos os valores que tivessem coeficientes de autocorrelação superiores a 0.4. A função *correl* calcula os valores com base na equação 3.5.

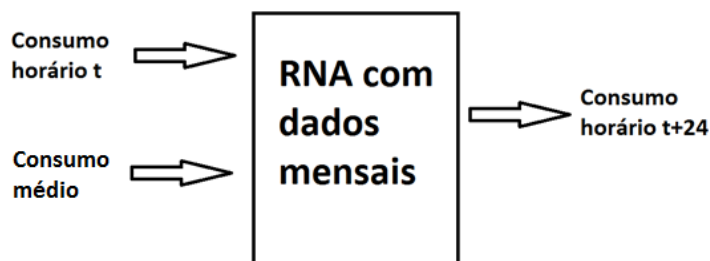
$$Correl(X, Y) = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x - \bar{x})^2 \sum(y - \bar{y})^2}} \quad (3.5)$$

A equação 3.5 permitiu obter os coeficientes de autocorrelação, tanto para consumo horário como para a temperatura. O coeficiente de autocorrelação obtido é de 4 para a radiação horária e radiação média e de 4 para a temperatura, ou seja, houve 4 valores que foram superiores a 0.4, como ilustrado na tabela 3.1.

**Tabela 3.2** – Coeficientes de autocorrelação do consumo horário para o mês de Julho

Matriz (1,x)	Coefficiente correlação
1,1	1
1,2	0,889642169
1,3	0,751149723
1,4	0,560771337
1,5	0,348751751
1,6	0,136547963
1,7	-0,069542691
1,8	-0,24165606
1,9	-0,361864911
1,1°	-0,447335632

As RNA criadas para a previsão de consumo estão representadas nas figuras 3.14, 3.15 e 3.16. A rede representada na figura 3.14 vai ter como entradas dados mensais do consumo horário no instante t e do consumo médio. Prevendo o consumo horário para o instante t+24.

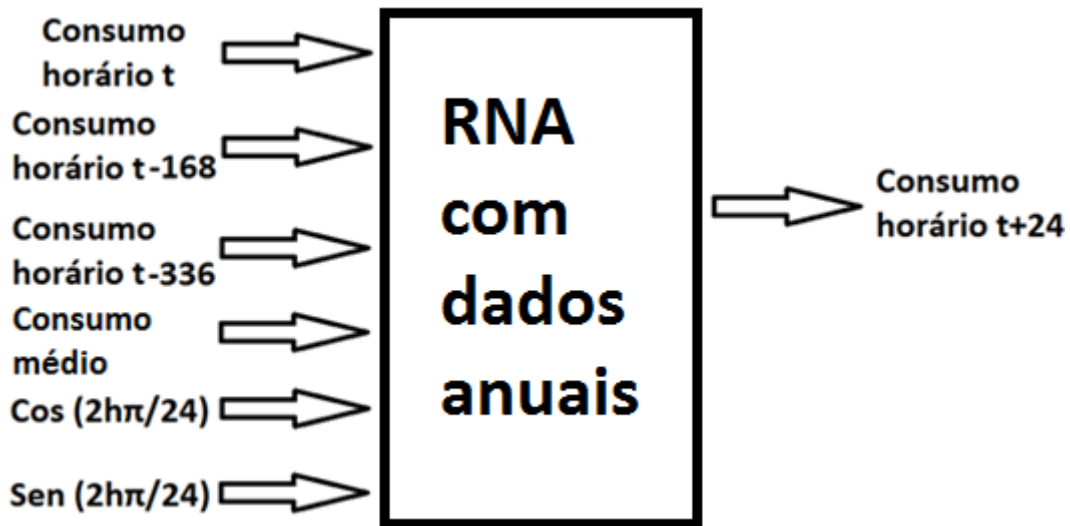


**Figura 3.14** – Esquema da RNA para previsão de consumo com dados mensais.

A RNA representada na figura 3.15 comparativamente com a RNA apresentada na figura 3.14 apresenta dados anuais que tem 4 entradas adicionais além do consumo horário no instante  $t$  e do consumo médio. Essas entradas adicionais representam o consumo horário das 168 horas anteriores, consumo horário das 336 horas anteriores e as funções apresentadas em (3.6) e em (3.7). As funções (3.6) e (3.7) servem para representar a periodicidade do consumo ao longo das 24 horas do dia [67].

$$\cos\left(\frac{2h\pi}{24}\right) \quad (3.6)$$

$$\sin\left(\frac{2h\pi}{24}\right) \quad (3.7)$$



**Figura 3.15** – Esquema da RNA para previsão de consumo com dados anuais com consumo médio.

A figura 3.16 representa a RNA com dados anuais mas que difere da figura 3.15 por incluir a temperatura como entrada.

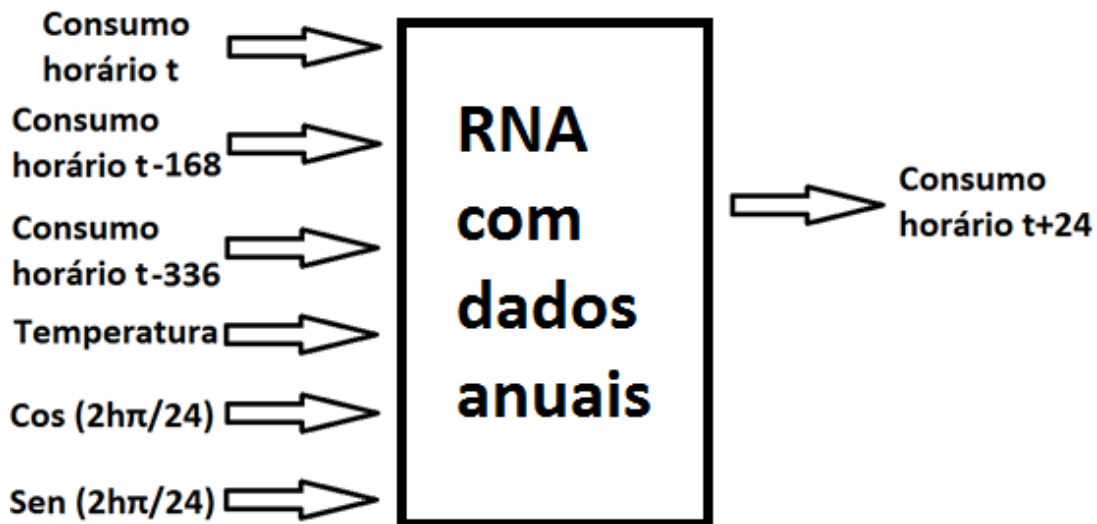


Figura 3.16 – Esquema da RNA para previsão de consumo com dados anuais com temperatura.

### 3.4 – Modelização da produção

A modelização da produção é essencial na caracterização e estudo da integração dos *prosumers* na REE ou REI.

Por conseguinte é necessário fazer a previsão da produção de energia elétrica e para isso utilizaram-se novamente as RNA. A previsão que vai ser realizada será para a produção de energia solar fotovoltaica, utilizando um histórico de dados solares de vários anos da zona de Évora. As entradas serão a radiação solar horária e a radiação média horária. A saída será a radiação horária no instante  $t+24$ .

A previsão para o instante  $t+24$  como o nome diz com a hora 0 prevê-se a hora 0 do dia seguinte.

A quantidade de horas de sol durante o ano varia de mês para mês, ou seja, não temos o mesmo número de horas de sol em Janeiro e do que o número de horas que temos em Junho. Será então feita uma previsão com RNA para cada mês do ano.

Outra maneira de prever a radiação será criar RNA com dados de todo o ano, e não considerar as horas em que não há radiação dependendo do mês do ano.

Será necessário para a realização da previsão criar uma rede treino e de teste. A rede de treino será realizada com valores de radiação solar horária e média de quatro anos diferentes para o mesmo mês. A rede de teste terá valores de um outro ano qualquer mas para o mesmo mês. Será realizado redes de treino e teste para cada mês do

ano. A utilização de vários meses de anos diferentes vai permitir aumentar a precisão da rede porque num determinado ano, nesse mês pode ter acontecido algo raro como existir pouca ou muita radiação. Por isso o aumento do número de dados contribui para a obtenção de uma RNA mais fiável.

Já a rede com os dados de um ano inteiro contará com dados de três anos diferentes para a realização do treino e dados de um outro ano diferente para realizar o teste.

Os valores da radiação média horária serão calculados com base na equação 3.8.

$$R_{média} = \frac{R_{11} + R_{21} + R_{31} + R_{41}}{n} \quad (3.8)$$

Onde  $R_{11}$  é a radiação no mês do ano 1 na hora 1;  $R_{21}$  é a radiação no mês do ano 2 na hora 1;  $R_{31}$  é a radiação no mês do ano 3 na hora 1;  $R_{41}$  é a radiação no mês do ano 4 na hora 1.

Com as correlações das entradas, radiação horária, radiação média e temperatura, calculadas no Excel<sup>®</sup> para fazer a previsão da radiação no instante  $t+24$ , utilizou-se uma RNA do tipo *feedforward backpropagation*. A RNA criada para prever a radiação para o instante  $t+24$  com dados anuais é praticamente igual a figura 3.16 mas em vez de consumo é radiação. Já a RNA utilizada para prever radiação com dados mensais, é semelhante à RNA representada na figura 3.14. A única diferença consiste em possuir mais uma entrada correspondente à temperatura.

### **3.5 – Despacho económico**

À medida que a aumenta a introdução de DER, os modelos tradicionais para os MEE não conseguem modelizar corretamente as decisões económicas na REE. O principal fator nesta mudança é a capacidade dos consumidores de energia passarem a produzir a sua própria energia. Razão pela qual uma função de utilidade pode não modelizar esta capacidade de produzir energia [51].

Tradicionalmente, os MEE são analisados a partir da perspectiva de um equilíbrio entre o lado da procura e o do lado da oferta. As curvas da procura são feitas a partir de consumidores que otimizam o seu uso de energia e as curvas da oferta são provenientes

dos produtores que querem otimizar ao máximo o seu lucro. Devido à falta de capacidade de armazenamento, a oferta e a procura de energia elétrica deve ser equilibrada em tempo real. Ou seja, a quantidade produzida em cada hora deve ser igual à quantidade consumida. No entanto, como a criação de REI vai permitir aos consumidores a capacidade de produzirem e armazenarem energia, possibilitando a licitação nos MEE, os modelos devem ser reconsiderados porque não fazem a modelização do comportamento do *prosumer* corretamente [51].

Os MEE vão permitir aos consumidores escolher se querem vender a energia que produzem em excesso ou se querem armazenar para vender ou consumir numa hora futura. Assim o comportamento de um consumidor não é apenas consumo ou produção, mas sim um comportamento híbrido que pode variar ao longo do tempo entre consumo e produção. Assim é necessário um modelo de otimização, desenvolvido para este comportamento, a fim de analisar a sua gestão ótima [51].

Os *prosumers* são como consumidores híbridos, pelo que simplesmente é necessário atualizar as suas funções de utilidade para subtrair a receita feita a partir de suas capacidades de produção distribuída [50]. A função de utilidade mostra a preferência dos consumidores de um produto em relação a outro. Esta reflete a relação ordinal de quantidade de produtos. O valor absoluto da função de utilidade não tem significado físico. Como a função de utilidade não tem unidades, não pode ser diretamente relacionada com a receita monetária. As alternativas a esta abordagem incluem modelos de dupla otimização, minimizando os custos e modelos de despesas equivalentes [51].

A definição de função de utilidade do consumidor é: um consumo definido por  $P \subseteq \mathbb{R}^{n \times m}$ . Para todo  $P \in \mathcal{P}$ , seja  $U(P): \mathbb{R}^{n \times m} \rightarrow \mathbb{R}$  ser um índice de utilidade. Que  $P_1 \in \mathcal{P}$  demonstre a carga de um sistema de energia [51].

Para modelizar o problema da resposta dos preços face à procura, é adequado utilizar uma curva de procura determinística. Como se pode observar na figura 3.16, a reta de procura vertical representa a rigidez da carga para o preço a curto prazo [51].

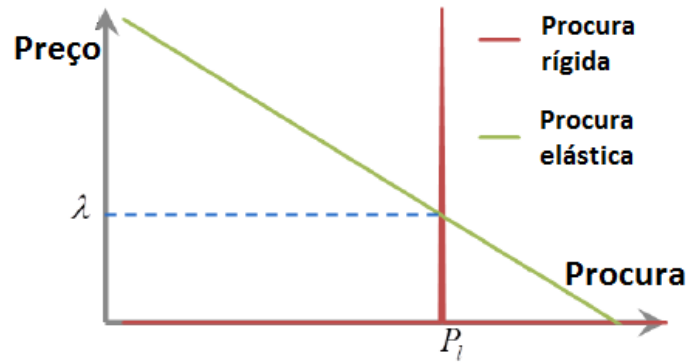


Figura 3.17 - Resposta da procura face ao preço [51].

Neste caso, a carga não se altera com o preço. No entanto, a procura pode tornar-se mais elástica e sensível ao preço. Esta elasticidade é refletida pela inclinação da reta de procura. Se o preço variar, a carga varia e simultaneamente varia a taxa de inclinação. Uma procura elástica num sistema determinístico é capaz de modelizar a resposta à procura. Para os consumidores de energia com a função de utilidade  $U(P_l)$ , o modelo de otimização correspondente é dado pela expressão (3.9) [54]:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{P_b, P_l} \quad & U(P_l) \\ \text{s. t} \quad & \lambda_b P_b \leq \bar{W} \\ & P_b = P_l \end{aligned} \quad (3.9)$$

Onde o preço de compra,  $\lambda_b$ , é o preço pelo qual os consumidores compram energia,  $P_b$ , a potencia comprada à rede,  $\bar{W}$ , é o orçamento dos consumidores. A barra por cima da letra indica um parâmetro em vez de uma variável [51].

Para os produtores que vendem energia com lucro  $\pi_s(P_s)$ , o modelo de otimização é dado pela expressão (3.10):

$$\text{Max}_{P_s} \quad \pi_s(P_s) = \lambda_s P_s \quad (3.10)$$

Onde não é assumido qualquer custo e  $\lambda_s$  é o preço de venda da energia  $P_s$ .

Os *prosumers* são uma combinação entre os consumidores e produtores e por isso devem ter modelos que combinem as expressões (3.9) e (3.10). No entanto, as duas equações não podem ser diretamente combinadas. Algumas mudanças são necessárias efetuar antes que os dois modelos possam ser combinados. Primeiro o modelo do consumidor (3.9) é alterado para o seu modelo dual, minimizando custos dos consumidores, resultando a expressão (3.11) [51].

$$\begin{aligned}
 & \text{Min}_{P_b, P_l} \lambda_b P_b \\
 & \text{s. t} \quad U(P_l) \geq \bar{U} \\
 & \quad P_b = P_l
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Onde  $\bar{U}$  é a utilidade mínima que o consumidor quer alcançar. A solução da equação (3.11) é a mesma da solução da equação (3.9). Em segundo lugar, para passar a equação (3.10) de um problema de maximização para um problema de minimização coloca-se o sinal menos na função objetivo do modelo do produtor a equação (3.10) de acordo com a expressão (3.12) [51].

$$\text{Min}_{P_s} -\pi_s(P_s) = -\lambda_s P_s \tag{3.12}$$

A solução da equação (3.12) é a mesma da equação (3.10). Desta forma, as funções objetivo para o consumidor e para o produtor têm as mesmas unidades e estão na mesma forma de minimização, pelo que podem ser combinadas num problema de otimização, referente ao modelo dos *prosumers* [51], representado pela expressão (3.13):

$$\begin{aligned}
 & \text{Min}_{P_b, P_l, P_s} \lambda_b P_b - \lambda_s P_s \\
 & \text{s. t} \quad U(P_l) \geq \bar{U} \\
 & \quad P_b + \bar{P}_g = P_l + P_s
 \end{aligned} \tag{3.13}$$

Onde  $P_s$ ,  $P_b$ ,  $P_l$ ,  $\bar{P}_g$  correspondem à potência vendida, potência comprada, potência de carga e geração respetivamente. A barra por cima de  $\bar{P}_g$  refere-se ao facto de a energia de geração não poder ser alterada. Por simplicidade, considera-se que  $\lambda_s \geq \lambda_b$ . Caso contrário, o *prosumer* faz lucro infinito, comprando a um preço baixo e vendendo a um preço alto, sem sequer produzir ou consumir nada. A expressão (3.13) é o modelo de otimização proposto para *prosumers* [51]. Este tem um problema dual dado pela expressão (3.14):

$$\begin{aligned}
 & \text{Max}_{P_b, P_l, P_s} U(P_l) \\
 & \text{s. t} \quad \lambda_b P_b - \lambda_s P_s \leq \bar{W} \\
 & \quad P_b + \bar{P}_g = P_l + P_s \\
 & \quad P_{lmin} \leq P_l \leq P_{lmax} \\
 & \quad P_s \leq \bar{P}_g
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

As expressões (3.13) e (3.14) são equivalentes e apresentam a mesma solução. As duas expressões estabelecem as formas mais gerais do modelo dos *prosumers*. As expressões (3.13) e (3.14) permitem uma análise geral das características do modelo do prosumer. No entanto, antes de analisar as propriedades do modelo do *prosumer*, foram utilizados os multiplicadores de Lagrange para obter o resultado deste problema de otimização. Este procedimento é descrito seguidamente [54], [55].

Sejam  $\rho$  os multiplicadores de Lagrange. O modelo dos *prosumers* apresentado em (3.14) tem a mesma solução que a maximização da equação (3.15):

$$L(U) = U(P_l) + \rho_1(\lambda_b P_b - \lambda_s P_s - \bar{W}) + \rho_2(P_b + \bar{P}_g - P_l - P_s) \quad (3.15)$$

Onde  $L(U)$  representa a função de Lagrange da função utilidade. O significado de  $\rho_1$ , é o valor do orçamento do *prosumer*, e  $\rho_2$  o valor de energia para o *prosumer* [51].

As derivadas parciais de primeira da função de Lagrange satisfazem as equações (3.16a-3.16e).

$$\frac{\partial L(U)}{\partial P_l} = \frac{\partial U(P_l)}{\partial P_l} - \rho_2 = 0 \quad (3.16a)$$

$$\frac{\partial L(U)}{\partial P_b} = \rho_1 \lambda_b + \rho_2 = 0 \quad (3.16b)$$

$$\frac{\partial L(U)}{\partial P_s} = -\rho_1 \lambda_s - \rho_2 = 0 \quad (3.16c)$$

$$\frac{\partial L(U)}{\partial \rho_1} = \lambda_b P_b - \lambda_s P_s - \bar{W} = 0 \quad (3.16d)$$

$$\frac{\partial L(U)}{\partial \rho_2} = P_b + \bar{P}_g - P_l - P_s = 0 \quad (3.16e)$$

As equações (3.16) expressam as condições necessárias para obter a solução do problema de otimização da equação (3.14). As equações (3.16a-3.16c) podem ser reescritas de acordo com (3.17):

$$\frac{\partial U(P_l)}{\partial P_l} = \rho_2 = -\rho_1 \lambda_b = -\rho_1 \lambda_s \quad (3.17)$$

A expressão (3.7) representa a relação entre o preço da energia elétrica e da avaliação do *prosumer*. O preço de compra e venda de energia pode ser diferente [51].

Quando  $\rho_1 \neq 0$ , a partir das equações (3.16b) e (3.16c),

$$\lambda_b = \lambda_s \quad (3.18)$$

Os *prosumers* vendem a energia à rede, ao mesmo preço que compram.

Quando  $\rho_1 = 0$ ,  $\lambda_b \neq \lambda_s$  a partir das Equações (3.16b) e (3.16c),

$$\frac{\partial U(P_l)}{\partial P_l} = \rho_2 = 0 \quad (3.19)$$

A melhor estratégia é vender, tanto quanto possível, se os preços de venda forem mais elevados do que os preços de compra, ou consumir a produzida, se os preços de compra são mais elevados do que os preços de venda. Não pode haver um preço de arbitragem, quando os preços de compra e venda de energia são diferentes [51].

Isto equivale aos efeitos na mudança na compra de energia na equação (3.17). Do ponto de vista dos *prosumers*, a produção e a compra energia da rede devem ter o mesmo valor, no entanto, se os seus preços ou valores reais não forem os mesmos, os *prosumers* vão preferir o mais barato [51].

### **3.6 – Conclusões**

De acordo com a literatura consultada, pode ser afirmado que os *prosumers* vão conseguir obter melhor capacidade negocial se formarem comunidades de *prosumers*. A introdução de contadores inteligentes, tal como o que foi feito no projeto InovGrid vai permitir ao *prosumer* e ao operador de rede conhecer o consumo em tempo real permitindo melhorar a eficiência da REE.

A previsão do consumo e da produção para o dia seguinte com recurso às RNA permite determinar antecipadamente qual a quantidade de energia a ser produzida ou consumida em cada instante por cada *prosumer*, permitindo ao operador de rede saber antecipadamente e gerir da melhor forma a REE.

As RNA são uma técnica bastante viável para fazer a previsão, já que têm a capacidade de resolver problemas muito rapidamente porque funcionam em paralelo, a partir de uma entrada e um objetivo e têm a capacidade de aprender.

Com a introdução de tarifas em tempo real os *prosumers* vão ter a possibilidade de comprar e vender energia, de modo a otimizarem da melhor forma o lucro associado à produção e reduzir os custos do consumo.



# Capítulo 4

## Estudo da previsão do consumo, da produção e despacho económico

*Neste capítulo será abordado o software utilizado a previsão e para a solução do problema de despacho económico. Será dado ainda um exemplo para a previsão do consumo, para a previsão da potência produzida pelo prosumer e ainda um exemplo do problema de despacho económico utilizado no modelo.*



## **4 – Estudo da previsão do consumo, da produção e despacho económico**

### **4.1 – Software utilizado**

Para a realização da presente dissertação o *software* utilizado para a criação das RNA tanto para a realização da previsão do consumo como para a previsão da produção foi o Matlab<sup>®</sup>, sendo a ferramenta utilizada o nftool.

Para o tratamento de dados e sua introdução no nftool foi utilizado o Excel<sup>®</sup>, de modo a inserir os dados na forma matricial. O Excel<sup>®</sup> serviu ainda para fazer o tratamento dos resultados permitindo a sua análise.

Para a realização do problema de despacho económico foi utilizado o GAMS<sup>®</sup>, para resolver o problema de otimização de modo a reduzir os custos do *prosumer*.

### **4.2 – Previsão do consumo**

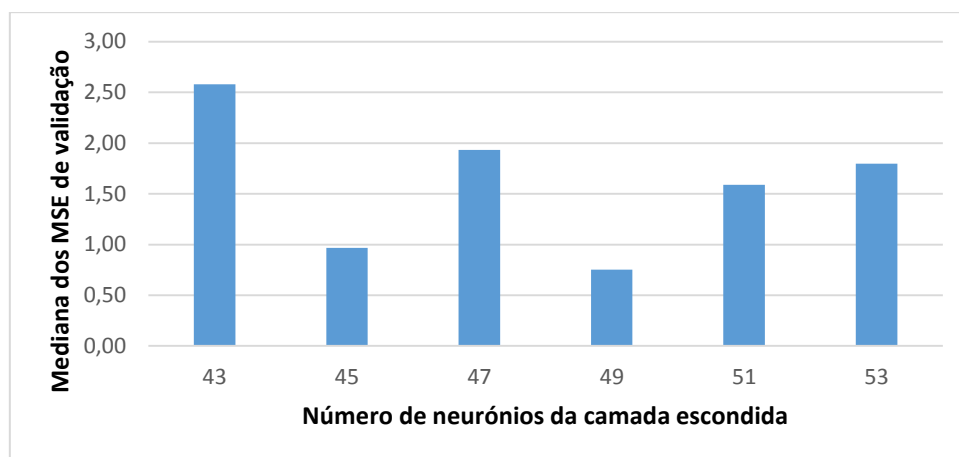
A previsão de consumo será feita considerando três situações distintas, sendo escolhida aquela que apresentar melhores resultados. A primeira situação consiste na realização de uma previsão de consumo ao nível do mês sem incluir a temperatura, isto porque, como mostra a figura 3.3 o consumo varia consoante a estação do ano e consequentemente não é igual em todos os meses, assim a melhor solução passará pela criação de RNA com dados de cada mês. A RNA utilizada nesta situação está representada na figura 3.14. A segunda situação consiste na realização da previsão com dados anuais mas em vez de incluir a temperatura será incluído o consumo médio, representada pela figura 3.15. A terceira situação, consiste na realização da previsão com dados anuais incluindo a temperatura, representada pela figura 3.16. O teste foi feito para dois meses distintos: o mês de Janeiro e o mês de Julho.

As técnicas utilizadas na RNA para a previsão foram: a função de adaptação à aprendizagem, LEARNGDM, a função de treino, TRAINLM e a função de performance ou desempenho, MSE. A função LEARNGDM consiste na descida do gradiente com os pesos a variar e utilização da função de aprendizagem da bias. A função de treino ou TRAINLM, atualiza os valores dos pesos e da bias de acordo com a otimização de

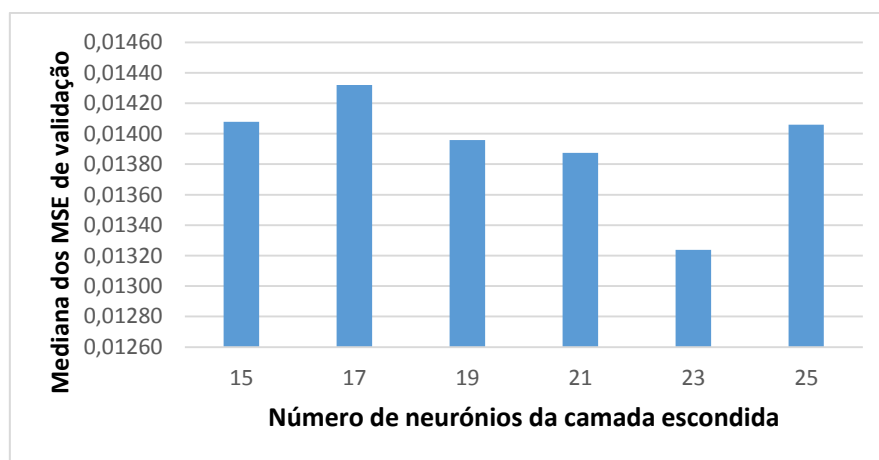
Levenberg-Marquardt. A função de performance é utilizada para calcular o erro e permite medir o desempenho da rede de acordo com a média dos erros quadráticos [45].

Para escolher o número de neurónios da camada escondida foi realizado um teste para cada situação.

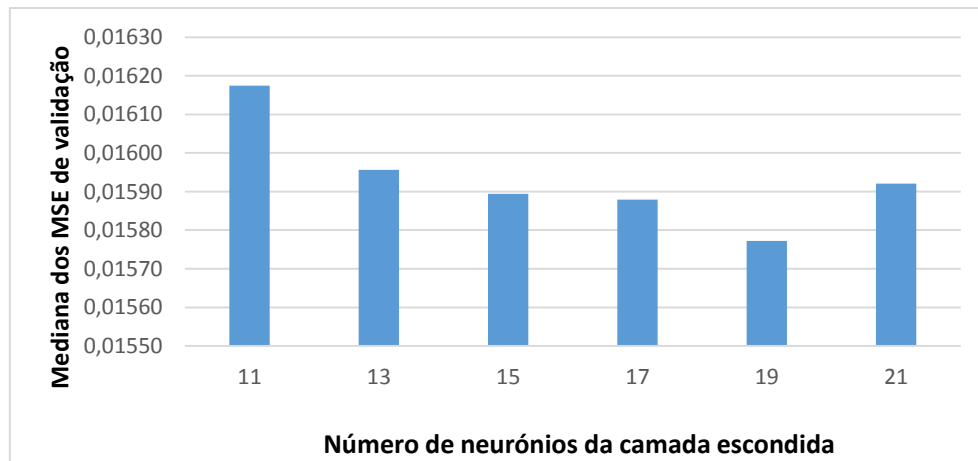
Partindo do valor  $2n+1$ , para todas as redes, treinou-se a rede 11 vezes e em todos os treinos foi calculado o *MSE* de validação. Dos 11 valores obtidos foi calculada a mediana no Excel<sup>®</sup>. Considerou-se a mediana porque o valor obtido não será o mais favorável nem o menos favorável. Calculado o valor da mediana para  $2n+1$ , foi realizado o teste para  $2(n+1)+1$  e  $2(n-1)+1$ , repetindo o processo para calcular as medianas em cada situação. Em todas as situações a mediana foi obtida para 6 números diferentes de neurónios da camada escondida, representados nas figuras 4.1 a 4.3.



**Figura 4.1** - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA anual, calculado para o mês de Julho.



**Figura 4.2** - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal, calculado para o mês de Julho.



**Figura 4.3** - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal, calculado para o mês de Janeiro.

O número de entradas da RNA é diferente, dependendo se a rede é mensal ou anual. Consequentemente, os resultados do cálculo do número de neurónios da camada escondida também é diferente. É possível observar na figura 4.1 que a melhor solução são 49 neurónios e na figura 4.2 para uma rede mensal o número de neurónios é 23. No entanto no mês de Janeiro para a uma rede mensal o número de neurónios já não é o mesmo que na rede da figura 4.2, como se pode constatar na figura 4.3.

A matriz de entrada de treino da RNA mensal será uma matriz composta por 8 linhas por n colunas, em que as quatro primeiras linhas representam o consumo horário e as quatro últimas linhas representam o consumo médio.

Nas RNA anuais, que contêm dados de vários anos e não apenas do mês em estudo, as entradas serão o consumo horário para o instante t, consumo horário para o instante t-168, ou seja, 168 horas antes da hora t, consumo horário para t-336, 336 horas antes da hora t, a temperatura e ainda as expressões (3.6) e (3.7), como ilustrado na figura 3.15.

A matriz da RNA anual é composta por 22 linhas por n colunas. O consumo horário para o instante t, consumo horário para o instante t-168, consumo horário para t-336 representam as primeiras 15 linhas, ou seja, o consumo no instante t são as primeiras 5, o consumo no instante t-168 são as 5 seguintes e o consumo no instante t-336 são as restantes. A temperatura ou consumo médio estão representados da linha 15 à linha 20. Sendo a expressão (3.6) representada na linha 21 e a expressão (3.7) representada na linha 22.

A matriz de saída da RNA é composta por 1 linha por n colunas, sendo que a saída representa o consumo horário.

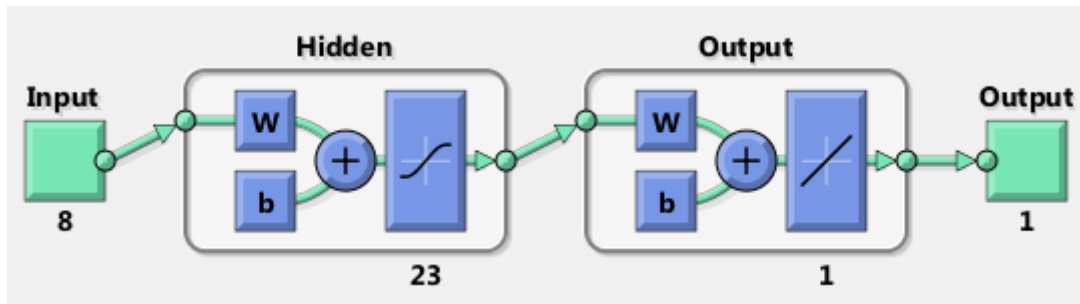


Figura 4.4 - Esquema da RNA de previsão do consumo mensal para o instante t+24.

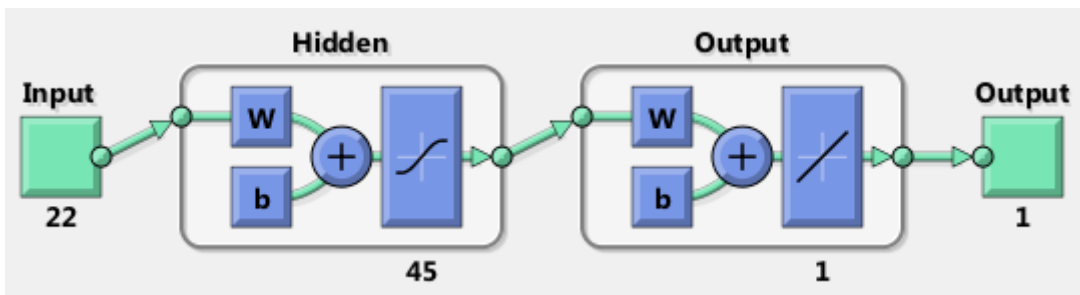


Figura 4.5 - Esquema da RNA de previsão do consumo anual para o instante t+24.

Para definir a melhor rede a utilizar, foram efetuados testes para as três situações. A escolha da rede recairá por aquela que tiver o valor do erro médio absoluto em percentagem, ou comumente designado por *mean absolute percentage error* (MAPE) mais baixo nas três situações, tanto para as RNA de Janeiro como para as de Julho.

Para o cálculo dos erros utilizou-se o *MSE* e o *MAPE*. O *MSE* está representado na equação (4.1) e o *MAPE* na equação (4.2).

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\bar{Y} - Y)^2 \quad (4.1)$$

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{Y - \bar{Y}}{Y} \right| \quad (4.2)$$

Onde n é o número de horas no dia, o Y é o valor real e o  $\bar{Y}$  é o valor previsto. Os valores dos erros referentes a um dia de janeiro e de julho estão representados nas tabelas 4.1 e 4.2, respetivamente.

**Tabela 4.3** – Erros associados à previsão do consumo do dia 30 de Janeiro para t+24

Previsão para o mês de Janeiro		
Mensal	Anual	
Sem Temperatura	Sem Temperatura	Com Temperatura
MSE (t+24)		
0,0069	0,0352	0,061
MAPE (t+24) [%]		
5,81	11,55	7,62

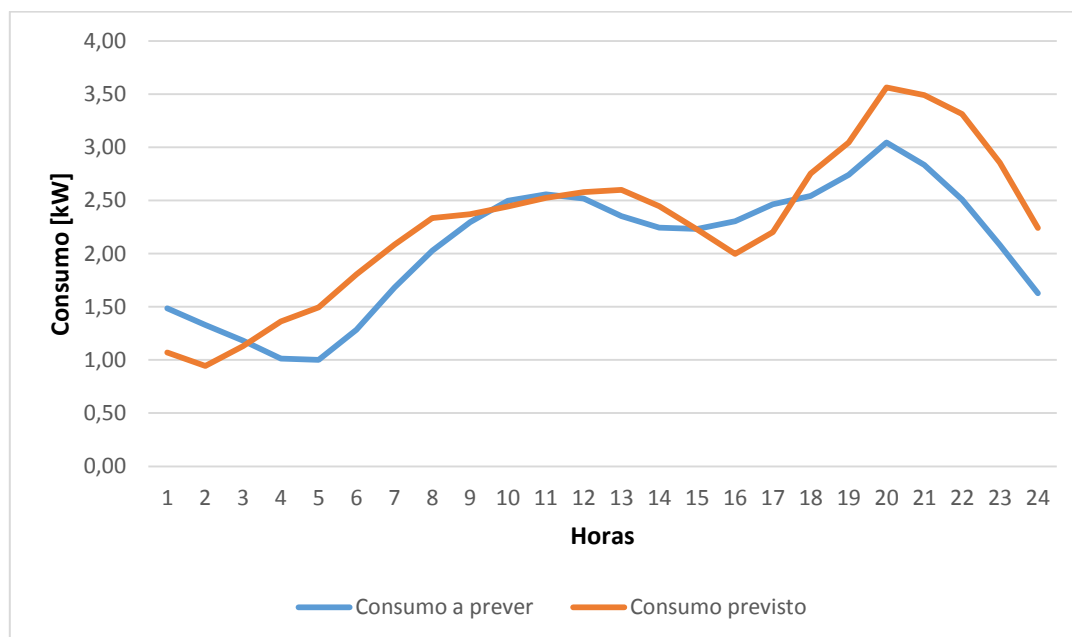
**Tabela 4.4** – Erros associados à previsão do consumo do dia 30 de Julho para t+24

Previsão para o mês de Julho		
Mensal	Anual	
Sem Temperatura	Sem Temperatura	Com Temperatura
MSE (t+24)		
0,0228	0,0187	0,134
MAPE (t+24) [%]		
10,49	9,87	8,09

Analisando as tabelas 4.1 e 4.2, apesar de o valor do MAPE variar bastante de um mês para o outro, pode-se concluir que a melhor RNA será a mensal. Contudo esta RNA foi criada com valores aleatórios, podendo não representar a realidade. A única rede que foi criada com valores reais foi a RNA com temperatura e apesar do valor do MAPE ser o maior em Janeiro será a RNA utilizada para realizar a previsão de consumo. A tabela 4.3 representa um teste feito para o dia 1 do mês de Julho para prever a potência para a rede anual.

