

1 2 9 0



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA

Ricardo Filipe Dias Gertrudes

**IMPACTOS DA VARIABILIDADE DO VENTO  
NA INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO  
SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia  
Electrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia,  
orientada pelo Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge e  
apresentada ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores.**

Coimbra, Outubro de 2020



Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

# IMPACTOS DA VARIABILIDADE DO VENTO NA INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Ricardo Filipe Dias Gertrudes

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge e apresentada ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

Coimbra, Outubro de 2020



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA



# Agradecimentos

---

*"The way to get started is to quit talking and begin doing."*

*Walter Disney*

Em primeiro lugar, uma palavra muito especial para toda a minha família, em particular para os meus pais e irmão, por todo o carinho e força que me deram para ultrapassar os obstáculos que me foram surgindo ao longo da vida e por todo o apoio e incentivo que me deram ao longo do meu percurso académico. É graças a eles que me tornei na pessoa que sou hoje.

De seguida, um agradecimento muito especial à minha namorada pela sua paciência, companheirismo e apoio incondicional que me proporcionou nos piores e melhores momentos do meu percurso académico e pessoal.

Queria também agradecer ao meu orientador, o Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge, pelos conselhos, ajuda e conhecimento que me transmitiu ao longo de toda esta etapa final. Por toda a sua disponibilidade e compreensão.

A todos os meus amigos de longa data e às amizades que fui construindo ao longo destes últimos anos. Quero agradecer a todos os meus colegas da *Squad* por tornarem estes anos mais agradáveis.

Por fim, mas não menos importante, um grande obrigado a quatro excepcionais amigos que me acompanharam (e sempre acompanharão) desde os meus anos de caloiro, a quem tenho todo o orgulho de poder chamar de amigos.



# Resumo

---

Nos dias que correm, o tema energias renováveis, é um assunto cada vez mais abordado na comunidade científica devido a avanços tecnológicos e aos possíveis benefícios que a sua integração na rede acarreta para todo o mundo, principalmente para o ambiente. Estas surgem como uma possível solução para as fontes de energia não renováveis, de carácter finito à escala humana e extremamente poluentes, como é o caso das centrais a carvão. Neste enquadramento, e devido à elevada aposta de Portugal em energia eólica, surgiu como tema da dissertação estudar o impacto que a variabilidade do vento traz para as produções de energia, e ainda como a intermitência eólica pode ser combatida de forma a minimizar problemas para o Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Numa primeira fase foi abordado o estado das energias renováveis na Europa, mais especificamente da eólica, o seu surgimento e a evolução das tecnologias existentes, quais os problemas associados à sua integração e ainda métodos de compensação das curvas típicas de produção eólica. Numa segunda fase foi abordado o caso de estudo, isto é, a composição do SEN, qual o estado da integração de energia eólica em Portugal, inclusive a distribuição dos parques eólicos no continente e ilhas, e tarifas energéticas associadas.

Por fim, recorrendo a dados de produção eólica fornecidos pela Redes Energéticas Nacionais foram desenvolvidos diversos indicadores de forma a facilitar uma melhor compreensão de como a variabilidade do vento afeta as produções eólicas a curto, médio e longo prazo, quais as suas implicações para as satisfações de carga e por último como estas variações podem ser combatidas recorrendo ao uso de energia solar como fonte complementar, bem como outros métodos de previsão.

**Palavras-chave:** Energias Renováveis, Energia Eólica, Variabilidade, Intermitência, Integração





# Abstract

---

Nowadays the theme, renewable energies are increasingly addressed in the scientific community due to technological advances and the possible benefits that integrating these in the network brings for the world, mainly for the environment. These appear as a possible solution for non-renewable energy sources, finite on a human scale and too polluting, such as coal-fired power plants. In this context, and due to Portugal's high investment in wind energy, the dissertation's theme was to study the impact that wind variability brings to energy production and how wind intermittency can be combated to minimize problems for the National Electrical System (SEN).

In a first phase, the state of renewable energies in Europe, more specifically of wind power, its emergence and evolution of existing technologies, which are the problems associated with its integration, and methods of compensating typical wind production curves. In a second phase, the study case was approached, the composition of the SEN, the state of integration of wind energy in Portugal, including the distribution of wind farms in the continent and islands, and associated energy fares.

Finally, using wind production data provided by *Redes Energéticas Nacionais*, several indicators were developed to facilitate a better understanding of how wind variability affects wind production in the short, medium and long term, what are its implications for load demand response and finally, how these variations can be smoothed through the use of solar energy as a complementary source, as well as better forecasting methods.

**Keywords:** Renewable Energies, Wind Energy, Variability, Intermittence, Integration



# Índice

---

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Lista de Acrónimos	xvii
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	2
1.3 Estrutura da Dissertação . . . . .	2
<b>2 Estado da Arte</b>	<b>3</b>
2.1 Energia renovável na Europa . . . . .	3
2.1.1 Potência eólica instalada . . . . .	5
2.1.2 Surgimento e tecnologias . . . . .	6
2.2 Transição energética Portuguesa . . . . .	9
2.3 Integração de eólica na rede . . . . .	11
2.3.1 Eficiência, Adequação e Segurança . . . . .	12
2.3.2 Previsão . . . . .	13
2.3.3 Armazenamento . . . . .	14
2.4 Energia solar . . . . .	15
2.4.1 Relação entre produção eólica e solar . . . . .	15

<b>3</b>	<b>Caracterização do SEN</b>	<b>17</b>
3.1	Evolução do Sistema Elétrico Nacional . . . . .	17
3.1.1	Produção . . . . .	19
3.1.2	Transporte . . . . .	20
3.1.3	Distribuição . . . . .	21
3.1.4	Comercialização . . . . .	21
3.1.5	Operador Logístico de Mudança de Comercializador . . . . .	22
3.2	Eólica em Portugal . . . . .	23
3.2.1	Localização dos Parques Eólicos Nacionais . . . . .	24
3.3	Custo da Eletricidade em Portugal . . . . .	27
<b>4</b>	<b>Análise de Resultados</b>	<b>29</b>
4.1	Apresentação dos Indicadores . . . . .	30
4.1.1	Máximo, mínimo e média de produção diária . . . . .	30
4.1.2	Produção média horária mensal . . . . .	31
4.1.3	Máximos e mínimos diários . . . . .	32
4.1.4	Diferenças de produções horárias . . . . .	32
4.1.5	Variações de produção superiores a 200 MW e 400 MW . . . . .	32
4.1.6	Médias de produção noturnas e diurnas . . . . .	33
4.1.7	Número de dias com produções noturnas superiores às diurnas . . . . .	34
4.2	Análise de diversos casos de produção . . . . .	34
4.2.1	Efeito sazonal nas produções mensais . . . . .	34
4.2.2	Análise das produções médias anuais de 2017 e 2018 . . . . .	40
4.2.3	Relacionamento da curva de consumo com curvas críticas e ideais . . . . .	42
4.2.4	Produção média diurna e noturna . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Conclusões e Trabalho Futuro</b>	<b>47</b>
5.1	Conclusão . . . . .	47
5.2	Trabalho Futuro . . . . .	49
	<b>Referências</b>	<b>51</b>
	<b>Anexos</b>	<b>55</b>

# Lista de Figuras

---

1	Geração bruta de eletricidade (TWh) por combustível ao longo dos últimos anos [5] . . . . .	5
2	Potência Instalada na Europa por país [7] . . . . .	6
3	Aumento do tamanho das turbinas desde 1980 [10] . . . . .	7
4	VAWT [13] . . . . .	8
5	HAWT [13] . . . . .	8
6	Operação a velocidade fixa e variável [15] . . . . .	9
7	Impactos a Curto e Longo prazo no sistema energético [20] . . . . .	11
8	Previsão do vento a curto prazo em Santarém [24] . . . . .	13
9	Gráfico de Funcionamento de uma ESS [20] . . . . .	14
10	Produção média diária de energia eólica (verde) e PV (vermelho) para cada mês [27] . . . . .	16
11	Mapa da RNT [31] . . . . .	20
12	Geração de eletricidade em 2019 [35] . . . . .	23
13	Localização dos Parques Eólicos [37] . . . . .	25
14	Relevo Português [42] . . . . .	26
15	WPD média em Portugal [42] . . . . .	26
16	Preço médio da eletricidade para clientes domésticos [44] . . . . .	27
17	Evolução dos CIEG nas tarifas desde 2000 [46] . . . . .	28
18	Exemplo do gradiente observado no mês de Janeiro de 2018 . . . . .	29
19	Exemplo dos valores máximos médios e mínimos do mês de Janeiro de 2018 . . . . .	31
20	Exemplo dos valores médios horários do mês de Janeiro de 2018 . . . . .	31
21	Máximos e mínimos diários para o mês de Janeiro de 2018 . . . . .	32
22	Produções diárias do mês de Novembro de 2018 . . . . .	35
23	Exemplo de produções diárias para o mesmo mês de Novembro de 2018 . . . . .	35
24	Produções diárias do mês de Julho de 2017 . . . . .	36

25	Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 200 MW, num período de 24h em 2018 . . . . .	38
26	Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 400 MW, num período de 24h em 2018 . . . . .	38
27	Produção eólica e variações críticas referentes ao dia 1 de Março de 2018 . . . . .	40
28	Médias Mensais de 2018 . . . . .	41
29	Médias Mensais de 2017 . . . . .	41
30	Comparação de caso crítico de produção com dados de consumo . . . . .	43
31	Comparação de caso ideal de produção com dados de consumo . . . . .	43
32	Produções diárias do mês de Janeiro de 2017 . . . . .	55
33	Produções diárias do mês de Fevereiro de 2017 . . . . .	55
34	Produções diárias do mês de Março de 2017 . . . . .	56
35	Produções diárias do mês de Abril de 2017 . . . . .	56
36	Produções diárias do mês de Maio de 2017 . . . . .	56
37	Produções diárias do mês de Junho de 2017 . . . . .	57
38	Produções diárias do mês de Agosto de 2017 . . . . .	57
39	Produções diárias do mês de Setembro de 2017 . . . . .	57
40	Produções diárias do mês de Outubro de 2017 . . . . .	58
41	Produções diárias do mês de Novembro de 2017 . . . . .	58
42	Produções diárias do mês de Dezembro de 2017 . . . . .	58
43	Produções diárias do mês de Janeiro de 2018 . . . . .	59
44	Produções diárias do mês de Fevereiro de 2018 . . . . .	59
45	Produções diárias do mês de Março de 2018 . . . . .	59
46	Produções diárias do mês de Abril de 2018 . . . . .	60
47	Produções diárias do mês de Maio de 2018 . . . . .	60
48	Produções diárias do mês de Junho de 2018 . . . . .	60
49	Produções diárias do mês de Julho de 2018 . . . . .	61
50	Produções diárias do mês de Agosto de 2018 . . . . .	61
51	Produções diárias do mês de Setembro de 2018 . . . . .	61
52	Produções diárias do mês de Outubro de 2018 . . . . .	62
53	Produções diárias do mês de Dezembro de 2018 . . . . .	62

54	Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 200 MW, num período de 24h em 2017 . . . . .	62
55	Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 200 MW, num período de 24h em 2017 . . . . .	63





# Lista de Tabelas

---

1	Comparação dos valores brutos de Produção Elétrica (em TWh) para diversas regiões nos anos de 1997 e 2019 [3] . . . . .	4
2	Metas de Portugal PNEC 2030 [17] . . . . .	10
3	Zonas de operação da RND [29] [32] . . . . .	21
4	Atribuição de horas diurnas e noturnas . . . . .	33
5	Totalidade de dias com produção média noturna superior à diurna . .	45
6	Número de casos diários cuja produção noturna é superior à diurna .	45



# Lista de Acrónimos

---

<b>ADENE</b>	Agência para a Energia
<b>APREN</b>	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>CEI</b>	Comunidade dos Estados Independentes
<b>CIEG</b>	Custos de Interesse Económico Geral
<b>CMEC</b>	Custos para a Manutenção e Equilíbrio Contratual
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
<b>CRM</b>	Comercializador em Regime de Mercado
<b>CST</b>	Concentração Solar Térmica
<b>CUR</b>	Comercializador de Último Recurso
<b>DGEG</b>	Direção Geral de Energia e Geologia
<b>EDP</b>	Energias De Portugal
<b>EN-H2</b>	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>ESS</b>	<i>Energy Storage Systems</i> (Sistemas de armazenamento de energia elétrica)
<b>FER</b>	Fontes de Energia Renovável
<b>GEE</b>	Gases do Efeito Estufa
<b>GPMC</b>	Gestão do Processo de Mudança de Comercializador
<b>HAWT</b>	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> (Turbina eólica de eixo Horizontal)
<b>IPCC</b>	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
<b>MAT</b>	Muito Alta Tensão

<b>MIBEL</b>	Mercado Ibérico de Eletricidade
<b>NWP</b>	<i>Numerical Weather Predictions</i> (Predições numéricas do tempo)
<b>OLMC</b>	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
<b>PNEC</b>	Plano Nacional Energia-Clima
<b>PNI</b>	Plano Nacional de Investimentos
<b>PPS</b>	<i>Purchasing Power Standard</i> (Paridade do Poder de Compra Padrão)
<b>PRE</b>	Produção em Regime Especial
<b>PRO</b>	Produção em Regime Ordinário
<b>PV</b>	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
<b>PVGIS</b>	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
<b>REN</b>	Rede Elétrica Nacional
<b>RND</b>	Rede Nacional de Distribuição
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transmissão
<b>SEN</b>	Sistema Elétrico Nacional
<b>UE</b>	União Europeia
<b>VAWT</b>	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i> (Turbina eólica de eixo Vertical)
<b>WPD</b>	<i>Wind Power Density</i> (Densidade de Potência Eólica)



# 1 Introdução

---

No presente capítulo é apresentada a motivação por trás da realização desta dissertação, assim como os objetivos traçados com o decorrer das mesmas. Por fim, é feita uma breve referência à forma como a dissertação se encontra organizada.

## 1.1 Motivação

A integração de tecnologias de produção de energia eólica nas redes nacionais de cada país é um assunto cada vez mais falado na comunidade científica. Isto resulta não só das inúmeras vantagens ambientais apresentadas, mas também de desvantagens maioritariamente relacionadas com a intermitência na produção de energia que possuem. Assim, com o objetivo comum Europeu de atingir a neutralidade carbónica até 2050, tem-se observado um aumento de apoios e investimentos nos últimos anos, levando várias entidades privadas a trabalhar diariamente em prol do desenvolvimento e aprimoramento das tecnologias de produção de energia, com o fim de se manterem não só na vanguarda do mercado eólico mas também para aumentar a eficiência energética, obtendo-se redução da dependência do exterior e do consumo de combustíveis fósseis. Além disso, tem-se procurado obter melhores métodos de previsão de produção, melhores tecnologias de armazenamento de energia, entre outros.

Isto aliado à curiosidade pessoal por parques eólicos *Onshore* e *Offshore*, como são controlados e como é realizada a sua gestão e planeamento, originou um apelo ao estudo das implicações que a integração de energia eólica traz para o Sistema Elétrico Nacional (SEN), de que forma estas são afetadas pela variabilidade do vento, quer diariamente, mensalmente ou anualmente e possíveis soluções para combater a intermitência existente, recorrendo ao uso de fontes complementares e outros tipos de métodos.

## 1.2 Objetivos

A presente dissertação tem como principal objetivo apurar qual o impacto que as fontes de energia renováveis intermitentes têm no SEN, mais precisamente a variabilidade da produção proveniente da energia eólica, motivada pela forte intermitência desta fonte renovável.

Através do uso de diversos indicadores e da plataforma *Microsoft Excel*, pretende-se com este estudo demonstrar que devido à elevada intermitência desta fonte de energia se torna difícil prever as produções tanto a curto como a longo prazo, apresentando padrões de produção altamente irregulares e dificultando uma integração eólica mais rápida na rede devido às instabilidades criadas. Pretende-se ainda mostrar que uma opção à intermitência eólica poderá passar pelo uso da energia solar, que apesar de, à semelhança da eólica se tratar de uma energia intermitente, demonstra que possui alguma complementaridade com a eólica e maior capacidade de previsão de produção.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. No primeiro é apresentada a motivação por trás do tema escolhido, assim como dos objetivos pretendidos. Ainda no mesmo capítulo é apresentada a estrutura da dissertação. No segundo capítulo é feito o enquadramento teórico do tema sendo abordado o funcionamento e composição das turbinas eólicas. É ainda tratado o estado atual das energias renováveis na Europa, o caso português da transição energética e por fim as renováveis intermitentes e formas de mitigação possíveis. O Capítulo 3 é dedicado ao estudo da evolução e composição do SEN e atual participação da energia eólica na rede. A análise dos resultados obtidos e dos indicadores usados no *clustering* dos dados fornecidos pela Rede Elétrica Nacional (REN), relativos aos anos de 2017 e 2018, é feita no Capítulo 4, por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões retiradas do estudo realizado e possíveis propostas futuras para aprofundamento do tema em questão.

## 2 Estado da Arte

---

Neste capítulo de enquadramento, numa primeira fase é analisado o estado das energias renováveis na Europa, especificamente da energia eólica e quais as tecnologias atualmente existentes. Posteriormente é abordado o caso português da transição energética, seguido de uma análise à integração das energias renováveis intermitentes e formas de mitigação associadas. Por fim, é analisada a relação entre a produção eólica e solar, bem como, de que forma a sua correlação pode contribuir para um sistema mais eficiente.

### 2.1 Energia renovável na Europa

Acredita-se que o aumento da temperatura média global, desde meados do século XX seja atribuído às atividades humanas [1]. Devido a este acréscimo, em 1997 foi assinado o Protocolo de Quioto no qual a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE) é identificada como sendo a principal fonte do aquecimento global, nomeadamente Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) [2], o qual, de acordo com o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) representa 65% de todas as emissões de GEE no mundo proveniente da combustão de combustíveis fósseis e processos industriais no ano de 2010 [1].

Dados relativos à produção global de eletricidade demonstram que desde 1997, devido a avanços tecnológicos e às necessidades do ser humano, o valor bruto de produção elétrica quase duplicou de 14.023 TWh para 26.912 TWh em 2019, com uma participação por parte da Europa de 3.197 TWh e 3.831 TWh respetivamente [3], observável na Tabela 1.



**Tabela 1:** Comparação dos valores brutos de Produção Elétrica (em TWh) para diversas regiões nos anos de 1997 e 2019 [3]

<b>Região</b>	Europa	CEI*	América do Norte	América Latina	Ásia	Pacífico	África	Médio Oriente
<b>Produção</b>								
<b>Elétrica</b>	3.197	1.211	4.271	855	3.474	222	403	390
<b>1997</b>								
<b>Produção</b>								
<b>Elétrica</b>	3.831	1.596	5.035	1.645	12.391	315	856	1.234
<b>2019</b>								

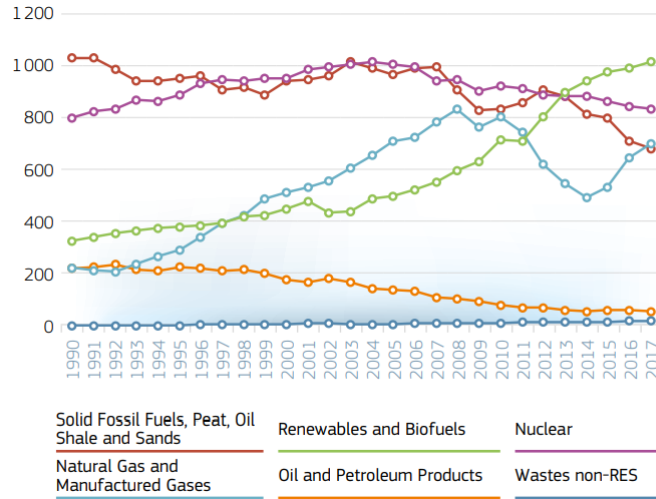
\*Conjunto de 11 repúblicas que pertenciam à antiga União Soviética

Com o intuito de transformar a Europa na primeira grande economia climaticamente neutra até 2050, têm vindo a ser estudadas as seguintes propostas por parte da Comissão Europeia [4]:

- Maximização da eficiência energética;
- Aumento do investimento em energias renováveis;
- Aposta em mobilidade limpa, segura e conectada;
- Desenvolvimento de uma economia circular e continuidade de uma indústria competitiva;
- Desenvolvimento de uma rede elétrica inteligente;
- Aproveitamento dos benefícios da bioeconomia;
- Captura e armazenamento de carbono.

É, portanto, indiscutível que se tem observado um elevado investimento por parte da Europa em energias limpas, e por sua vez uma redução no uso dos combustíveis fósseis. Foi desta forma que em 2013 se deu a inversão do modelo de geração de eletricidade, tendo-se registado pela primeira vez na Europa valores de geração bruta provenientes de Fontes de Energia Renovável (FER) e biocombustíveis superiores aos valores oriundos de combustíveis fósseis (Figura 1), 27,2% e 26,8% respetivamente, da quota total, diferença que tem vindo a aumentar ao longo dos anos, tendo-se

verificado em 2017 valores na ordem dos 20,6% para combustíveis fósseis e de 30,5% para FER e biocombustíveis [5].



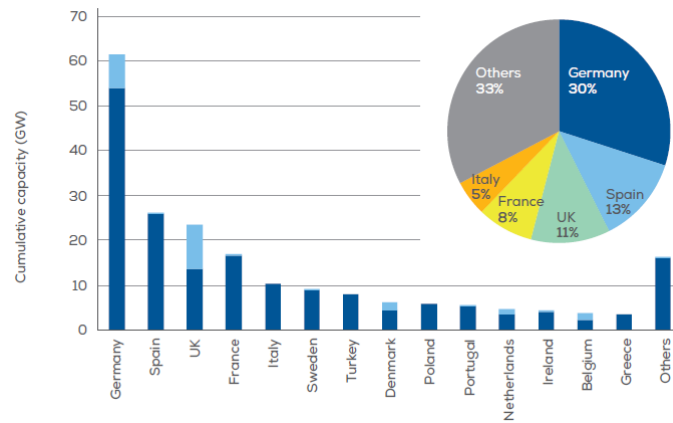
**Figura 1:** Geração bruta de eletricidade (TWh) por combustível ao longo dos últimos anos [5]

### 2.1.1 Potência eólica instalada

Segundo o mais recente relatório publicado em Fevereiro de 2020 pela *WindEurope* alusivo à atividade dos parques eólicos no ano de 2019, a Europa atingiu um valor de 205 GW de potência instalada (32% da capacidade mundial [6]) dos quais 89% em *Onshore* e 11% em *Offshore* [7].