**Tabela 4.5** – Exemplo da previsão para o dia 1 do mês de Julho, para t+24

Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24
00:00	1,49	1,07
01:00	1,33	0,94
02:00	1,18	1,13
03:00	1,01	1,36
04:00	1,00	1,49
05:00	1,28	1,81
06:00	1,68	2,09
07:00	2,03	2,33
08:00	2,30	2,37
09:00	2,50	2,44
10:00	2,56	2,53
11:00	2,52	2,58
12:00	2,35	2,60
13:00	2,24	2,45
14:00	2,23	2,23
15:00	2,31	2,00
16:00	2,46	2,20
17:00	2,54	2,75
18:00	2,74	3,04
19:00	1,05	3,56
20:00	2,83	3,49
21:00	2,51	3,31
22:00	2,08	2,86
23:00	1,63	2,24



**Figura 4.6** – Consumo previsto para o dia 1 de Julho.

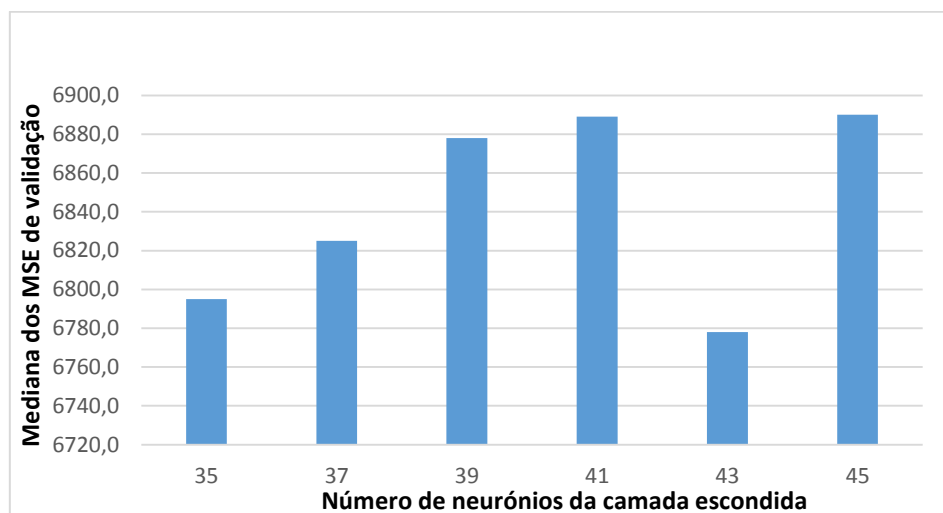
A curva a azul representa o consumo que se espera que a RNA preveja e a curva a laranja representa o resultado obtido pela RNA. É possível observar que apesar do erro, a previsão do consumo que o *prosumer* vai produzir, não está muito longe dos valores reais, sendo o erro observado considerado aceitável para o estudo realizado.

### **4.3 – Previsão da produção**

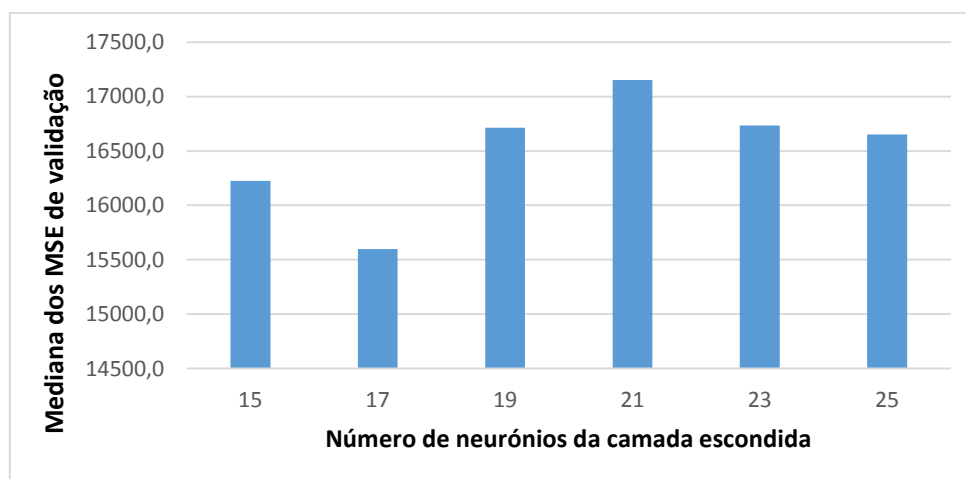
A previsão de radiação será realizada considerando três situações distintas, sendo escolhida aquela que apresentar os melhores resultados.

A primeira situação consiste numa previsão mensal, visto que não existe o mesmo número de horas radiação solar em todos os meses, sendo retiradas as horas em que não há radiação. A segunda situação consiste numa previsão com dados anuais excluindo as horas onde não há radiação. A terceira situação consiste numa previsão com todos os dados anuais, incluindo as horas onde não há radiação e nos resultados obtidos são retiradas as horas onde não há radiação. O erro é calculando para as horas que correspondem à existência de radiação. O teste foi feito para dois meses distintos; o mês de janeiro e o mês de Julho.

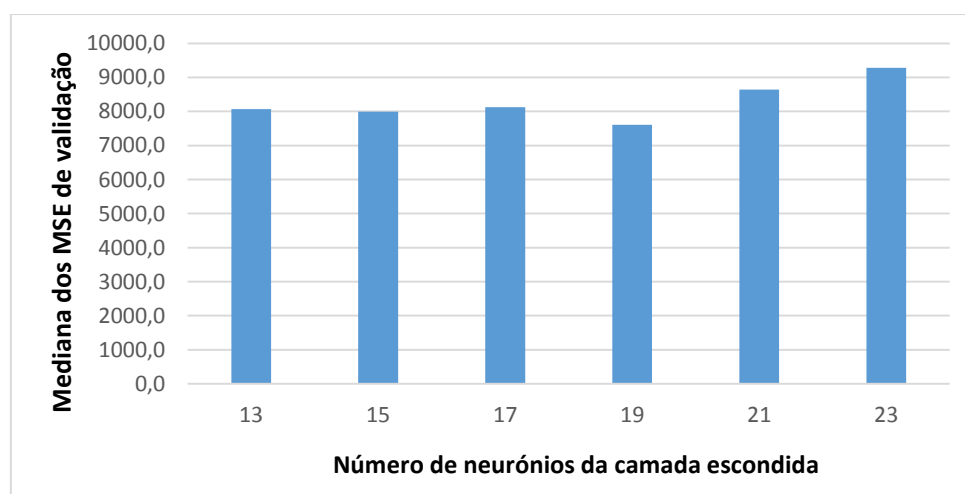
As técnicas utilizadas na RNA para a previsão e o método utilizado para a escolha do número de neurónios da camada escondida foram os mesmos utilizados na previsão do consumo, descritos no subcapítulo 4.2. Para a determinação do número de neurónios da camada escondida, em todas as situações obteve-se a mediana para 6 números diferentes de neurónios da camada escondida, representados nas figura 4.7 a 4.9.



**Figura 4.7** - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA anual com todos os dados, calculado para o mês de Julho.



**Figura 4.8** - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal com todos os dados, calculado para o mês de Julho.



**Figura 4.9** - MSE da validação para números diferentes de neurónios da camada escondida para a RNA mensal com todos os dados, calculado para o mês de Janeiro.

O número de entradas da RNA é diferente, dependendo se a rede é mensal ou anual. Consequentemente, os resultados para calcular o número de neurónios da camada escondida também são diferentes. Na figura 4.7 é possível observar que a melhor solução são 43 neurónios e na figura 4.8 para uma rede mensal o número adequado de neurónios é 17. No entanto no mês de Janeiro para a uma rede mensal o número de neurónios já não é o mesmo que na rede da figura 4.8, como é possível observar na figura 4.9.

Considerando uma rede mensal, a matriz de entrada de treino da RNA é uma matriz composta por 10 linhas por  $n$  colunas, em que as três primeiras linhas representam a radiação horária e as três seguintes são respetivas à radiação média horária e as quatro últimas referentes à temperatura. Numa primeira fase, para a criação da RNA mensal foi considerado não incluir nos treino as horas do dia em que não existe radiação solar, isto por se ter verificado que estas horas contribuíam para um aumento do erro da RNA.

Nas RNA anuais, que contêm dados de vários anos e não apenas do mês em estudo, as entradas serão o consumo horário para o instante  $t$ , consumo horário para o instante  $t-168$ , ou seja, 168 horas antes da hora  $t$ , consumo horário para  $t-336$ , 336 horas antes da hora  $t$ , a temperatura e ainda as expressões (3.6) e (3.7), como ilustrado na figura 3.15. Sendo a matriz da RNA anual composta por 19 linhas por  $n$  colunas. A radiação horária para o instante  $t$ , radiação horária para  $t-168$ , radiação horária para  $t-336$  representam as primeiras 12 linhas, ou seja, a radiação no instante  $t$  são as primeiras 4, a radiação  $t-168$  são as 4 seguintes e a radiação de  $t-336$  são as últimas linhas. A temperatura está representada da linha 13 à linha 17. Sendo a expressão (3.6) representada na linha 18 e a expressão (3.7) representada na linha 19.

A matriz de saída de treino da RNA será uma matriz composta por 1 linha por  $n$  colunas, sendo que a saída representa a radiação horária. Nas figuras 4.10 e 4.11 estão representadas as arquiteturas da RNA.

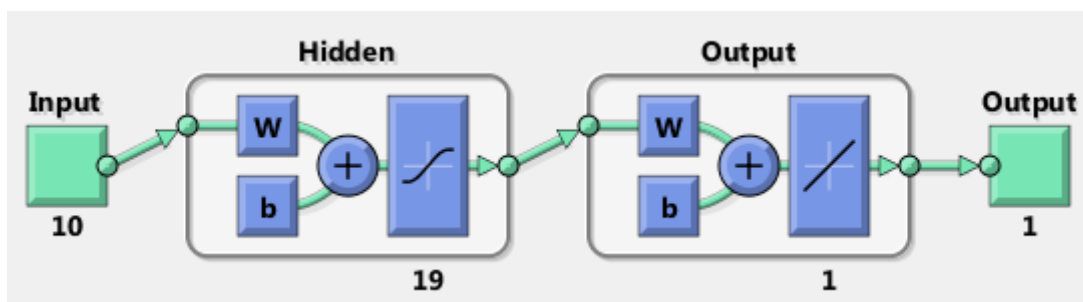


Figura 4.10 – Arquitetura da RNA de previsão mensal da radiação solar para o instante t+24.

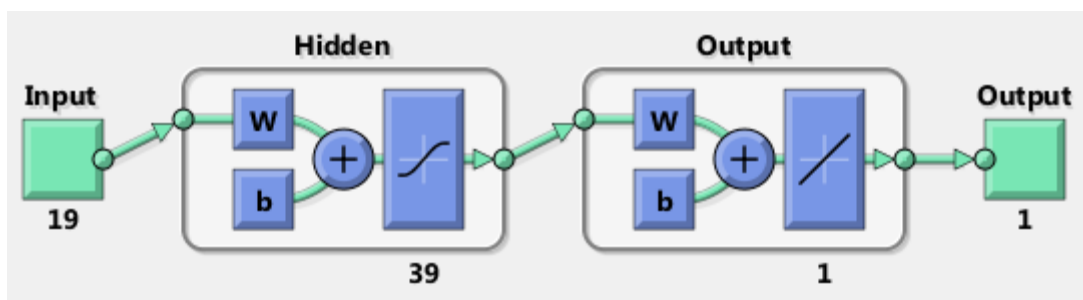


Figura 4.11 - Arquitetura da RNA de previsão anual da radiação solar para o instante t+24.

Para determinar a melhor rede a utilizar, foram efetuados testes para as três situações. A escolha da rede recairá naquela que tiver o MAPE mais baixo considerando as três situações descritas, tanto para as RNA de Janeiro como para a RNA de Julho. Para o cálculo dos erros utilizou-se o *MSE* e o *MAPE*. O *MSE* está representado na equação 4.1 e o *MAPE* na equação 4.2.

Tabela 4.6 – Erros associados à previsão da radiação do dia 30 de Janeiro para t+24

Previsão para o mês de Janeiro			
Mensal		Anual	
Sem Temperatura	Com Temperatura	Sem dados das horas sem radiação	Com todos os dados
MSE (t+24)			
4283	2125	5669	3123
MAPE (t+24) [%]			
43,30	37,86	119,27	33,11

**Tabela 4.7** – Erros associados à previsão da radiação do dia 30 de Julho para t+24

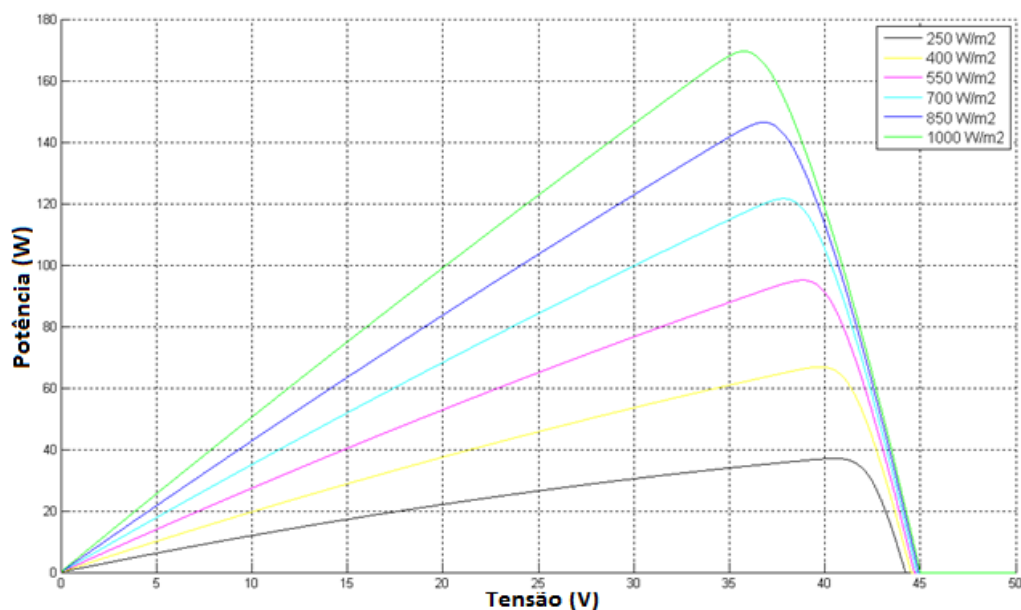
Previsão para o mês de Julho			
Mensal		Anual	
Sem Temperatura	Com Temperatura	Sem dados das horas sem radiação	Com todos os dados
MSE (t+24)			
20189	20772	7450	8485
MAPE (t+24) [%]			
68,12	75,38	44,74	31,20

Analisando as tabelas 4.4 e 4.5, é possível verificar que a RNA para previsão anual com todos os dados, considerando que o erro é 0 nas horas sem radiação, apesar de não ter o melhor MSE no mês de Janeiro, consegue obter o melhor MAPE nos dois meses testados, sendo observado valores percentuais similares. A tabela 4.6 representa a previsão realizada para o dia 1 do mês de Julho considerando um horizonte temporal de 24 horas.

**Tabela 4.8** – Exemplo da previsão para o dia 1 do mês de Julho, para t+24.

Horas	Radiação a prever t+24 (W/m <sup>2</sup> )	Resultado da rede para t+24 (W/m <sup>2</sup> )
06:00	15	62
07:00	113	127
08:00	283	283
09:00	467	507
10:00	631	744
11:00	758	885
12:00	836	964
13:00	863	856
14:00	833	739
15:00	755	617
16:00	620	432
17:00	460	341
18:00	286	259
19:00	97	60
20:00	16	-9

Com o estudo realizado e dado que se pretende prever a potência que será produzida por um *prosumer*, sabendo a potência prevista há que transformar a radiação solar em potência elétrica. Para isso, serão utilizadas as curvas características do painel solar que traduzem a potência em função da radiação, representadas na figura 4.12. Tendo em conta as soluções do mercado, escolheu-se que a potência instalada para produção de energia elétrica, de um *prosumer* será de 5000 W [48].



**Figura 4.12** – Curvas da potência em função da radiação [49].

Como a figura 4.12 não tem representados todos os valores necessários de radiação, há que fazer uma interpolação para obter todos os valores de radiação criando assim patamares de 100 em 100  $W/m^2$ . A temperatura afeta o rendimento ou a potência produzida pelos painéis solares e por isso foi considerado um fator de correção para o valor das radiações em função da temperatura, descritos na tabela 4.7.

**Tabela 4.9** – Radiação em função da temperatura em percentagem [48]

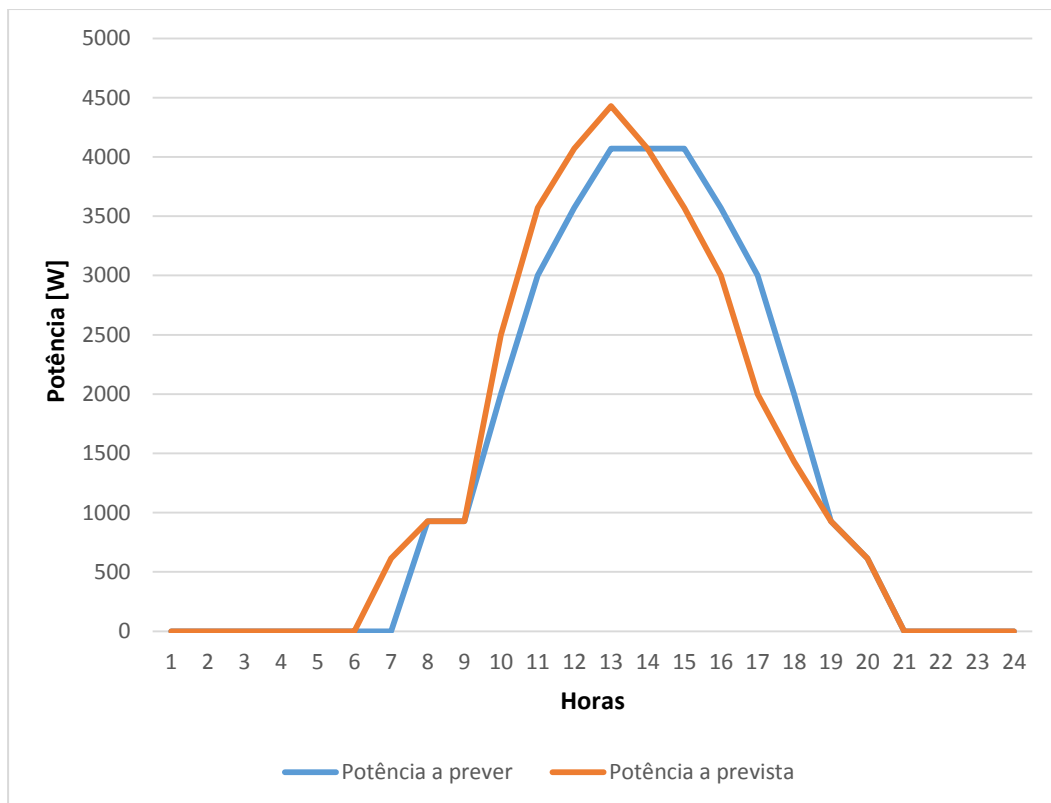
		Radiação				
		200 ( $W/m^2$ )	400 ( $W/m^2$ )	600 ( $W/m^2$ )	800 ( $W/m^2$ )	1000 ( $W/m^2$ )
Temperatura	25°C	0,17	0,37	0,58	0,79	1
	40°C	0,16	0,34	0,54	0,73	0,93

Assim com base na tabela 4.7 e na figura 4.12, foi obtida a tabela 4.8 que contém as potências para todas as radiações e para todas as temperaturas consideradas.

**Tabela 4.10** - Potência produzida em W, em função da radiação e da temperatura

		Temperatura (°C)				
		25°C	30°C	35°C	40°C	45°C
Radiação (W/m <sup>2</sup> )	Rad = 1000	5000	4913	4825	4738	4650
	900 <Rad <1000	4429	4351	4274	4196	4119
	800 <Rad <900	4071	4000	3929	3858	3786
	700 <Rad <800	3571	3482	3393	3346	3300
	600 <Rad <700	3000	2925	2850	2811	2772
	500 <Rad <600	2500	2458	2415	2370	2328
	400 <Rad <500	2000	1966	1932	1896	1862
	300 <Rad <400	1429	1390	1390	1351	1313
	200 <Rad <300	929	904	904	878	853
	100 <Rad <200	614	597	597	581	564
	30 <Rad <100	300	292	290	284	276

Recorrendo ao Excel<sup>®</sup> e introduzindo as restrições da tabela 4.8, foi calculada, para os valores do exemplo da tabela 4.6, a potência prevista para o instante t+24. O resultado da potência produzida nesse dia está representado na figura 4.13.



**Figura 4.13** – Potência prevista para o dia 1 de Julho.

A curva a azul representa a potência que se espera que a RNA preveja e a curva a laranja representa o resultado obtido pela RNA. É possível observar que apesar do

erro, a previsão da potência que o *prosumer* vai produzir, não está muito longe dos valores reais, sendo o erro observado considerado aceitável para o estudo realizado.

Com todos os dados de um *prosumer* será então necessário realizar o problema de despacho económico.

#### **4.4 – Despacho económico**

O problema de despacho económico vai ser realizado para analisar de que forma o *prosumer* se vai adaptar em função do seu consumo e da potência produzida, face a um orçamento pré-definido para cada dia ou mês. É importante prever potência gerada e consumida do *prosumer* assim como também é importante conhecer antecipadamente como o *prosumer* se vai comportar em relação à venda e compra de energia em MEE, para ser possível adaptar a REE da melhor forma.

A importância de resolver o problema de despacho económico para os *prosumers* é que ao contrário dos consumidores atuais em que todo o consumo é satisfeito sem nenhuma limitação, no caso dos *prosumers* cada um deles define o seu orçamento o qual não pode ser ultrapassado, obrigando o *prosumer* a adaptar-se, reduzindo o consumo em determinadas horas, para o manter noutras, isto numa perspectiva de poupança. Pode ainda deslocar consumo de uma hora para outras, uma vez que o preço de compra da energia é variável.

Deste modo a realização do problema de despacho económico vai permitir tornar a residência de um *prosumer* mais inteligente permitindo a existência de reduções ou aumentos de consumo em certas horas. Isto porque o problema de despacho considera a preferência dos *prosumers*, na função utilidade do problema de otimização. A preferência em consumir varia de hora para hora, pelo que se for necessária uma redução de consumo, esta vai ser efetuada nas horas onde os *prosumers* não têm preferência por consumir, tais como nas horas de ponta ou um aumento nas horas onde há maior preferência por consumir da parte dos *prosumers*, nas horas de vazio.

A importância da realização do problema de despacho económico assenta na análise da adaptação do *prosumer* às diversas situações que podem surgir no dia-a-dia. Assim o modelo utilizado para realizar o problema de despacho económico é adequado para *prosumers* com DER. Neste trabalho vai ser resolvido o problema de despacho

económico referente ao consumo e à produção de um *prosumer* residencial durante um dia. Como atualmente a fatura paga pelos consumidores é mensal, o problema de despacho económico será também realizado mensalmente para todas as horas do mês. É considerado que o *prosumer* dispõe de um painel solar para a produção, sendo o consumo referente à carga residencial. O problema de despacho económico vai ser realizado para todas as horas do dia. O problema de otimização está representado na equação 3.12.

O consumo considerado corresponde aos valores representados na tabela 4.3 e a potência gerada considerada corresponde aos valores representados na figura 4.13. O *prosumer* tem a capacidade de comprar e vender energia nos mercados. A variável  $P_b$  representa a potência comprada em kW, e a variável  $P_s$  é a potência vendida em kW. Estas variáveis têm um limite inferior para todas as horas de 0 kW e um limite superior em todas as horas de 6 kW.

Para modelizar a utilização da carga, a função de utilidade é representada pela expressão (4.3), que determina o perfil da carga.

$$U(P_l) = \sum_{i=1}^n \alpha_i P_{l,i} = [\alpha_1, \dots, \alpha_n] \begin{bmatrix} P_{l,1} \\ \vdots \\ P_{l,n} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Onde o  $\alpha_i$  representa a preferência que o *prosumer* tem em consumir energia durante o período de tempo  $i$ ; o  $P_{l,i}$  é a potência da carga durante o período de tempo  $i$ . A tabela 4.9 representa o ciclo horário de consumo com base nesta figura e consoante a hora do dia, os  $\alpha_i$  vão variar, consoante a preferência dos consumidores, sendo 1 se for uma hora de ponta, 2 hora de cheia e 3 hora de vazio. A hora de vazio tem um valor superior ao de ponta porque é necessário deslocar consumo das horas de ponta para as horas de vazio. Assim, é durante as horas de vazio que os *prosumers* têm maior preferência por consumir. O intervalo (4.4) representa a preferência dos *prosumers* durante as 24 horas de um dia de verão e o intervalo (4.5) representa a preferência dos *prosumers* durante as 24 horas de um dia de inverno.

**Tabela 4.11** - Ciclos horários para o verão e inverno [58].

Ciclo diário tri-horário para BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	22.00/08.00 h

$$\alpha_i = [3,3,3,3,3,3,3,2,2,1,1,1,2,2,2,2,2,2,1,1,2,3,3] \quad (4.4)$$

$$\alpha_i = [3,3,3,3,3,3,3,2,1,1,2,2,2,2,2,2,2,1,1,2,2,3,3] \quad (4.5)$$

É considerado que na maioria dos casos dos consumidores domésticos residenciais tem a maior preferência para consumir durante a noite do que durante o dia, desta forma em situações que é necessário deslocar consumo, este será deslocado das horas de ponta para as de vazio.

O lado da oferta é representado por preços fixos, o que significa que qualquer que seja a decisão do *prosumer*, esta não irá afetar os preços de venda. Além disso, todos os preços são determinados *à priori*. Os preços de venda são fixos, enquanto os preços de compra são dinâmicos, de acordo com o observado na tabela 4.10.

Para realizar o problema de despacho económico é considerada uma restrição ao *prosumer*. Esta restrição é o orçamento ( $\bar{W}$ ), ao nível mensal e ao nível diário. Considera-se que o orçamento diário vai ser 1 € e o orçamento mensal vai ser de 30 €. É igualmente considerado que o *prosumer* não dispõe de capacidade de armazenamento e que apenas pode vender ou comprar energia.

**Tabela 4.12** - Preço de venda e preço de compra para um dia do mês de Julho [48]

Preço de compra [€/kWh]	Preço de venda [€/kWh]
0,05328	0,142
0,05152	0,142
0,04556	0,142
0,04361	0,142
0,04305	0,142
0,04669	0,142
0,05227	0,142
0,05393	0,142
0,06726	0,142
0,06633	0,142
0,06994	0,142
0,07473	0,142
0,07331	0,142
0,07089	0,142
0,06879	0,142
0,06052	0,142
0,06022	0,142
0,06205	0,142
0,0643	0,142
0,06034	0,142
0,06686	0,142
0,06652	0,142
0,06891	0,142
0,06484	0,142

Na tabela 4.11 estão representados os resultados do problema de despacho económico para todas as horas do dia 1 de Julho.

**Tabela 4.13** – Resultados para o problema de despacho económico para o dia 1 de Julho

Horas	Potência vendida	Potência comprada	Potência gerada	Potência carga	Custo
1	0	1,07	0	1,07	0,06
2	0	0,94	0	0,94	0,05
3	0	1,13	0	1,13	0,05
4	0	1,36	0	1,36	0,06
5	0	1,49	0	1,49	0,06
6	0	1,81	0	1,81	0,08
7	0	1,49	0,6	2,09	0,08
8	0	1,43	0,9	2,33	0,08
9	0	1,47	0,9	2,37	0,1
10	0,06	0	2,5	2,44	-0,01
11	0,97	0	3,5	2,53	-0,14
12	1,42	0	4	2,58	-0,2
13	1,8	0	4,4	2,6	-0,26
14	1,55	0	4	2,45	-0,22
15	1,27	0	3,5	2,23	-0,18
16	1	0	3	2	-0,14
17	0	0,2	2	2,2	0,01
18	0	1,35	1,4	2,75	0,08
19	0	2,14	0,9	3,04	0,14
20	0	2,96	0,6	3,56	0,18
21	0	3,49	0	3,49	0,23
22	0	3,31	0	3,31	0,22
23	0	2,86	0	2,86	0,2
24	0	2,24	0	2,24	0,15

Da análise de resultados do problema de despacho económico é possível constatar que a potência da carga é sempre satisfeita e em determinadas horas do dia o *prosumer* comporta-se como consumidor e noutras horas como produtor minimizando assim o seu custo total, que neste caso é de 0,68 €.

## **4.5 – Conclusões**

As RNA utilizadas são do tipo *feedforward*, porque de entre as redes testadas foram estas que apresentaram os melhores resultados tanto para prever consumo como para prever produção.

A previsão do consumo com RNA de um consumidor residencial permite conhecer com antecedência a quantidade de energia elétrica a consumir em cada hora. A RNA utilizada tem um erro que varia bastante do mês de Julho para o mês de Janeiro, contudo foi utilizada por ter sido a única a ser realizada com valores reais.

A previsão da produção com RNA permite prever com alguma precisão a potência a produzir no dia seguinte permitindo conhecer com alguma antecedência a quantidade de energia que vai ser produzida para um produtor de energia solar. A RNA que foi utilizada foi a RNA anual com todos os dados, que incluem não só as horas do dia mas também as horas da noite, ou seja, contém as horas onde não há radiação, porque de entre as RNA testadas esta apresenta o melhor MAPE nos dois meses testados.

O estudo do MSE de validação permite determinar de forma criteriosa qual o número de neurónios da camada escondida que devem ser utilizados em cada RNA, tendo sido escolhido aquele que apresenta menor MSE de validação.

Para o cálculo da mediana do *MSE* foram realizados 11 testes, por se considerar adequado ao cálculo da mediana do *MSE* de validação e contribuir para a determinação de um valor suficientemente robusto. Estes testes servem para calcular o valor do meio e não a melhor ou pior rede, sendo este o caso mais genérico e que corresponde à situação que acontece com maior frequência.

Prevendo o consumo e a geração de energia elétrica de cada *prosumer* vai permitir ao operador de rede gerir da melhor forma a REE, conseguindo saber que ajustes serão necessários fazer para reduzir as perdas e custos da rede.

O *prosumer*, em cada situação, vai escolher sempre a solução que lhe é mais favorável, ou seja, ou vai consumir o que produz nas horas em que o preço mais elevado ou comprar mais energia nas horas onde o preço é mais baixo para depois consumir nas horas em que o preço é mais elevado, reduzindo os custos da energia, caso disponha de dispositivos de armazenamento de energia.

O modelo de despacho económico apresentado permite realizar um problema de despacho económico para o *prosumer*, permitindo minimizar o custo total da compra de energia elétrica pelo *prosumer*.



# Capítulo 5

## Análise dos casos de estudo

*Neste capítulo são apresentados dois casos de estudo por forma a avaliar a resposta dos prosumers face a diferentes cenários. O primeiro caso de estudo visa avaliar a possibilidade do prosumer comprar e vender energia elétrica em tempo real considerando um horizonte temporal de um dia. O segundo caso de estudo visa avaliar a adaptação do consumo da parte do prosumer realizando o problema de despacho económico para um mês, permitindo deste modo analisar a adaptação do prosumer em situações onde não existe orçamento disponível ou em situações em que pretende diminuir o seu orçamento.*



## **5 - Casos de Estudo**

Com o objetivo de avaliar o impacto dos *prosumers* numa REE, vão ser realizados 5 de casos de estudo. Para atingir o objetivo proposto, a compra de energia elétrica será feita no MEE, considerando que o preço de compra é variável em todas as horas. E a venda de energia elétrica será realizada a uma empresa do setor, estando o preço de venda estipulado com essa empresa, sendo considerado um preço fixo para todas as horas. Nesta situação o *prosumer* tem um orçamento apenas para o dia considerado, não podendo gastar acima de um valor pré-definido.

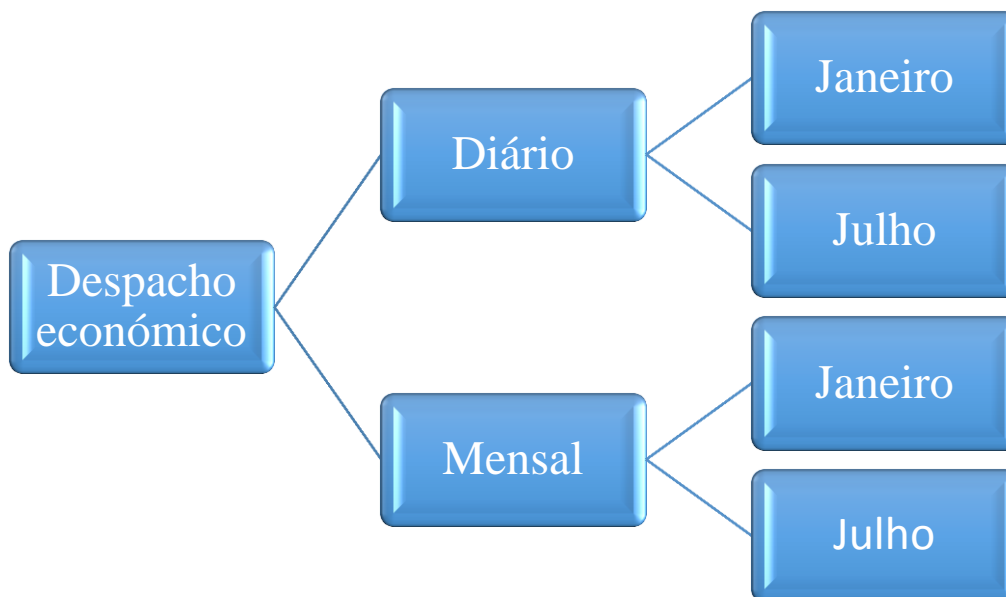
O segundo caso de estudo tem por objetivo analisar o *prosumer* na resolução do problema de despacho económico considerando um horizonte temporal de um mês. Neste caso de estudo o orçamento total considerado será para todo o mês, o que se aproxima mais da situação real face ao caso de estudo anterior. O *prosumer* tem que se adaptar por forma a cumprir o orçamento estipulado. A energia é comprada em MEE e vendida por um preço fixo estipulado com uma determinada empresa do setor.