Atualmente, é o Reino Unido que, devido ao seu elevado investimento domina o mercado *Offshore* na Europa com uma potência total instalada na ordem dos 7 GW [7], à frente da Alemanha. Independentemente de 2019 ter sido o ano em que menos investiu em projetos eólicos, a Alemanha continua a ser líder do mercado *Onshore* com uma potência total instalada de 54 GW [7].

Paralelamente ao Reino Unido e à Alemanha encontram-se a Espanha, França e Itália, os quais no seu conjunto perfazem 67% [7] de toda a potência instalada na Europa (Figura 2).



**Figura 2:** Potência Instalada na Europa por país [7]

Contudo, é em países como a Dinamarca, Irlanda, Portugal e Alemanha onde se encontram as maiores participações de eólica no seu *mix* energético com 48%, 33%, 27% e 26% [7], respetivamente. Ainda em 2019 a energia eólica contribuiu com 15% [7] do fornecimento elétrico de toda a Europa.

### 2.1.2 Surgimento e tecnologias

Desde os primórdios da civilização que o homem tem usado a força do vento em prol das suas necessidades, desde movimentar barcos, através do impacto de vento nas suas velas, até à moagem de grãos em moinhos. Contudo, apesar do aparecimento dos primeiros moinhos verticais no norte da Europa para obtenção de farinha, em meados do século XII, é em 1887 que, na Escócia, surge a primeira turbina eólica do mundo usada para produção de eletricidade, criada pelo Professor James Blyth [8].

De acordo com a Equação 1, a potência é proporcional à área do rotor da turbina (equipamento que gira em torno do eixo de rotação) e ao cubo da velocidade do vento. Devido a esta relação direta com a variável incerta que é a velocidade do vento, surge uma intermitência na produção de energia elétrica, o que por sua vez, dá origem a instabilidades no sistema elétrico.

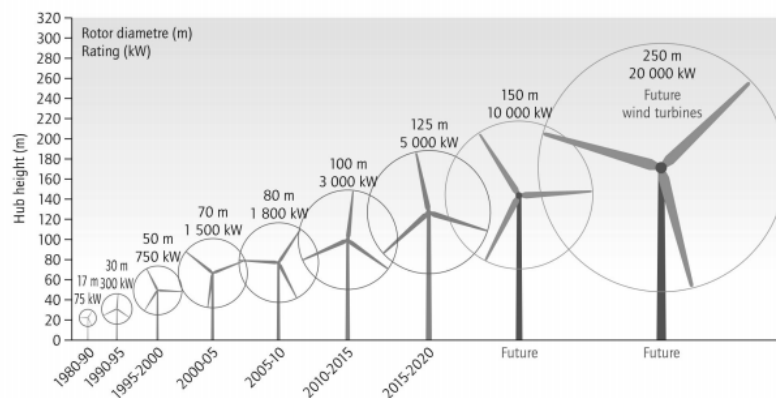
$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

### Equação 1: Potência Eólica [9]

Onde:

- $P$ : Potência Eólica (W);
- $\rho$ : Densidade do ar =  $1,29 \text{ (kg/m}^3\text{)}$ ;
- $A$ : Área do rotor ( $\text{m}^2$ );
- $v$ : Velocidade do vento ( $\text{m/s}$ ).

Como tal, devido a estas características, a dimensão das lâminas do rotor, tem vindo a sofrer um aumento gradual nos últimos anos com o intuito de elevar a potência por turbina. Através da Figura 3, constata-se que dos anos 80 até à atualidade ocorreu um acréscimo de 4.925 kW de potência resultante do aumento das dimensões do rotor, crescimento este que se prevê continuar no futuro.



**Figura 3:** Aumento do tamanho das turbinas desde 1980 [10]

Atualmente, as turbinas eólicas encontram-se divididas em dois grupos [11]:

- Turbina eólica de eixo vertical (VAWT);
- Turbina eólica de eixo horizontal (HAWT).

As de eixo vertical, tipicamente associadas a menores velocidades do vento, são o grupo menos comum de turbinas eólicas. Tal como o seu nome indica, este tipo de turbinas exibe o eixo rotacional na vertical contendo em seu redor lâminas dispostas em vórtice (Figura 4).

Devido à sua construção omnidirecional e compacta, este tipo de turbinas não possui nenhuma tecnologia de orientação em função do vento. Funciona tradicionalmente junto ao solo o que facilita a sua instalação e manutenção, reduzindo a complexidade do projeto [11].

Contrariamente, as turbinas de eixo horizontal necessitam que a nacela e as pás do rotor, montadas no topo da torre, se orientem consoante o fluxo do vento. Desse modo, estas turbinas são equipadas com métodos de controlo do rotor (*Stall* e *Pitch*)[12] de forma a garantir a máxima eficiência possível [11].

Este último tipo é concebido com o objetivo de gerar eletricidade a partir de ventos de alta velocidade devido à sua elevada robustez. Em relação à estrutura, cada turbina é tipicamente constituída por 3 pás sendo que grande parte dos elementos necessários ao seu funcionamento se encontram alojados na nacela, no topo da torre, o que dificulta a montagem e manutenção devido ao elevado peso dos componentes (Figura 5).

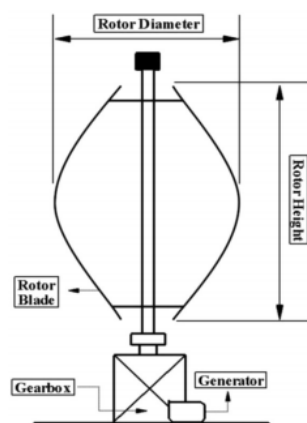


Figura 4: VAWT [13]

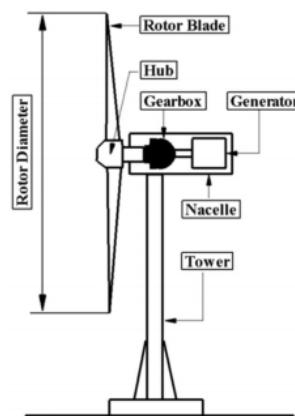
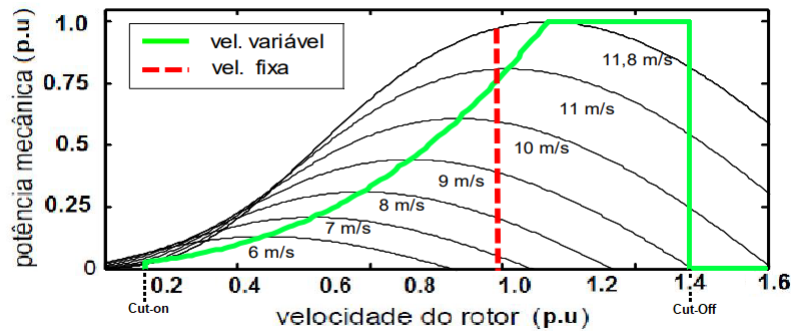


Figura 5: HAWT [13]

Por fim, o sistema elétrico das turbinas eólicas pode ser de velocidade fixa ou variável. No primeiro caso, independentemente da velocidade do vento, a do rotor

mantém-se fixa e é determinada pela rede, caixa de velocidades e gerador com a máxima eficiência atingida para um valor específico da velocidade do vento [14]. No segundo caso, as turbinas têm a capacidade de adaptar a velocidade do rotor, isto é, acelerar ou desacelerar consoante a variação do vento, sendo que a máxima eficiência é atingida para uma maior gama de valores da velocidade do vento [14].



**Figura 6:** Operação a velocidade fixa e variável [15]

É ainda importante salientar que as turbinas são construídas pelo fabricante de forma a garantir que não haja danos nos equipamentos, estabelecendo-lhes velocidades de *cut-on* e *cut-off*. Assim, como é possível observar através da curva de operação de uma turbina de velocidade variável, o *cut-on* é o instante em que começa a ser gerada eletricidade. Após este sinal, a potência da turbina é elevada até ao seu valor nominal, onde permanece até que os sensores registem uma velocidade do vento excessiva com possibilidade de danificar o equipamento, ocorrendo o *cut-off* e colocando a turbina fora de operação (Figura 6).

## 2.2 Transição energética Portuguesa

Em 2016, Portugal assumiu o compromisso europeu de atingir a neutralidade carbónica até 2050, tendo o Plano Nacional de Energia-Clima 2021-2030 (PNEC 2030) sido aprovado em Conselho de Ministros a 21 de Maio de 2020 [16].

**Tabela 2:** Metas de Portugal PNEC 2030 [17]

	<b>Eficiência Energética<sup>(1)(2)</sup></b>	<b>Renováveis nos transportes</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Interligações Elétricas</b>	<b>Emissões GEE<sup>(1)</sup></b>
<b>Resultados 2016</b>	25%	7,5%	28,5%	8%	-22%
<b>Meta 2030</b>	35%	20%	47%	15%	-45% a -55%

<sup>(1)</sup>Face ao ano de 2005; <sup>(2)</sup>Redução no consumo de energia primária sem usos não energéticos

As metas propostas na Tabela 2 contemplam 58 linhas de atuação e 206 medidas associadas, ficando estabelecido o fim da produção de eletricidade a partir do carvão, até 2021 no Pego e até 2023 em Sines [16]. É ainda previsto um aumento da potência total instalada até 28,8 GW e uma redução para 65% da dependência energética do exterior através de um investimento de 13.665 Milhões de Euros (66% do Plano Nacional de Investimentos 2030 (PNI)), maioritariamente em energia eólica e solar [17].

Além do PNEC 2030, foi recentemente apresentada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2). Tem como objetivo facilitar o cumprimento das metas estabelecidas pelo PNEC 2030, através da integração e uso do hidrogénio produzido com recurso a energias renováveis, com especial incidência nos setores industriais e nos transportes com redução de custos associados à transição energética [18].

A possibilidade de integração de hidrogénio verde nos sistemas de energia elétrica tem vindo a ganhar cada vez mais relevância porque, para além de aumentar a exportação de Portugal, reforçando assim a sua economia, permite o armazenamento de eletricidade renovável durante longos períodos de tempo, garantindo uma maior segurança de abastecimento e promovendo um corte no uso de combustíveis fósseis. Esta estratégia prevê um investimento de 7.000 Milhões de Euros em projetos de produção de hidrogénio [18]. Entre estes projetos encontra-se a reabilitação da central a carvão de Sines após o seu descomissionamento, por parte da Energias De Portugal (EDP), com uma capacidade de produção de hidrogénio na ordem das 465 toneladas e redução das emissões de dióxido de carbono em 18,6 milhões por ano [19].