### **5.1 – Introdução**

Para a resolução do problema de despacho económico é necessário conhecer a produção de energia elétrica bem como os preços de compra de eletricidade. Para a realização da previsão da produção de energia elétrica, os dados utilizados foram retirados do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH) [59], tendo sido obtidos a radiação horária e a temperatura para a estação meteorológica de Alcáçovas.

Os dados considerados para o preço de compra, foram retirados do mercado diário do MIBEL, sendo obtidos através da base de dados do OMEL [60], para os meses de Janeiro e Julho de 2014.

Os casos de estudo a considerados estão representados na figura 5.1. São realizados dois casos de estudo diferentes que se dividem noutros dois. O primeiro caso de estudo será a resolução do problema de despacho económico para um dia. O segundo caso de estudo será realizar o problema de despacho económico para um mês. Os dois casos de estudo serão efetuados para duas alturas distintas: o mês de Janeiro e o mês de Julho. Assim serão 4 casos de estudo a considerar.



**Figura 5.1** – Diagrama representativo dos casos de estudo

Os casos de estudo, apesar de serem diferentes, contemplam a resolução do problema de despacho económico num horizonte temporal diário ou mensal. Em todos os casos de estudo é considerado que o *prosumer* pode comprar ou vender toda a energia que necessita para satisfazer a carga, em todas as horas. Os dados de entrada vão ser o consumo, a potência gerada, o preço de compra, o preço de venda e o orçamento pretendido para o dia. As saídas serão a utilidade, o custo total, o custo em cada uma das horas, a potência vendida e a potência comprada. Obviamente que o número de entradas e saídas vai variar mediante a resolução de um problema de despacho económico mensal ou diário.

A resolução do problema de despacho económico vai ser efetuada para os meses de Janeiro e Julho. Vai ser realizado para Janeiro porque em termos de produção por parte do *prosumer*, vai ser nesta altura que há menos radiação e por consequência existe menos produção de energia elétrica, sendo o consumo para esta altura do ano diferente daquela que se observa para os meses de verão.

Vai também ser efetuada para o mês de Julho porque é nesta altura do ano que existe mais radiação solar e por consequência haverá então maior produção por parte do *prosumer*. Como o consumo no verão tem um perfil diferente do consumo de inverno as duas análises permitem determinar qual o mês em que o *prosumer* tem maiores custos associados.

Uma das diferenças entre a resolução do problema do despacho económico mensal e diário reside no valor do orçamento. O orçamento diário será de 1 € e o orçamento mensal será de 30 €. Com uma restrição orçamental, o *prosumer* terá de se adaptar para cumprir o orçamento.

Em todos os casos de estudo serão efetuados vários cenários:

- O primeiro cenário consiste na utilização de preços de compra em MEE. Este cenário é apenas realizado para o problema de despacho económico diário. Neste cenário é considerado que o *prosumer* só pode comprar ou vender em cada hora;
- O segundo cenário consiste na utilização de preços de compra em MEE mas neste cenário o *prosumer* tem de vender toda a energia que produz, comprando toda a energia da carga em MEE;
- O terceiro cenário tem como diferença em relação ao segundo, a compra de energia a uma empresa do mercado livre e por consequência um aumento dos preços de compra;
- O quarto cenário consiste numa rede mais inteligente com os mesmos valores de preços utilizados no terceiro cenário. O consumo de um *prosumer* será variável dentro de um limite mínimo, para evitar que o consumo seja nulo, e um limite máximo para permitir que o consumo não seja excessivo. A função de utilidade representada na expressão (4.3) vai permitir que exista uma redução ou um aumento de consumo, em determinadas horas, com base da preferência do *prosumer*;
- O último cenário consiste na imposição de uma redução para metade do orçamento diário e mensal.

Por fim vai ser realizado o estudo do trânsito de energia para compreender qual a contribuição dos *prosumers* para a REE.

## **5.2 – Despacho económico para um dia de um prosumer**

Os primeiros casos a ser estudados serão os problemas de despacho económico diários para os meses de Janeiro e Julho.

### **5.2.1 – Despacho económico para um dia de Janeiro**

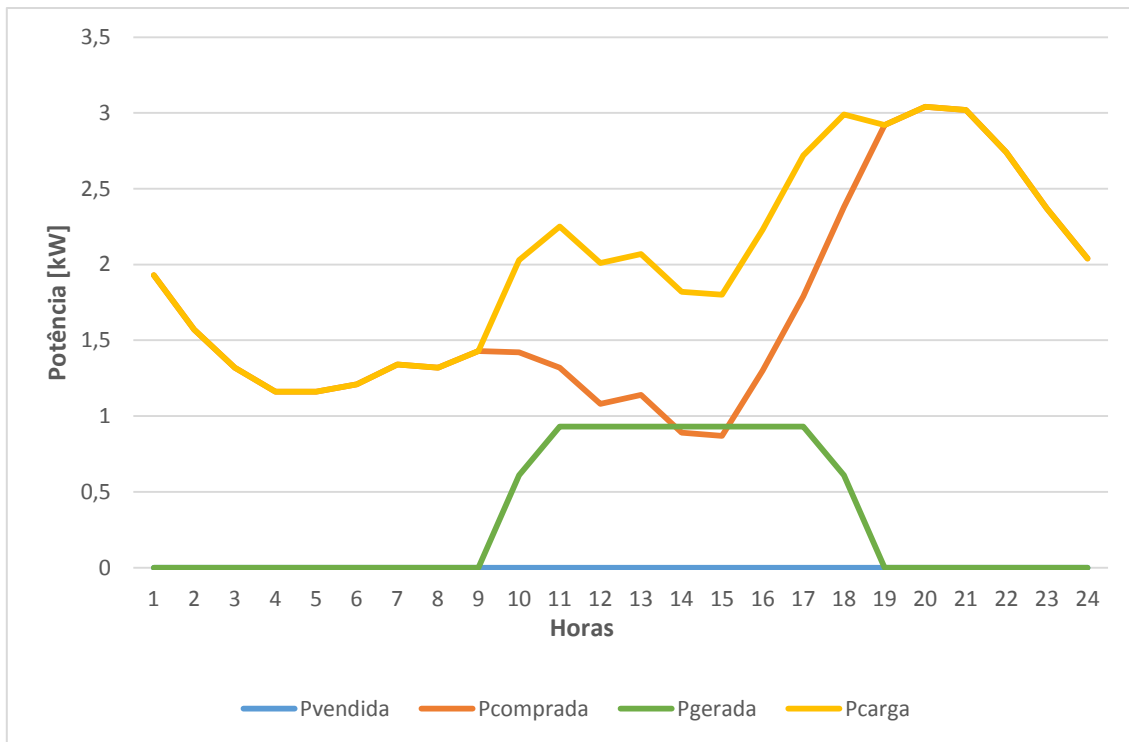
No primeiro cenário é considerada a compra de energia em MEE. O preço de venda é definido por uma tarifa, sendo sempre igual ao longo de todos os cenários. O preço de venda e de compra de energia é apresentado na tabela 5.1.

**Tabela 5.14** – Preços de compra e venda de energia do *prosumer* para um dia do mês de Janeiro [48], [60].

Hora	Preço de compra (€/kWh)	Preço de venda (€/kWh)
1	0.02002	0.142
2	0.01034	0.142
3	0.00535	0.142
4	0.005	0.142
5	0.0005	0.142
6	0	0.142
7	0	0.142
8	0	0.142
9	0	0.142
10	0	0.142
11	0.002	0.142
12	0.00475	0.142
13	0.00535	0.142
14	0.0049	0.142
15	0.0009	0.142
16	0	0.142
17	0	0.142
18	0	0.142
19	0.005	0.142
20	0.0078	0.142
21	0.0189	0.142
22	0.02	0.142
23	0.02	0.142
24	0.0086	0.142

Pode ser observado na tabela 5.1 que o preço de compra é bastante inferior ao preço venda. Isto deve-se principalmente ao valor do preço de venda ser o valor da tarifa em vigor e o preço de compra da energia é o valor do preço em MEE, sendo este bastante baixo. Contudo atualmente os consumidores não compram diretamente ao mercado, por isso, a compra de energia é normalmente feito a uma empresa, tendo associado o respetivo aumento do preço de compra.

A primeira situação considerada consiste na utilização de preços de compra em MEE. Na figura 5.2 está representado o resultado do problema de despacho económico obtido para um dia de Janeiro.



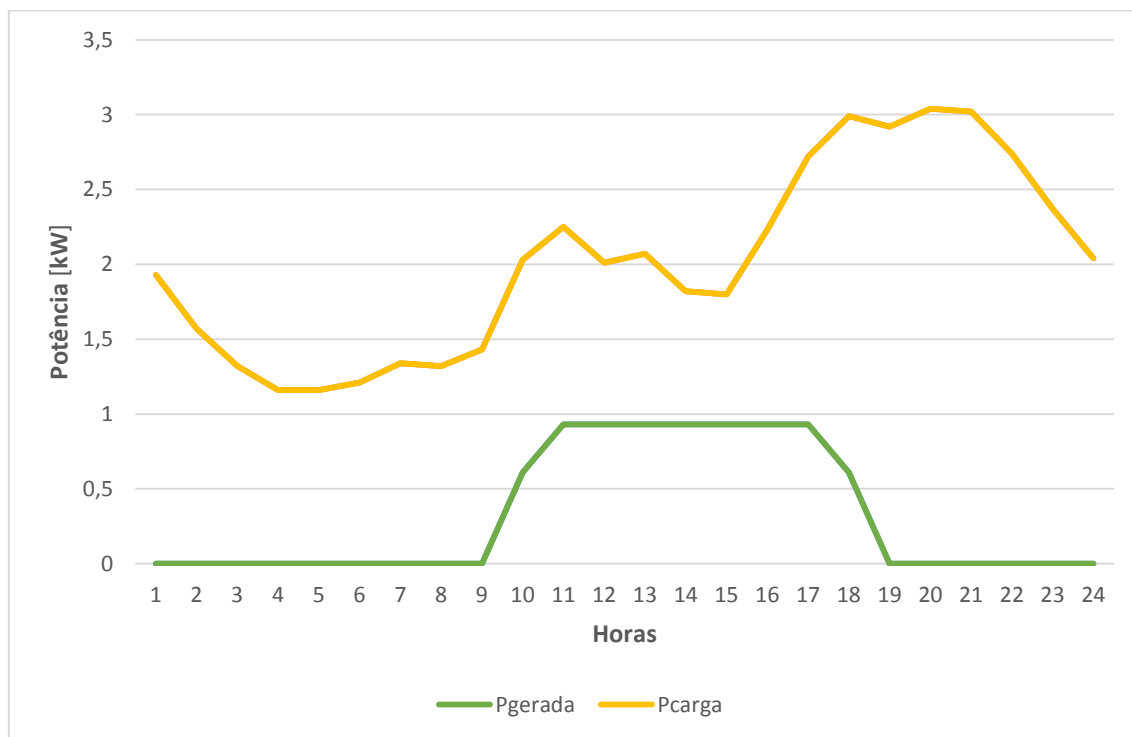
**Figura 5.2** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro.

Na figura 5.2 está representado as potências de compra, de venda, da carga e gerada. Esta situação representa o autoconsumo em que a energia produzida é toda consumida pelo *prosumer*, o que faz com que a potência vendida seja 0 em todas as horas. A diferença entre a potência da carga e a potência comprada da hora 9 à hora 19 corresponde à quantidade de energia gerada. Neste cenário, como o preço de compra é bastante baixo, podendo inclusive ser nulo em algumas horas, o custo total da energia para este dia é de 30 c€ e a utilidade total é de 100.01. Assim sendo, se nas horas onde existe energia gerada, esta fosse vendida à rede ao preço estabelecido e depois recomprada ao preço de mercado, provavelmente, em vez de o *prosumer* ter um custo para satisfazer o seu consumo, passaria a ter lucro.

A situação de compra e venda corresponde à situação atual, onde existem dois contadores. Um para medir a energia produzida e outro para medir a energia consumida. A utilidade de um cenário não se deve alterar de um cenário para o outro, já que depende da preferência dos *prosumers* em consumir em cada hora, está foi definida nos intervalos 4.4 e 4.5, e da potência da carga, está só se altera a partir do cenário com carga variável.

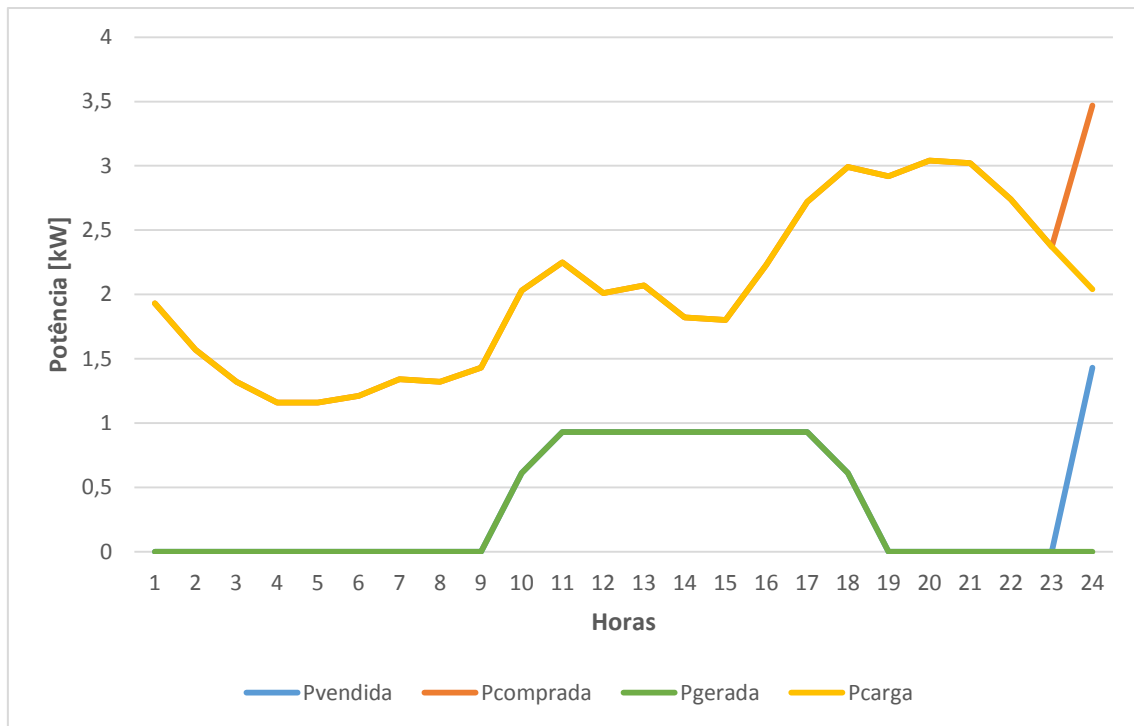
Como foi considerado que a potência gerada seria igual à potência vendida, isto implica que a diferença que existia na figura 5.2 entre a potência comprada e a potência

gerada desapareça. O resultado é observado na figura 5.3 onde as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. Como referido anteriormente neste cenário o *prosumer* passou a ter um lucro em vez de um custo. O lucro é de 78 c€ e a utilidade total deste cenário é de 102.16.



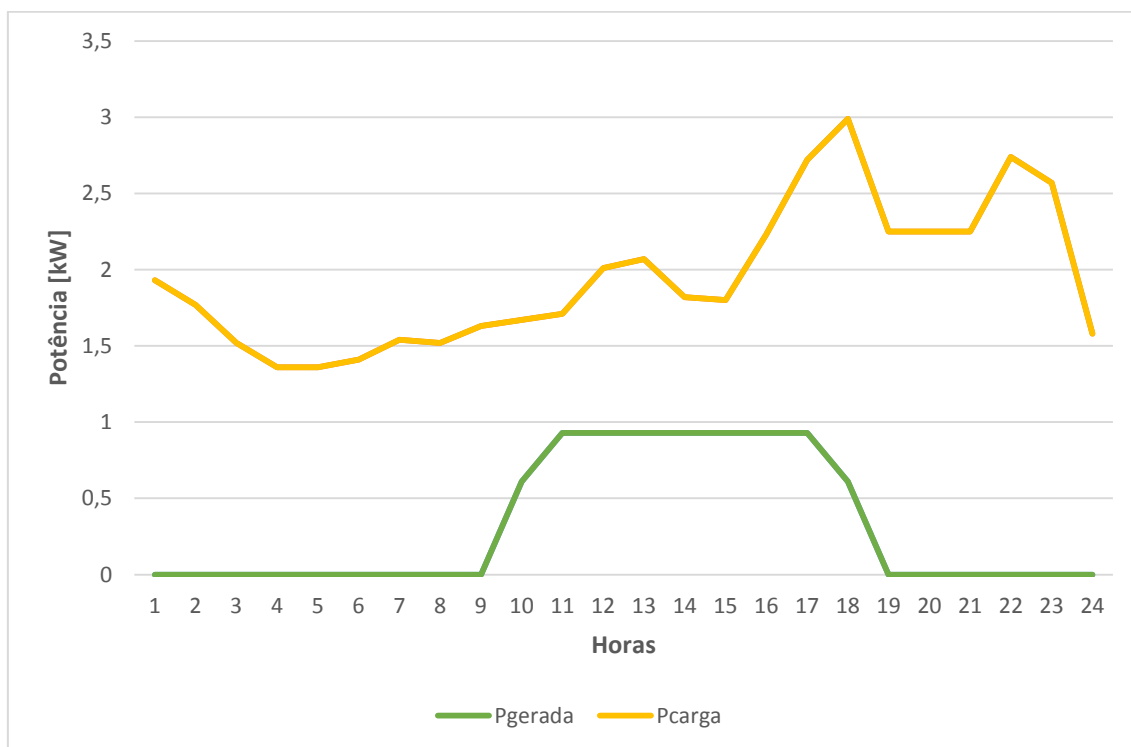
**Figura 5.3** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com venda da energia gerada.

Como a maioria dos *prosumers* não compram energia elétrica diretamente no MIBEL, os preços de compra em MEE, comparativamente com os preços praticados atualmente pelas empresas do mercado livre aos consumidores domésticos, são relativamente mais baixos. Atualmente os consumidores têm que passar para o mercado livre. Os *prosumers*, para terem acesso ao mercado livre, têm de negociar com uma empresa do mercado livre para comprar energia à rede. Admitindo que a empresa do mercado livre compra energia elétrica no MEE ao preço de mercado, foi considerado um aumento dos preços de compra em todas as horas de 4 c€/kWh, representando este aumento, o lucro da empresa. O resultado do problema de despacho económico para esta situação está representado na figura 5.4.

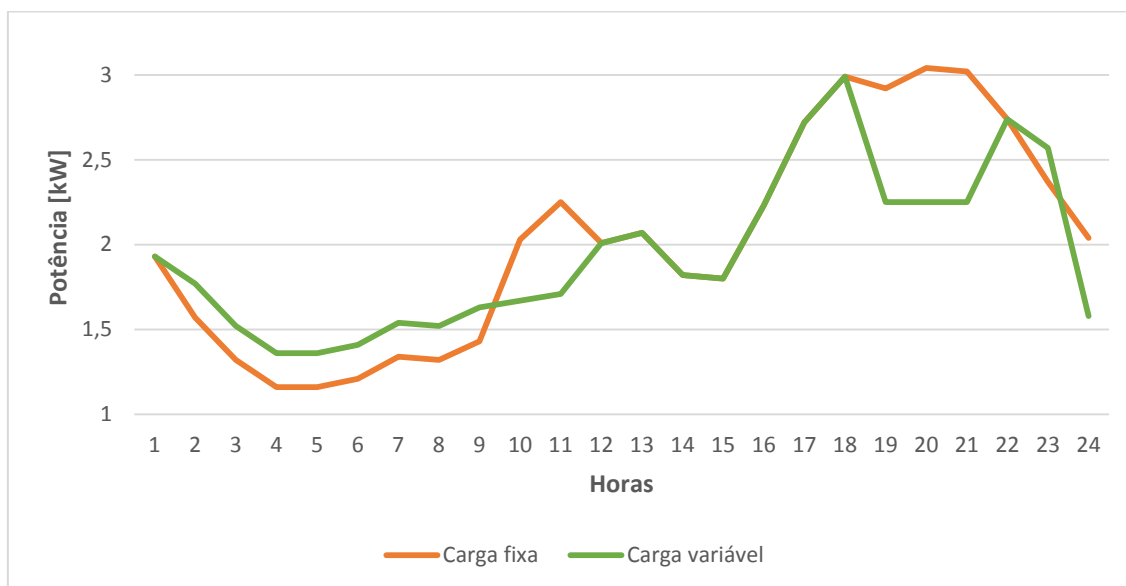


**Figura 5.4** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com aumento dos preços de compra.

Na figura 5.4 pode ser observado que na hora 24 existe compra e venda excessiva de energia, isto implica que o problema de despacho económico não cumpriu uma das restrições impostas. Da situação representada no cenário anterior para esta, a utilidade passou de 102.16 para 1.43, pelo que teve um decréscimo considerável, razão pela qual o problema de despacho económico não apresenta uma resolução adequada. Isto porque, na hora 24, o *prosumer* tem de comprar energia para conseguir cumprir o orçamento. No entanto para conseguir cumprir os limites orçamentais tem de vender parte dessa mesma energia. Isto é impossível já que para evitar que o *prosumer* tenha lucro infinito a potência de venda tem de ser igual ou inferior à potência gerada. Considerando que o âmbito trabalho é a REI, considerou-se que a carga é variável dentro de um valor máximo, valor este previsto pelas RNA, e um valor mínimo, para evitar que o consumo seja nulo em determinadas horas, permitindo à REI ajustar o valor da carga por forma a ser possível cumprir o orçamento. Nos cenários previamente apresentados foi considerado que a potência de carga é fixa, pois apresenta sempre o mesmo valor. No entanto nos cenários considerados seguidamente, a potência de carga é considerada variável, tal como se pode observar na figura 5.5. Na figura 5.5 as curvas da potência da carga e a potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.



**Figura 5.5** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.

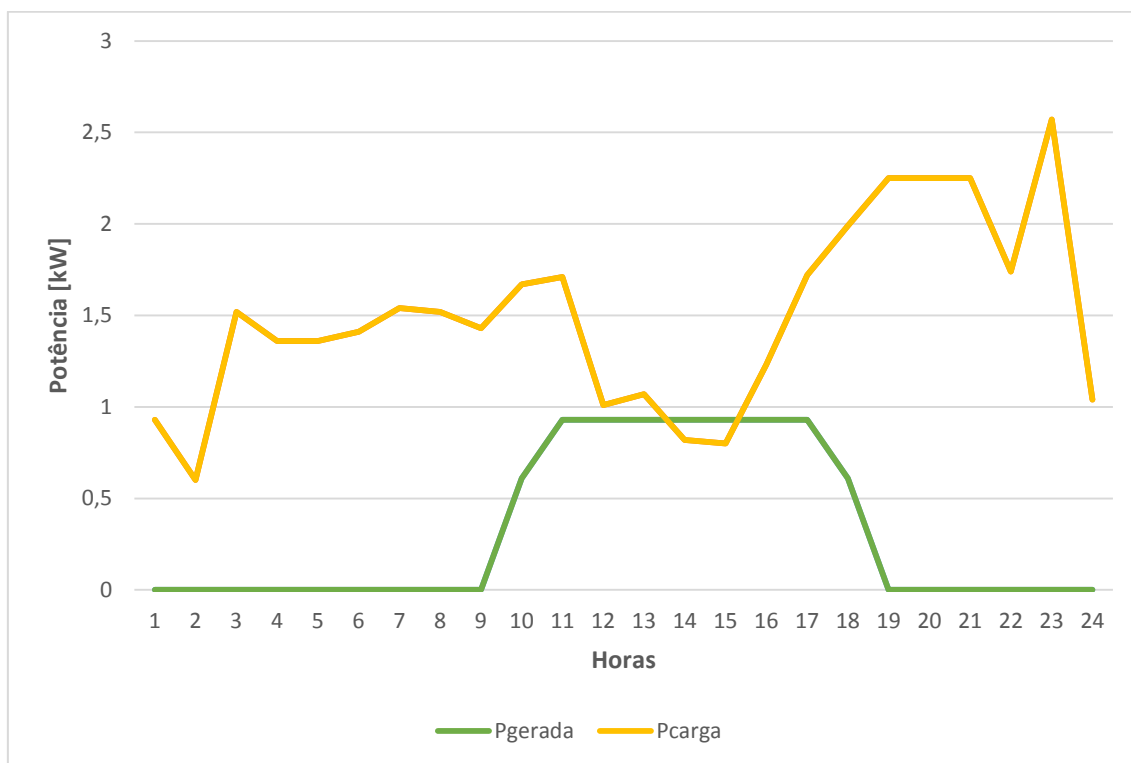


**Figura 5.6** – Comparação entre a potência da carga fixa com a potência carga variável para um dia de Janeiro.

Observando a figura 5.5 verifica-se que em determinados intervalos de tempo houve uma redução de consumo. No entanto e por forma a corroborar esta análise, apresenta-se na figura 5.6 a potência da carga referente à figura 5.4 que corresponde a uma potência de carga fixa juntamente com a potência da carga referente à da figura

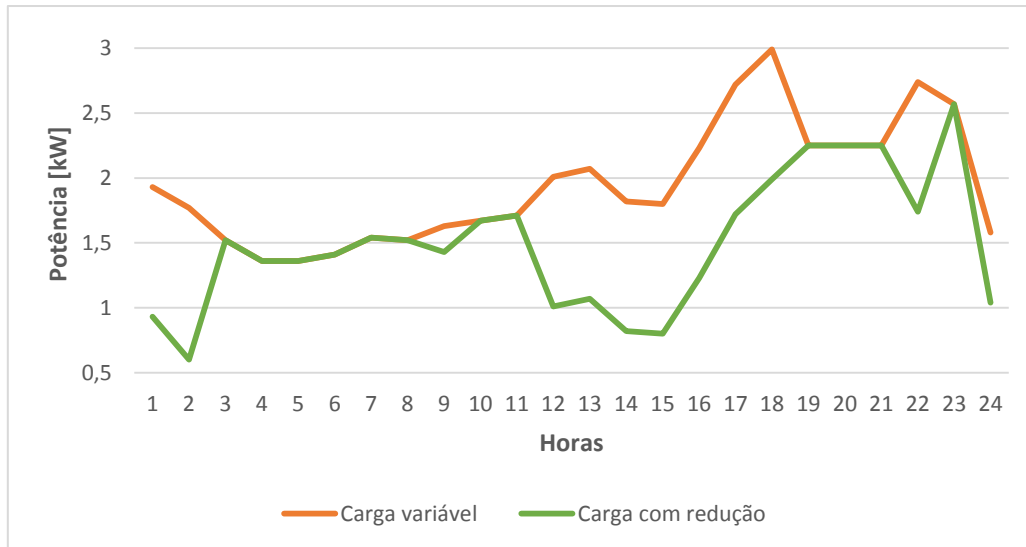
5.5, que corresponde a uma potência de carga variável. Este cenário tem como utilidade total de 102.08 e o custo total de 1 €. Comparando a utilidade referente ao cenário representado na figura 5.5 com a utilidade do cenário representado na figura 5.3, houve um ligeiro decréscimo. Isto deveu-se ao facto da carga ser variável e para cumprir o problema de despacho económico e as restrições orçamentais, a REI teve de se ajustar em determinadas horas. Analisando a figura 5.6, constata-se que houve uma redução da potência de carga nos períodos considerados entre as 10 e 11 horas e entre as 19 a 21 horas, a que correspondem a horas de ponta, constatando-se um aumento da potência de carga nas horas de vazio. Dado que é pretendido deslocar o consumo das horas de ponta para horas de vazio ou reduzir o consumo nas horas de ponta, o *prosumer* demonstra preferência por consumir nas horas de vazio e portanto corresponde a um  $\alpha_i = 3$ . Nas horas de ponta o *prosumer* tem menos preferência por consumir e portanto corresponde a um  $\alpha_i = 1$ . Consequentemente a redução do consumo será feito nas horas de ponta porque aparenta ser a melhor opção para que a utilidade do *prosumer* não sofra um grande decréscimo.

Outro cenário que pode ser analisado corresponde a uma redução do orçamento. Foi definido 1 € como orçamento diário, correspondendo a uma fatura ao final do mês de 30 €. Contudo se por alguma razão for necessário reduzir o valor do orçamento, pode ser mais fácil viabilizar esta redução ao nível mensal do que ao nível diário, isto porque o consumo não é igual todos os dias e em certos dias pode ser mais difícil reduzir o consumo do que em outros, tendo sempre em atenção a necessidade de satisfação consumo do *prosumer*.



**Figura 5.7** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com redução de orçamento.

Analisando a figura 5.7, o orçamento definido pelo *prosumer* foi cumprido considerando metade do orçamento e a utilidade total é de 77.54, cumprindo as restrições ao nível orçamental e maximizando a utilidade do *prosumer* para um nível inferior, quando comparado com a utilidade correspondente ao orçamento de 1 €. Ao analisar a figura verifica-se a existência de alterações significativas na potência da carga, em todas as horas. Por forma a evidenciar estas alterações, apresenta-se na figura 5.8 a potência da carga referente à figura 5.5 que corresponde a uma potência de carga variável juntamente com a potência da carga variável quando sujeita a uma redução orçamental, referente à figura 5.7 Na figura 5.7 as curvas da potência da carga e a potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. A potência da carga da figura 5.7 será designada por potência da carga com redução.



**Figura 5.8** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga reduzida para um dia de Janeiro.

Na figura 5.8 é verificado que a redução da carga ocorreu nas horas de cheia e em algumas de vazio. O diagrama de carga poderia ser mais constante ao longo do dia se o limite inferior definido não fosse demasiado baixo, especialmente nas horas de ponta. Este limite inferior foi definido para limitar o consumo mínimo a um valor não nulo.

### **5.2.2 – Despacho económico para um dia de Julho**

Tal como no caso de estudo anterior serão considerados os mesmos cenários. É considerado um o preço de compra em MEE, apresentado na tabela 5.2. De acordo com o referido anteriormente, o preço de venda, representado na tabela 5.1, é o mesmo ao longo de todas as horas do ano.

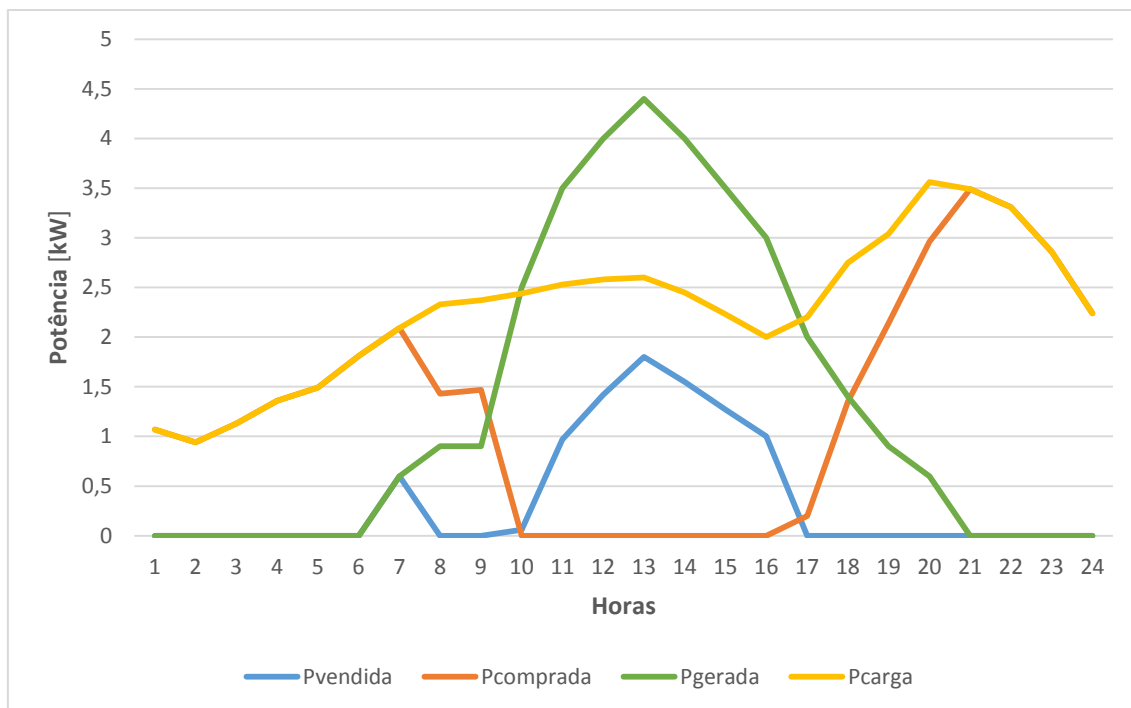
**Tabela 5.15** – Preços de compra de energia do *prosumer* para um dia do mês de Julho [48].

Horas	Preço de compra (€/kWh)
1	0.0454
2	0.0464
3	0.0474
4	0.0484
5	0.0494
6	0.04
7	0.0454
8	0.04793
9	0.05487
10	0.0565
11	0.05997
12	0.05964
13	0.05861
14	0.0562
15	0.0541
16	0.047
17	0.047
18	0.04861
19	0.05033
20	0.04922
21	0.0541
22	0.05569
23	0.0578
24	0.05569

Neste caso de estudo o preço de compra de energia é superior ao valor apresentado na tabela 5.1, mas em comparação, o preço de venda continua a ser bastante superior.

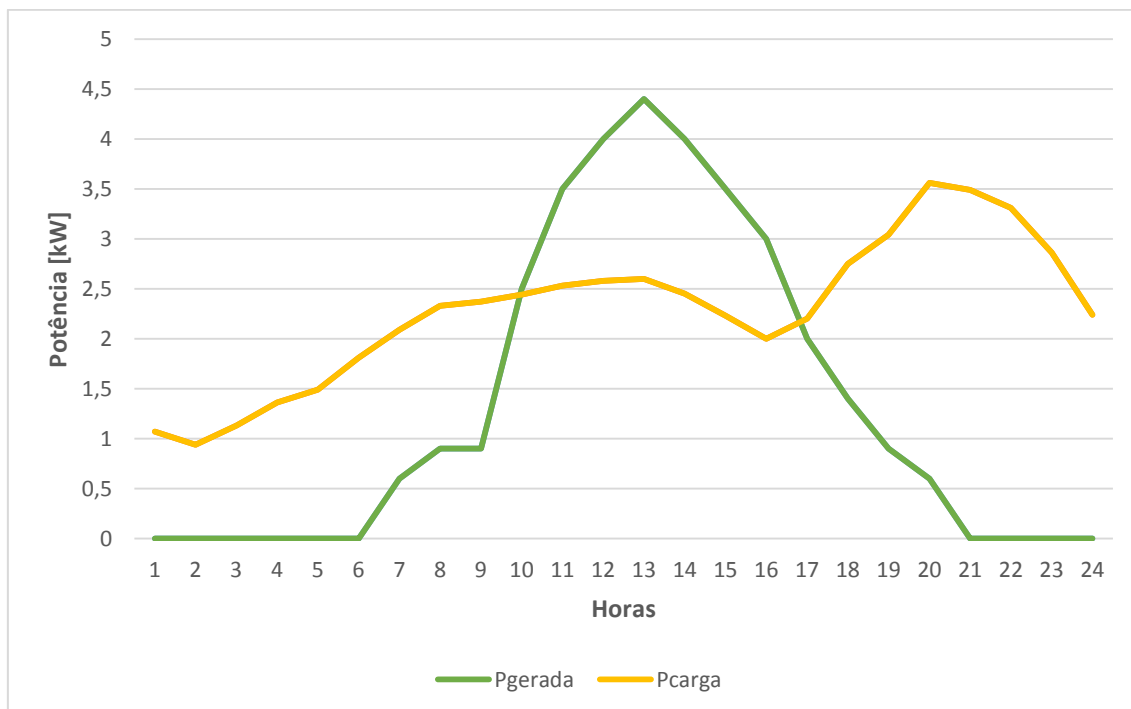
O primeiro cenário corresponde à utilização de preços de compra em MEE. Na figura 5.9 é apresentado o resultado obtido para um dia de Julho.