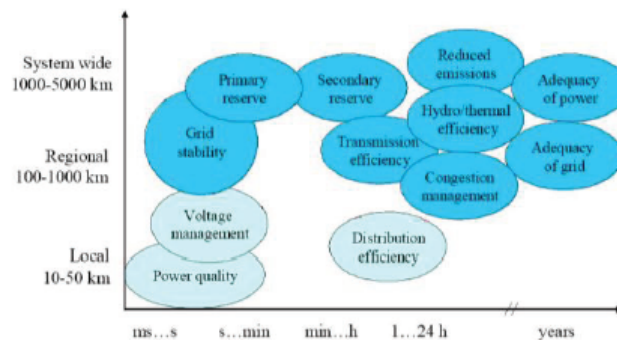
## 2.3 Integração de eólica na rede

A integração de fontes de energia renováveis no sistema é um dos fatores mais incompreendidos quando se fala em fornecimento sustentável de eletricidade. Em parte, isto deve-se ao facto de a integração de energias renováveis na rede se tratar de um processo moroso que implica mudanças no paradigma de produção.

No entanto, os maiores desafios que a integração apresenta são ao nível técnico, tais como o aparecimento de harmónicos, diminuição do fator de potência e variações de frequência e tensão, os quais surgem devido ao perfil incerto do vento o que origina uma redução da eficiência e adequação dos sistemas de energia [20].

A incorporação de eólica na rede elétrica traz consigo diversos benefícios no que diz respeito à redução do uso de combustíveis fósseis e de emissões GEE. No entanto, apesar de ser proveniente de fontes limpas, a sua integração apresenta impactos ambientais tais como a destruição de habitats, emissão GEE, aquando da sua montagem e desmontagem, e impactos visuais [21], os quais, têm que ser tidos em conta na altura da realização do projeto.

No que diz respeito aos impactos para o sistema energético, estes estão separados em duas categorias: (a) os impactos a curto prazo, que têm origem nos constantes ajustes realizados de forma a satisfazer a procura num curto prazo (minutos a horas); (b) os impactos a longo prazo que estão relacionados com a capacidade da energia eólica contribuir com adequação às situações de ponta no futuro (Figura 7).



**Figura 7:** Impactos a Curto e Longo prazo no sistema energético [20]



Assim, quando se trata da integração de renováveis intermitentes, neste caso a eólica, é sempre fundamental a existência de métodos apropriados de compensação dos efeitos causados pelo carácter variável do vento. Deste modo, apesar de a geração eólica se tratar de um bom investimento, devido ao seu perfil intermitente, esta não pode ser usada por si só. O seu uso deverá ser sempre acompanhado de outro tipo de fonte de energia, preferencialmente renovável não intermitente ou noutros casos conectada a sistemas de armazenamento de energia garantindo reservas energéticas adicionais, assegurando a segurança e qualidade de abastecimento.

### **2.3.1 Eficiência, Adequação e Segurança**

Quando se fala em estudo e análise de dados, consoante as necessidades do estudo, a informação obtida deve ser quantificada e qualificada permitindo a obtenção de conclusões mais robustas. Assim, existem diversos parâmetros cuja análise se torna imprescindível quando se fala em produção e abastecimento de energia entre os quais a eficiência, a adequação e a segurança.

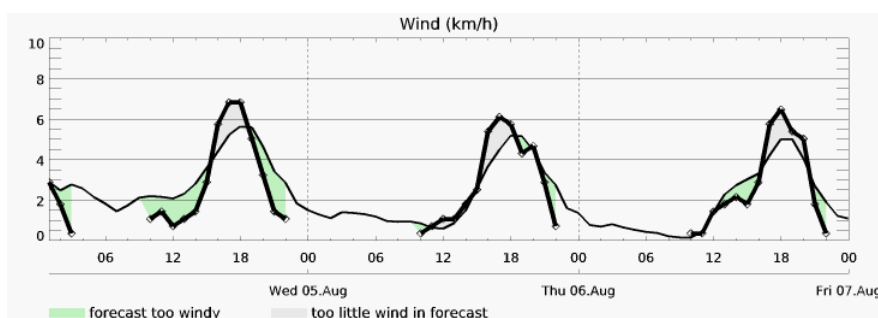
Define-se eficiência energética como sendo o uso da menor quantidade de energia para realizar uma determinada tarefa, de forma a reduzir desperdício energético.

No que diz respeito à adequação e segurança, apesar de muito semelhantes, a adequação refere-se à capacidade do sistema satisfazer com a quantidade e qualidade necessária a carga prevista, de forma a evitar situações de perda de carga, enquanto que a segurança se refere à garantia de abastecimento contínuo e ininterrupto de energia a um preço acessível. De forma a garantir este abastecimento contínuo e ininterrupto existem as reservas operacionais, mais especificamente as girantes, que têm como objetivo responder a distúrbios imprevisíveis de carga, isto é, falha de unidades de geração ou erro nas previsões de carga, no menor período de tempo possível. Estas reservas têm uma velocidade de resposta inferior a 10 minutos e são provenientes de unidades conectadas e sincronizadas com o sistema [22].

### 2.3.2 Previsão

Atingir balanço energético num sistema de energia (geração = procura), é essencial para a sua eficiência e bom funcionamento. No entanto, este equilíbrio é difícil de alcançar devido à intermitência eólica e à incapacidade de as ferramentas meteorológicas conseguirem reproduzir todas as variações do vento.

Desta forma, as ferramentas de previsão são desenvolvidas de acordo com um determinado horizonte temporal, sendo que para a operação do sistema de produção eólica são utilizadas previsões de curtos e muito curtos prazos de tempo (segundos a 72 horas). Isto deve-se ao facto de certas operações, como o ajuste de carga, gestão de mercados energéticos e controlo de unidades, [23] necessitarem de ações rápidas e em certos casos quase imediatas.



**Figura 8:** Previsão do vento a curto prazo em Santarém [24]

Atualmente os modelos dos sistemas de previsão para intervalos de tempo curtos podem ser do tipo estatístico, são mais comuns e simples, fazendo a sua previsão através do recurso a valores históricos e informação em tempo real dos parques eólicos, do tipo físico, que recorrem a modelos numéricos de previsão do tempo (NWP), ou então uma combinação de ambos os modelos [23]. Estes métodos são tipicamente associados a erros de previsão (Figura 8), provenientes da dificuldade que estes apresentam em capturar o perfil esporádico do vento.

### 2.3.3 Armazenamento

Num sistema elétrico o uso de unidades de armazenamento de energia elétrica (ESS) é imprescindível para atingir um maior sucesso de integração de energia eólica na rede. Isto deve-se ao facto das ESS serem detentoras de determinadas características, capazes de ajudar a contornar o problema da intermitência na produção e por sua vez reduzir os custos associados.

Estas unidades de armazenamento quando incorporadas num sistema elétrico podem funcionar como gerador ou carga. Estes dois modos de funcionamento são fáceis de observar através da Figura 9 onde a vermelho está representado o funcionamento como carga e a azul gerador.

Mais explicitamente, estas unidades têm como função armazenar energia em alturas de baixa procura (regiões preenchidas a vermelho), fazendo a sua transferência para horas de pico ou intervalos de tempo onde existe défice de produção (região preenchida a azul) satisfazendo a procura de energia. A situação ideal no sistema ocorre quando a linha vermelha e a azul coincidem durante o dia inteiro, como se verifica no intervalo entre as 6 da manhã e as 6 da tarde, mantendo o balanço energético.

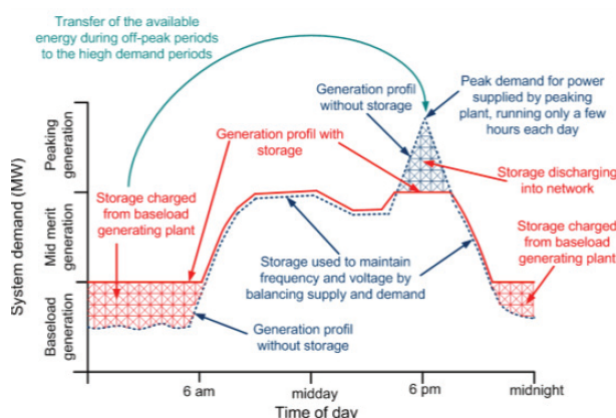


Figura 9: Gráfico de Funcionamento de uma ESS [20]

Além de permitir uma melhor gestão do recurso eólico através de um balanço energético em tempo real, o uso de unidades de armazenamento reduz a necessidade

do uso de centrais termoelétricas em situações de urgência, levando por sua vez a uma redução das emissões GEE para a atmosfera. A energia elétrica pode ser convertida e armazenada sob a forma de energia térmica, química, elétrica ou mecânica, sendo realizada uma nova conversão, à qual estão tipicamente associadas perdas [20].

## 2.4 Energia solar

À semelhança da energia eólica, o uso de energia solar no *mix* energético é essencial para atingir a neutralidade carbónica até 2050. Desta forma e devido à redução dos custos associados à produção de energia elétrica com recurso ao sol, tem havido maior investimento nestas tecnologias, sendo especialmente visível quando analisados os valores de capacidade total instalada no mundo, a qual, desde 2010, sofreu um acréscimo de 544,9 GW, exibindo em 2019 cerca de 586,4 GW, dos quais 0,83 GW pertencentes a Portugal [25].

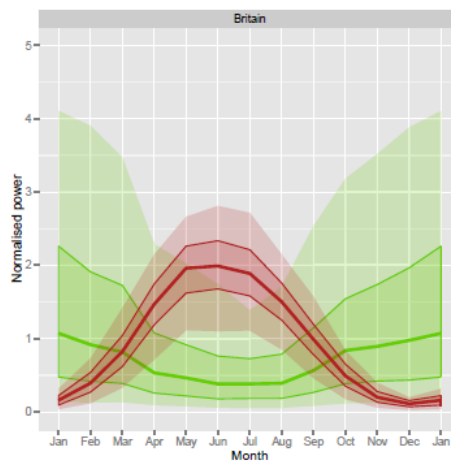
Atualmente existem dois tipos de tecnologias para produção de energia solar, os painéis solares Fotovoltaicos (PV) e as tecnologias de Concentração Térmica Solar (CST). Os PV convertem a luz do sol diretamente em eletricidade e, devido ao seu baixo custo de fabrico, são tipicamente a forma mais barata de eletricidade [26], correspondendo a cerca de 99% [25] de todas as instalações de painéis solares. Por outro lado, sensivelmente apenas 6 GW [25] das instalações corresponde às tecnologias de CST. Estas têm como princípio de funcionamento o uso de espelhos para concentrar raios solares, os quais através do aquecimento de um fluido criam vapor que move uma turbina produzindo deste modo eletricidade. Contrariamente aos PV, as tecnologias de CST têm a capacidade de armazenar e energia solar [26].

### 2.4.1 Relação entre produção eólica e solar

O equilíbrio de produção entre a energia solar e a eólica, tem sido alvo de estudo nos últimos anos devido à elevada complexidade e aos problemas que a sua integração nos sistemas de energia elétrica acarretam. Esta dificuldade advém do facto de ambas as fontes de energia se tratarem de renováveis intermitentes e possuírem um

perfil muitíssimo variável, contudo, com padrões muito distintos.