Na figura 5.9 estão representadas as potências de compra, de venda, da carga e gerada. Esta situação representa o autoconsumo em que a energia produzida é toda consumida pelo *prosumer*. A diferença entre estas potências e as mesmas potências consideradas no período de Inverno é que nas horas onde há excesso de produção a energia gerada tem de ser vendida, permitindo que o custo total fosse mais baixo. O custo total da energia para este dia é de 63 c€ e a utilidade total é de 112.3. O consumo foi satisfeito em todas as horas e ainda ficou longe da restrição orçamental para o problema de despacho económico diário.



**Figura 5.9** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Julho.

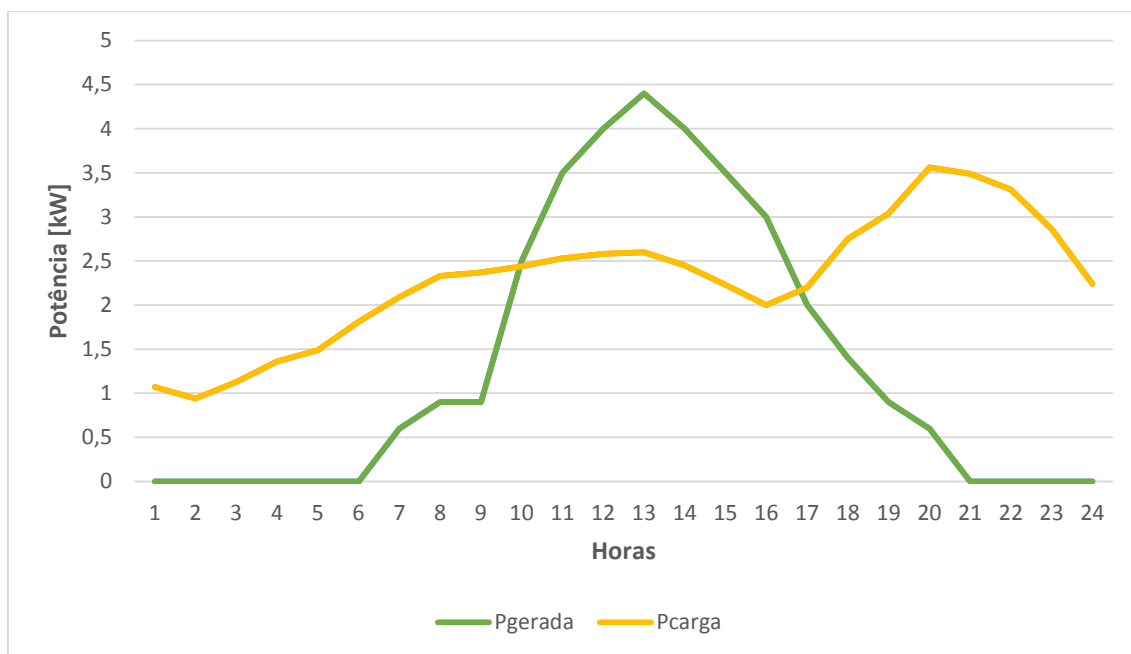
O segundo cenário passa, tal como na análise efetuada para o mês de Janeiro, por vender energia nas horas onde existe energia gerada ao preço estabelecido e depois recomprada ao preço de mercado. O resultado pode ser observado na figura 5.10.



**Figura 5.10** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com venda de energia gerada.

A figura 5.10 representa o cenário onde o *prosumer* vende toda a potência produzida e compra toda a potência consumida. Neste cenário em vez de um custo, o *prosumer* tem um lucro de 1.13 € e como referido anteriormente a utilidade não deve baixar, mantendo o seu valor em 112.3. Consequentemente as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.

Como os preços de compra de energia pelo *prosumer* correspondem a preços em MEE, e uma vez que a energia é comprada a uma empresa do mercado livre é necessário ter em conta a margem de lucro da empresa. Neste sentido foi considerado um aumento dos preços de compra de 4 c€/kWh em todas as horas. A resolução do problema de despacho económico para esta situação está representada na figura 5.11. Como só houve aumento dos preços de energia, a solução do problema despacho económico não se alterou, sendo a figura 5.11 igual à 5.10. A única alteração corresponde ao aumento dos preços e ao aumento do custo total.

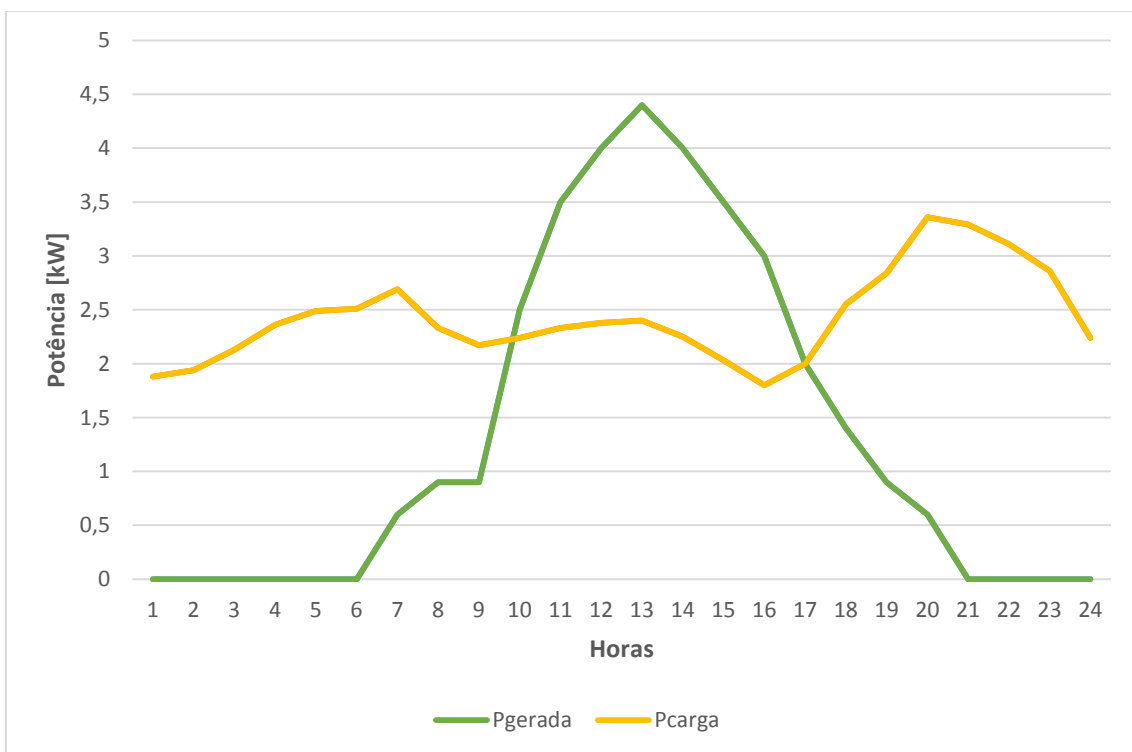


**Figura 5.11** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com aumento dos preços de compra.

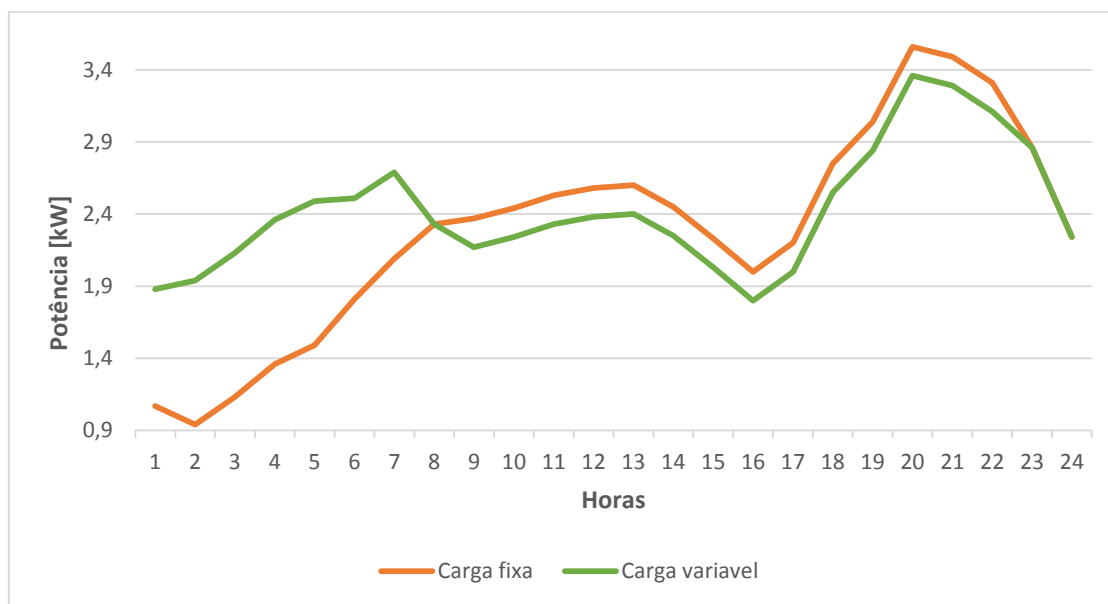
Como não houve alteração na utilidade nem em nenhuma das potências em qualquer das horas, o problema de despacho económico não foi limitado por nenhuma restrição, ou seja orçamento de 1€ definido pelo *prosumer*, foi suficiente. O custo total correspondente a este cenário é de 74 c€ sobrando ainda 26 c€, o que permite alterar o

consumo em determinadas horas. Uma vez que sobra dinheiro para cumprir o orçamento, o quarto cenário passa por permitir que a carga seja variável dentro de um limite mínimo e máximo. Desta forma o ajuste da REI permite cumprir as restrições orçamentais e aumentar a utilidade do *prosumer*. O quarto cenário está representando na figura 5.12. Na figura 5.12 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. Pode ser observado na figura 5.12 que em determinadas horas houve um aumento da potência da carga.

Por forma a evidenciar este aumento, apresenta-se na figura 5.13 a potência da carga fixa referente à figura 5.11 juntamente com a potência da carga variável referente à figura 5.12.



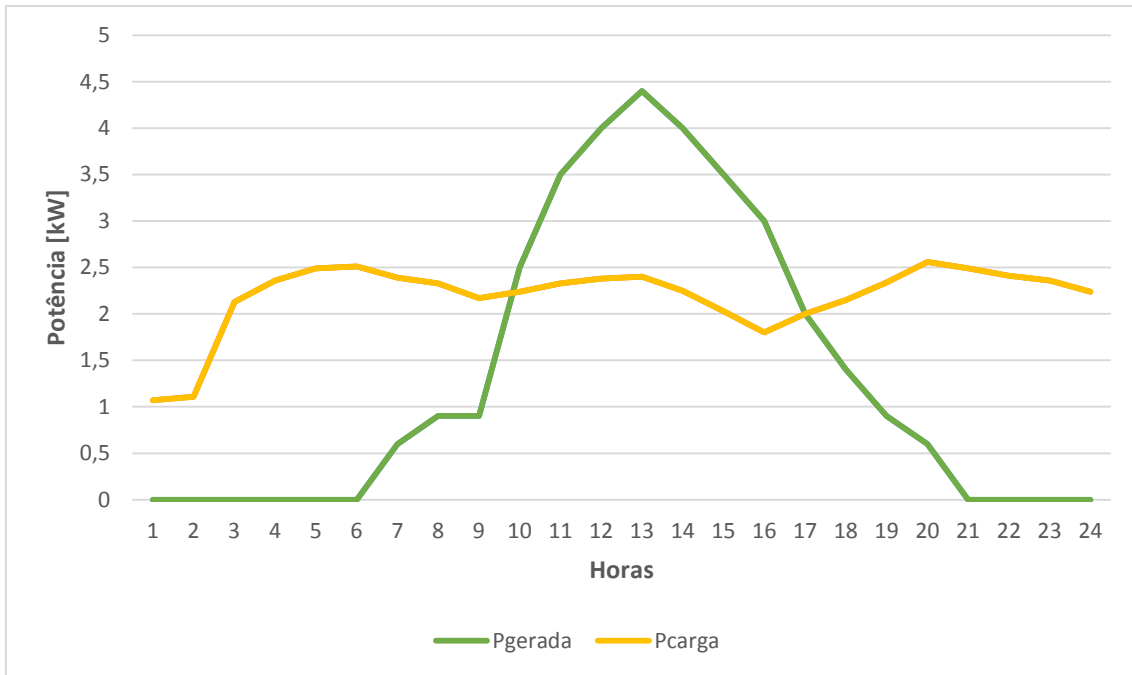
**Figura 5.12** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.



**Figura 5.13** – Comparação entre a potência da carga inicial com a potência carga variável para um dia de Julho.

A figura 5.12 representa o cenário com carga variável. O custo total deste cenário é de 1 € e a utilidade total é de 126.03. Ao analisar a figura 5.13 conclui-se que houve um aumento do consumo nas horas de vazio e uma redução nas horas de ponta. Deste modo o *prosumer* reduz consumo nas horas de ponta, contribuindo para o alisamento do diagrama de carga, conseguindo cumprir o orçamento e maximizando a utilidade.

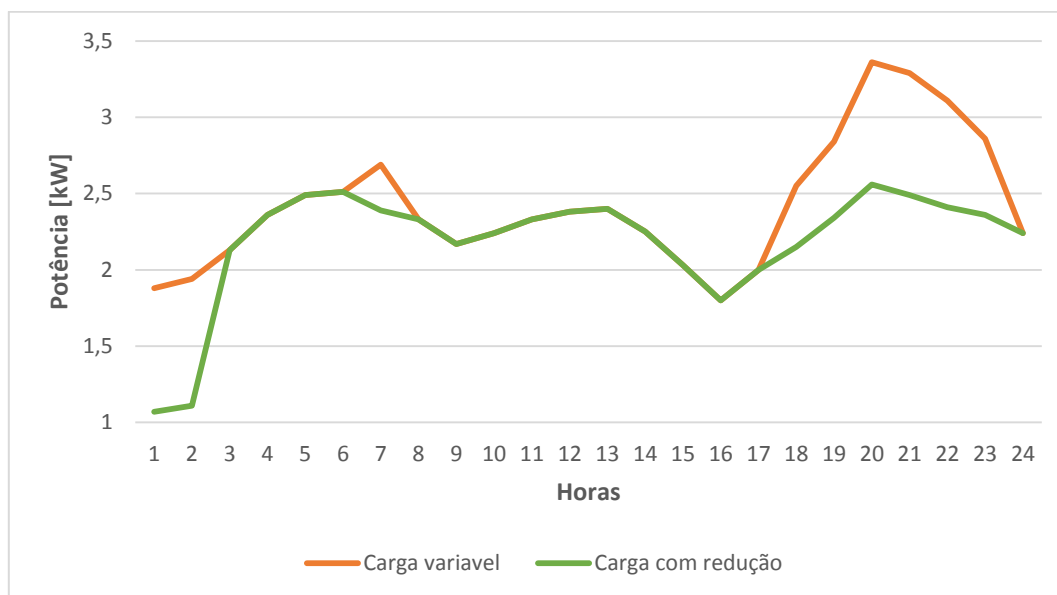
No último cenário é analisada a redução do orçamento. Foi definido 1 €, como orçamento diário. Contudo se por alguma razão for necessário nesse mês reduzir o orçamento para metade, é necessário garantir o consumo do *prosumer*. Na figura 5.15 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.



**Figura 5.14** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com redução de orçamento para metade.

Analisando a figura 5.14, para conseguir cumprir o orçamento definido pelo *prosumer* teve de existir um ajuste na REI. O custo total foi de 50 c€ e a utilidade total de 113.91.

Por forma a evidenciar as horas correspondentes aos ajustes preconizados pela REI, apresenta-se na figura 5.15 a comparação entre a potência da carga variável referente à figura 5.12 e a potência da carga variável quando sujeita a uma redução orçamental referente à figura 5.14. A potência da carga da figura 5.14 será designada por potência da carga com redução.



**Figura 5.15** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga com redução para um dia de Julho.

Analisando a figura 5.15, conclui-se que apesar de haver uma redução nas horas de ponta, em algumas horas de cheia e em algumas horas de vazio, verifica-se que não houve redução em todas as horas de cheia. Isto deveu-se ao facto da potência nas horas de cheia já estarem no valor mínimo definido, o que levou a que a redução tivesse de ser feita nas horas de vazio. Se o valor mínimo de consumo nas horas de cheia em que não houve redução orçamental fosse menor, a redução teria sido feita nas horas de cheia, não sendo necessário reduzir o consumo nas horas de vazio.

### **5.3 – Despacho económico para um mês de um *prosumer***

Neste subcapítulo o problema de despacho económico irá ser resolvido para os meses de Janeiro e Julho. A análise comportamental do *prosumer* num horizonte temporal maior permite estudar a sua adaptação a situações onde o orçamento não é suficiente para garantir o consumo total previsto.

#### **5.3.1 – Despacho económico para um mês de Janeiro**

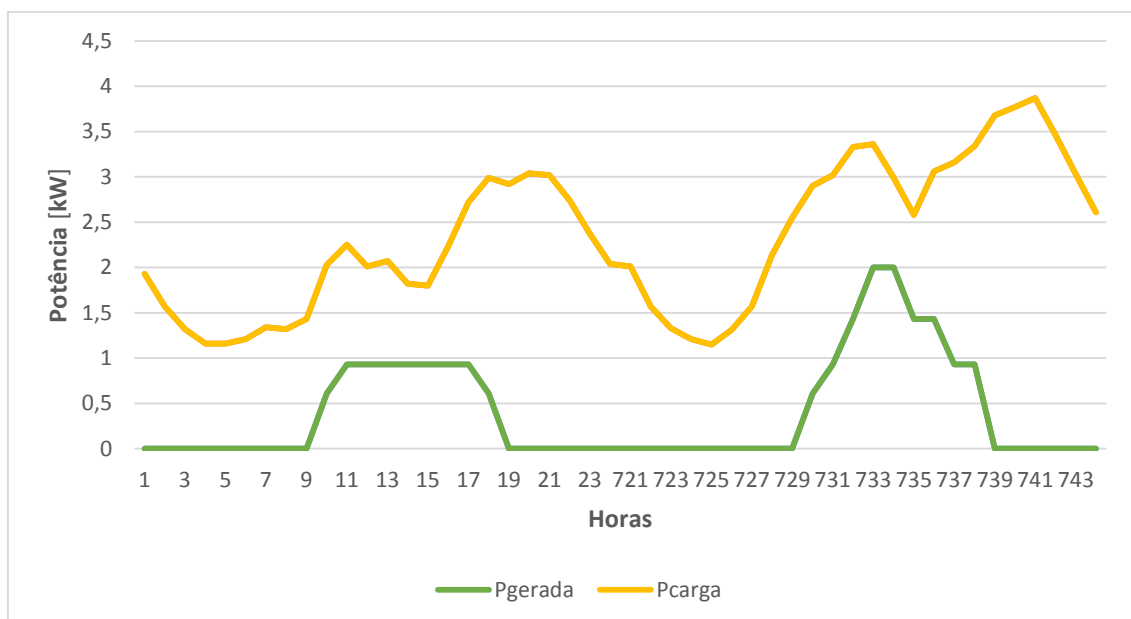
Ao contrário do problema de despacho económico diário, os dados de entrada e saída do problema de despacho económico mensal passam a ter o número total de horas do mês e não apenas 24 horas. Como existem 744 preços de compra referentes ao mês de Janeiro, apenas o primeiro e último dia estão apresentados na tabela 5.3.

**Tabela 5.16** – Preços de compra do *prosumer* para dia 1 e 31 do mês de Janeiro.

Hora	Preço de compra dia 1 (€/kWh)	Preço de compra dia 31 (€/kWh)
1	0.02002	0.02874
2	0.01034	0.02
3	0.00535	0.0145
4	0.005	0.01819
5	0.0005	0.0195
6	0	0.0223
7	0	0.02869
8	0	0.03069
9	0	0.03469
10	0	0.0531
11	0.002	0.05
12	0.00475	0.049
13	0.00535	0.04751
14	0.0049	0.0468
15	0.0009	0.046
16	0	0.0421
17	0	0.04
18	0	0.03269
19	0.005	0.03269
20	0.0078	0.03469
21	0.0189	0.0421
22	0.02	0.03469
23	0.02	0.03269
24	0.0086	0.03069

O preço de venda de energia é o mesmo que consta da tabela 5.1 sendo o valor da tarifa em vigor. Comparando os preços de compra do primeiro dia com o último dia verifica-se que o preço de compra sofreu um aumento. Isto pode dever-se a uma diminuição na produção a partir de energia eólica e/ou energia hídrica neste dia, levando ao aumento dos preços. Uma vez que os consumidores não compram diretamente energia ao MEE, a existência de empresas intermediárias tem por consequência o aumento do preço de compra.

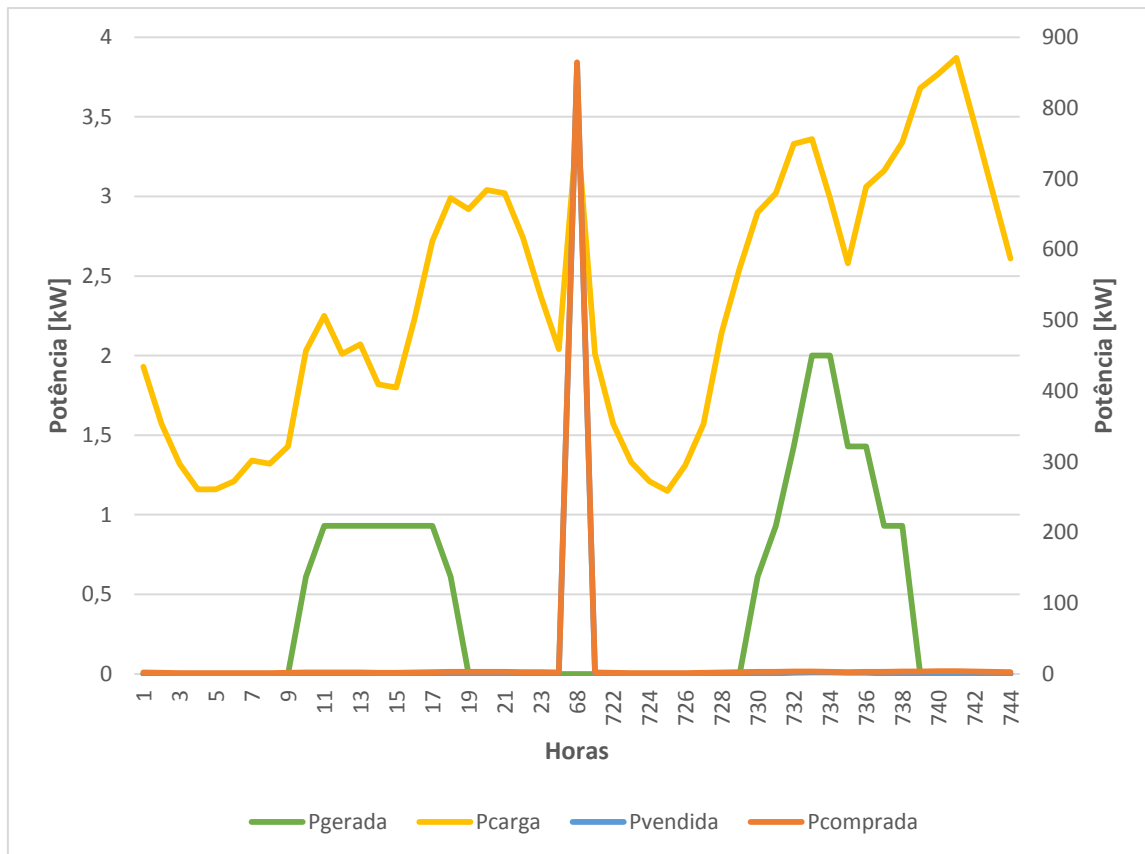
O primeiro cenário considerado corresponde à utilização de preços de compra em MEE. Na figura 5.16 está representado o resultado obtido para os dias 1 e 31 do mês de Janeiro. Na figura 5.16 estão representadas as potências de compra, venda, da carga e gerada. Na figura 5.16 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. Como está em consideração o cenário correspondente ao período de Inverno, a potência gerada tem valores baixos.



**Figura 5.16** – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de Janeiro.

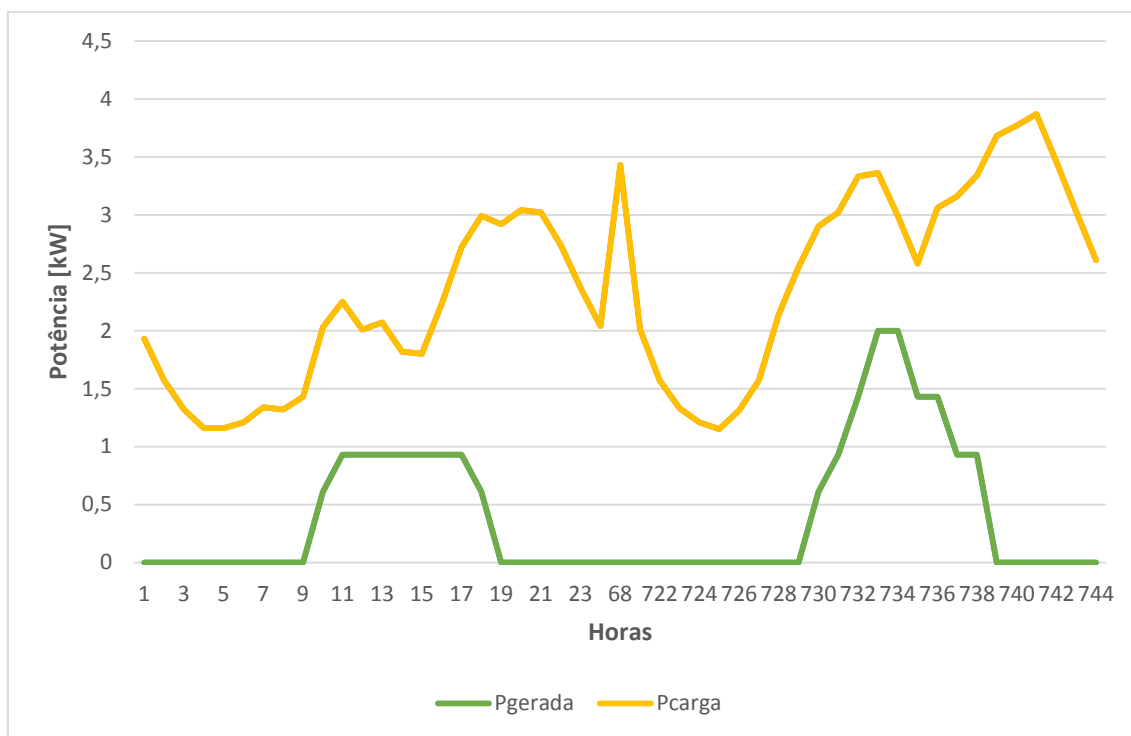
O orçamento definido para a resolução do problema de despacho mensal é de 30 €. Nesta situação como o preço de compra é bastante baixo, o custo total da energia para este mês é de 17.51 € e a utilidade total é de 3596.53. Se o *prosumer* comprasse diretamente a sua energia em MEE seria uma solução bastante vantajosa, já que compraria energia a preços consideravelmente baixos. Caso contrário, a compra e venda de energia a uma empresa do mercado livre, tem por consequência preços superiores aos praticados em MEE.

No terceiro cenário é considerado um aumento de 2 c€/kWh no preço de compra, em todas as horas. Na análise do horizonte temporal diário, o preço aumenta 4 c€/kWh porque este horizonte é pequeno e o lucro a retirar também será. Assim no horizonte temporal mensal como existem muitas horas, não é necessário um aumento tão grande dos preços como se o horizonte fosse mais pequeno. Tal como referido em casos de estudo anteriores, a utilidade de um cenário deve ser mantida constante. A figura 5.17 representa o aumento dos preços de compra. O custo total é de 30 € e a utilidade total é de 2574.56. Na figura 5.17 a curva da potência vendida é igual a curva da potência gerada, exceto na hora 68 em que tem o mesmo valor da potência comprada. Relativamente à potência comprada, apresenta o mesmo valor da potência carga em todas as horas, exceto na hora 68. As curvas da potência gerada e da potência da carga estão referenciadas ao eixo principal. As curvas da potência comprada e da potência vendida estão referenciadas ao eixo secundário.



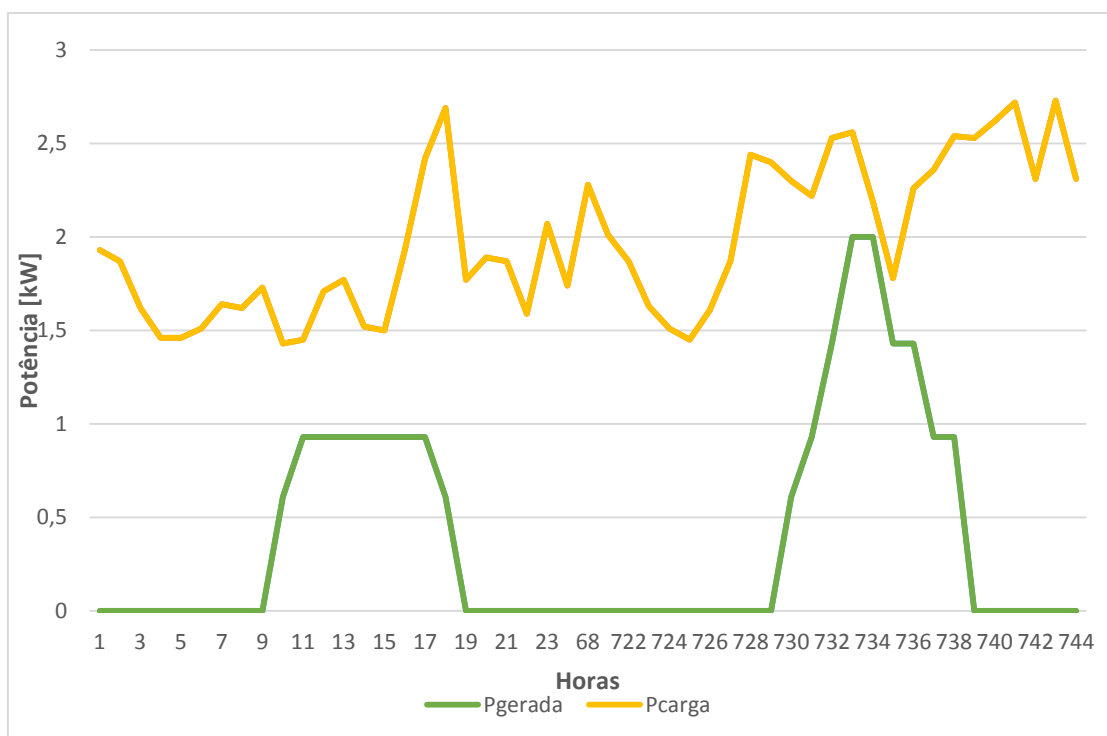
**Figura 5.17** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do preço de compra.

Ao analisar a figura 5.17, na hora 68 a potência comprada e vendida assume valores exagerados que rondam os 864 kW. Isto refere-se a uma situação impossível uma vez que nesta hora a potência gerada é nula. Um *prosumer* só pode vender a energia que produz e não pode comprar em excesso para depois vender, uma vez que este comportamento permite que faça lucro infinito. Assim a potência de venda tem de ser igual ou inferior à potência gerada. Ao analisar a utilidade correspondente a este cenário verifica-se que alguma das restrições do despacho económico não foi cumprida, uma vez que existe um decréscimo do valor da utilidade. A restrição que limitou a resolução do problema de despacho económico foi o orçamento. Para perceber qual a quantia necessária para cumprir o orçamento, aumentou-se o orçamento excessivamente para 100 €. Na figura 5.18 está representada a resolução do problema de despacho económico para um orçamento de 100 €. Na figura 5.18 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.



**Figura 5.18** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do orçamento.

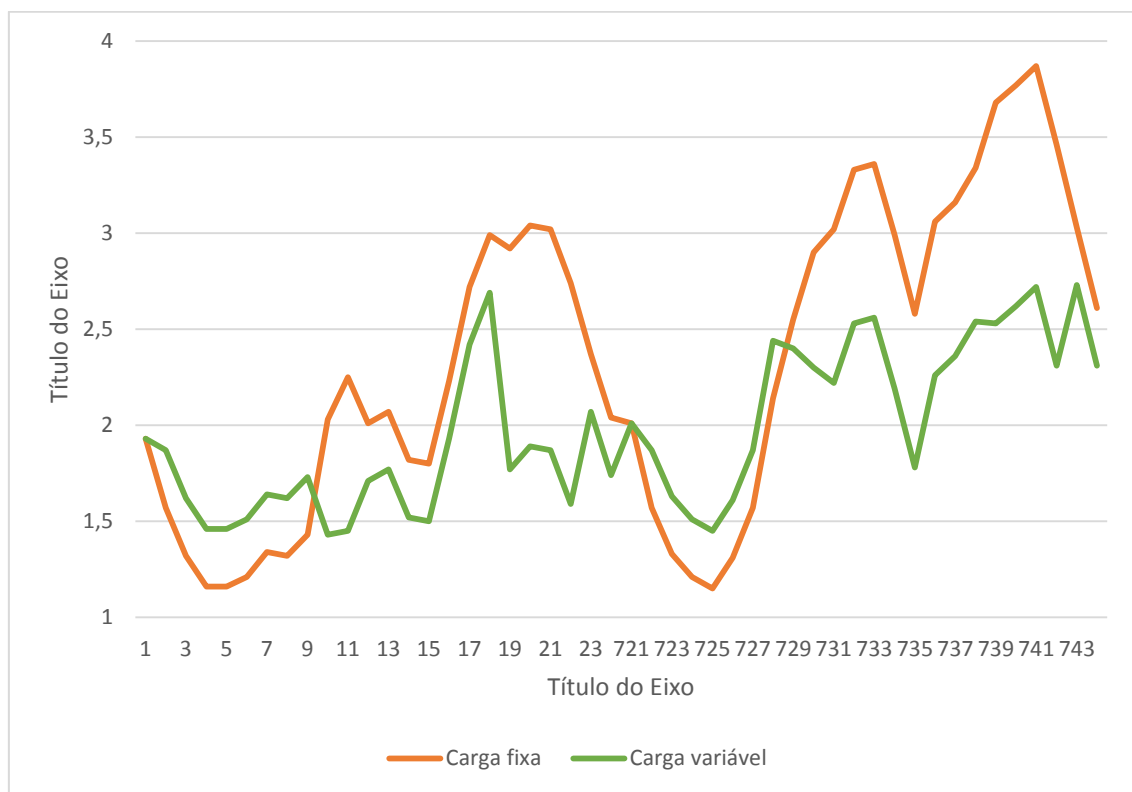
O custo total é de 52.13 € e a utilidade total voltou a ser 3596.53, tal como no primeiro cenário. Na figura 5.18 pode ser observado que o problema na hora 68 foi resolvido, sendo a potência comprada igual à potência da carga e a potência vendida igual a potência gerada. Com o aumento do orçamento para 100 € o problema de despacho económico não foi limitado pelo orçamento uma vez que este representa um valor elevado. Assim o quarto cenário, como referido anteriormente, passa por tornar a REE mais inteligente, considerando que a carga é variável. O resultado da resolução do problema de despacho económico para esta situação está representado na figura 5.19. O custo total deste cenário é de 30 € e a utilidade 3065.45. Na figura 5.19 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. Ao analisar a figura 5.19 verifica-se que existiu uma variação na potência da carga.



**Figura 5.19** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.

Com a carga variável, é possível cumprir o orçamento de 30 € definido pelo *prosumer* uma vez que a REI, se ajusta da melhor forma possível para garantir esse objetivo. Conclui-se que houve de um ligeiro decréscimo da utilidade, isto porque para conseguir cumprir o problema de despacho económico a realizar, a carga, por ser variável permitiu a realização do ajuste necessário assumindo valores mais baixos em determinadas horas.

Por forma a evidenciar este ajuste, apresenta-se na figura 5.20 a potência da carga fixa referente à figura 5.18 juntamente com a potência da carga variável referente à figura 5.19.

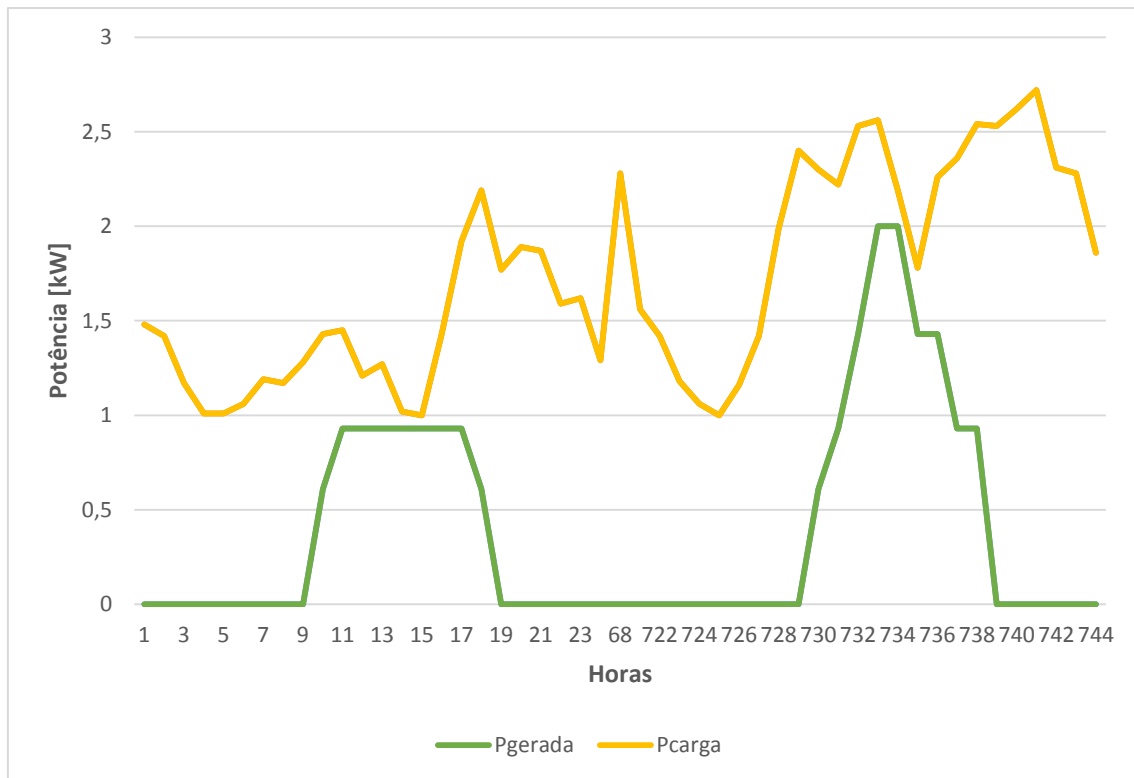


**Figura 5.20** – Comparação entre a potência da carga inicial com a potência carga variável para o mês de Janeiro.

Na figura 5.20 pode observar-se os efeitos dos ajustes realizados para cumprir o orçamento. A redução foi realizada nas horas de ponta e nalgumas de cheia, tendo ocorrido um ligeiro aumento do consumo nas horas de vazio. Ao analisar os limites definidos conclui-se que nas horas onde o *prosumer* tem mais preferência por consumir, consome sempre o máximo definido e nas horas de pontas, onde tem menor preferência consome sempre o mínimo. Se os valores máximos e mínimos fossem ajustados hora a hora, o diagrama de carga seria mais constante ao longo de todas as horas do mês de Janeiro.

O último cenário proposto corresponde à redução do orçamento do *prosumer* num determinado mês. Assim foi definido um orçamento de 15 €, metade do valor de referência da fatura mensal. A utilidade total é de 1077.82.

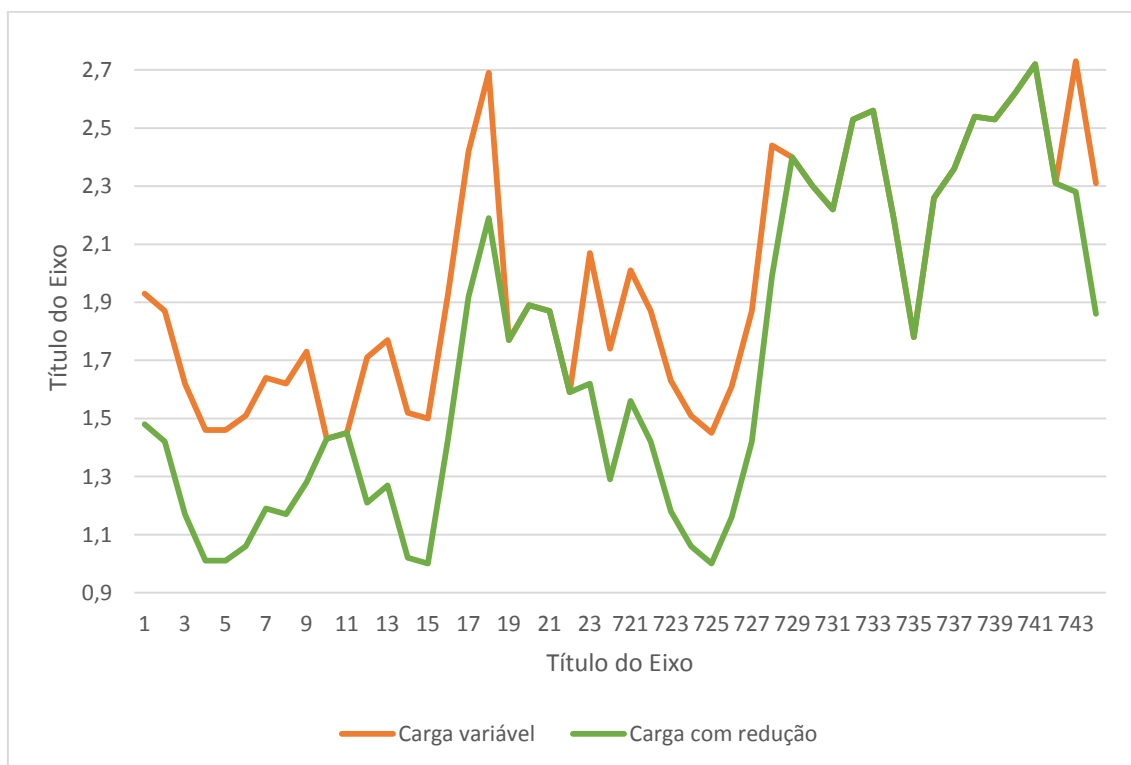
Na figura 5.21 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.



**Figura 5.21** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com redução de orçamento.

Analisando a figura 5.21, pode ser verificado que por forma ser possível cumprir o orçamento definido pelo *prosumer* a REI ajustou-se. Por forma a evidenciar este ajuste, apresenta-se na figura 5.22 a potência da carga variável referente à figura 5.19 juntamente com a potência da carga variável quando sujeita a uma redução orçamental. A potência da carga da figura 5.21 será designada por potência da carga com redução.

Na figura 5.22, verifica-se que no último dia em determinadas horas não houve redução do consumo. Isto aconteceu porque nesse período o valor da potência da carga assume o seu valor mínimo. Provavelmente se houvesse uma redução de consumo nessas horas, as quais são maioritariamente horas de ponta e de cheia, não seria necessário realizar uma redução da potência da carga nas horas de vazio.



**Figura 5.22** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga reduzida para o mês de Janeiro.

### **5.3.2 – Despacho económico para um mês de Julho**

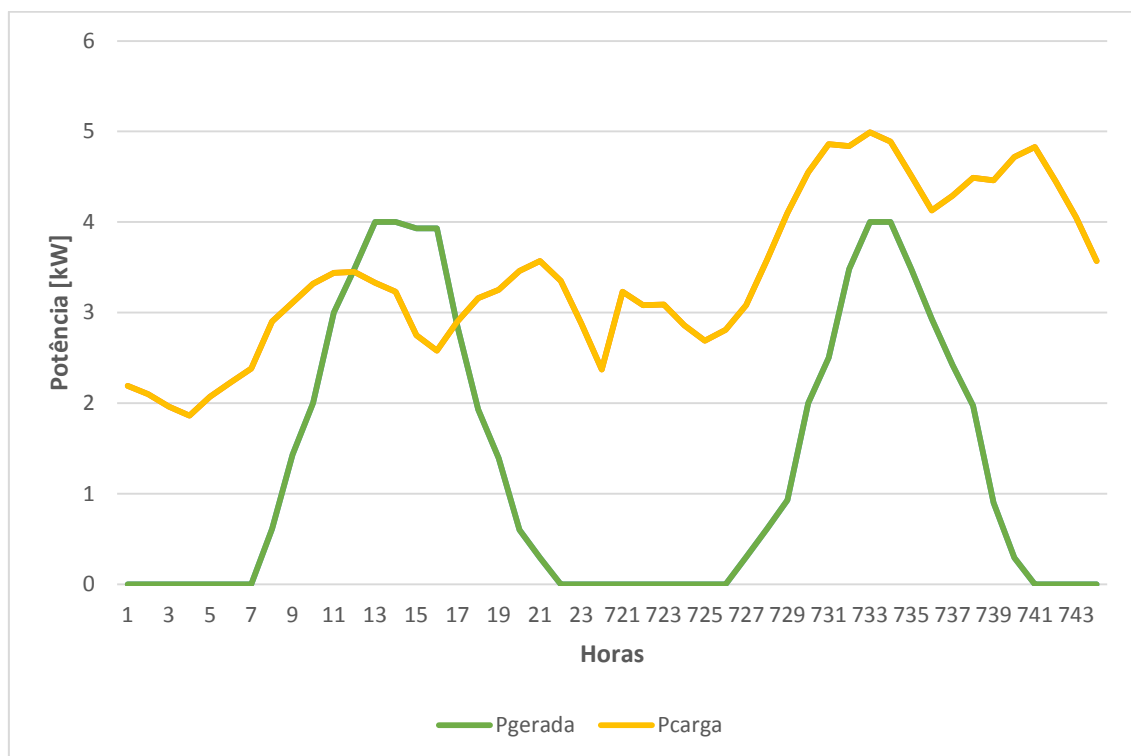
Os cenários mensais referentes a Julho vão ser considerados análogos aos cenários mensais referentes a Janeiro. Tal como na análise efetuada para o mês de Janeiro, o preço de compra do mês de Julho tem 744 valores, estando apresentados na tabela 5.4 apenas o primeiro e ultimo dia do mês de Julho.

**Tabela 5.17** – Preços de compra do *prosumer* para dia 1 e 31 do mês de Julho.

Horas	Preço de compra dia 1 (€/kWh)	Preço de compra dia 31 (€/kWh)
1	0.0454	0.05596
2	0.0464	0.0454
3	0.0474	0.0419
4	0.0484	0.04458
5	0.0494	0.04458
6	0.04	0.04458
7	0.0454	0.04954
8	0.04793	0.05596
9	0.05487	0.05712
10	0.0565	0.05832
11	0.05997	0.05824
12	0.05964	0.0587
13	0.05861	0.0592
14	0.0562	0.05882
15	0.0541	0.05653
16	0.047	0.05653
17	0.047	0.05653
18	0.04861	0.05653
19	0.05033	0.05653
20	0.04922	0.05672
21	0.0541	0.05771
22	0.05569	0.059
23	0.0578	0.05843
24	0.05569	0.05653

O preço de venda da energia é o mesmo que consta na tabela 5.1, correspondendo ao valor da tarifa em vigor. Comparando os preços de compra do primeiro dia com os do último dia verifica-se que não existiram grandes variações. Tal como nos casos de estudo apresentados nos cenários anteriores, os consumidores ainda não compram diretamente ao MEE, pelo que a compra de energia a uma empresa tem associado o respetivo aumento do preço de compra.

O primeiro cenário considerado corresponde à utilização de preços de compra em MEE. Na figura 5.23 está representado o resultado obtido para os dias 1 e 31 do mês de Julho. Na figura 5.23 estão representadas as potências de compra, venda, da carga e gerada. Na figura 5.23 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. No Verão a potência gerada é bastante superior à potência produzida durante o Inverno.

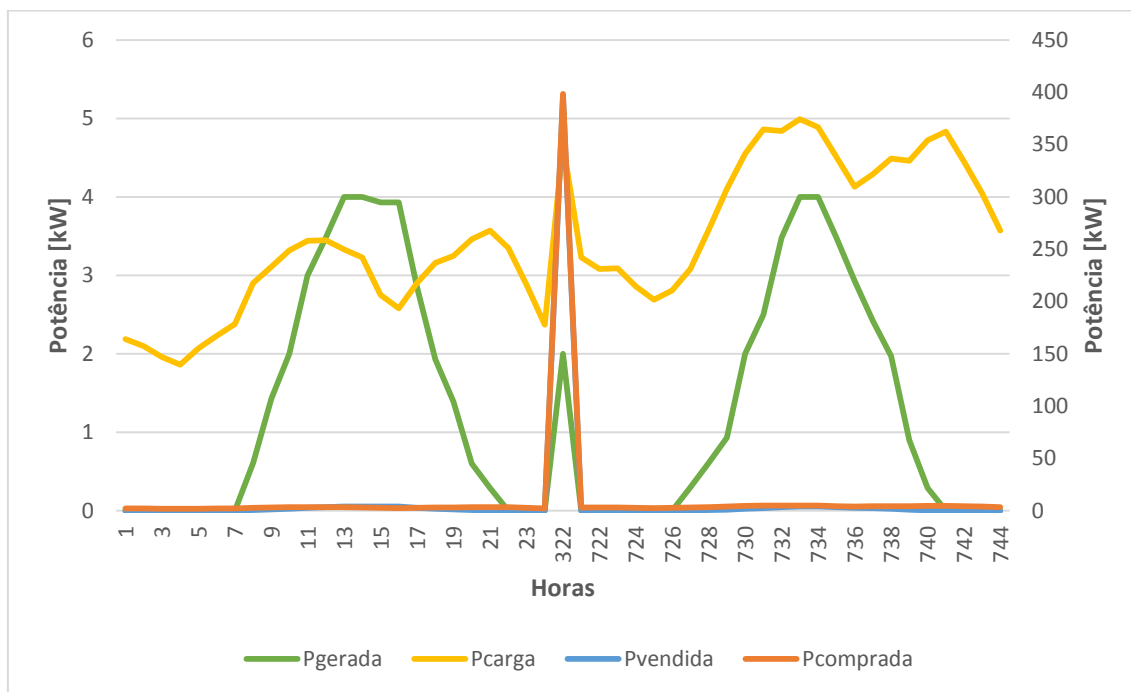


**Figura 5.23** – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de Julho.

O orçamento definido para o problema de despacho económico mensal é de 30 €. Nesta situação há bastante energia gerada, o custo total da energia para este dia é de 95 c€ e valor da utilidade é de 5522.9. Comparando a figura 5.23 com a figura 5.17 referente ao mês de Janeiro, conclui-se que em Julho existe maior utilidade do que em Janeiro. Isto acontece devido ao facto do consumo ser maior no Verão do que no Inverno. Como existe maior produção o custo reduz-se para valores muito mais baixos. Se esta situação fosse real e o *prosumer* comprasse diretamente a sua energia em MEE seria uma solução bastante vantajosa. Como o *prosumer* tem de vender e comprar energia a uma empresa do mercado livre, esta empresa tem associada uma margem de lucro.

O segundo cenário tem em conta o aumento de 2 c€/kWh em todas as horas, correspondente ao lucro da empresa. Na análise do horizonte temporal diário, o preço aumenta 4 c€/kWh porque este horizonte é pequeno e o lucro a retirar também será. Assim no horizonte temporal mensal como existem muitas horas, não é necessário um aumento tão grande dos preços como se o horizonte fosse mais pequeno. A figura 5.24 representa o cenário referente ao aumento dos preços. O custo total deste cenário foi de 30 € e a utilidade 1176.17. Na figura 5.24 a curva da potência vendida coincide com a curva da potência gerada exceto na hora 322 em que coincide com o valor da potência

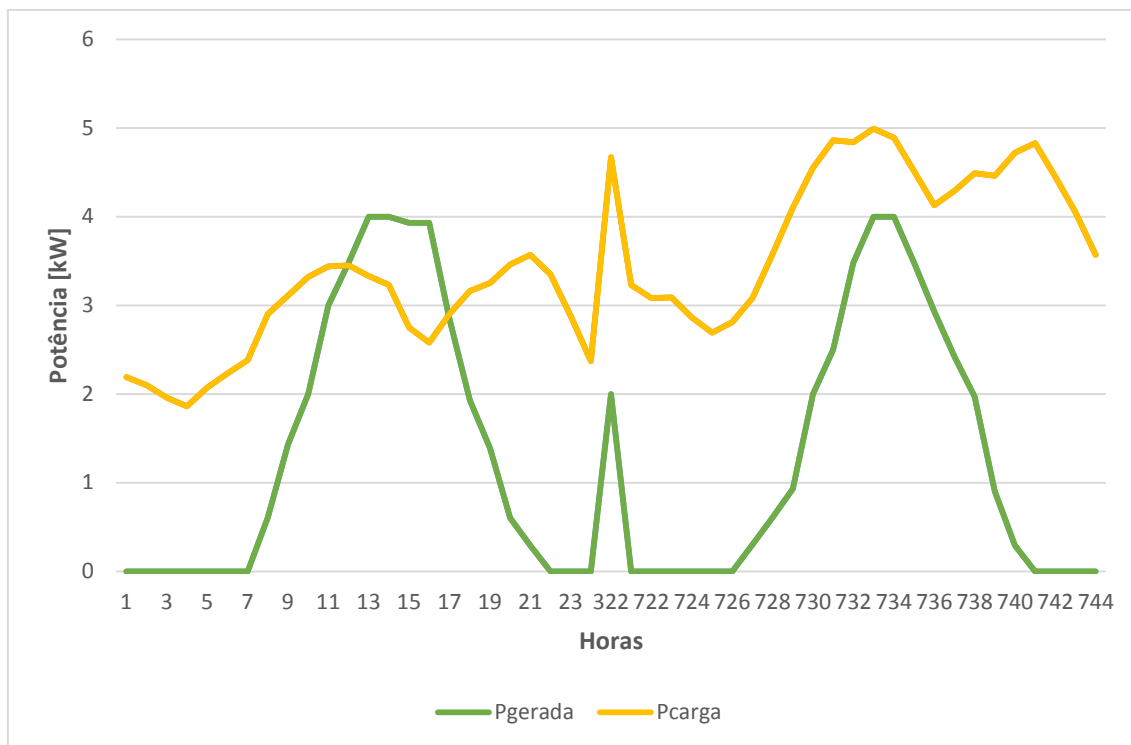
comprada. Relativamente à potência da carga, em todas as horas tem o mesmo valor da potência comprada exceto na hora 322. As curvas da potência gerada e da potência da carga estão referenciadas ao eixo principal e as curvas da potência comprada e da potência vendida estão referenciadas ao eixo secundário.



**Figura 5.24** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do preço de compra.

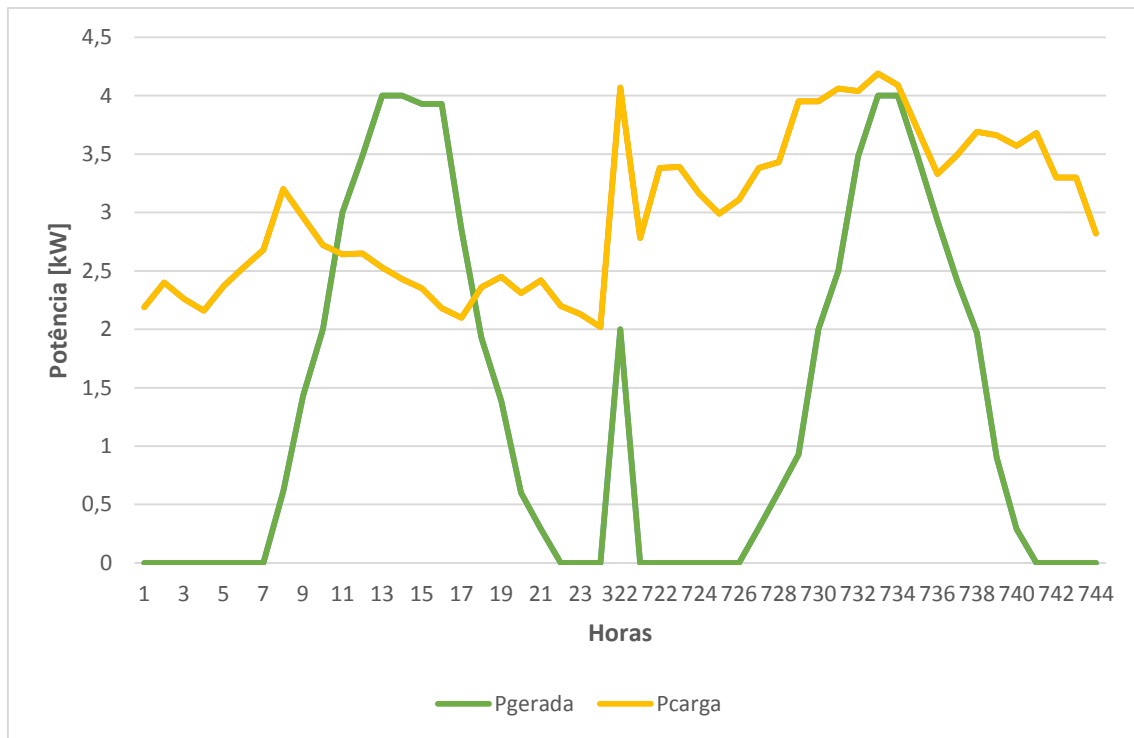
Ao analisar a figura 5.24, na hora 322 a potência comprada e vendida assume valores exagerados que rondam os 398 kW. Isto refere-se a uma situação impossível já que nesta hora a potência gerada é 3.23 kW. Um *prosumer* só pode vender a energia que produz e não pode comprar em excesso para depois vender, uma vez que este comportamento permite que faça lucro infinito. Isto quer dizer que o *prosumer* só pode vender a energia que produz e não comprar em excesso para vender na mesma hora. Assim a potência de venda tem de ser igual ou inferior à potência gerada. Ao analisar a utilidade referente a este cenário verifica-se que alguma das restrições do despacho económico não foi cumprida, uma vez que existe um decréscimo do valor da utilidade. A restrição que limitou a resolução do problema de despacho económico foi o orçamento. Para perceber qual a quantia necessária para cumprir o orçamento, aumentou-se excessivamente o orçamento para 100 €. Na figura 5.25 está representada a resolução do problema de despacho económico com um orçamento de 100 €. Na figura

5.25 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.



**Figura 5.25** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do orçamento.

Na figura 5.25, pode ser observado que o problema verificado na hora 68 foi resolvido, estando a potência comprada igual à potência da carga e a potência vendida igual à potência gerada. Com o aumento do orçamento para 100 € o problema de despacho económico não foi limitado pelo orçamento uma vez que este representa um valor elevado. O custo referente a este mês passa assim a ser de 54.28 € e a utilidade total de 5522.9, valor igual à utilidade apresentada no primeiro cenário. Como o objetivo do trabalho passa por tornar a REE mais inteligente, no quarto cenário considerou-se que a carga é variável dentro de um limite máximo e mínimo. Na figura 5.26 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida.



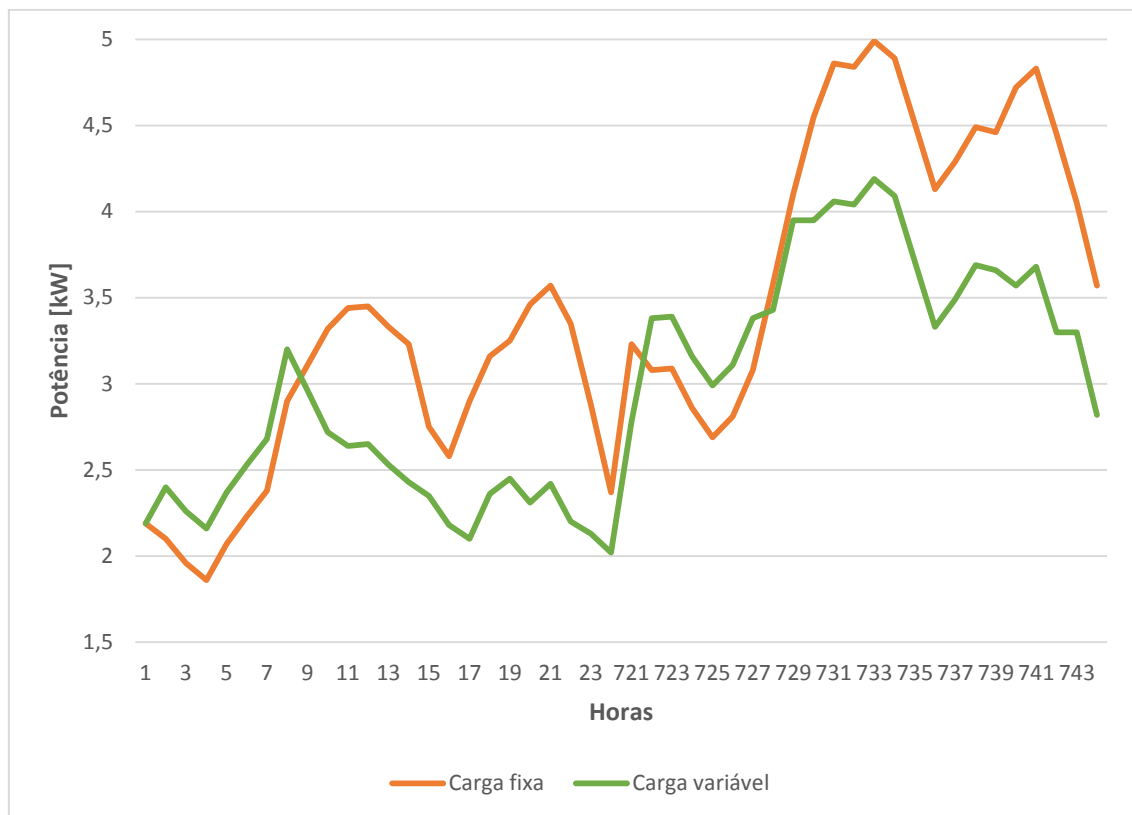
**Figura 5.26** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.

Com a carga variável é possível o ajuste da REI por forma a tornar possível cumprir o orçamento de 30 € definido pelo *prosumer*, sendo que a utilidade total é de 5035.38. Ao analisar a figura 5.26 verifica-se que existiu um aumento de consumo em algumas horas e redução de consumo noutras. Por forma a evidenciar este ajuste, apresenta-se na figura 5.27 a potência da carga fixa referente à figura 5.25 juntamente com a potência da carga variável referente à figura 5.26.

A figura 5.27 apresenta os ajustes realizados no primeiro e último dia do mês de Julho. De relembrar que o objetivo do problema de despacho económico consiste na maximização da utilidade. Contudo para cumprir o orçamento é necessário existir uma redução da carga e tendo em conta que nas horas de ponta o *prosumer* tem menos preferência por consumir, será nestas nas horas que a redução ocorrerá. Desta forma a utilidade do *prosumer* não baixa em demasia, conseguindo deslocar consumo das horas de ponta para as horas de vazio.

Com uma redução maior nas horas de ponta, consegue-se que o consumo nas horas de vazio aumente ligeiramente. No primeiro dia a redução nas horas de ponta foi demasiado elevada, o que prova que, se os ajustes dos limites se forem feitos em todas

as horas, este comportamento pode contribuir para que o consumo seja o mais constante possível ao longo do período considerado.



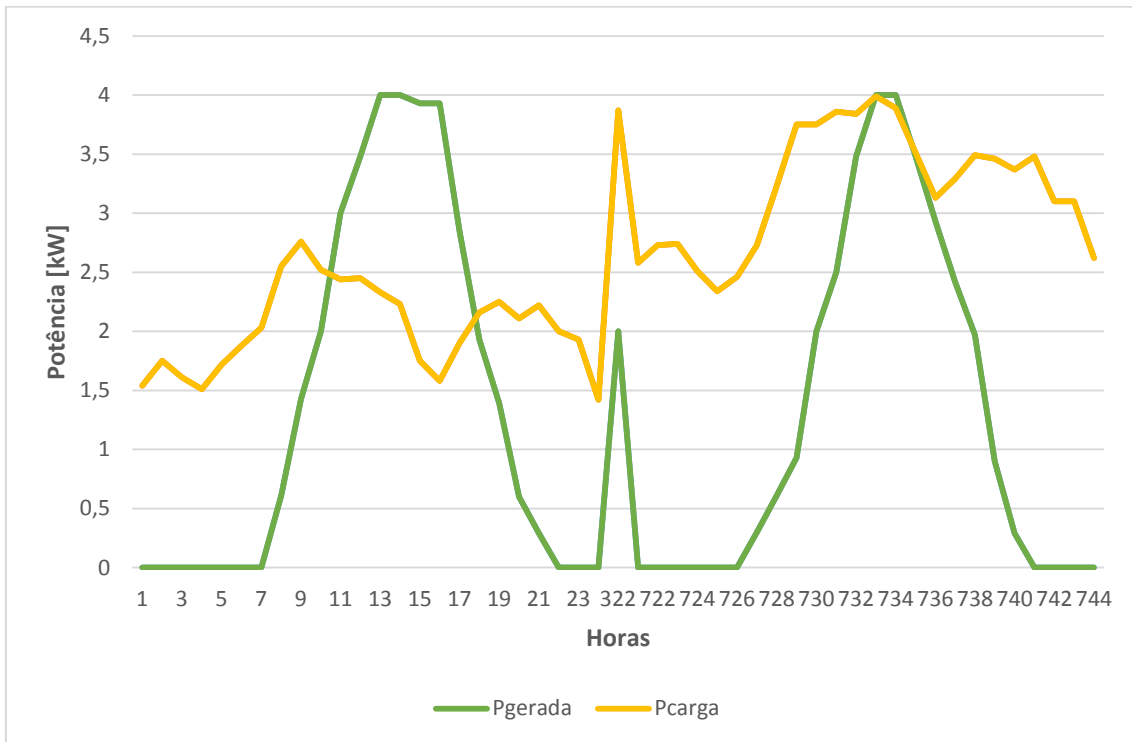
**Figura 5.27** – Comparação entre a potência da carga fixa com a potência da carga variável para o mês de Janeiro.

O último cenário considerado corresponde a uma redução do orçamento do *prosumer* num determinado mês. Considerando que ocorre uma nova redução do valor do orçamento para metade, o novo valor considerado para o orçamento corresponde a 15 € e a utilidade total de 4491.95.

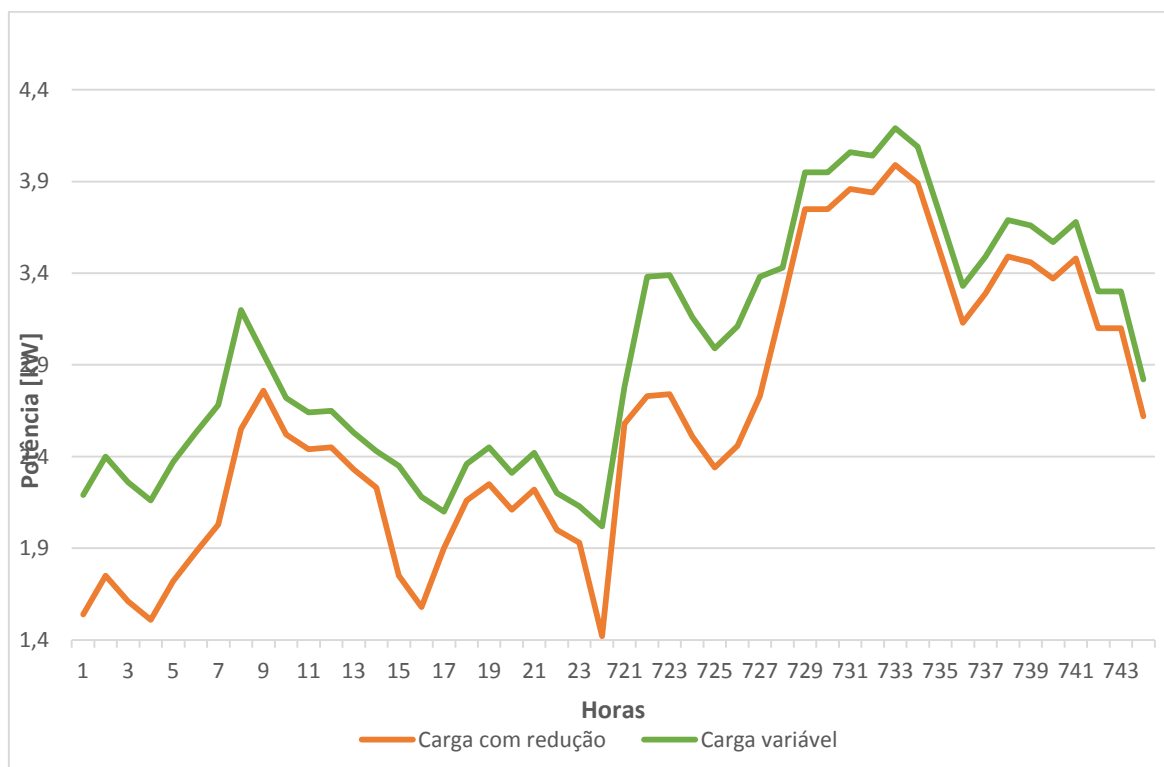
Na figura 5.28 as curvas da potência da carga e da potência comprada são coincidentes, assim como também são coincidentes as curvas da potência gerada e da potência vendida. Analisando a figura 5.28, o ajuste da REI permitiu a redução da potência da carga. Contudo, para conseguir cumprir o orçamento definido nesta situação o consumo tem que ser reduzido em todas as horas do dia. Isto acontece porque o orçamento é demasiado baixo, ou seja, está perto do valor limite para o qual o ajuste da REI permite cumprir o orçamento. Por forma a evidenciar este ajuste, apresenta-se na figura 5.29 a comparação entre a potência da carga variável referente à figura 5.26 juntamente com a

potência da carga variável quando sujeita a uma redução orçamental referente à figura 5.28.

A potência da carga da figura 5.28 será designada por potência da carga com redução. Neste caso de estudo não houve transferência de consumo das pontas para as horas de vazio ou aumento da carga durante as horas de vazio, sendo apenas verificado uma redução total do consumo.