Tal como se observa na Figura 10, devido ao perfil destas duas fontes é possível afirmar que existe uma elevada complementaridade entre ambas, isto é, agrupando as épocas sazonais do ano em dois grupos (Outono/Inverno e Primavera/Verão), é claramente visível que a época do ano em que a energia eólica tem mais impacto é no Outono/Inverno, tipicamente associado a períodos mais ventosos. Contrariamente, é notório que a produção de energia solar tem bastante mais impacto que a eólica nos meses relativos à Primavera/Verão, tipicamente associado a perfis menos ventosos e com mais radiação solar.



**Figura 10:** Produção média diária de energia eólica (verde) e PV (vermelho) para cada mês [27]

Devido à crescente penetração destas tecnologias intermitentes, é necessário fazer um uso adequado das mesmas para um bom funcionamento dos sistemas de energia elétrica. Assim, à semelhança da energia eólica, urge a necessidade em utilizar métodos de previsão para períodos de tempo curtos e longos, proporcionando equilíbrio nas suas produções. Esta é eficiente quando uma elevada produção de energia solar compensa uma fraca produção de energia eólica e vice-versa [27].

## 3 Caracterização do SEN

---

Neste capítulo, é apresentado, numa primeira fase, de que forma o Sistema Elétrico Nacional tem vindo a evoluir desde o aparecimento das primeiras formas de eletricidade no país, tendo como um dos principais focos a concretização de um mercado único Europeu. Posteriormente são abordados alguns aspetos importantes das áreas de operação do Sistema Elétrico Nacional, incluindo as suas funções.

Numa outra fase do capítulo, é referido o estado de participação de eólica no *mix* energético português, a localização dos parques eólicos no território Nacional e, por fim, de que forma os aumentos de custos da eletricidade em Portugal, mais especificamente os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), estão relacionados com a energia eólica.

### 3.1 Evolução do Sistema Elétrico Nacional

O aparecimento de eletricidade em Portugal ocorreu no início do século XIX, o que motivou o aparecimento de pequenas empresas, cujo objetivo passou pela eletrificação do país através da criação de um elevado número de instalações elétricas. Desde então até 25 de Abril de 1974, as atividades de transporte e produção estavam sob a alçada do Estado enquanto que a distribuição estava ao encargo de cada município. Após a revolução de 25 de Abril, o Estado recorreu à nacionalização destas pequenas empresas tendo mais tarde ocorrido a fusão das mesmas dando origem à EDP, a qual se tornou detentora do monopólio energético português, isto é, de todas as atividades, desde a produção à comercialização.

Posteriormente, a publicação do Decreto-Lei 449/88 de 10 de Dezembro veio permitir, sem qualquer restrição, o acesso por parte de entidades privadas às atividades de produção, transporte e distribuição, tendo sido dados os primeiros passos em direção à liberalização do setor [28].

Assim, com a intenção de obter um mercado competitivo e por sua vez melhorar

qualidade de serviço, ocorreu a desintegração vertical, acabando com o monopólio previamente pertencente à EDP e permitindo a participação de várias entidades independentes na mesma área de operação do sistema. As únicas exceções a esta desintegração foram o transporte e a distribuição que se tratam de monopólios naturais, pois são conseguidos melhores resultados com menos custos associados quando estas empresas atuam sem qualquer tipo de concorrência.

Com o fim de salvaguardar a qualidade e a segurança no abastecimento de todos os consumidores finais, evitando abusos de poder e garantindo transparência de preços nas áreas que constituem monopólios naturais, surge em 1997, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) que com o auxílio da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) são responsáveis pela regulação e fiscalização de todas as atividades do setor elétrico desde então [28].

A ERSE é responsável por exercer uma regulação económica de todas as atividades do setor elétrico nacional, inclusive da produção e comercialização. Por outro lado, a ERSE não tem qualquer poder relativo à venda de energia elétrica ao consumidor, podendo as empresas ligadas à produção e comercialização atribuir preços de venda desejados, ao que se dá o nome de liberalização. Apesar disso, existem os Comercializadores de Último Recurso (CUR), como é o caso da SU Eletricidade, os quais são sujeitos a tarifas e preços definidos pela ERSE. Por outro lado existe a DGEG, que é responsável pela fiscalização de todas as atividades pertencentes ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), visto que a ERSE não está vocacionada para fiscalizações.

Uma outra parte fulcral da organização do SEN é a existência do Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL) [28], que se trata da interligação do sistema elétrico português ao espanhol com vista à criação de um mercado Ibérico único. Desta forma, surge um mercado mais alargado e competitivo com custos energéticos mais baixos, o que por sua vez é benéfico tanto para os consumidores como para os produtores.

Atualmente, o SEN é constituído por cinco áreas operadas independentemente, são elas a Produção, Transporte, Distribuição, Comercialização e por fim o Operador Logístico de Mudança de Comercializador [29].

### 3.1.1 Produção

A produção é a secção do SEN encarregue de transformar a energia proveniente de diversas fontes, como por exemplo o carvão, sol e vento em energia elétrica e injetá-la na rede de transporte com destino ao consumidor. É uma secção que funciona sobre o princípio da liberalização, isto é, todas as entidades a quem tenham sido atribuídas licenças de produção por parte da DGEG encontram-se num meio competitivo de venda de eletricidade.

Esta pode ser de dois tipos [29]:

- Produção em Regime Ordinário (PRO);
- Produção em Regime Especial (PRE).

A PRO é a produção de eletricidade focada no uso da grande hídrica e de fontes de energia tradicionais não renováveis como é o caso do carvão e gás natural, não estando suscetível a qualquer tipo de regime jurídico especial, permitindo às entidades de PRO, como a EDP - Gestão da Produção de Energia SA, realizar a venda de eletricidade produzida através de mercados organizados ou contratos bilaterais [29] [30].

Contrariamente, apesar de a PRE se concentrar na produção através de fontes endógenas renováveis e não renováveis, co-geração, microgeração, entre outras, esta encontra-se sujeita a regimes jurídicos que existem com o intuito de incentivar o uso de fontes endógenas renováveis e tecnologias de produção combinada a calor e eletricidade. À semelhança da PRO, as entidades de PRE podem vender a eletricidade produzida recorrendo a mercados organizados ou contratos bilaterais, tendo no entanto a alternativa de venda total ou parcial da eletricidade produzida a comercializadores de último recurso, sendo atribuídos valores de venda fixos, não competitivos, determinados pela ERSE [29] [30].



### 3.1.2 Transporte

O transporte é a atividade responsável pela transmissão da energia elétrica em Alta (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) desde os centros de produção até à rede de distribuição, com recurso à Rede Nacional de Transporte (RNT). A sua concessão e interligação com Espanha, está ao encargo da Rede Elétrica Nacional (REN), a qual é responsável pelo seu planeamento, construção, operação e manutenção. Como já foi mencionado anteriormente na secção 3.1, o setor do transporte de energia elétrica é caracterizado pelo funcionamento em monopólio natural, estando desta forma sujeito a regulações impostas pela ERSE.

De acordo com dados fornecidos pela REN, no final do ano de 2018, a RNT era constituída por 68 subestações, 11 postos de corte, 2 postos de seccionamento e 1 posto de transição tendo ao seu dispor, por todo o país 8.907 km de linhas, dos quais 2.714 Km, 3.611 km e 2.582 km correspondentes a linhas de 400, 220 e 150 kV, respetivamente [31].



**Figura 11:** Mapa da RNT [31]

Como se observa na Figura 11, as linhas de 400 kV representadas a vermelho estendem-se no sentido Norte-Sul do país, desde Viana do Castelo até ao Algarve,

e em direção a Espanha criando interligações com a sua rede elétrica. As linhas de 200 kV representadas a verde estão localizadas entre Lisboa, Porto e Miranda do Douro e por fim as linhas de 150 kV representadas a azul que interligam Setúbal, Évora e Algarve, no sul do país, a zona de Castelo Branco com Ferreira do Zêzere, no centro, e desde Viana do Castelo à Barragem de Alto-Lindoso e de Fafe ao Alto Minho, no norte.

### 3.1.3 Distribuição

À semelhança do transporte, também a distribuição funciona como monopólio natural, tendo como principal objetivo fazer chegar energia elétrica proveniente de centros de produção e da RNT até aos respetivos consumidores de forma sustentável e fiável com recurso à Rede Nacional de Distribuição (RND), operada pela E-Redes (antiga EDP Distribuição) e regulada pela ERSE.

**Tabela 3:** Zonas de operação da RND [29] [32]

	Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão
Tensão	400/230 V	30/15/10 kV	60 kV
Distância das linhas	144664 km	83382 km	

Tal como demonstrado na Tabela 3, a RND opera em baixa, média e alta tensão, tendo à sua disposição 228.046 km de linhas por todo o país sendo constituída por cabos subterrâneos, subestações, linhas aéreas e ainda por todas as instalações de iluminação pública [29].

### 3.1.4 Comercialização

No SEN, a Comercialização atua com o intuito de assegurar a chegada da energia elétrica produzida, e posteriormente transmitida através das redes de transporte e distribuição, a todos os consumidores finais. Esta pode ser [29]:

- Comercialização de Último Recurso (CUR);

- Comercialização em Regime de Mercado (CRM).

O CRM opera de forma liberal, e como tal, qualquer entidade que pretenda comercializar energia elétrica é livre de o fazer, desde que cumpra os requisitos necessários [29] impostos pela DGEG. Os consumidores finais são livres de escolher e alterar o comercializador de energia elétrica, como é o caso da EDP Comercial, ficando vinculados através de uma tarifa fixa imposta pelo comercializador. Apesar de não se tratar de uma atividade regulada, de forma a fazer chegar eletricidade aos consumidores o CRM tem que recorrer ao uso das redes elétricas, que tem custos associados definidos pela ERSE, a pagar aos operadores de rede. [29].

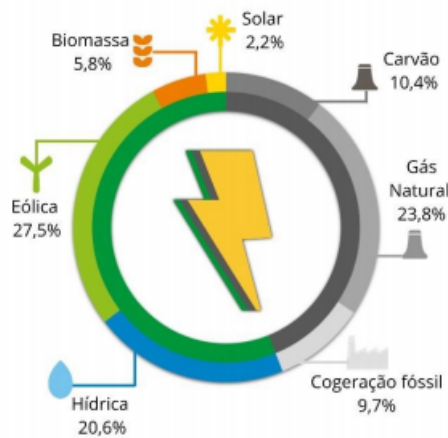
À semelhança do anterior, também os CUR, como é o caso da SU Eletricidade, têm de cumprir diversos critérios impostos pela DGEG de forma a comercializar energia elétrica. Estes recorrem ao uso das redes de transporte e distribuição, com custos fixos atribuídas pela ERSE. Por outro lado, os CUR atuam no mercado regulado tendo como principal finalidade fazer chegar energia elétrica, adquirida aos PRE, a todos os consumidores finais. Estes têm ainda como finalidade abastecer consumidores economicamente vulneráveis, nas situações em que os CRM não dispõem de condições para tal, ou então, em situações nas quais não existam propostas de fornecimento para uma determinada zona em quantidade e qualidade necessária [33].

### **3.1.5 Operador Logístico de Mudança de Comercializador**

O Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) gerido pela Agência para a Energia (ADENE) é a parte do SEN encarregue da Gestão do Processo de Mudança de Comercializador (GPMC) de eletricidade de forma rápida, simples e transparente, dispondo de todos os dados essenciais ao consumidor na sua plataforma informática [34].

## 3.2 Eólica em Portugal

De acordo com os dados apresentados pela Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) relativo a 2019, Portugal totalizou 48,8 TWh de produção de energia elétrica, com uma taxa de incorporação das FER de 56% (27,3 TWh) e 44% (21,5 TWh) de origem fóssil (Figura 12) [35], tendo-se registado um aumento de 2,9% de participação das fontes limpas no *mix* energético, quando comparado a 2018 [36].



**Figura 12:** Geração de eletricidade em 2019 [35]

Das tecnologias de produção de energia elétrica constata-se que é a eólica, seguida do gás natural (23,8%) e da hídrica (20,6%), quem mais contribui para o *mix* energético, apresentando valores na ordem dos 12,3 TWh (27,5%), 5,1% superior ao ano de 2018. É ainda importante referir que, no ano de 2019 se verificou o valor mais baixo de contribuição das centrais termoelétricas a carvão para o *mix* energético (10,4%) desde 1989, e que a produção por parte de centrais solares tem vindo a aumentar ao longo dos anos, tendo apresentado em 2019 uma parcela de 2,2% [35]. Este aumento do uso das renováveis no *mix* energético, e por sua vez redução dos combustíveis fósseis, deve-se principalmente a um elevado investimento nas tecnologias renováveis, com o intuito de cumprir as metas definidas para 2050.

Como efeito deste investimento, em 2019 registaram-se 447 horas não contínuas, nas quais o uso de energia renovável foi suficiente para cumprir a procura elétrica em

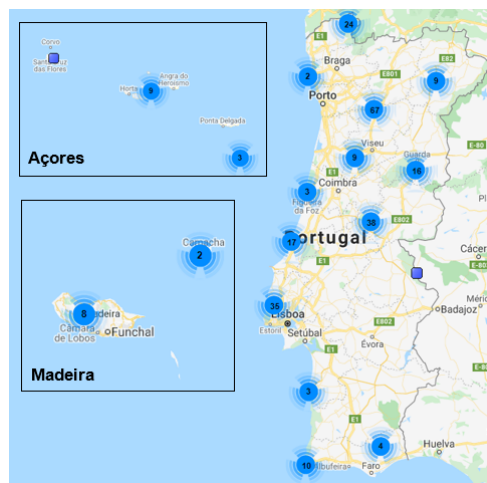
Portugal Continental, tendo especial impacto no preço médio do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), 20,4 €/MWh inferior, quando comparado com o preço médio diário no MIBEL de 47,9€/MWh [35] no mesmo ano. Esta diferença abrupta de preços nas horas indicadas ocorre porque, ao contrário dos produtores não renováveis de energia elétrica, os que usam fontes de energia renovável não definem valores de custo de energia. Estes apenas indicam a quantidade de energia que vai a mercado através de uma estimativa de produção, sendo esta vendida ao custo de fecho de mercado pelas entidades comercializadoras inflacionando o valor médio diário do mercado Ibérico. Além disso, verificou-se que o valor do preço médio diário no MIBEL sofreu uma redução de 15,9% em 2019 [35] quando comparado com o ano anterior, como consequência da paragem das centrais nucleares de França em 2018, afetando negativamente os valores dos mercados Europeus.

Com a entrada em serviço da central termoelétrica a carvão de Safi, Marrocos, a qual não respeita os padrões de emissões de CO<sub>2</sub> impostos pela União Europeia (UE), Portugal apresentou um perfil de importador de energia elétrica no ano de 2019, devido à redução dos preços da eletricidade consequentes da interligação Espanha-Marrocos [35].

### 3.2.1 Localização dos Parques Eólicos Nacionais

Atualmente o Sistema Elétrico Nacional dispões de 264 parques eólicos (Figura 13) e 2.804 turbinas, distribuídas pelo continente e ilhas, perfazendo um total de potência de 5,6 GW com um aumento de 2,3% face ao ano de 2018 [37]. Este valor de potência simboliza a soma do potencial de todos os parques operacionais, descomissionados e planeados tanto *Onshore* como *Offshore*.

A grande maioria dos parques eólicos existentes em Portugal situa-se *Onshore* com uma potência total instalada de 5,44 GW operacionais e 30 MW de potência associada aos parques descomissionados [38].

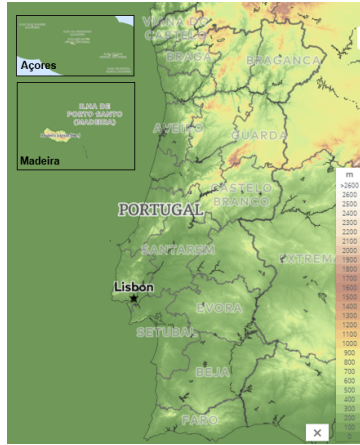


**Figura 13:** Localização dos Parques Eólicos [37]

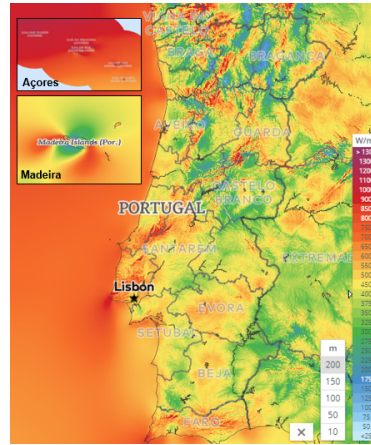
Contrariamente, o investimento Português em plataformas *Offshore* é recente e, como tal, a potência total atual é bastante baixa quando comparada com os valores *Onshore* estando na ordem dos 25 MW operacionais com 140 MW de potência planeados [39]. Estes 25 MW operacionais referidos estão associados a um projeto inovador sediado em Portugal que dá pelo nome de *Windfloat Atlantic*. Este projeto consiste na instalação da primeira plataforma flutuante de águas profundas a nível mundial, em profundidades superiores a 40m, atualmente constituída por 3 turbinas eólicas. Espera-se que o conjunto destas turbinas instaladas na costa de Viana do Castelo tenham capacidade para abastecer cerca de 60 mil casas por ano [40].

Adicionalmente, a potência planeada referida anteriormente em *Offshore* diz respeito ao projeto *Windfloat Atlantic 2*, com capacidade prevista de 125 MW, e à instalação de uma plataforma na ilha de Porto Santo, com capacidade prevista de 10 MW [39].

No que diz respeito aos fabricantes de turbinas eólicas no ano de 2018, em Portugal, é a Enercon quem domina o mercado com 53,2% seguida da Vestas, Senvon e Gamesa com 12,6%, 10,6% e 9,0%, respetivamente [41]. Relativamente aos promotores, a EDP Renováveis, a New Finerge e a Iberwind detêm aproximadamente metade do mercado nacional com 24,7%, 13,6% e 13,3%, respetivamente [41].



**Figura 14:** Relevo Português [42]



**Figura 15:** WPD média em Portugal [42]

Como se verifica na Figura 13 a grande maioria dos parques eólicos situa-se no norte do país, devendo-se ao facto de, Portugal apresentar um elevado perfil montanhoso acima do Rio Tejo (Figura 14), reunindo desta forma condições mais favoráveis à existência de vento. Isto verifica-se através da Figura 15, pois quanto maiores os valores médios da Densidade de Potência Eólica (WPD), maior a quantidade de recursos eólicos disponíveis na zona como demonstra a Equação 2.

$$D_P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$$

**Equação 2:** Densidade de Potência Eólica [43]

Onde:

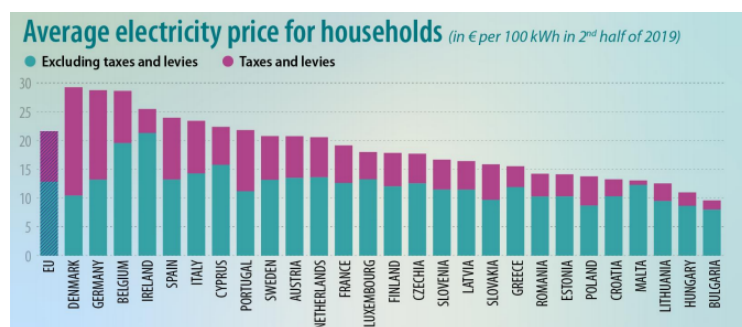
- $D_P$ : Densidade de Potência Eólica ( $W/m^2$ );
- $\rho$ : Densidade do ar ( $kg/m^3$ );
- $v$ : Velocidade do vento ( $m/s$ ).

No entanto, no sul de Portugal, apesar de em menor quantidade e de menores elevações do solo, os parques eólicos encontram-se maioritariamente distribuídos junto à zona costeira, onde existem valores médios de WPD maiores e, por sua vez maior disponibilidade de recursos eólicos. Ainda através da análise da Figura 15, é possível justificar que um dos fatores que mais motiva o crescente aumento de investimento em plataformas *Offshore*, é a existência de valores de WPD no mar mais

consistentes que em terra, garantindo a estas plataformas uma maior regularidade de produção quando comparadas com as *Onshore*.

### 3.3 Custo da Eletricidade em Portugal

Como se observa na Figura 16, no segundo semestre de 2019, Portugal apareceu como sendo o oitavo país da UE com a eletricidade mais cara, com os consumidores domésticos a pagar em média 21,8€ por cada 100 kWh de eletricidade [44]. No entanto, apesar deste valor ter sofrido uma redução de 4,9% relativamente ao ano anterior [44], quando expresso em Paridade do Poder de Compra Padrão (PPS), isto é, tendo em conta os rendimentos médios de cada país [45], Portugal surge em quarto lugar da UE atrás de países como a Roménia, a Alemanha e a Espanha com os consumidores domésticos a pagar em média 26€ por cada 100 kWh de eletricidade [44].