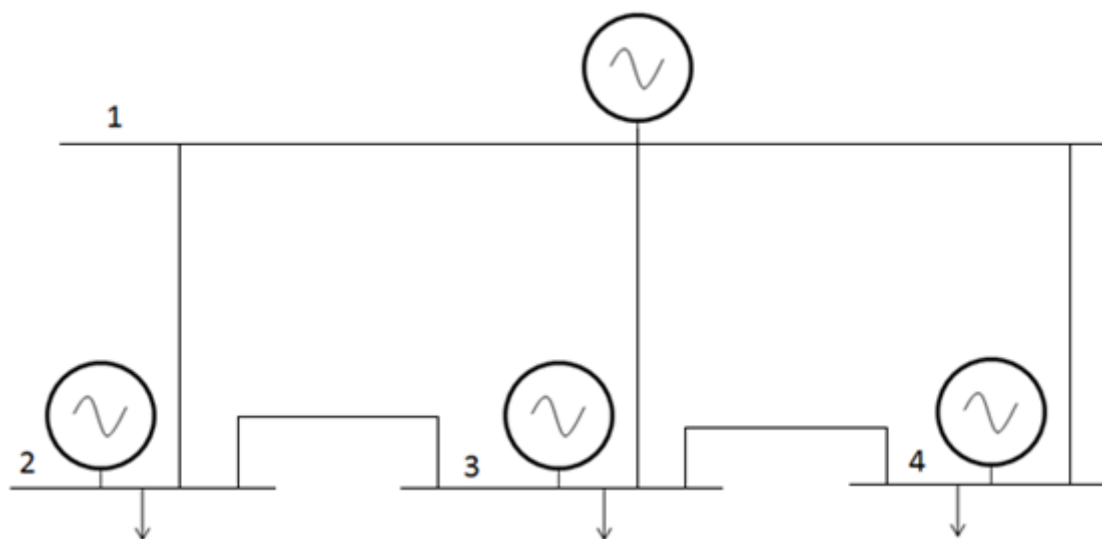
**Figura 5.28** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Julho com redução de orçamento.



**Figura 5.29** – Comparação entre a potência da carga variável com a potência carga reduzida para o mês de Janeiro.

## **5.4 – Trânsito de energia**

Neste subcapítulo é analisado o trânsito de energia de uma REE. Esta REE será composta por 4 barramentos. O barramento 1 é onde está ligada a REE e nos restantes barramentos serão ligadas as cargas e os respetivos geradores, representando comunidades de *prosumers*. A rede elétrica em estudo está representada na figura 5.29.



**Figura 029** – Esquema da rede elétrica

Assim os *prosumers* serão divididos em três comunidades. Segundo [68], o número de consumidores envolvidos pelo projeto InovGrid é de 30 mil consumidores. Dividindo esse valor por três barramentos de modo a criar uma rede com cargas desequilibradas, assumiu-se que o barramento 2 abrangeria 5000 consumidores, o barramento 3 abrangeria 15000 consumidores e o barramento 4 terá 10000 consumidores. Ou seja, é considerado que a carga total do barramento 2 é 22.5 MW, a carga do barramento 3 é 67.5 MW e do barramento 4 é 45 MW.

São considerados três cenários:

- No primeiro cenário é considerado que apenas os *prosumers* apenas desempenham a função de consumidores;
- No segundo cenário é considerado que os *prosumers* apresentam níveis de produção inferiores ao consumo;
- No terceiro e último cenário é considerado que os *prosumers* apresentam níveis de produção superiores ao consumo.

Para todos os cenários estudados foi considerada uma carga de 4.5 kW para cada *prosumer*. No segundo cenário é considerada uma produção de 3.5 kW para cada *prosumer* e no terceiro cenário uma produção passará de 5 kW para cada *prosumer*.

Os cenários foram simulados recorrendo ao *software* PSS/E. Para a simulação foram considerados o comprimento e resistência das linhas representados na tabela E.1,

em anexo. As admitâncias e reactâncias foram desprezadas porque se considera que a rede elétrica em análise não apresenta distâncias consideráveis.

### 1º Cenário – Sem produção

A figura 5.30 representa o resultado do trânsito de energia para a rede sem produção de energia dos *prosumers*.

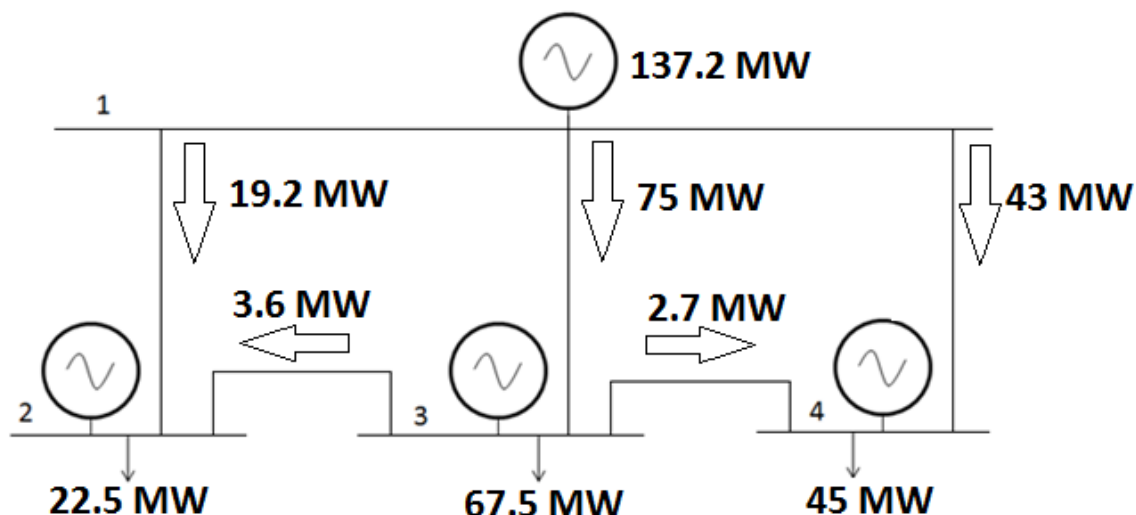


Figura 030 – Trânsito da energia na rede no 1º cenário

Da análise da figura 5.30 é verificado que a potência total das cargas é 135 MW, contudo a rede fornece 137.2 MW. Esta diferença deve-se às perdas nas linhas de distribuição, i.e., existem 2.2 MW de perdas ativas na rede.

É observado que a linha que liga o barramento 1 ao 3 apresenta um trânsito de potência superior à carga do barramento 3, dividindo posteriormente a potência pelos outros barramentos. Esta situação ocorre porque esta linha que apresenta resistência menor, contribuindo para uma redução das perdas ativas.

### 2º Cenário – Produção inferior ao consumo

Este cenário representa a maioria das situações que podem ocorrer dado que é o *prosumer*. Na figura 5.31 está representado o trânsito de energia correspondente ao cenário 2.

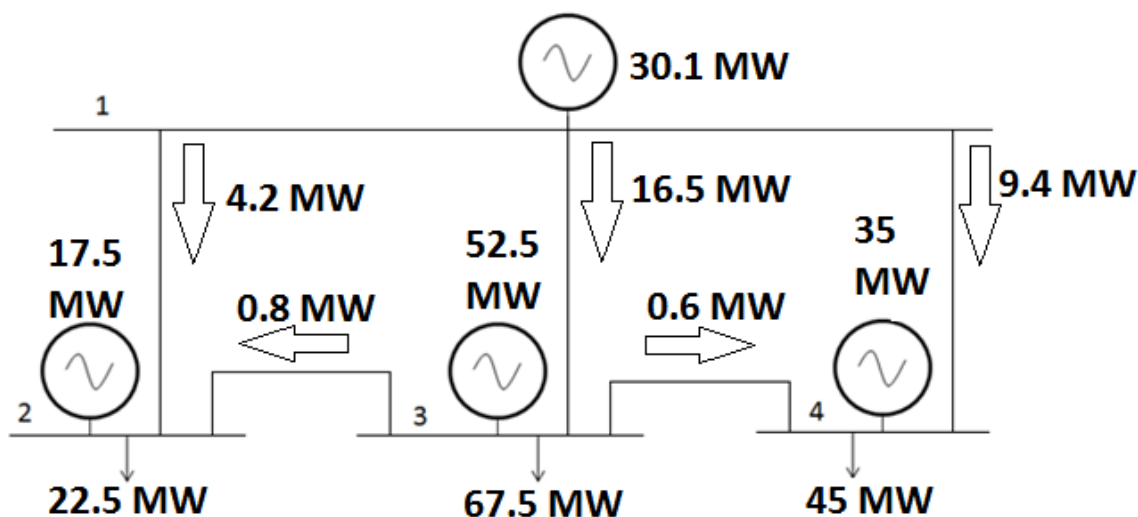


Figura 031 – Trânsito de energia do cenário 2

Analisando a figura 5.31 verifica-se que a quantidade de energia em trânsito na rede baixou de 137.2 MW para 135.1 MW. Esta redução é justificada pela existência de energia produzida localmente. A produção de energia elétrica nos locais de consumo permite diminuir consideravelmente as perdas do transporte da energia elétrica produzida em de centrais elétricas distantes. Assim, o valor das perdas passou de 2.2 MW para 0.1 MW.

Nas horas do dia onde há radiação solar, a produção de energia elétrica poderá ser inferior ao consumo, sendo este cenário o que ocorrerá mais vezes durante o dia, para *prosumers* com geração solar fotovoltaica. Este cenário contribui para uma redução das perdas na rede de transporte assim como na rede de distribuição, aumentando a eficiência da rede. Do ponto de vista do *prosumer*, a principal vantagem será a redução na fatura mensal da energia elétrica.

### **3º Cenário – Produção superior ao consumo**

Neste cenário será considerado que todos os *prosumers* apresentam uma produção superior ao consumo. Na figura 5.32 está representado o trânsito de energia correspondente ao cenário 3.

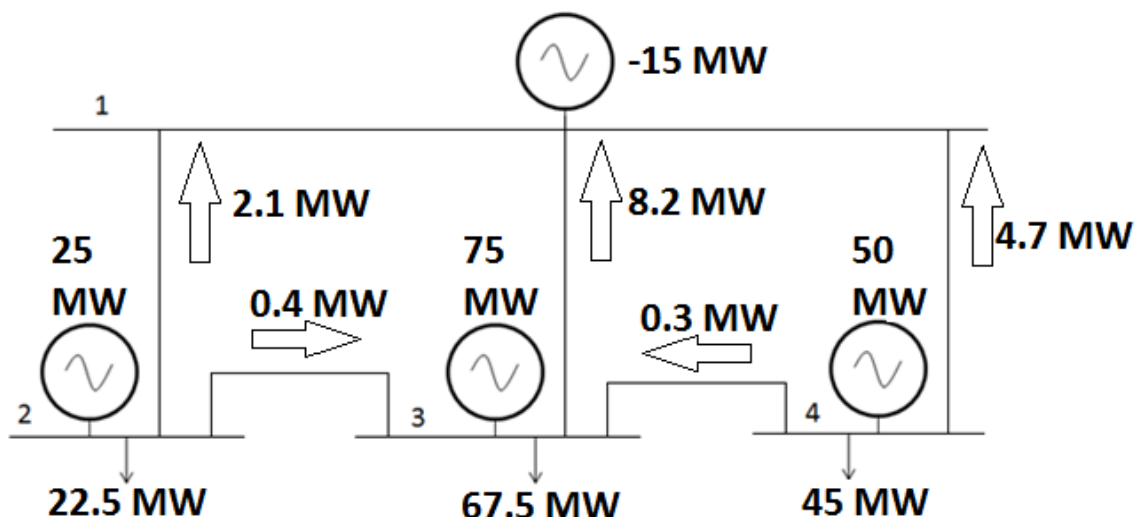


Figura 032 – Trânsito de energia do cenário 3

A energia total na rede é de 150 MW sendo que 135 MW são consumidos localmente e 15 MW são fornecidos à REE. A quantidade de energia em trânsito nas linhas é pequena, sendo valores das perdas existentes na rede praticamente desprezáveis.

Da análise dos cenários estudados pode concluir-se que a geração distribuída contribui para a redução das perdas na REE. Adicionalmente a geração distribuída contribui globalmente para uma produção de energia elétrica menos dependente de combustíveis fósseis e permite tornar a REE mais inteligente, na medida em que, com a maior produção de energia da parte dos *prosumers* será necessário prever, monitorizar e ajustar a rede de modo mais eficiente possível.

É previsível que na maioria dos casos o *prosumer* tenha mais consumo do que produção, mas essa produção por mais pequena que seja vai contribuir para uma redução das perdas ao nível de transporte e distribuição de energia elétrica, uma vez que a quantidade de energia em trânsito nas redes vai diminuir.

## **5.5 - Conclusões**

Se os *prosumers* pudessem comprar energia em MEE, permitiria uma redução dos seus custos de faturação de energia elétrica.

Com a utilização de preços de venda superiores aos preços de compra, permite em determinadas horas, uma redução da fatura da energia elétrica do *prosumer*. Se o

*prosumer* estivesse sujeito a um regime bonificado o preço de venda seria ainda superior.

A compra de energia a uma empresa do mercado livre leva a um aumento do custo total, sendo cumprido o orçamento estipulado à custa da variabilidade da carga, tanto para um horizonte temporal diário como mensal.

Do ponto visto da REI a existência um horizonte temporal mais alargado possibilita a ocorrência de ajustes em todas as horas, contribuindo para aumentar as opções que o *prosumer* pode tomar no mesmo período de tempo. Comparando o custo total do primeiro cenário do caso diário de Julho com o caso mensal de Julho, o *prosumer* no caso diário gastar 63 c€ mas no caso mensal gasta 95 c€, sendo que a análise referente ao horizonte temporal mais alargado permite ter uma melhor percepção da energia consumida, do custo total, bem como do orçamento necessário. Contudo uma análise diária dos limites máximos e mínimos da carga terá mais benefícios, como perceber em que horas os limites devem ser ajustados. Ao nível mensal com tantos dados será mais difícil ter a percepção de em que horas os limites, muito baixos ou muito altos, terão que sofrer ajustes.

Se o *prosumer* pretender reduzir os encargos com a fatura de eletricidade poderá numa primeira instância baixar o consumo nas horas de ponta, por forma a consumir durante os períodos que lhe são mais favoráveis, tais como as horas de cheia e/ou vazio.

Do ponto vista da rede esta decisão contribui para a diminuição da diferença de consumo entre as horas de vazio e horas de ponta, contribuindo para um alisamento do diagrama de carga, i.e., a solução resultante do deslocamento do consumo das horas de ponta para as horas de vazio contribui para o alisamento do diagrama de carga.

Nem sempre é possível deslocar consumo das pontas para o vazio ou aumentar consumo no vazio porque esta ação depende do orçamento definido pelo *prosumer*.



# Capítulo 6

## Conclusões e Trabalhos futuros

*Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho, bem como algumas direções em que podem ser desenvolvidos futuros trabalhos.*



## **6 – Conclusões e trabalhos futuros**

### **6.1 – Conclusões**

A rede elétrica inteligente tem sido o elemento preponderante na contribuição para a redefinição das funções e da caracterização dos seus *stakeholders*, na medida em que tem contribuído para uma maior consciencialização dos consumidores para fatores ambientais e também para fatores associados ao funcionamento e gestão da rede de energia elétrica. O aumento da consciencialização advém do aumento da utilização de energia elétrica proveniente de fontes de energia renováveis e da existência de políticas de programas de incentivos financeiros que têm repercussões, nomeadamente, ao nível da redefinição do perfil do diagrama de carga e da redução das perdas no transporte de energia elétrica. Neste contexto tem sido verificado um aumento dos consumidores que se tornam também produtores de energia, não só para consumo próprio mas também com a possibilidade de venda dessa energia produzida à rede elétrica.

Os operadores da rede elétrica, ainda que inseridos numa fase de transição entre a rede de energia elétrica tradicional e a rede de energia elétrica inteligente, têm vindo a ser impelidos por questões de natureza legislativa e técnica, a contribuir para a modernização da rede elétrica através da inserção de novos equipamentos e sobretudo de novas tecnologias. Esta modernização da rede elétrica contribui para aumento da produção descentralizada, com a vantagem de possibilitar a redução das perdas no transporte e distribuição de energia elétrica.

Os reguladores da rede elétrica enfrentam novos desafios na medida em que as suas ações de regulação são aplicadas no âmbito de mercados de energia, contribuindo para a sua transparência e competitividade.

O impacto do *prosumer* na rede de energia elétrica só assume expressão quando inseridos em comunidades, constituindo as designadas *VPP*. Desta forma, a quantidade de energia produzida pelas *VPP* passa a ter expressão face à quantidade energia produzida em centros produtores, razão pela qual as *VPP* podem contribuir para a redefinição do preço de energia elétrica.

Os contadores inteligentes contribuem para inclusão do consumidor de forma participativa na rede de energia elétrica. No entanto a informação disponibilizada

necessita de ser processada para se traduzir em ações concretas na gestão e operação da rede de energia elétrica. Neste sentido torna-se relevante prever o consumo e/ou a produção de energia elétrica.

As redes neuronais são uma ferramenta passível de ser utilizada que permite dar resposta às necessidades de previsão por parte dos operadores da rede elétrica, contribuindo para uma operação e gestão mais eficiente da rede elétrica.

Neste trabalho foram considerados vários casos de estudo e cenários, para os quais os resultados das redes neuronais são considerados satisfatórios e que são posteriormente aplicados na resolução do problema de despacho económico, tendo em conta as limitações orçamentais dos consumidores e as horas preferenciais de consumo definidas pelos consumidores.

O problema de despacho económico foi resolvido considerando um horizonte temporal diário e mensal. Quando comparados, a resolução do problema de despacho económico mensal potencia uma melhor perceção da evolução do consumo e do custo total da energia do que a resolução do problema de despacho económico diário. Em contrapartida a resolução do problema de despacho económico diário apresenta como vantagem uma maior facilidade de ajuste nos limites de consumo, comparativamente com a resolução do problema de despacho económico mensal.

Os resultados obtidos para o problema de despacho económico demonstram que o consumo passou a ser mais controlado devido às imposições orçamentais e de limites máximos e mínimos de consumo, levando a um deslocamento das horas de consumo, contribuindo para o alisamento do diagrama de carga, estando em linha com os programas de *demand response*.

A análise do trânsito de energia foi realizada para alguns casos de estudo, tendo sido verificado que as VPP contribuem para a diminuição das perdas na rede de energia elétrica e que a sua produção, proveniente de fontes de energia renováveis, contribui para a diminuição da dependência de produção não renovável a nível global. Adicionalmente as VPP desempenham um papel preponderante na rede elétrica inteligente na medida em que são os utilizadores finais que desempenham um papel ativo na gestão da própria rede, nomeadamente através da produção de energia e em associação a programas de *demand side management*.

## **6.2 – Trabalhos futuros**

Ao longo da realização da presente dissertação foram surgindo alguns tópicos de interesse para desenvolvimento de trabalhos futuros.

O trabalho realizado contempla apenas um *prosumer* com a resolução do problema de despacho económico apenas para um dia e um mês, sendo apresentada apenas uma abordagem sumária a um grupo de *prosumers*. Seria interessante fazer um estudo mais exaustivo de um grupo de *prosumers* e também o estudo de uma comunidade de *prosumers* para perceber a diferença que pode existir entre o grupo e a comunidade, assim como a diferença destes para um único *prosumer* enquanto entidade. Perceber a necessidade de ajustes que a REE iria ter que tomar para se adaptar em função de um grupo ou comunidade.

No trabalho foi considerado que o *prosumer* não possui capacidade de armazenamento de energia, logo seria interessante perceber a influência da existência de armazenamento na redução dos custos do *prosumer* em determinadas horas do dia, podendo armazenar energia quando existe excesso de produção, consumindo em horas em que existe falta de produção e às quais corresponde um aumento dos preços de energia elétrica.

Foi também considerado que o *prosumer* vende energia à rede ao preço da tarifa. Outro cenário poderá considerar a venda de energia no mercado diário e permitir analisar como este procedimento pode afetar os custos do *prosumer* e determinar a melhor solução para venda em mercado, se como individualidade, grupo ou comunidade.



# **Referências**

# **Bibliográficas**



## **Referências bibliográficas**

- [1] ENEI, Diagnóstico de Apoio às jornadas de reflexão estratégica, Eixo temático 1 - Tecnologias transversais, Energia, documento de trabalho nº2 ([http://www.fct.pt/esp\\_inteligente/docs/Energia\\_ENEI\\_Lisboa.pdf](http://www.fct.pt/esp_inteligente/docs/Energia_ENEI_Lisboa.pdf)) (Acedido em 13 01 2014).
- [2] Comissão Europeia, Diretiva 2010/31/UE do parlamento europeu e do conselho de 19 de Maio de 2010 relativa ao desempenho energético dos edifício,
- [3] EDP distribuição, Projeto InovGrid, (<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/InovGrid.aspx>) (Acedido em 18 01 2014).
- [4] Monteiro, P. L., Projeto InovGrid, Renováveis magazine, pp. 50-52, 2012
- [5] Comissão Europeia, Smart Grids: from innovation to deployment, 2011 (<http://www.smartgrids.eu/documents/SG%20Communication.pdf>) (Acedido em 25 01 2014).
- [6] ERSE, O consumidor e a mudança de paradigma, XIV Réunion Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energia 28 de Abril 2010,
- [7] Boot, P.A., van Bree, B., "A zero-carbon European power system in 2050: proposals for a policy package", ECN, April 2010 (
- [8] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L., "Distributed generation: a definition", Electric Power Systems Research, Vol. 57 (3), pp. 149-221, 2001.
- [9] Provoost, F., "Intelligent Distribution Network Design", Eindhoven University of Technology, September 2009 (<http://alexandria.tue.nl/extra2/200911963.pdf>) (Acedido em 15 02 2014).
- [10] Pudjianto, D., Ramsay, C., Strbac, G., "Virtual Power Plant and system integration of distributed energy resources", Renewable Power Generation, IET, Vol. 1 (1), pp.10-16, 2007.
- [11] El Bakari, K., Kling, W. L., "Facilitating sustainability through smart network design in combination with virtual power plant operation", Proc. of the Innovation for Sustainable Production (I-SUP), pp. 19-23, Bruges, Belgium, April 2010.
- [12] Alfares, H. K., Nazeeruddin, M., "Electric load forecasting: literature survey and classification of methods", International Journal of Systems Science, Vol. 33 (1), pp.23-24, 2002.
- [13] ERGEG, Treatment of Losses by Network Operators, ERGEG Position Paper for public consultation, July 2008 (<http://www.energy-regulators.eu>) (Acedido em 19 02 2014).
- [14] Gonçalves, P. J. M., Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011, Capítulo 3 - Mercado Ibérico de Eletricidade, FEUP, páginas 19-39, 2011

## *Referências bibliográficas*

- [15] Santos, V., A Regulação do Sector Energético, Seminário Internacional Portugal - Brasil, ERSE, 2012 ([http://sipb.dps.uminho.pt/comunicacoes\\_SIPB/Vitor\\_Santos.pdf](http://sipb.dps.uminho.pt/comunicacoes_SIPB/Vitor_Santos.pdf)) (Acedido em 03 03 2014).
- [16] ERSE, Comercializadores em regime de mercado (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadores>) (Acedido em 05 03 2014).
- [17] ERSE, Liberalização do mercado elétrico – Mudança de comercializador, 2013 (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector>) (Acedido em 15 03 2014).
- [18] APREN, As renováveis em Portugal, 2013 ([http://www.apren.pt/fotos/editor2/as\\_renovaveis\\_em\\_portugal\\_apren\\_abr2013.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/as_renovaveis_em_portugal_apren_abr2013.pdf)) (Acedido em 17 03 2014).
- [19] Conselho de Reguladores do MIBEL, Integração da produção em regime especial no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos, propostas de harmonização regulatória, 2012 ([http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/38\\_3/mibel\\_pre\\_pt.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/38_3/mibel_pre_pt.pdf)) (Acedido em 18 03 2014).
- [20] International Energy Agency, PVPS Report Snapshot of Global PV 1992-2013, Preliminary Trends Information from the IEA PVPS Programme, 2014 ([http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS\\_report\\_-\\_A\\_Snapshot\\_of\\_Global\\_PV\\_-\\_1992-2013\\_-\\_final\\_3.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf)) (Acedido em 20 03 2014).
- [21] Direção geral de energia e geologia, Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013 - 2030, 2013 ([http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/46\\_1/rmsa-e%202012.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/46_1/rmsa-e%202012.pdf)) (Acedido em 22 03 2014).
- [22] YU, X., Cecati, C., Dillon, T., Simões, M. G., "The new Frontier of Smart Grids: An Industrial Electronics Perspective", *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, Vol. 5 (3) pp. 49-63, 2011.
- [23] Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, *Diário da República*, 1.ª série — N.º 35 — 19 de fevereiro de 2013, pp. 1037-1058
- [24] Lampropoulos, I., Vanalme, G. M. A., Kling, W. L., "A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid", *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, pp. 1-8, Gothenburg, Sweden, October 2010
- [25] Moreira, V., *O regulador: História, regime e prespetivas da ERSE*, 2008
- [26] Electronica, Mapas radiância solar, Radiância Global, Europa, (<http://www.electronica-pt.com/energia-solar/mapas-radiacao-solar>) (Acedido em 03 04 2014).

- [27] ERSE, Perdas na rede de transporte, (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/transporte/Paginas/RNT-Perdas.aspx>) (Acedido em 03 04 2014).
- [28] ERSE, Perdas nas redes de distribuição, (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/distribuicao/Paginas/RN D-Perdas.aspx>) (Acedido em 04 04 2014).
- [29] EDP, Projeto InovGrid, Redes Inteligentes, (<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/RedesInteligentes.aspx>) (Acedido em 17 04 2014).
- [30] EDP, Projeto InovGrid, A distribuição de energia, (<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/ADistribuicaodaEnergia.aspx>) (Acedido em 18 04 2014).
- [31] Chen, C.S., Kang, M.S., Hwang, J.C., Huang, C.W., "Synthesis of power system load profiles by class load study", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 22 (5), pp. 325–330, 2000
- [32] Leonard, T. C., "Richard H. Thaler, Cass R. Sunstein, Nudge: Improving decisions about health, wealth, and happiness", Yale University Press, 2008
- [33] Wilson, R., "Architecture of power markets", *Econometrica*, Vol. 70 (4), pp. 1299-1340, 2002.
- [34] Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., "Evaluation of Spot Price Based Electricity Rates", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, Vol. PAS-104 (7), pp. 1644-1655, 1985.
- [35] Stokes, M., Rylatt, M., Lomas, K., "A simple model of domestic lighting demand", *Energy and Buildings*, Vol. 36 (2), pp. 103–116, 2004
- [36] Goldblatt, D. L., Hartmann, C., Durrenberger, G., "Combining interviewing and modeling for end-user energy conservation", *Energy Policy*, Vol. 33 (2), pp. 257–271, 2005
- [37] Wood, G., Newborough, M., "Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design", *Energy and Buildings*, Vol. 35 (8), pp. 821–841, 2005
- [38] EDP distribuição, Sistema elétrico português, (<http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>) (Acedido em 22 04 2014).
- [39] R. M. Castro, "Breve caracterização do sistema elétrico nacional", 2009.
- [40] Martins, A. M., Mercado Ibérico de Electricidade Simulação de um Modelo em Concorrência Perfeita, FEP, 2009
- [41] Silva, M. J., Smart Grids em Portugal, dissertação de mestrado em COMPLETAR IST, 2011

## Referências bibliográficas

- [42] Rathnayaka, A.J.D., Potdar, V.M., Dillon, T.S., Hussain, O.K., Chang, E., "A Methodology to Find Influential Prosumers in Prosumer Community Groups", *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, Vol. 10 (1), pp. 706-713, 2014
- [43] Rathnayaka, A.J.D., Potdar, V.M., Kuruppu, S.J., "An Innovative Approach to Manage Prosumers in SmartGrid", *Sustainable Technologies (WCST), World Congress on*, pp. 141-146, London, United Kingdom, November 2011
- [44] Introduction to Artificial Neural Networks (<http://www.cse.unr.edu/~bebis/MathMethods/NNs/lecture.pdf>) (Acedido em 30 04 2014).
- [45] Vincent Cheung and Kevin Cannons, *An Introduction to Neural Networks, University of Manitoba*, 2002 (<http://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/neuralnetworks.cheungcannonnotes.pdf>) (Acedido em 1 05 2014).
- [46] Kriesel, D., *A Brief Introduction to Neural Networks*, 2007 (ht).
- [47] Ruela, A. S., *Redes Neurais Feedforward e Backpropagation*, UFOP ([http://www.decom.ufop.br/imobilis/wp-content/uploads/2012/06/03\\_Feedforward-e-Backpropagation.pdf](http://www.decom.ufop.br/imobilis/wp-content/uploads/2012/06/03_Feedforward-e-Backpropagation.pdf)) (Acedido em 3 05 2014).
- [48] EDP, S.A., *Microgeração*, (<https://energia.edp.pt/Particulares/microgeracao>) (Acedido em 5 05 2014).
- [49] FEUP, *Curvas da potência em função da tensão de um painel de radiação solar* ([http://paginas.fe.up.pt/~ee03059/Resultados/matlab\\_painel\\_radiacao\\_potencia.PNG](http://paginas.fe.up.pt/~ee03059/Resultados/matlab_painel_radiacao_potencia.PNG)) (Acedido em 7 05 2014).
- [50] Gokmen, N., Karatepe, E., Celik, B., Silvestre, S., "Simple diagnostic approach for determining of faulted PV modules in string based PV arrays", *Solar Energy*, Vol. 86 (11), pp. 3364–3377, 2012 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12003313>) (Acedido em 10 05 2014).
- [51] Sun, Q., Beach, A., Cotterell, M. E., Wu, Z., Grijalva, S. "An Economic Model for Distributed Energy Prosumers", *System Sciences (HICSS), 46th Hawaii International Conference on*, pp., 2103-2112, Wailea, HI, USA, January 2013
- [52] Na, L. Lijun, C., Low, S. H., "Optimal demand response based on utility maximization in power networks", *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, San Diego, CA, USA, July 2011.
- [53] Alcantud, J. C. R., Manrique, A., "Continuous representation by a money-metric function," *Mathematical Social Sciences*, Vol. 41(3), pp. 365–373, 2001.
- [54] Ito K., Kunisch, K., "Lagrange Multiplier Approach to Variational Problems and Applications", *Society for Industrial and Applied Mathematics*, 2008.
- [55] Jahn, J., "Introduction to the theory of nonlinear optimization", 3rd ed. Berlin, Springer, 2007.
- [56] Pedro Fonte, "Previsão de Potência em Geradores eólicos", Tese de mestrado em

- Engenharia Electrotécnica e de Computadores IST,2006
- [57] Bishop, Christopher M., "Neural Networks for Pattern Recognition", Oxford University Press, London, Great Britain, 1995
- [58] ERSE, Ciclo horário  
([http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosercliente/tenholigacaoarede/Documents/Documento\\_CiclosHor%C3%A1rios\\_Electricidade.pdf](http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosercliente/tenholigacaoarede/Documents/Documento_CiclosHor%C3%A1rios_Electricidade.pdf)) (acedido 20/07/2014)
- [59] Sistema nacional de informação de recursos hídricos, (<http://snirh.apambiente.pt/>) (acedido 24/07/2014)
- [60] OMEL, Preços de mercado diário,  
(<http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>) (acedido 27/07/2014)
- [61] Associação de energias renováveis, Ondas e mares  
(<http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/ondas-e-mares/>) (acedido 2014.08.03).
- [62] Energias de Portugal, SA, Dados ibéricos 2013, Direção de Planeamento Energético  
(<http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/Pages/DadosIbericos.aspx>) (acedido 2014.08.04).
- [63] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Integração da produção em regime especial no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos, propostas de harmonização regulatória, Conselho de reguladores do MIBEL 2012  
([http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/38\\_3/mibel\\_pre\\_pt.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/documents/38_3/mibel_pre_pt.pdf)) (Acedido 2014.08.04).
- [64] Portal das energias renováveis, Geotérmica, Estado em Portugal, atualidade  
([http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID\\_conteudo=19&ID\\_area=4&ID\\_sub\\_area=11](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=19&ID_area=4&ID_sub_area=11)) (acedido 2014.08.03).
- [65] PorData, Base de dados de Portugal contemporâneo,  
(<http://www.pordata.pt/Portugal/Ambiente+de+Consulta/Tabela>)
- [66] Barros, M., ENCE, Econometria – Semestre 2010.01, Capítulo 12-Autocorrelação  
(<http://www.mbarros.com/documentos/upload/Capitulo%2012%20Gujarati%20Resumo.pdf>).
- [67] Ramezani, M., Falaghi, H., Haghifam, M., Shahryari, G.A., "Short-Term Electric Load Forecasting Using Neural Networks", Computer as a Tool, EUROCON, The International Conference on , pp.1525-1528, Belgrade, Serbia, November 2005
- [68] EDP Distribuição, Projeto InovGrid, (<http://www.edp.pt>) (Acedido em 18 08 2014).
- [69] Quercus, Metas de Energia e Clima para 2030, (<http://www.quercus.pt>) (Acedido em 18 12 2014).



# **Anexos**



## Anexos

### Anexo 1 – Resultados obtidos para a previsão do consumo

**Tabela R.1** – Resultados dos ensaios com dados anuais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	43		45		47		49		51		53	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	3,44500	2,58000	5,67400	0,96720	9,58100	1,93300	2,14900	0,75210	1,28700	1,58800	1,79600	1,79600
2	2,85100		0,56480		6,78300		7,97800		2,92400		4,02100	
3	1,87300		0,52890		1,21800		0,30040		1,27100		2,25100	
4	1,38200		5,45400		1,93300		0,20090		0,23480		6,19600	
5	7,16900		0,74410		4,92200		0,74670		4,83600		6,98700	
6	0,48520		2,16200		1,46900		0,75210		2,46000		0,58260	
7	2,58000		6,05500		1,17400		0,94880		0,47790		4,14200	
8	6,48400		0,96720		1,23000		1,47400		1,64300		1,42400	
9	6,19100		0,44240		0,59890		9,68700		6,86900		0,47580	
10	1,52300		0,33500		1,95900		0,40640		1,58800		0,81370	
11	1,20500		3,33700		6,53900		0,51130		1,48800		0,38100	

**Tabela S.2** – Resultados dos ensaios com dados anuais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Janeiro da RNA mensal

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	35		37		39		41		43		45	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	0,01313	0,01313	0,01282	0,01272	0,01303	0,01256	0,01245	0,01261	0,01239	0,01269	0,01372	0,01281
2	0,01315		0,01279		0,01263		0,01224		0,01226		0,01227	
3	0,01357		0,01293		0,01241		0,01286		0,01322		0,01237	
4	0,01338		0,01272		0,01227		0,01270		0,01348		0,01298	
5	0,01225		0,01201		0,01250		0,01316		0,01389		0,01327	
6	0,01234		0,01259		0,01311		0,01257		0,01269		0,01275	
7	1,27018		0,01282		0,01256		0,01247		0,01203		0,01404	
8	0,01285		0,01300		0,01303		0,01305		0,01201		0,01262	
9	0,01197		0,01243		0,01247		0,01261		0,01297		0,01359	
10	0,01349		0,01213		0,01290		0,01290		0,01224		0,01252	
11	0,01244		0,01260		0,01246		0,01235		0,01270		0,01281	

**Tabela T.3** – Resultados dos ensaios com dados mensais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Julho da RNA mensal

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	35		37		39		41		43		45	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	0,01281	0,01287	0,01309	0,01273	0,01299	0,01272	0,01228	0,01267	0,01236	0,01261	0,01288	0,01281
2	0,01245		0,01284		0,01262		0,01351		0,01261		0,01233	
3	0,01287		0,01225		0,01327		0,01247		0,01229		0,01281	
4	0,01253		0,01274		0,01331		0,01201		0,01321		0,01237	
5	0,01318		0,01227		0,01261		0,01284		0,01281		0,01299	
6	0,01331		0,01335		0,01260		0,01293		0,01276		0,01276	
7	0,01310		0,01215		0,01286		0,01267		0,01313		0,01276	
8	0,01243		0,01228		0,01272		0,01238		0,01295		0,01236	
9	0,01313		0,01320		0,01250		0,01279		0,01259		0,01284	
10	0,01263		0,01273		0,01231		0,01255		0,01237		0,01319	
11	0,13299		0,01261		0,01358		0,01308		0,01217		0,01392	

**Tabela U.4** – Resultados dos ensaios com dados mensais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Janeiro da RNA mensal

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	11		13		15		17		19		21	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	0,01430	0,01617	0,01477	0,01596	0,01528	0,01589	0,01532	0,01588	0,01496	0,01577	0,01507	0,01592
2	0,01709		0,01310		0,01545		0,01588		0,01520		0,01564	
3	0,01617		0,01548		0,01589		0,01767		0,01511		0,01691	
4	0,01643		0,01643		0,01557		0,01506		0,01705		0,01551	
5	0,01446		0,01846		0,01767		0,01639		0,01851		0,01691	
6	0,01515		0,01674		0,01761		0,01484		0,01497		0,01909	
7	0,01611		0,01596		0,01464		0,01713		0,01624		0,01747	
8	0,01742		0,14912		0,01526		0,01597		0,01539		0,01537	
9	0,01690		0,01511		0,01700		0,01324		0,01577		0,01568	
10	0,01712		0,01672		0,01621		0,01737		0,01741		0,01592	
11	0,01494		0,01554		0,01715		0,01553		0,01674		0,01724	

**Tabela V.5** – Resultados dos ensaios com dados mensais do consumo para o cálculo do número de neurónios da camada escondida do mês de Julho da RNA mensal

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	15		17		19		21		23		25	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	0,01459	0,01408	0,01464	0,01432	0,01472	0,01396	0,01262	0,01387	0,01324	0,01324	0,01491	0,01406
2	0,01360		0,01194		0,01396		0,01366		0,01296		0,01188	
3	0,01344		0,01499		0,01309		0,01425		0,01610		0,01279	
4	0,01496		0,01432		0,01428		0,01542		0,01263		0,01342	
5	0,01488		0,01552		0,01626		0,01387		0,01529		0,01294	
6	0,01387		0,01389		0,01353		0,01584		0,01411		0,01407	
7	0,01463		0,01248		0,01323		0,01442		0,01323		0,01302	
8	0,01406		0,01476		0,01369		0,01290		0,01455		0,01439	
9	0,01368		0,01397		0,01286		0,01416		0,01275		0,01406	
10	0,01408		0,01347		0,01459		0,01378		0,01252		0,01419	
11	0,01512		0,01459		0,01448		0,01260		0,01444		0,01499	

**Tabela W.6** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados anuais com valores aleatórios

Dados anuais sem temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
00:00	0,89	1,01	0,015	0,136
01:00	0,90	0,95	0,002	0,048
02:00	0,95	0,93	0,001	0,025
03:00	0,88	0,90	0,000	0,020
04:00	0,95	0,94	0,000	0,020
05:00	1,39	1,01	0,145	0,273
06:00	1,24	1,13	0,011	0,085
07:00	1,22	1,29	0,004	0,053
08:00	1,14	1,30	0,027	0,143
09:00	1,20	1,35	0,024	0,129
10:00	1,26	1,31	0,002	0,038
11:00	1,03	1,26	0,052	0,220
12:00	1,13	1,29	0,024	0,135
13:00	1,07	1,36	0,083	0,270
14:00	1,27	1,40	0,015	0,098
15:00	1,33	1,31	0,000	0,012
16:00	1,74	1,46	0,077	0,160
17:00	2,01	1,63	0,144	0,189
18:00	1,86	1,82	0,001	0,019
19:00	1,74	1,80	0,004	0,036
20:00	1,58	1,74	0,027	0,103
21:00	1,39	1,64	0,063	0,180
22:00	1,05	1,40	0,122	0,332
23:00	1,08	1,14	0,003	0,049

**Tabela X.7** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados mensais com valores aleatórios

Dados mensais sem temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
00:00	1,08	0,99	0,008	0,085
01:00	0,96	0,91	0,002	0,049
02:00	0,85	0,92	0,005	0,080
03:00	0,88	0,93	0,002	0,054
04:00	0,93	1,01	0,006	0,083
05:00	1,01	1,03	0,000	0,021
06:00	1,45	1,32	0,018	0,092
07:00	1,37	1,27	0,010	0,073
08:00	1,29	1,30	0,000	0,006
09:00	1,22	1,28	0,004	0,052
10:00	1,11	1,24	0,019	0,123
11:00	1,23	1,26	0,001	0,029
12:00	1,16	1,19	0,001	0,024
13:00	1,06	1,18	0,014	0,111
14:00	1,10	1,21	0,012	0,099
15:00	1,22	1,28	0,004	0,051
16:00	1,41	1,48	0,005	0,048
17:00	1,85	1,68	0,030	0,093
18:00	1,77	1,80	0,001	0,019
19:00	1,88	1,79	0,009	0,049
20:00	1,64	1,66	0,000	0,010
21:00	1,45	1,54	0,009	0,066
22:00	1,36	1,34	0,000	0,016
23:00	1,14	1,07	0,005	0,059

**Tabela Y.8** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados anuais com valores reais

Dados anuais com temperatura e valores reais				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
00:00	1,79	1,64	0,022	0,082
01:00	1,43	1,35	0,006	0,055
02:00	1,23	1,19	0,002	0,034
03:00	1,12	1,10	0,000	0,017
04:00	1,12	1,02	0,009	0,085
05:00	1,12	1,21	0,008	0,079
06:00	1,31	1,33	0,000	0,012
07:00	1,67	1,55	0,014	0,072
08:00	2,01	1,83	0,032	0,090
09:00	2,26	2,11	0,022	0,066
10:00	2,29	2,25	0,001	0,015
11:00	2,27	2,38	0,013	0,049
12:00	2,25	2,34	0,008	0,039
13:00	2,22	2,36	0,019	0,061
14:00	2,09	2,29	0,037	0,092
15:00	2,08	2,63	0,307	0,267
16:00	2,35	2,68	0,107	0,139
17:00	3,12	3,09	0,001	0,009
18:00	3,66	2,93	0,537	0,200
19:00	3,63	3,14	0,236	0,134
20:00	3,52	3,23	0,083	0,082
21:00	3,11	2,96	0,023	0,049
22:00	2,71	2,56	0,023	0,056
23:00	2,30	2,13	0,031	0,076

**Tabela Z.9** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Julho com dados anuais com valores aleatórios

Dados anuais sem temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
00:00	0,86	0,85	0,0000	0,0070
01:00	0,83	0,78	0,0031	0,0666
02:00	0,72	0,72	0,0000	0,0057
03:00	0,73	0,69	0,0015	0,0534
04:00	0,66	0,71	0,0028	0,0809
05:00	0,64	0,78	0,0184	0,2115
06:00	0,72	0,85	0,0173	0,1830
07:00	0,88	0,93	0,0029	0,0616
08:00	0,98	0,93	0,0019	0,0446
09:00	1,06	0,99	0,0046	0,0638
10:00	1,12	0,96	0,0245	0,1405
11:00	1,29	1,09	0,0397	0,1541
12:00	1,21	1,13	0,0073	0,0704
13:00	1,40	1,12	0,0790	0,2010
14:00	1,25	1,11	0,0217	0,1175
15:00	1,41	1,13	0,0784	0,1985
16:00	1,41	1,24	0,0281	0,1193
17:00	1,45	1,31	0,0187	0,0944
18:00	1,47	1,31	0,0264	0,1104
19:00	1,31	1,40	0,0075	0,0661
20:00	1,27	1,48	0,0439	0,1645
21:00	1,37	1,40	0,0010	0,0236
22:00	1,37	1,23	0,0194	0,1017
23:00	1,06	1,03	0,0009	0,0278

**Tabela AA.10** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Julho com dados mensais com valores aleatórios

Dados mensais sem temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
00:00	0,93	1,07	0,0189	0,1481
01:00	0,87	0,93	0,0041	0,0733
02:00	0,79	0,93	0,0190	0,1748
03:00	0,82	0,84	0,0003	0,0219
04:00	0,85	0,82	0,0009	0,0352
05:00	0,88	0,86	0,0002	0,0155
06:00	1,07	0,95	0,0138	0,1098
07:00	1,18	1,12	0,0029	0,0459
08:00	1,15	1,22	0,0056	0,0649
09:00	0,98	1,34	0,1293	0,3682
10:00	1,15	1,36	0,0457	0,1862
11:00	1,17	1,38	0,0414	0,1732
12:00	1,16	1,44	0,0773	0,2402
13:00	1,18	1,43	0,0627	0,2120
14:00	1,38	1,50	0,0143	0,0867
15:00	1,35	1,49	0,0203	0,1060
16:00	1,67	1,58	0,0076	0,0524
17:00	1,60	1,55	0,0032	0,0354
18:00	1,81	1,64	0,0273	0,0914
19:00	1,65	1,64	0,0000	0,0035
20:00	1,67	1,83	0,0251	0,0946
21:00	1,51	1,65	0,0190	0,0912
22:00	1,55	1,46	0,0068	0,0535
23:00	1,11	1,14	0,0014	0,0342

**Tabela BB.11** – Resultado da previsão do consumo da RNA de Janeiro com dados anuais com valores reais

Dados anuais com temperatura e valores reais				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da rede para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
00:00	1,12	1,04	0,0056	0,0673
01:00	1,00	0,92	0,0067	0,0813
02:00	0,93	0,78	0,0224	0,1617
03:00	0,92	0,86	0,0040	0,0691
04:00	0,94	0,85	0,0076	0,0931
05:00	1,00	1,04	0,0017	0,0416
06:00	1,45	1,49	0,0018	0,0292
07:00	2,08	2,06	0,0004	0,0098
08:00	2,55	2,48	0,0046	0,0266
09:00	2,72	2,84	0,0147	0,0446
10:00	2,83	2,99	0,0250	0,0558
11:00	2,92	2,88	0,0020	0,0153
12:00	2,91	2,76	0,0251	0,0543
13:00	2,75	2,68	0,0052	0,0263
14:00	2,53	2,13	0,1572	0,1567
15:00	2,46	1,89	0,3332	0,2343
16:00	2,53	2,24	0,0846	0,1149
17:00	2,61	2,38	0,0516	0,0871
18:00	2,60	2,36	0,0578	0,0926
19:00	2,83	2,69	0,0217	0,0520
20:00	2,95	2,85	0,0089	0,0320
21:00	2,50	2,39	0,0108	0,0417
22:00	2,03	1,93	0,0109	0,0513
23:00	1,56	1,42	0,0196	0,0900

## Anexo 2 – Resultados obtidos para a previsão da radiação

**Tabela CC.1** – Resultados dos ensaios com dados anuais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Janeiro

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	35		37		39		41		43		45	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	6785	6841	6560	7047	6625	6625	6634	6707	6797	6807	6657	6693
2	6406		7148		6696		6321		6681		6693	
3	6231		7383		6478		6707		6183		6605	
4	7271		6879		6588		7174		7308		6692	
5	6841		7079		6520		7580		7430		6429	
6	6985		6473		6447		6572		6807		7069	
7	6846		6919		6787		7296		7476		7550	
8	7574		7263		6670		6272		7058		6720	
9	6957		7246		6827		6083		6725		6324	
10	6334		6841		6693		6907		7256		6820	
11	6321		7047		6475		6960		6282		7387	

**Tabela DD.2** – Resultados dos ensaios com dados anuais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Julho

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	35		37		39		41		43		45	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	6848	6795	7340	6825	6629	6878	7652	6889	6778	6778	6741	6890
2	7080		7116		6672		7560		7502		6600	
3	6469		6858		7266		6577		6260		6661	
4	6795		6798		6878		6776		7203		6279	
5	6344		6825		7508		6261		6263		6623	
6	6789		6515		6937		7741		6797		6890	
7	7449		6870		6627		6889		6868		7049	
8	6818		6175		7445		7100		6170		6918	
9	6650		6453		6155		7406		6735		7429	
10	7079		6830		5993		6825		6741		7077	
11	6415		6762		7106		6883		6781		6903	

Anexos

**Tabela EE.3** – Resultados dos ensaios só com dados anuais da radiação onde há radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Janeiro

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	35		37		39		41		43		45	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	12325	12748	13076	12306	12021	12393	13827	11922	11901	11796	12872	12404
2	11849		12176		11954		12276		11539		13562	
3	12964		12306		12702		12812		11707		12404	
4	11548		12919		11618		11816		11724		12209	
5	12748		12452		11705		11885		12478		11586	
6	12939		12352		13083		13249		12636		12438	
7	11950		12638		12393		11494		11796		11960	
8	13063		11868		12528		11662		12674		11288	
9	12913		11429		12637		11736		11521		12134	
10	12904		11811		12387		12057		11453		12492	
11	11092		12295		12815		11922		12962		12603	

**Tabela FF.4** – Resultados dos ensaios só com dados anuais onde há radiação da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA anual do mês de Julho

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	35		37		39		41		43		45	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	12359	12359	12362	12052	11097	11721	13757	12184	11636	12314	11892	12352
2	11595		12022		12321		12387		12041		11770	
3	12585		12779		12634		12223		11946		13012	
4	12276		11656		11704		10567		12314		13323	
5	12531		11912		13180		11355		12591		12017	
6	11891		12052		11683		13270		11427		12437	
7	11840		11624		11719		11327		12468		11906	
8	12966		11556		11415		12184		13699		12882	
9	11558		12126		12808		11865		12343		12300	
10	12881		13553		12364		12340		12510		12741	
11	12729		12078		11721		11806		11851		12352	

**Tabela GG.5** – Resultados dos ensaios com dados mensais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA mensal do mês de Janeiro

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	5		7		9		11		13		15	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	8931	8702	7049	8213	8678	8339	7111	7724	6304	8136	8330	8330
2	8702		6564		6205		7727		8246		8989	
3	9016		7984		8339		8377		8762		7860	
4	8886		5620		7780		7721		9672		6437	
5	7236		8213		8055		7927		7020		12245	
6	8629		9955		8123		7718		7941		8375	
7	8887		7501		8725		6967		9642		8842	
8	7278		9573		8449		8883		8022		7279	
9	8082		8293		8212		7668		8136		7859	
10	10188		8473		8960		8530		8684		8466	
11	8109		8863		9725		7724		7894		7384	

**Tabela HH.6** – Resultados dos ensaios com dados mensais da radiação para o cálculo do número de neurónios da camada escondida da RNA mensal do mês de Julho

Número de treinos	Número de neurónios da camada escondida											
	11		13		15		17		19		21	
	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana	Validation MSE	Mediana
1	15101	16224	16161	16203	15498	15177	15842	17187	12420	16159	16308	16051
2	16888		14455		12999		19398		16332		14590	
3	17643		17083		20379		17404		12628		17348	
4	15030		17918		15177		16570		18301		18048	
5	18923		13262		16821		17225		12965		16040	
6	14032		17003		16234		17187		16159		16051	
7	20682		18252		17373		16013		17162		16059	
8	11734		13775		15137		15009		16557		19059	
9	16266		18665		14206		18527		14514		15183	
10	16224		12819		13150		17457		19491		16048	
11	15531		16203		14559		15587		13570		12431	

**Tabela II.7** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados mensais com temperatura

Previsão mensal com Temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
08:00	5,0	7,47	6,1	0,494
09:00	80,0	70,39	92,4	0,120
10:00	237,0	261,56	603,1	0,104
11:00	380,0	371,97	64,5	0,021
12:00	476,0	403,98	5186,2	0,151
13:00	517,0	413,58	10695,1	0,200
14:00	496,0	392,87	10635,6	0,208
15:00	347,0	265,07	6711,8	0,236
16:00	279,0	251,13	776,9	0,100
17:00	150,0	237,27	7616,3	0,582
18:00	27,0	95,76	4728,2	2,547

**Tabela JJ.8** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados mensais sem temperatura

Previsão mensal sem Temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
08:00	5,0	15,09	101,8	2,018
09:00	80,0	58,47	463,6	0,269
10:00	237,0	223,17	191,3	0,058
11:00	380,0	370,10	98,0	0,026
12:00	476,0	477,08	1,2	0,002
13:00	517,0	495,24	473,6	0,042
14:00	496,0	384,51	12430,2	0,225
15:00	347,0	342,33	21,8	0,013
16:00	279,0	189,23	8059,5	0,322
17:00	150,0	121,67	802,7	0,189
18:00	27,0	54,01	729,7	1,000

**Tabela KK.9** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados anuais sem dados das horas sem radiação

Previsão com dados anuais sem dados sem radiação				
Horas	Radiação a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
08:00	2,0	0,64	1,84	0,678
09:00	40,0	71,69	1004,45	0,792
10:00	170,0	198,65	821,09	0,169
11:00	319,0	206,88	12571,08	0,351
12:00	393,0	278,84	13031,81	0,290
13:00	274,0	284,09	101,80	0,037
14:00	299,0	241,68	3285,61	0,192
15:00	262,0	165,09	9390,82	0,370
16:00	214,0	133,85	6423,28	0,375
17:00	87,0	106,58	383,34	0,225
18:00	13,0	84,59	5124,59	5,507

**Tabela LL.10** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Janeiro com dados anuais com todos os dados

Previsão com dados anuais com todas as horas				
Horas	Radiação a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
08:00	3,00	1,85	1,32	0,383
09:00	63,00	65,77	7,65	0,044
10:00	213,00	154,00	3481,10	0,277
11:00	357,00	329,21	772,11	0,078
12:00	448,00	398,81	2419,48	0,110
13:00	486,00	391,38	8953,26	0,195
14:00	467,00	385,54	6636,16	0,174
15:00	344,00	281,97	3847,90	0,180
16:00	240,00	234,15	34,18	0,024
17:00	117,00	87,25	884,84	0,254
18:00	13,00	4,22	77,13	0,676

**Tabela MM.11** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados mensais com temperatura

Previsão mensal com Temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
06:00	7,0	26,73	389,4	2,819
07:00	46,0	119,80	5446,7	1,604
08:00	84,0	270,89	34929,6	2,225
09:00	170,0	450,08	78446,8	1,648
10:00	292,0	592,70	90417,8	1,030
11:00	467,0	702,19	55315,2	0,504
12:00	583,0	792,59	43926,6	0,359
13:00	852,0	834,96	290,3	0,020
14:00	825,0	803,23	473,8	0,026
15:00	750,0	720,97	842,5	0,039
16:00	621,0	615,17	34,0	0,009
17:00	458,0	439,72	334,3	0,040
18:00	274,0	279,48	30,0	0,020
19:00	83,0	109,24	688,5	0,316
20:00	6,0	2,12	15,1	0,647

**Tabela NN.12** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados mensais sem temperatura

Previsão mensal sem Temperatura				
Horas	Consumo a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
06:00	7,0	16,88	97,7	1,412
07:00	46,0	116,86	5021,0	1,540
08:00	84,0	260,28	31076,1	2,099
09:00	170,0	434,72	70078,8	1,557
10:00	292,0	576,04	80678,9	0,973
11:00	467,0	691,46	50380,6	0,481
12:00	583,0	788,21	42109,5	0,352
13:00	852,0	797,08	3015,7	0,064
14:00	825,0	761,08	4086,3	0,077
15:00	750,0	662,68	7625,6	0,116
16:00	621,0	544,60	5836,9	0,123
17:00	458,0	415,59	1798,8	0,093
18:00	274,0	259,19	219,4	0,054
19:00	83,0	110,82	774,2	0,335
20:00	6,0	11,65	31,9	0,941

**Tabela OO.13** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados anuais sem dados das horas sem radiação

Previsão com dados anuais sem dados sem radiação				
Horas	Radiação a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
06:00	17,0	3,52	181,78	0,793
07:00	13,0	56,58	1898,95	3,352
08:00	99,0	136,29	1390,91	0,377
09:00	260,0	223,79	1310,95	0,139
10:00	443,0	380,53	3902,65	0,141
11:00	608,0	531,31	5881,26	0,126
12:00	736,0	803,41	4543,71	0,092
13:00	813,0	886,15	5351,25	0,090
14:00	837,0	876,22	1537,84	0,047
15:00	814,0	822,59	73,79	0,011
16:00	737,0	774,53	1408,73	0,051
17:00	612,0	606,12	34,59	0,010
18:00	452,0	474,68	514,32	0,050
19:00	273,0	276,73	13,91	0,014
20:00	94,0	96,71	7,34	0,029

**Tabela PP.14** – Resultado da previsão da radiação da RNA de Julho com dados anuais com todos os dados

Previsão com dados anuais com todas as horas				
Horas	Radiação a prever t+24	Resultado da RNA para t+24	Erro (MSE)	Erro (MAPE)
06:00	15,0	62,39	2245,57	3,159
07:00	113,0	126,74	188,92	0,122
08:00	283,0	283,26	0,07	0,001
09:00	467,0	506,92	1593,70	0,085
10:00	631,0	744,46	12874,13	0,180
11:00	758,0	884,66	16042,15	0,167
12:00	836,0	964,44	16495,72	0,154
13:00	863,0	856,43	43,11	0,008
14:00	833,0	739,26	8788,03	0,113
15:00	755,0	616,90	19072,04	0,183
16:00	620,0	432,18	35277,98	0,303
17:00	460,0	341,42	14060,28	0,258
18:00	286,0	259,31	712,11	0,093
19:00	97,0	60,11	1361,21	0,380
20:00	16,0	-8,97	623,70	1,561

**Anexo 3 – Tabela para o cálculo da potência****Tabela QQ.1** – Tabela para o cálculo da potência em função da temperatura e da radiação

Radiação [W/m <sup>2</sup> ]	Temperatura [°C]				
	T<25	25<T<30	30<T<35	35<T<40	40<T<45
Potência instalada (W)					
Rad = 1000	5000	4913	4825	4738	4650
900 <Rad <1000	4429	4351	4274	4196	4119
800 <Rad <900	4071	4000	3929	3858	3786
700 <Rad <800	3571	3482	3393	3346	3300
600 <Rad <700	3000	2925	2850	2811	2772
500 <Rad <600	2500	2458	2415	2370	2328
400 <Rad <500	2000	1966	1932	1896	1862
300 <Rad <400	1429	1390	1390	1351	1313
200 <Rad <300	929	904	904	878	853
100 <Rad <200	614	597	597	581	564
30 <Rad <100	300	292	290	284	276

## Anexo 4 – Despacho económico

Custo total = 0.30  
 utilidade = 100.01

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.04
2	0.00	1.57	0.00	1.57	4.72	0.02
3	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.01
4	0.00	1.16	0.00	1.16	3.47	0.01
5	0.00	1.16	0.00	1.16	3.48	0.00
6	0.00	1.21	0.00	1.21	3.62	0.00
7	0.00	1.34	0.00	1.34	4.02	0.00
8	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.00
9	0.00	1.43	0.00	1.43	2.87	0.00
10	0.00	1.42	0.61	2.03	4.05	0.00
11	0.00	1.32	0.93	2.25	2.25	0.00
12	0.00	1.08	0.93	2.01	2.01	0.01
13	0.00	1.14	0.93	2.07	2.07	0.01
14	0.00	0.89	0.93	1.82	3.64	0.00
15	0.00	0.87	0.93	1.80	3.61	0.00
16	0.00	1.30	0.93	2.23	4.45	0.00
17	0.00	1.79	0.93	2.72	5.43	0.00
18	0.00	2.38	0.61	2.99	5.97	0.00
19	0.00	2.92	0.00	2.92	5.84	0.01
20	0.00	3.04	0.00	3.04	3.04	0.02
21	0.00	3.02	0.00	3.02	3.02	0.06
22	0.00	2.74	0.00	2.74	5.48	0.05
23	0.00	2.37	0.00	2.37	7.12	0.05
24	0.00	2.04	0.00	2.04	6.13	0.02

Figura RR.1 – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro.

Custo total = -0.78  
 utilidade = 102.16

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.04
2	0.00	1.57	0.00	1.57	4.72	0.02
3	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.01
4	0.00	1.16	0.00	1.16	3.47	0.01
5	0.00	1.16	0.00	1.16	3.48	0.00
6	0.00	1.21	0.00	1.21	3.62	0.00
7	0.00	1.34	0.00	1.34	4.02	0.00
8	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.00
9	0.00	1.43	0.00	1.43	2.87	0.00
10	0.61	2.03	0.61	2.03	2.03	-0.09
11	0.93	2.25	0.93	2.25	2.25	-0.13
12	0.93	2.01	0.93	2.01	4.02	-0.12
13	0.93	2.07	0.93	2.07	4.13	-0.12
14	0.93	1.82	0.93	1.82	3.64	-0.12
15	0.93	1.80	0.93	1.80	3.61	-0.13
16	0.93	2.23	0.93	2.23	4.45	-0.13
17	0.93	2.72	0.93	2.72	5.43	-0.13
18	0.61	2.99	0.61	2.99	5.97	-0.09
19	0.00	2.92	0.00	2.92	2.92	0.01
20	0.00	3.04	0.00	3.04	3.04	0.02
21	0.00	3.02	0.00	3.02	6.05	0.06
22	0.00	2.74	0.00	2.74	5.48	0.05
23	0.00	2.37	0.00	2.37	7.12	0.05
24	0.00	2.04	0.00	2.04	6.13	0.02

Figura SS.2 – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com venda da energia gerada.

Custo total =		1.00				
utilidade =		1.43				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	1.43	0.12
2	0.00	1.57	0.00	1.57	1.43	0.08
3	0.00	1.32	0.00	1.32	1.43	0.06
4	0.00	1.16	0.00	1.16	1.43	0.05
5	0.00	1.16	0.00	1.16	1.43	0.05
6	0.00	1.21	0.00	1.21	1.43	0.05
7	0.00	1.34	0.00	1.34	1.43	0.05
8	0.00	1.32	0.00	1.32	1.43	0.05
9	0.00	1.43	0.00	1.43	1.43	0.06
10	0.61	2.03	0.61	2.03	1.43	-0.01
11	0.93	2.25	0.93	2.25	1.43	-0.04
12	0.93	2.01	0.93	2.01	1.43	-0.04
13	0.93	2.07	0.93	2.07	1.43	-0.04
14	0.93	1.82	0.93	1.82	1.43	-0.05
15	0.93	1.80	0.93	1.80	1.43	-0.06
16	0.93	2.23	0.93	2.23	1.43	-0.04
17	0.93	2.72	0.93	2.72	1.43	-0.02
18	0.61	2.99	0.61	2.99	1.43	0.03
19	0.00	2.92	0.00	2.92	1.43	0.13
20	0.00	3.04	0.00	3.04	1.43	0.15
21	0.00	3.02	0.00	3.02	1.43	0.18
22	0.00	2.74	0.00	2.74	1.43	0.11
23	0.00	2.37	0.00	2.37	1.43	0.09
24	1.43	3.47	0.00	2.04	1.43	0.04

**Figura TT.3** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com aumento dos preços de compra

Custo total =		1.00				
utilidade =		102.08				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.12
2	0.00	1.77	0.00	1.77	5.32	0.09
3	0.00	1.52	0.00	1.52	4.56	0.07
4	0.00	1.36	0.00	1.36	4.07	0.06
5	0.00	1.36	0.00	1.36	4.08	0.06
6	0.00	1.41	0.00	1.41	4.22	0.06
7	0.00	1.54	0.00	1.54	4.62	0.06
8	0.00	1.52	0.00	1.52	4.56	0.06
9	0.00	1.63	0.00	1.63	3.27	0.07
10	0.61	1.67	0.61	1.67	1.67	-0.02
11	0.93	1.71	0.93	1.71	1.71	-0.06
12	0.93	2.01	0.93	2.01	4.02	-0.04
13	0.93	2.07	0.93	2.07	4.13	-0.04
14	0.93	1.82	0.93	1.82	3.64	-0.05
15	0.93	1.80	0.93	1.80	3.61	-0.06
16	0.93	2.23	0.93	2.23	4.45	-0.04
17	0.93	2.72	0.93	2.72	5.43	-0.02
18	0.61	2.99	0.61	2.99	5.97	0.03
19	0.00	2.25	0.00	2.25	2.25	0.10
20	0.00	2.25	0.00	2.25	2.25	0.11
21	0.00	2.25	0.00	2.25	4.50	0.13
22	0.00	2.74	0.00	2.74	5.48	0.11
23	0.00	2.57	0.00	2.57	7.72	0.10
24	0.00	1.58	0.00	1.58	4.75	0.11

**Figura UU.4** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.

Anexos

Custo total = 0.50

utilidade = 77.54

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	0.93	0.00	0.93	2.80	0.06
2	0.00	0.60	0.00	0.60	1.81	0.03
3	0.00	1.52	0.00	1.52	4.56	0.07
4	0.00	1.36	0.00	1.36	4.07	0.06
5	0.00	1.36	0.00	1.36	4.08	0.06
6	0.00	1.41	0.00	1.41	4.22	0.06
7	0.00	1.54	0.00	1.54	4.62	0.06
8	0.00	1.52	0.00	1.52	4.56	0.06
9	0.00	1.43	0.00	1.43	2.87	0.06
10	0.61	1.67	0.61	1.67	1.67	-0.02
11	0.93	1.71	0.93	1.71	1.71	-0.06
12	0.93	1.01	0.93	1.01	2.02	-0.09
13	0.93	1.07	0.93	1.07	2.13	-0.08
14	0.93	0.82	0.93	0.82	1.64	-0.10
15	0.93	0.80	0.93	0.80	1.61	-0.10
16	0.93	1.23	0.93	1.23	2.45	-0.08
17	0.93	1.72	0.93	1.72	3.43	-0.06
18	0.61	1.99	0.61	1.99	3.97	-0.01
19	0.00	2.25	0.00	2.25	2.25	0.10
20	0.00	2.25	0.00	2.25	2.25	0.11
21	0.00	2.25	0.00	2.25	4.50	0.13
22	0.00	1.74	0.00	1.74	3.48	0.07
23	0.00	2.57	0.00	2.57	7.72	0.10
24	0.00	1.04	0.00	1.04	3.13	0.07

**Figura VV.5** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com redução de orçamento.

Custo total = 0.63

utilidade = 112.30

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.07	0.00	1.07	3.21	0.06
2	0.00	0.94	0.00	0.94	3.21	0.05
3	0.00	1.13	0.00	1.13	3.21	0.05
4	0.00	1.36	0.00	1.36	3.21	0.06
5	0.00	1.49	0.00	1.49	3.21	0.06
6	0.00	1.81	0.00	1.81	3.21	0.08
7	0.60	2.09	0.60	2.09	3.21	0.02
8	0.00	1.43	0.90	2.33	3.21	0.08
9	0.00	1.47	0.90	2.37	3.21	0.10
10	0.06	0.00	2.50	2.44	3.21	-0.01
11	0.97	0.00	3.50	2.53	3.21	-0.14
12	1.42	0.00	4.00	2.58	3.21	-0.20
13	1.80	0.00	4.40	2.60	3.21	-0.26
14	1.55	0.00	4.00	2.45	3.21	-0.22
15	1.27	0.00	3.50	2.23	3.21	-0.18
16	1.00	0.00	3.00	2.00	3.21	-0.14
17	0.00	0.20	2.00	2.20	3.21	0.01
18	0.00	1.35	1.40	2.75	3.21	0.08
19	0.00	2.14	0.90	3.04	3.21	0.14
20	0.00	2.96	0.60	3.56	3.21	0.18
21	0.00	3.49	0.00	3.49	3.21	0.23
22	0.00	3.31	0.00	3.31	3.21	0.22
23	0.00	2.86	0.00	2.86	3.21	0.20
24	0.00	2.24	0.00	2.24	3.21	0.15

**Figura WW.6** – Resultado do problema de despacho económico para um dia de Julho.

custo total =		-1.13				
utilidade =		112.30				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.07	0.00	1.07	3.21	0.06
2	0.00	0.94	0.00	0.94	2.82	0.05
3	0.00	1.13	0.00	1.13	3.39	0.05
4	0.00	1.36	0.00	1.36	4.08	0.06
5	0.00	1.49	0.00	1.49	4.47	0.06
6	0.00	1.81	0.00	1.81	5.43	0.08
7	0.60	2.09	0.60	2.09	6.27	0.02
8	0.90	2.33	0.90	2.33	6.99	0.00
9	0.90	2.37	0.90	2.37	4.74	0.03
10	2.50	2.44	2.50	2.44	4.88	-0.19
11	3.50	2.53	3.50	2.53	2.53	-0.32
12	4.00	2.58	4.00	2.58	2.58	-0.38
13	4.40	2.60	4.40	2.60	2.60	-0.43
14	4.00	2.45	4.00	2.45	4.90	-0.39
15	3.50	2.23	3.50	2.23	4.46	-0.34
16	3.00	2.00	3.00	2.00	4.00	-0.30
17	2.00	2.20	2.00	2.20	4.40	-0.15
18	1.40	2.75	1.40	2.75	5.50	-0.03
19	0.90	3.04	0.90	3.04	6.08	0.07
20	0.60	3.56	0.60	3.56	3.56	0.13
21	0.00	3.49	0.00	3.49	3.49	0.23
22	0.00	3.31	0.00	3.31	6.62	0.22
23	0.00	2.86	0.00	2.86	8.58	0.20
24	0.00	2.24	0.00	2.24	6.72	0.15

**Figura XX.7** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com venda de energia gerada.

Custo total =		0.74				
utilidade =		112.30				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.07	0.00	1.07	3.21	0.10
2	0.00	0.94	0.00	0.94	2.82	0.09
3	0.00	1.13	0.00	1.13	3.39	0.10
4	0.00	1.36	0.00	1.36	4.08	0.11
5	0.00	1.49	0.00	1.49	4.47	0.12
6	0.00	1.81	0.00	1.81	5.43	0.16
7	0.60	2.09	0.60	2.09	6.27	0.11
8	0.90	2.33	0.90	2.33	6.99	0.09
9	0.90	2.37	0.90	2.37	4.74	0.13
10	2.50	2.44	2.50	2.44	4.88	-0.10
11	3.50	2.53	3.50	2.53	2.53	-0.22
12	4.00	2.58	4.00	2.58	2.58	-0.27
13	4.40	2.60	4.40	2.60	2.60	-0.33
14	4.00	2.45	4.00	2.45	4.90	-0.30
15	3.50	2.23	3.50	2.23	4.46	-0.25
16	3.00	2.00	3.00	2.00	4.00	-0.22
17	2.00	2.20	2.00	2.20	4.40	-0.06
18	1.40	2.75	1.40	2.75	5.50	0.08
19	0.90	3.04	0.90	3.04	6.08	0.19
20	0.60	3.56	0.60	3.56	3.56	0.27
21	0.00	3.49	0.00	3.49	3.49	0.37
22	0.00	3.31	0.00	3.31	6.62	0.04
23	0.00	2.86	0.00	2.86	8.58	0.31
24	0.00	2.24	0.00	2.24	6.72	0.23

**Figura YY.8** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com aumento dos preços de compra.

Anexos

Custo total = 1.00  
Utilidade = 126.03

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	1.88	0.00	1.88	5.64	0.18
2	0.00	1.94	0.00	1.94	5.82	0.18
3	0.00	2.13	0.00	2.13	6.39	0.18
4	0.00	2.36	0.00	2.36	7.08	0.20
5	0.00	2.49	0.00	2.49	7.47	0.21
6	0.00	2.51	0.00	2.51	7.53	0.22
7	0.60	2.69	0.60	2.69	8.07	0.16
8	0.90	2.33	0.90	2.33	6.99	0.09
9	0.90	2.17	0.90	2.17	4.34	0.10
10	2.50	2.24	2.50	2.24	4.48	-0.12
11	3.50	2.33	3.50	2.33	2.33	-0.24
12	4.00	2.38	4.00	2.38	2.38	-0.29
13	4.40	2.40	4.40	2.40	2.40	-0.35
14	4.00	2.25	4.00	2.25	4.50	-0.32
15	3.50	2.03	3.50	2.03	4.06	-0.28
16	3.00	1.80	3.00	1.80	3.60	-0.25
17	2.00	2.00	2.00	2.00	4.00	-0.08
18	1.40	2.55	1.40	2.55	5.10	0.06
19	0.90	2.84	0.90	2.84	5.68	0.17
20	0.60	3.36	0.60	3.36	3.36	0.25
21	0.00	3.29	0.00	3.29	3.29	0.35
22	0.00	3.11	0.00	3.11	6.22	0.03
23	0.00	2.86	0.00	2.86	8.58	0.31
24	0.00	2.24	0.00	2.24	6.72	0.23

**Figura ZZ.9** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Janeiro com carga variável.

Custo total = 0.50  
utilidade = 113.91

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	1.07	0.00	1.07	3.21	0.10
2	0.00	1.11	0.00	1.11	3.33	0.10
3	0.00	2.13	0.00	2.13	6.39	0.18
4	0.00	2.36	0.00	2.36	7.08	0.20
5	0.00	2.49	0.00	2.49	7.47	0.21
6	0.00	2.51	0.00	2.51	7.53	0.22
7	0.60	2.39	0.60	2.39	7.17	0.14
8	0.90	2.33	0.90	2.33	6.99	0.09
9	0.90	2.17	0.90	2.17	4.34	0.10
10	2.50	2.24	2.50	2.24	4.48	-0.12
11	3.50	2.33	3.50	2.33	2.33	-0.24
12	4.00	2.38	4.00	2.38	2.38	-0.29
13	4.40	2.40	4.40	2.40	2.40	-0.35
14	4.00	2.25	4.00	2.25	4.50	-0.32
15	3.50	2.03	3.50	2.03	4.06	-0.28
16	3.00	1.80	3.00	1.80	3.60	-0.25
17	2.00	2.00	2.00	2.00	4.00	-0.08
18	1.40	2.15	1.40	2.15	4.30	0.02
19	0.90	2.34	0.90	2.34	4.68	0.12
20	0.60	2.56	0.60	2.56	2.56	0.17
21	0.00	2.49	0.00	2.49	2.49	0.27
22	0.00	2.41	0.00	2.41	4.82	0.03
23	0.00	2.36	0.00	2.36	7.08	0.26
24	0.00	2.24	0.00	2.24	6.72	0.23

**Figura AAA.10** – Resolução do problema de despacho económico para um dia de Julho com redução de orçamento para metade.