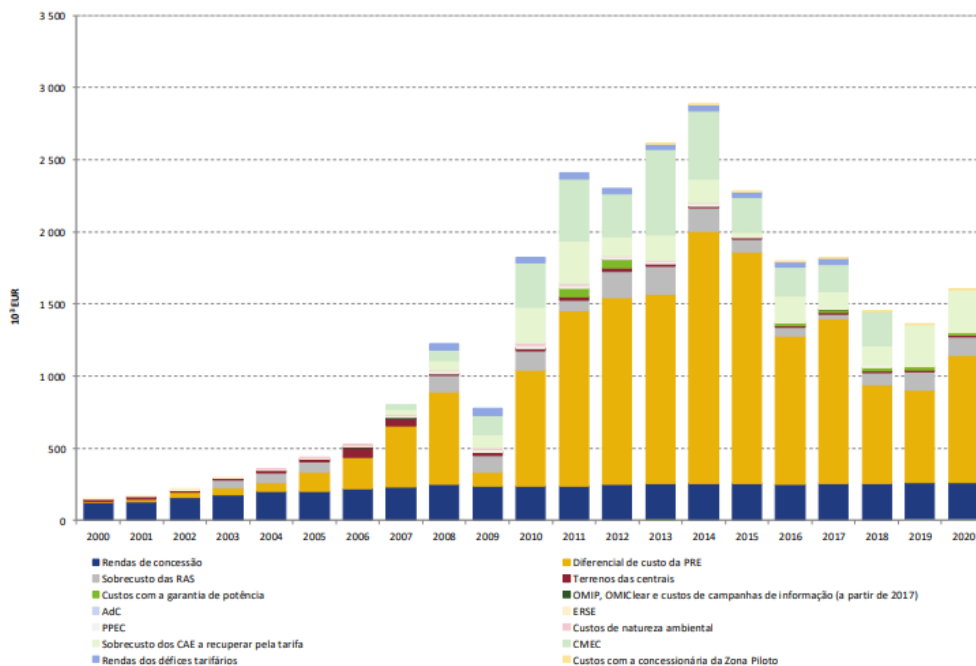


**Figura 16:** Preço médio da eletricidade para clientes domésticos [44]

Este elevado custo de eletricidade observado em Portugal, quando comparado com os restantes países da União Europeia, deve-se ao elevado valor médio associado a taxas e impostos, mais especificamente aos CIEG, que rondam os 49% da fatura elétrica dos consumidores domésticos [44]. Estes CIEG são compostos por custos associados a convergências tarifárias das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, Custos para a Manutenção e Equilíbrio Contratual (CMEC), amortizações e juros de défice tarifário entre outros observáveis na Figura 17. Ainda relativamente à figura, é possível observar que desde o ano de 2007 se verificou um elevado crescimento dos CIEG com o pico de valores em 2014, consequência de decisões políticas



passadas que deixaram os consumidores em dívida para com as entidades credoras.



**Figura 17:** Evolução dos CIEG nas tarifas desde 2000 [46]

Como referido na secção 3.1.1 deste capítulo, os PRE são regulados pela ERSE, estando a eletricidade produzida por estas entidades sujeita a uma tarifa de compra garantida, cuja aquisição está ao encargo do CUR. A diferença entre o custo da aquisição e o valor obtido em mercado grossista organizado é atribuída aos CIEG e revertida nas tarifas pagas pelos consumidores finais. Esta componente dos CIEG é apresentada na Figura 17 a amarelo, e é de realçar, visto que, devido ao elevado volume de parques e turbinas eólicas presentes no SEN, são estas que absorvem a maior percentagem dos valores pagos associados à diferença de custos [46].

# 4 Análise de Resultados

Como foi referido nos capítulos anteriores, este trabalho exibe como principal foco de estudo o SEN, mais especificamente a produção de energia elétrica em Portugal com recurso ao vento. Assim, de forma a clarificar como é que a integração de parques eólicos afeta o SEN, foram usados para o estudo dados fornecidos pela REN relativos à produção eólica diária em Portugal, em 2017 e 2018, permitindo desta forma a obtenção de melhores resultados, combatendo um eventual ano anómalo de produção de eletricidade.

O estudo apresentado foi realizado integralmente na plataforma *Microsoft Excel*, tendo sido desenvolvidos diversos métodos de agrupamento de dados de forma a facilitar a análise e interpretação dos resultados obtidos. Devido ao elevado número de dados fornecidos pela REN e à dimensão das tabelas obtidas, nos subcapítulos seguintes serão apenas apresentadas tabelas e dados estritamente necessários de modo a facilitar a leitura do documento.

Inicialmente foi idealizado para o estudo em causa uma tentativa de identificação de padrões nas variações de produção de energia eólica dentro de cada mês, recorrendo ao uso de gradientes, como se observa na Figura 18. Aqui é possível visualizar a azul as variações positivas de produção (aumento de produção) e a vermelho as variações negativas de produção (redução da produção), sendo que estas são tanto maiores quando maior a intensidade da cor.

	01jan	02jan	03jan	04jan	05jan	06jan	07jan	08jan	09jan	10jan	11jan	12jan	13jan	14jan	15jan	16jan	17jan	18jan	19jan	20jan	21jan	22jan	23jan	24jan	25jan	26jan	27jan	28jan	29jan	30jan	31jan			
1	169,08	71,22	182,81	2,12	222,39	-165,16	-21,42	285,89	489,28	4,32	192,24	-228,81	-23,32	21,27	-12,17	16,78	82,46	19,43	23,61	249,08	-122,92	234,48	12,28	11,12	228,39	11,22	249,22	11,22	249,22	11,22	249,22	11,22	249,22	
2	44,87	-11,12	42,24	-19,04	62,64	-79,24	61,36	-249,24	815,36	-244,72	16,92	-183,84	97,44	-69,24	-79,32	19,68	110,72	4,28	25,68	222,48	-142,48	236,24	-1,68	-1,28	124,48	16,28	65,28	65,28	-1,18	-12,48	-14,32	-34,08		
3	4	48,84	-186,14	-79,59	19,18	224,22	-24,32	62,76	21,12	492,24	182,44	-64,56	-111,42	246,28	-269,27	-79,29	-93,72	489,28	-24,62	164,72	249,22	-29,49	32,49	-12,24	16,28	249,22	11,22	249,22	11,22	249,22	11,22	249,22	11,22	249,22
4	5	26,48	-164,42	-224,22	11,18	219,82	162,08	189,08	-244,68	286,92	182,08	6,08	-21,22	219,82	-95,12	-79,59	-22,27	320,92	-164,64	209,28	246,02	-85,12	-12,27	-29,62	17,18	216,14	189,18	-19,28	82,22	-169,08	-225,22	-122,14		
5	6	28,92	-188,74	-222,22	17,26	164,68	49,18	-22,49	-247,22	-249,12	125,19	72,29	-1,12	-152,79	62,48	-17,12	-78,27	-22,22	-195,22	444,68	16,78	-1,12	-21,12	-25,26	-242,22	-219,24	65,94	-17,18	239,28	-79,08	-288,08	-72,24		
6	7	489,28	-126,72	-222,22	309,28	-219,62	29,49	62,88	218,28	7,12	-19,82	-184,67	-7,46	-248,02	189,08	-22,24	-162,78	182,28	-1,42	21,78	-25,48	-1,42	16,78	-46,42	-46,42	-233,04	102,72	-22,28	162,22	-189,84	-29,92	-42,48		
7	8	48,78	164,22	-242,22	16,07	-216,59	149,87	59,17	498,24	438,88	249,12	-18,49	22,44	-199,19	21,42	-12,29	-162,27	-282,29	7,72	-16,49	-182,62	84,49	42,79	-49,09	-23,01	2,42	-199,02	239,14	239,08	-19,12	2,14	-1,19		
8	9	242,28	173,86	-129,14	124,44	239,28	62,29	46,46	-214,48	161,27	489,28	7,44	11,12	161,27	-164,09	-22,27	-165,19	-229,28	62,27	-125,18	-12,29	-194,09	-182,99	-42,64	22,62	189,28	-122,22	-28,12	-1,62	-24,62	-16,02	-17,12		
9	10	49,42	129,19	16,32	85,24	-172,08	64,47	64,38	-441,48	218,27	489,28	-116,44	21,22	-484,06	-12,27	24,49	-195,48	-142,29	-124,47	-16,44	-127,12	-149,79	-119,21	-89,42	22,62	232,04	62,09	-24,64	-124,14	-17,42	-16,14	-17,12		
10	11	42,46	224,87	16,28	174,66	184,66	119,27	82,28	-218,28	179,28	217,22	234,28	11,22	-229,27	-72,02	-46,19	-246,08	-224,22	119,28	-116,44	-124,62	-119,27	-111,62	-42,49	-44,29	-174,66	89,44	-44,12	-144,22	-124,22	-122,12	-142,12		
11	12	184,64	-11,12	189,72	-174,84	-164,17	-49,71	-189,29	-111,02	15,29	247,48	-239,46	8,29	-44,79	-119,24	-16,12	-222,12	-71,81	-229,79	-249,19	-124,82	-79,82	-246,07	-22,49	-22,49	6,29	16,29	16,29	-127,19	-127,19	-127,19	-127,19		
12	13	21,92	197,17	6,17	-114,02	489,28	79,19	-164,62	-242,48	-44,48	239,28	116,24	44,24	46,19	-16,12	1,69	21,27	-222,76	-142,64	-246,22	-269,27	-186,26	-169,11	-134,94	6,44	229,28	-16,22	129,28	-16,22	-187,14	-149,22	-149,22		
13	14	25,17	16,28	89,19	162,24	199,62	162,19	-164,14	-248,29	-29,29	195,12	-11,19	24,27	239,08	61,94	121,98	184,26	149,26	-24,95	-249,11	-19,11	-124,69	-119,06	-29,27	16,29	124,64	-24,12	229,28	-12,12	-422,64	-225,28	142,12		
14	15	21,46	-162,44	64,64	192,22	142,29	242,89	21,27	-122,99	-222,91	-21,49	-239,28	7,19	489,28	17,19	169,49	22,44	-219,22	6,94	-124,64	1,61	11,17	-29,29	-1,27	19,27	489,28	-12,22	17,29	44,16	-169,22	-237,29	84,19		
15	16	25,17	16,28	89,19	162,24	199,62	162,19	-164,14	-248,29	-29,29	195,12	-11,19	24,27	239,08	61,94	121,98	184,26	149,26	-24,95	-249,11	-19,11	-124,69	-119,06	-29,27	16,29	124,64	-24,12	229,28	-12,12	-422,64	-225,28	142,12		
16	17	-24,42	-189,79	-24,44	164,68	59,47	-43,19	-89,14	21,97	-499,27	-75,22	-129,22	116,36	-12,12	-121,07	249,29	18,26	-1,21	181,42	124,89	79,59	172,49	4,47	42,59	44,61	115,11	62,24	239,88	49,21	22,22	-46,41	24,19		
17	18	-129,19	-164,12	184,63	95,74	-219,18	-144,19	-124,49	-121,19	-229,19	162,29	189,16	-124,16	-129,17	154,49	164,48	-142,79	133,01	-1,47	229,08	164,76	16,69	19,19	-14,12	12,29	229,08	1,17	-181,08	149,24	-114,02	246,08			
18	19	-141,17	-42,89	89,39	-21,21	-121,44	224,64	-12,22	-16,29	-242,19	-224,19	244,17	-17,19	-7,29	19,18	43,27	162,12	239,29	62,49	424,82	102,29	17,19	16,92	149,49	-23,12	229,08	216,09	64,29	189,28	16,29	249,22	249,22		
19	20	19,18	7,42	12,16	162,22	-12,12	122,22	-122,12	5,94	-142,12	-162,21	-77,44	229,52	46,17	229,09	25,16	15,29	217,02	244,46	195,64	229,22	5,44	164,22	161,64	162,42	1,11	-24,12	229,28	229,28	229,28	229,28	229,28		
20	21	-21,92	16,84	-22,29	249,9	142,27	1,42	-165,42	16,27	-124,47	-21,24	-142,49	164,19	-170,17	249,98	11,61	21,92	1,54	169,72	-181,49	84,54	-124,29	19,71	84,04	-149,29	19,71	84,04	16,19	154,24	244,88	244,88			
21	22	22,29	89,44	-119,19	24,29	-127,29	12,12	142,44	16,22	-282,41	16,29	-175,19	199,29	-219,49	142,29	12,49	162,12	-1,14	164,27	-262,28	-169,49	29,19	-29,29	8,15	162,72	-489,28	1,17	84,79	149,42	239,84	229,19	182,28		
22	23	22,29	89,44	-119,19	24,29	-127,29	12,12	142,44	16,22	-282,41	16,29	-175,19	199,29	-219,49	142,29	12,49	162,12	-1,14	164,27	-262,28	-169,49	29,19	-29,29	8,15	162,72	-489,28	1,17	84,79	149,42	239,84	229,19	182,28		
23	24	16,17	-4,12	-102,74	92,42	124,19	-114,61	69,89	246,47	246,07	159,29	-24,97	282,07	-121,14	-222,12	219,21	6,49	-112,19	185,19	-75,29	-189,29	-27,81	-181,29	12,82	46,72	-219,29	-91,09	172,17	29,22	21,64	27,82	-204,72		