Custo total =	17.51					
utilidade =	3596.53					
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.04
2	0.00	1.57	0.00	1.57	4.72	0.02
3	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.01
4	0.00	1.16	0.00	1.16	3.47	0.01
5	0.00	1.16	0.00	1.16	3.48	0.00
6	0.00	1.21	0.00	1.21	3.62	0.00
7	0.00	1.34	0.00	1.34	4.02	0.00
8	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.00
9	0.00	1.43	0.00	1.43	2.87	0.00
10	0.61	2.03	0.61	2.03	2.03	-0.09
11	0.93	2.25	0.93	2.25	2.25	-0.13
12	0.93	2.01	0.93	2.01	4.02	-0.12
13	0.93	2.07	0.93	2.07	4.13	-0.12
14	0.93	1.82	0.93	1.82	3.64	-0.12
15	0.93	1.80	0.93	1.80	3.61	-0.13
16	0.93	2.23	0.93	2.23	4.45	-0.13
17	0.93	2.72	0.93	2.72	5.43	-0.13
18	0.61	2.99	0.61	2.99	5.97	-0.09
19	0.00	2.92	0.00	2.92	2.92	0.01
20	0.00	3.04	0.00	3.04	3.04	0.02
21	0.00	3.02	0.00	3.02	6.05	0.06
22	0.00	2.74	0.00	2.74	5.48	0.05
23	0.00	2.37	0.00	2.37	7.12	0.05
24	0.00	2.04	0.00	2.04	6.13	0.02
720	0.00	2.61	0.00	2.61	7.83	0.08
721	0.00	2.01	0.00	2.01	6.04	0.06
722	0.00	1.57	0.00	1.57	4.71	0.03
723	0.00	1.33	0.00	1.33	4.00	0.02
724	0.00	1.21	0.00	1.21	3.63	0.02
725	0.00	1.15	0.00	1.15	3.46	0.02
726	0.00	1.31	0.00	1.31	3.94	0.03
727	0.00	1.57	0.00	1.57	4.70	0.04
728	0.00	2.14	0.00	2.14	6.43	0.07
729	0.00	2.55	0.00	2.55	5.11	0.09
730	0.61	2.90	0.61	2.90	2.90	0.07
731	0.93	3.02	0.93	3.02	3.02	0.02
732	1.43	3.33	1.43	3.33	6.65	-0.04
733	2.00	3.36	2.00	3.36	6.72	-0.12
734	2.00	2.99	2.00	2.99	5.98	-0.14
735	1.43	2.58	1.43	2.58	5.16	-0.08
736	1.43	3.06	1.43	3.06	6.11	-0.07
737	0.93	3.16	0.93	3.16	6.32	-0.01
738	0.93	3.34	0.93	3.34	6.68	-0.02
739	0.00	3.68	0.00	3.68	3.68	0.12
740	0.00	3.77	0.00	3.77	3.77	0.13
741	0.00	3.87	0.00	3.87	7.74	0.16
742	0.00	3.46	0.00	3.46	6.91	0.12
743	0.00	3.03	0.00	3.03	9.10	0.10
744	0.00	2.61	0.00	2.61	7.83	0.08

**Figura BBB.11** – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de Janeiro.

Anexos

Custo total = 30.00

utilidade = 2574.86

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.08
2	0.00	1.57	0.00	1.57	4.72	0.05
3	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.03
4	0.00	1.16	0.00	1.16	3.47	0.03
5	0.00	1.16	0.00	1.16	3.48	0.02
6	0.00	1.21	0.00	1.21	3.62	0.02
7	0.00	1.34	0.00	1.34	4.02	0.03
8	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.03
9	0.00	1.43	0.00	1.43	2.87	0.03
10	0.61	2.03	0.61	2.03	2.03	-0.05
11	0.93	2.25	0.93	2.25	2.25	-0.08
12	0.93	2.01	0.93	2.01	4.02	-0.08
13	0.93	2.07	0.93	2.07	4.13	-0.08
14	0.93	1.82	0.93	1.82	3.64	-0.09
15	0.93	1.80	0.93	1.80	3.61	-0.09
16	0.93	2.23	0.93	2.23	4.45	-0.09
17	0.93	2.72	0.93	2.72	5.43	-0.08
18	0.61	2.99	0.61	2.99	5.97	-0.03
19	0.00	2.92	0.00	2.92	2.92	0.07
20	0.00	3.04	0.00	3.04	3.04	0.08
21	0.00	3.02	0.00	3.02	6.05	0.12
22	0.00	2.74	0.00	2.74	5.48	0.11
23	0.00	2.37	0.00	2.37	7.12	0.09
24	0.00	2.04	0.00	2.04	6.13	0.06
68	861.14	864.57	0.00	3.43	3.43	-21.73
720	0.00	2.61	0.00	2.61	7.83	0.13
721	0.00	2.01	0.00	2.01	6.04	0.10
722	0.00	1.57	0.00	1.57	4.71	0.06
723	0.00	1.33	0.00	1.33	4.00	0.05
724	0.00	1.21	0.00	1.21	3.63	0.05
725	0.00	1.15	0.00	1.15	3.46	0.05
726	0.00	1.31	0.00	1.31	3.94	0.06
727	0.00	1.57	0.00	1.57	4.70	0.08
728	0.00	2.14	0.00	2.14	6.43	0.11
729	0.00	2.55	0.00	2.55	5.11	0.14
730	0.61	2.90	0.61	2.90	2.90	0.13
731	0.93	3.02	0.93	3.02	3.02	0.08
732	1.43	3.33	1.43	3.33	6.65	0.03
733	2.00	3.36	2.00	3.36	6.72	-0.06
734	2.00	2.99	2.00	2.99	5.98	-0.08
735	1.43	2.58	1.43	2.58	5.16	-0.03
736	1.43	3.06	1.43	3.06	6.11	-0.01
737	0.93	3.16	0.93	3.16	6.32	0.06
738	0.93	3.34	0.93	3.34	6.68	0.04
739	0.00	3.68	0.00	3.68	3.68	0.19
740	0.00	3.77	0.00	3.77	3.77	0.21
741	0.00	3.87	0.00	3.87	7.74	0.24
742	0.00	3.46	0.00	3.46	6.91	0.19
743	0.00	3.03	0.00	3.03	9.10	0.16
744	0.00	2.61	0.00	2.61	7.83	0.13

Figura CCC.12 – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do preço de compra.

Custo total =		52.13				
utilidade =		3596.53				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.08
2	0.00	1.57	0.00	1.57	4.72	0.05
3	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.03
4	0.00	1.16	0.00	1.16	3.47	0.03
5	0.00	1.16	0.00	1.16	3.48	0.02
6	0.00	1.21	0.00	1.21	3.62	0.02
7	0.00	1.34	0.00	1.34	4.02	0.03
8	0.00	1.32	0.00	1.32	3.96	0.03
9	0.00	1.43	0.00	1.43	2.87	0.03
10	0.61	2.03	0.61	2.03	2.03	-0.05
11	0.93	2.25	0.93	2.25	2.25	-0.08
12	0.93	2.01	0.93	2.01	4.02	-0.08
13	0.93	2.07	0.93	2.07	4.13	-0.08
14	0.93	1.82	0.93	1.82	3.64	-0.09
15	0.93	1.80	0.93	1.80	3.61	-0.09
16	0.93	2.23	0.93	2.23	4.45	-0.09
17	0.93	2.72	0.93	2.72	5.43	-0.08
18	0.61	2.99	0.61	2.99	5.97	-0.03
19	0.00	2.92	0.00	2.92	2.92	0.07
20	0.00	3.04	0.00	3.04	3.04	0.08
21	0.00	3.02	0.00	3.02	6.05	0.12
22	0.00	2.74	0.00	2.74	5.48	0.11
23	0.00	2.37	0.00	2.37	7.12	0.09
24	0.00	2.04	0.00	2.04	6.13	0.06
68	0.00	3.43	0.00	3.43	3.43	0.40
720	0.00	2.61	0.00	2.61	7.83	0.13
721	0.00	2.01	0.00	2.01	6.04	0.10
722	0.00	1.57	0.00	1.57	4.71	0.06
723	0.00	1.33	0.00	1.33	4.00	0.05
724	0.00	1.21	0.00	1.21	3.63	0.05
725	0.00	1.15	0.00	1.15	3.46	0.05
726	0.00	1.31	0.00	1.31	3.94	0.06
727	0.00	1.57	0.00	1.57	4.70	0.08
728	0.00	2.14	0.00	2.14	6.43	0.11
729	0.00	2.55	0.00	2.55	5.11	0.14
730	0.61	2.90	0.61	2.90	2.90	0.13
731	0.93	3.02	0.93	3.02	3.02	0.08
732	1.43	3.33	1.43	3.33	6.65	0.03
733	2.00	3.36	2.00	3.36	6.72	-0.06
734	2.00	2.99	2.00	2.99	5.98	-0.08
735	1.43	2.58	1.43	2.58	5.16	-0.03
736	1.43	3.06	1.43	3.06	6.11	-0.01
737	0.93	3.16	0.93	3.16	6.32	0.06
738	0.93	3.34	0.93	3.34	6.68	0.04
739	0.00	3.68	0.00	3.68	3.68	0.19
740	0.00	3.77	0.00	3.77	3.77	0.21
741	0.00	3.87	0.00	3.87	7.74	0.24
742	0.00	3.46	0.00	3.46	6.91	0.19
743	0.00	3.03	0.00	3.03	9.10	0.16
744	0.00	2.61	0.00	2.61	7.83	0.13

**Figura DDD.13** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Janeiro com aumento do orçamento.

Anexos

Custo total =		30.00				
Utilidade =		3065.45				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.93	0.00	1.93	5.80	0.08
2	0.00	1.87	0.00	1.87	5.62	0.06
3	0.00	1.62	0.00	1.62	4.86	0.04
4	0.00	1.46	0.00	1.46	4.37	0.04
5	0.00	1.46	0.00	1.46	4.38	0.03
6	0.00	1.51	0.00	1.51	4.52	0.03
7	0.00	1.64	0.00	1.64	4.92	0.03
8	0.00	1.62	0.00	1.62	4.86	0.03
9	0.00	1.73	0.00	1.73	3.47	0.03
10	0.61	1.43	0.61	1.43	1.43	-0.06
11	0.93	1.45	0.93	1.45	1.45	-0.10
12	0.93	1.71	0.93	1.71	3.42	-0.09
13	0.93	1.77	0.93	1.77	3.53	-0.09
14	0.93	1.52	0.93	1.52	3.04	-0.09
15	0.93	1.50	0.93	1.50	3.01	-0.10
16	0.93	1.93	0.93	1.93	3.85	-0.09
17	0.93	2.42	0.93	2.42	4.83	-0.08
18	0.61	2.69	0.61	2.69	5.37	-0.03
19	0.00	1.77	0.00	1.77	1.77	0.04
20	0.00	1.89	0.00	1.89	1.89	0.05
21	0.00	1.87	0.00	1.87	3.75	0.07
22	0.00	1.59	0.00	1.59	3.18	0.06
23	0.00	2.07	0.00	2.07	6.22	0.08
24	0.00	1.74	0.00	1.74	5.23	0.05
720	0.00	2.31	0.00	2.31	6.93	0.12
721	0.00	2.01	0.00	2.01	6.04	0.10
722	0.00	1.87	0.00	1.87	5.61	0.07
723	0.00	1.63	0.00	1.63	4.90	0.06
724	0.00	1.51	0.00	1.51	4.53	0.06
725	0.00	1.45	0.00	1.45	4.36	0.06
726	0.00	1.61	0.00	1.61	4.84	0.07
727	0.00	1.87	0.00	1.87	5.60	0.09
728	0.00	2.44	0.00	2.44	7.33	0.12
729	0.00	2.40	0.00	2.40	4.81	0.13
730	0.61	2.30	0.61	2.30	2.30	0.08
731	0.93	2.22	0.93	2.22	2.22	0.02
732	1.43	2.53	1.43	2.53	5.05	-0.03
733	2.00	2.56	2.00	2.56	5.12	-0.11
734	2.00	2.19	2.00	2.19	4.38	-0.14
735	1.43	1.78	1.43	1.78	3.56	-0.09
736	1.43	2.26	1.43	2.26	4.51	-0.06
737	0.93	2.36	0.93	2.36	4.72	0.01
738	0.93	2.54	0.93	2.54	5.08	0.00
739	0.00	2.53	0.00	2.53	2.53	0.13
740	0.00	2.62	0.00	2.62	2.62	0.14
741	0.00	2.72	0.00	2.72	5.44	0.17
742	0.00	2.31	0.00	2.31	4.61	0.13
743	0.00	2.73	0.00	2.73	8.20	0.14
744	0.00	2.31	0.00	2.31	6.93	0.12

Figura EEE.14 – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.

Custo total =		15.00				
utilidade =		1077.82				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	1.48	0.00	1.48	4.45	0.06
2	0.00	1.42	0.00	1.42	4.27	0.04
3	0.00	1.17	0.00	1.17	3.51	0.03
4	0.00	1.01	0.00	1.01	3.02	0.03
5	0.00	1.01	0.00	1.01	3.03	0.02
6	0.00	1.06	0.00	1.06	3.17	0.02
7	0.00	1.19	0.00	1.19	3.57	0.02
8	0.00	1.17	0.00	1.17	3.51	0.02
9	0.00	1.28	0.00	1.28	2.57	0.03
10	0.61	1.43	0.61	1.43	1.43	-0.06
11	0.93	1.45	0.93	1.45	1.45	-0.10
12	0.93	1.21	0.93	1.21	2.42	-0.10
13	0.93	1.27	0.93	1.27	2.53	-0.10
14	0.93	1.02	0.93	1.02	2.04	-0.11
15	0.93	1.00	0.93	1.00	2.01	-0.11
16	0.93	1.43	0.93	1.43	2.85	-0.10
17	0.93	1.92	0.93	1.92	3.83	-0.09
18	0.61	2.19	0.61	2.19	4.37	-0.04
19	0.00	1.77	0.00	1.77	1.77	0.04
20	0.00	1.89	0.00	1.89	1.89	0.05
21	0.00	1.87	0.00	1.87	3.75	0.07
22	0.00	1.59	0.00	1.59	3.18	0.06
23	0.00	1.62	0.00	1.62	4.87	0.06
24	0.00	1.29	0.00	1.29	3.88	0.04
720	0.00	1.86	0.00	1.86	5.58	0.09
721	0.00	1.56	0.00	1.56	4.69	0.08
722	0.00	1.42	0.00	1.42	4.26	0.06
723	0.00	1.18	0.00	1.18	3.55	0.04
724	0.00	1.06	0.00	1.06	3.18	0.04
725	0.00	1.00	0.00	1.00	3.01	0.04
726	0.00	1.16	0.00	1.16	3.49	0.05
727	0.00	1.42	0.00	1.42	4.25	0.07
728	0.00	1.99	0.00	1.99	5.98	0.10
729	0.00	2.40	0.00	2.40	4.81	0.13
730	0.61	2.30	0.61	2.30	2.30	0.08
731	0.93	2.22	0.93	2.22	2.22	0.02
732	1.43	2.53	1.43	2.53	5.05	-0.03
733	2.00	2.56	2.00	2.56	5.12	-0.11
734	2.00	2.19	2.00	2.19	4.38	-0.14
735	1.43	1.78	1.43	1.78	3.56	-0.09
736	1.43	2.26	1.43	2.26	4.51	-0.06
737	0.93	2.36	0.93	2.36	4.72	0.01
738	0.93	2.54	0.93	2.54	5.08	0.00
739	0.00	2.53	0.00	2.53	2.53	0.13
740	0.00	2.62	0.00	2.62	2.62	0.14
741	0.00	2.72	0.00	2.72	5.44	0.17
742	0.00	2.31	0.00	2.31	4.61	0.13
743	0.00	2.28	0.00	2.28	6.85	0.12
744	0.00	1.86	0.00	1.86	5.58	0.09

**Figura FFF.15** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com redução de orçamento.

Anexos

Custo total = 0.95

utilidade = 5522.90

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	2.19	0.00	2.19	6.57	0.10
2	0.00	2.10	0.00	2.10	6.30	0.10
3	0.00	1.96	0.00	1.96	5.88	0.09
4	0.00	1.86	0.00	1.86	5.58	0.09
5	0.00	2.07	0.00	2.07	6.21	0.10
6	0.00	2.23	0.00	2.23	6.69	0.09
7	0.00	2.38	0.00	2.38	7.14	0.11
8	0.61	2.90	0.61	2.90	8.70	0.05
9	1.43	3.11	1.43	3.11	6.22	-0.03
10	2.00	3.32	2.00	3.32	6.64	-0.10
11	3.00	3.44	3.00	3.44	3.44	-0.22
12	3.48	3.45	3.48	3.45	3.45	-0.29
13	4.00	3.33	4.00	3.33	3.33	-0.37
14	4.00	3.23	4.00	3.23	6.46	-0.39
15	3.93	2.75	3.93	2.75	5.50	-0.41
16	3.93	2.58	3.93	2.58	5.16	-0.44
17	2.85	2.90	2.85	2.90	5.80	-0.27
18	1.93	3.16	1.93	3.16	6.32	-0.12
19	1.39	3.25	1.39	3.25	6.50	-0.03
20	0.60	3.46	0.60	3.46	3.46	0.09
21	0.29	3.57	0.29	3.57	3.57	0.15
22	0.00	3.35	0.00	3.35	6.70	0.19
23	0.00	2.88	0.00	2.88	8.64	0.17
24	0.00	2.37	0.00	2.37	7.11	0.13
720	0.00	3.63	0.00	3.63	10.89	0.21
721	0.00	3.23	0.00	3.23	9.69	0.18
722	0.00	3.08	0.00	3.08	9.24	0.14
723	0.00	3.09	0.00	3.09	9.27	0.13
724	0.00	2.86	0.00	2.86	8.58	0.13
725	0.00	2.69	0.00	2.69	8.07	0.12
726	0.00	2.81	0.00	2.81	8.43	0.13
727	0.30	3.08	0.30	3.08	9.24	0.11
728	0.61	3.58	0.61	3.58	10.74	0.11
729	0.93	4.10	0.93	4.10	8.20	0.10
730	2.00	4.55	2.00	4.55	9.10	-0.02
731	2.50	4.86	2.50	4.86	4.86	-0.07
732	3.48	4.84	3.48	4.84	4.84	-0.21
733	4.00	4.99	4.00	4.99	4.99	-0.27
734	4.00	4.89	4.00	4.89	9.78	-0.28
735	3.48	4.51	3.48	4.51	9.02	-0.24
736	2.93	4.13	2.93	4.13	8.26	-0.18
737	2.42	4.29	2.42	4.29	8.58	-0.10
738	1.97	4.49	1.97	4.49	8.98	-0.03
739	0.90	4.46	0.90	4.46	8.92	0.12
740	0.29	4.72	0.29	4.72	4.72	0.23
741	0.00	4.83	0.00	4.83	4.83	0.28
742	0.00	4.45	0.00	4.45	8.90	0.26
743	0.00	4.05	0.00	4.05	12.15	0.24
744	0.00	3.57	0.00	3.57	10.71	0.20

Figura GGG.16 – Resolução do problema de despacho económico para os dias 1 e 31 de julho.

Custo total = 30.00

Utilidade = 1176.17

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	2.19	0.00	2.19	6.57	0.14
2	0.00	2.10	0.00	2.10	6.30	0.14
3	0.00	1.96	0.00	1.96	5.88	0.13
4	0.00	1.86	0.00	1.86	5.58	0.13
5	0.00	2.07	0.00	2.07	6.21	0.14
6	0.00	2.23	0.00	2.23	6.69	0.13
7	0.00	2.38	0.00	2.38	7.14	0.16
8	0.61	2.90	0.61	2.90	8.70	0.11
9	1.43	3.11	1.43	3.11	6.22	0.03
10	2.00	3.32	2.00	3.32	6.64	-0.03
11	3.00	3.44	3.00	3.44	3.44	-0.15
12	3.48	3.45	3.48	3.45	3.45	-0.22
13	4.00	3.33	4.00	3.33	3.33	-0.31
14	4.00	3.23	4.00	3.23	6.46	-0.32
15	3.93	2.75	3.93	2.75	5.50	-0.35
16	3.93	2.58	3.93	2.58	5.16	-0.39
17	2.85	2.90	2.85	2.90	5.80	-0.21
18	1.93	3.16	1.93	3.16	6.32	-0.06
19	1.39	3.25	1.39	3.25	6.50	0.03
20	0.60	3.46	0.60	3.46	3.46	0.15
21	0.29	3.57	0.29	3.57	3.57	0.22
22	0.00	3.35	0.00	3.35	6.70	0.25
23	0.00	2.88	0.00	2.88	8.64	0.22
24	0.00	2.37	0.00	2.37	7.11	0.18
322	395.83	398.50	2.00	4.67	9.34	-24.19
720	0.00	3.63	0.00	3.63	10.89	0.28
721	0.00	3.23	0.00	3.23	9.69	0.25
722	0.00	3.08	0.00	3.08	9.24	0.20
723	0.00	3.09	0.00	3.09	9.27	0.19
724	0.00	2.86	0.00	2.86	8.58	0.18
725	0.00	2.69	0.00	2.69	8.07	0.17
726	0.00	2.81	0.00	2.81	8.43	0.18
727	0.30	3.08	0.30	3.08	9.24	0.17
728	0.61	3.58	0.61	3.58	10.74	0.19
729	0.93	4.10	0.93	4.10	8.20	0.18
730	2.00	4.55	2.00	4.55	9.10	0.07
731	2.50	4.86	2.50	4.86	4.86	0.03
732	3.48	4.84	3.48	4.84	4.84	-0.11
733	4.00	4.99	4.00	4.99	4.99	-0.17
734	4.00	4.89	4.00	4.89	9.78	-0.18
735	3.48	4.51	3.48	4.51	9.02	-0.15
736	2.93	4.13	2.93	4.13	8.26	-0.10
737	2.42	4.29	2.42	4.29	8.58	-0.02
738	1.97	4.49	1.97	4.49	8.98	0.06
739	0.90	4.46	0.90	4.46	8.92	0.21
740	0.29	4.72	0.29	4.72	4.72	0.32
741	0.00	4.83	0.00	4.83	4.83	0.38
742	0.00	4.45	0.00	4.45	8.90	0.35
743	0.00	4.05	0.00	4.05	12.15	0.32
744	0.00	3.57	0.00	3.57	10.71	0.27

**Figura HHH.17** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do preço de compra.

Anexos

Custo total =	54.28					
utilidade =	5522.90					
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	Utilidade	Custo
1	0.00	2.19	0.00	2.19	6.57	0.14
2	0.00	2.10	0.00	2.10	6.30	0.14
3	0.00	1.96	0.00	1.96	5.88	0.13
4	0.00	1.86	0.00	1.86	5.58	0.13
5	0.00	2.07	0.00	2.07	6.21	0.14
6	0.00	2.23	0.00	2.23	6.69	0.13
7	0.00	2.38	0.00	2.38	7.14	0.16
8	0.61	2.90	0.61	2.90	8.70	0.11
9	1.43	3.11	1.43	3.11	6.22	-0.03
10	2.00	3.32	2.00	3.32	6.64	-0.03
11	3.00	3.44	3.00	3.44	3.44	-0.15
12	3.48	3.45	3.48	3.45	3.45	-0.22
13	4.00	3.33	4.00	3.33	3.33	-0.31
14	4.00	3.23	4.00	3.23	6.46	-0.32
15	3.93	2.75	3.93	2.75	5.50	-0.35
16	3.93	2.58	3.93	2.58	5.16	-0.39
17	2.85	2.90	2.85	2.90	5.80	-0.21
18	1.93	3.16	1.93	3.16	6.32	-0.06
19	1.39	3.25	1.39	3.25	6.50	0.03
20	0.60	3.46	0.60	3.46	3.46	0.15
21	0.29	3.57	0.29	3.57	3.57	0.22
22	0.00	3.35	0.00	3.35	6.70	0.25
23	0.00	2.88	0.00	2.88	8.64	0.22
24	0.00	2.37	0.00	2.37	7.11	0.18
322	2.00	4.67	2.00	4.67	9.34	0.09
720	0.00	3.63	0.00	3.63	10.89	0.28
721	0.00	3.23	0.00	3.23	9.69	0.25
722	0.00	3.08	0.00	3.08	9.24	0.20
723	0.00	3.09	0.00	3.09	9.27	0.19
724	0.00	2.86	0.00	2.86	8.58	0.18
725	0.00	2.69	0.00	2.69	8.07	0.17
726	0.00	2.81	0.00	2.81	8.43	0.18
727	0.30	3.08	0.30	3.08	9.24	0.17
728	0.61	3.58	0.61	3.58	10.74	0.19
729	0.93	4.10	0.93	4.10	8.20	0.18
730	2.00	4.55	2.00	4.55	9.10	0.07
731	2.50	4.86	2.50	4.86	4.86	0.03
732	3.48	4.84	3.48	4.84	4.84	-0.11
733	4.00	4.99	4.00	4.99	4.99	-0.17
734	4.00	4.89	4.00	4.89	9.78	-0.18
735	3.48	4.51	3.48	4.51	9.02	-0.15
736	2.93	4.13	2.93	4.13	8.26	-0.10
737	2.42	4.29	2.42	4.29	8.58	-0.02
738	1.97	4.49	1.97	4.49	8.98	0.06
739	0.90	4.46	0.90	4.46	8.92	0.21
740	0.29	4.72	0.29	4.72	4.72	0.32
741	0.00	4.83	0.00	4.83	4.83	0.38
742	0.00	4.45	0.00	4.45	8.90	0.35
743	0.00	4.05	0.00	4.05	12.15	0.32
744	0.00	3.57	0.00	3.57	10.71	0.27

**Figura III.18** – Resolução do problema de despacho económico para o mês de Julho com aumento do orçamento.

Custo total = 30.00

utilidade = 5035.38

Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	2.19	0.00	2.19	6.57	0.14
2	0.00	2.40	0.00	2.40	7.20	0.16
3	0.00	2.26	0.00	2.26	6.78	0.15
4	0.00	2.16	0.00	2.16	6.48	0.15
5	0.00	2.37	0.00	2.37	7.11	0.16
6	0.00	2.53	0.00	2.53	7.59	0.15
7	0.00	2.68	0.00	2.68	8.04	0.18
8	0.61	3.20	0.61	3.20	9.60	0.13
9	1.43	2.96	1.43	2.96	5.92	0.02
10	2.00	2.72	2.00	2.72	5.44	-0.08
11	3.00	2.64	3.00	2.64	2.64	-0.21
12	3.48	2.65	3.48	2.65	2.65	-0.28
13	4.00	2.53	4.00	2.53	2.53	-0.37
14	4.00	2.43	4.00	2.43	4.86	-0.38
15	3.93	2.35	3.93	2.35	4.70	-0.38
16	3.93	2.18	3.93	2.18	4.36	-0.41
17	2.85	2.10	2.85	2.10	4.20	-0.26
18	1.93	2.36	1.93	2.36	4.72	-0.11
19	1.39	2.45	1.39	2.45	4.90	-0.03
20	0.60	2.31	0.60	2.31	2.31	0.07
21	0.29	2.42	0.29	2.42	2.42	0.14
22	0.00	2.20	0.00	2.20	4.40	0.17
23	0.00	2.13	0.00	2.13	6.39	0.17
24	0.00	2.02	0.00	2.02	6.06	0.15
720	0.00	2.88	0.00	2.88	8.64	0.22
721	0.00	2.78	0.00	2.78	8.34	0.21
722	0.00	3.38	0.00	3.38	10.14	0.22
723	0.00	3.39	0.00	3.39	10.17	0.21
724	0.00	3.16	0.00	3.16	9.48	0.20
725	0.00	2.99	0.00	2.99	8.97	0.19
726	0.00	3.11	0.00	3.11	9.33	0.20
727	0.30	3.38	0.30	3.38	10.14	0.19
728	0.61	3.43	0.61	3.43	10.29	0.17
729	0.93	3.95	0.93	3.95	7.90	0.17
730	2.00	3.95	2.00	3.95	7.90	0.03
731	2.50	4.06	2.50	4.06	4.06	-0.04
732	3.48	4.04	3.48	4.04	4.04	-0.18
733	4.00	4.19	4.00	4.19	4.19	-0.24
734	4.00	4.09	4.00	4.09	8.18	-0.25
735	3.48	3.71	3.48	3.71	7.42	-0.21
736	2.93	3.33	2.93	3.33	6.66	-0.16
737	2.42	3.49	2.42	3.49	6.98	-0.08
738	1.97	3.69	1.97	3.69	7.38	0.00
739	0.90	3.66	0.90	3.66	7.32	0.15
740	0.29	3.57	0.29	3.57	3.57	0.23
741	0.00	3.68	0.00	3.68	3.68	0.29
742	0.00	3.30	0.00	3.30	6.60	0.26
743	0.00	3.30	0.00	3.30	9.90	0.26
744	0.00	2.82	0.00	2.82	8.46	0.22

**Figura JJJ.19** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Janeiro com carga variável.

## Anexos

Custo total =		15.00				
utilidade =		4491.95				
Horas	Pvenda	Pcompra	Pgerada	Pcarga	utilidade	Custo
1	0.00	1.54	0.00	1.54	4.62	0.10
2	0.00	1.75	0.00	1.75	5.25	0.12
3	0.00	1.61	0.00	1.61	4.83	0.11
4	0.00	1.51	0.00	1.51	4.53	0.10
5	0.00	1.72	0.00	1.72	5.16	0.12
6	0.00	1.88	0.00	1.88	5.64	0.11
7	0.00	2.03	0.00	2.03	6.09	0.13
8	0.61	2.55	0.61	2.55	7.65	0.09
9	1.43	2.76	1.43	2.76	5.52	0.00
10	2.00	2.52	2.00	2.52	5.04	-0.09
11	3.00	2.44	3.00	2.44	2.44	-0.23
12	3.48	2.45	3.48	2.45	2.45	-0.30
13	4.00	2.33	4.00	2.33	2.33	-0.38
14	4.00	2.23	4.00	2.23	4.46	-0.40
15	3.93	1.75	3.93	1.75	3.50	-0.43
16	3.93	1.58	3.93	1.58	3.16	-0.45
17	2.85	1.90	2.85	1.90	3.80	-0.28
18	1.93	2.16	1.93	2.16	4.32	-0.13
19	1.39	2.25	1.39	2.25	4.50	-0.04
20	0.60	2.11	0.60	2.11	2.11	0.06
21	0.29	2.22	0.29	2.22	2.22	0.12
22	0.00	2.00	0.00	2.00	4.00	0.15
23	0.00	1.93	0.00	1.93	5.79	0.15
24	0.00	1.42	0.00	1.42	4.26	0.11
720	0.00	2.68	0.00	2.68	8.04	0.21
721	0.00	2.58	0.00	2.58	7.74	0.20
722	0.00	2.73	0.00	2.73	8.19	0.18
723	0.00	2.74	0.00	2.74	8.22	0.17
724	0.00	2.51	0.00	2.51	7.53	0.16
725	0.00	2.34	0.00	2.34	7.02	0.15
726	0.00	2.46	0.00	2.46	7.38	0.16
727	0.30	2.73	0.30	2.73	8.19	0.15
728	0.61	3.23	0.61	3.23	9.69	0.16
729	0.93	3.75	0.93	3.75	7.50	0.16
730	2.00	3.75	2.00	3.75	7.50	0.01
731	2.50	3.86	2.50	3.86	3.86	-0.05
732	3.48	3.84	3.48	3.84	3.84	-0.19
733	4.00	3.99	4.00	3.99	3.99	-0.25
734	4.00	3.89	4.00	3.89	7.78	-0.26
735	3.48	3.51	3.48	3.51	7.02	-0.23
736	2.93	3.13	2.93	3.13	6.26	-0.18
737	2.42	3.29	2.42	3.29	6.58	-0.09
738	1.97	3.49	1.97	3.49	6.98	-0.01
739	0.90	3.46	0.90	3.46	6.92	0.14
740	0.29	3.37	0.29	3.37	3.37	0.22
741	0.00	3.48	0.00	3.48	3.48	0.27
742	0.00	3.10	0.00	3.10	6.20	0.24
743	0.00	3.10	0.00	3.10	9.30	0.24
744	0.00	2.62	0.00	2.62	7.86	0.20

**Figura KKK.20** – Resolução do problema de despacho económico para mês de Julho com redução de orçamento.

## Anexo 5 – Trânsito de potência

**Tabela LLL.1** – Características das linhas

Linha					
Do barramento	Para o barramento	Resistência	Reatância	Admitância	Comprimento
1	2	0,08	0,24	0,025	3
1	3	0,02	0,18	0,02	3
1	4	0,04	0,12	0,015	3
2	3	0,01	0,03	0,035	1
3	4	0,08	0,24	0,035	1