Figura 18: Exemplo do gradiente observado no mês de Janeiro de 2018

Esta análise tinha como principal objetivo, através dos dados horários fornecidos, traçar gráficos típicos de variação de produção de energia elétrica, identi-

cando os intervalos de tempo de maior variabilidade energética, e desta forma, com a informação obtida construir perfis mensais de produção a fim de facilitar a sua previsão. No entanto, tal como se observa na figura anterior, não se verifica qualquer tipo de padrão, devido à existência de uma variabilidade do vento não regular e maior que o expectável. Isto explica o problema recorrente da incapacidade dos métodos de previsão preverem com precisão as produções de energia eólica e, consequentemente, ter-se uma previsão das necessidades de reserva com fontes de energia elétrica despachável. Além do método anterior, através de tentativa e erro, outros foram usados, não sendo igualmente bem sucedidos, revelando pouca utilidade para o estudo. Foi o caso do uso de gradiente para intervalos de tempo superiores a uma hora (3/3H, 6/6H, 12/12H) e o uso de valores normalizados. Perante os obstáculos observados nos métodos anteriores, surgiu a necessidade de criar diversos indicadores complementares, os quais serão mencionados na secção que se segue.

Posto isto, é ainda importante referir que todos os dados fornecido pela REN foram trabalhados horariamente e que as épocas sazonais do ano foram divididas em dois grupos (Outono/Inverno e Primavera/Verão). Para os grupos sazonais definidos foram estabelecidos diferentes períodos de luz solar e sua ausência, recorrendo ao *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) e ao *World Clock Time and Date*.

## 4.1 Apresentação dos Indicadores

Como mencionado na introdução deste capítulo, com intuito de realizar uma melhor análise dos dados obtidos, foram desenvolvidos com o decorrer do estudo diversos indicadores, os quais são apresentados abaixo.

### 4.1.1 Máximo, mínimo e média de produção diária

Explicando de forma rápida e sucinta, numa primeira fase do estudo foram criados três indicadores distintos. Tal como o próprio nome indica, os dois primeiros foram criados com o objetivo de determinar os valores máximos e mínimos diários

de produção eólica para cada dia do ano.

O último, recorrendo a todos os valores de produção eólica horária, foi elaborado com o intuito de calcular a produção média diária para os anos de 2017 e 2018 como apresentado na figura seguinte.

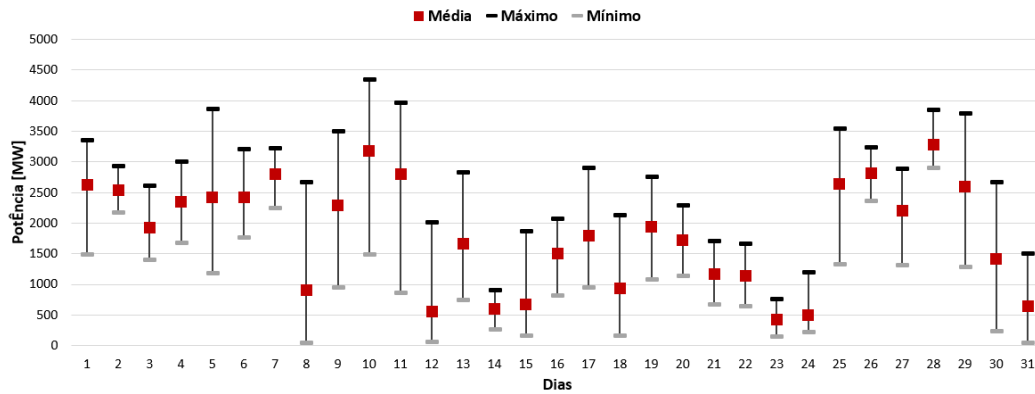


Figura 19: Exemplo dos valores máximos médios e mínimos do mês de Janeiro de 2018

#### 4.1.2 Produção média horária mensal

A fórmula matemática deste indicador baseia-se nos mesmos valores da secção 4.1.1, sendo que a principal diferença entre ambos é que, ao contrário do anterior, este indicador foi escrito de forma a realizar o cálculo das produções médias horárias por mês, relativas aos anos de 2017 e 2018 (Figura 20).

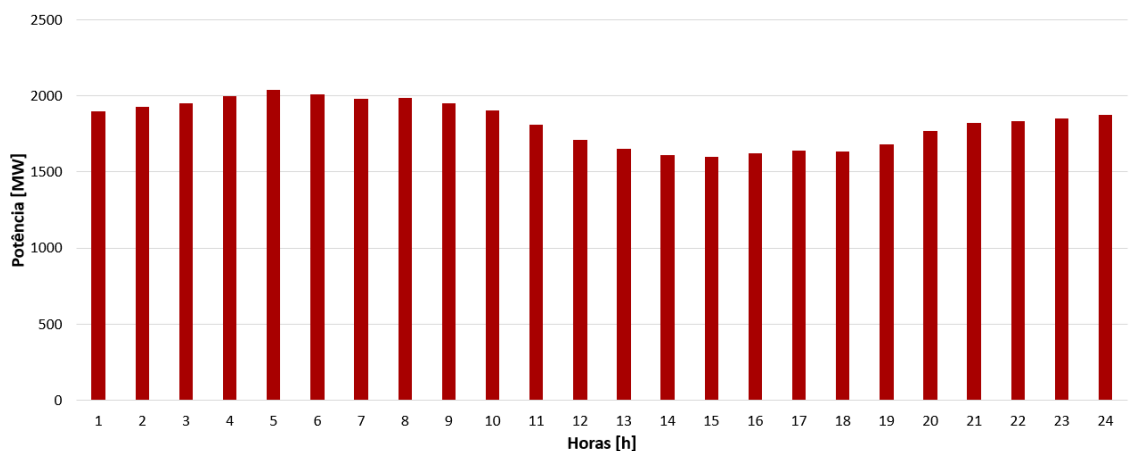


Figura 20: Exemplo dos valores médios horários do mês de Janeiro de 2018

### 4.1.3 Máximos e mínimos diários

No que diz respeito à identificação dos valores máximos e mínimos diários de produção de energia eólica, foram utilizados os valores de base fornecidos pela REN, tendo posteriormente sido realizada uma contagem do número de ocorrências por hora a que estes aconteceram para cada mês. Estes valores são possíveis de observar através da Figura 21 onde os máximos estão representados a azul e os mínimos a vermelho.

		Produção eólica do mês de Janeiro [MW]																													
Tempo [h]		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
		1	1662,56	2372,10	2378,21	1762,41	3287,49	3283,31	2796,31	2272,22	1623,87	6326,37	2148,37	431,85	3288,83	116,21	494,21	1695,11	1648,54	1162,84	3232,10	1668,11	1116,21	1655,26	748,35	464,41	1667,31	2153,01	2377,10	2462,46	2143,01

Figura 21: Máximos e mínimos diários para o mês de Janeiro de 2018

### 4.1.4 Diferenças de produções horárias

Relativamente ao indicador de diferenças de produções horárias, tal como implícito no nome, foram realizadas as diferenças de produção de energia eólica entre uma determinada hora e a seguinte. De forma a identificar mais facilmente a que horas se deram estas ocorrências recorreu-se ao uso de gradientes, tal como demonstrado pela Figura 18, apresentada anteriormente.

### 4.1.5 Variações de produção superiores a 200 MW e 400 MW

De forma a complementar a informação obtida através do indicador de diferenças de produções horárias, foram criados dois escalões de variações:

- Variações  $\geq |200|MW$ ;
- Variações  $\geq |400|MW$ .

As variações do primeiro tipo foram consideradas como sendo elevadas, enquanto que as segundas foram consideradas como sendo variações críticas, devido aos problemas que estas, por serem tão repentinas, podem causar para a estabilidade do sistema em questão. Após contabilizados todos os casos de variações superiores a 200 MW e 400 MW, correspondentes a cada dia, foi determinada a sua percentagem de ocorrência diária, e por fim criados gráficos de máximos, médios e mínimos mensais.

#### 4.1.6 Médias de produção noturnas e diurnas

No que diz respeito à comparação das produções diárias noturnas e diurnas, procedeu-se de maneira diferente visto que para o seu desenvolvimento foi necessário considerar uma divisão do ano em dois períodos sazonais, Outono/Inverno e Primavera/Verão. Foram assim considerados como Outono/Inverno, os meses de Janeiro, Fevereiro, Março, Outubro, Novembro e Dezembro, sendo que os restantes meses foram considerados como sendo meses de Primavera/Verão.

Posteriormente, de forma a realçar a diferença entre os meses dos dois períodos sazonais e tentativa de identificação de complementaridade com a fotovoltaica, foram considerados dois tipos de horários recorrendo ao PVGIS e ao *World Clock Time and Date*. Assim, através das horas mais comuns de nascer e pôr do sol e através dos períodos médios de irradiação solar por mês foram atribuídos os seguintes intervalos apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4:** Atribuição de horas diurnas e noturnas

	<b>Período Diurno</b>	<b>Período Noturno</b>
<b>Outono/Inverno</b>	7:00h às 19:00h	00:00h às 7:00h e 19:00h às 24:00h
<b>Primavera/Verão</b>	6:00h às 21:00h	00:00h às 6:00h e 21:00h às 24:00h

Recorrendo aos intervalos apresentados na tabela anterior, foram determinadas as médias diárias da produção diurna e noturna para ambos os anos de 2017 e 2018.

#### **4.1.7 Número de dias com produções noturnas superiores às diurnas**

Este indicador, recorrendo aos valores médios de produção eólica noturna e diurna calculados pelo indicador apresentado na secção 4.1.6, foi elaborado com o objetivo de contabilizar o número de casos cuja produção noturna se demonstrou superior à diurna em cada ano. Estes mesmos valores médios, foram ainda usados para quantificar o número de vezes que a produção noturna foi 10%, 25% e 50% superior à diurna.

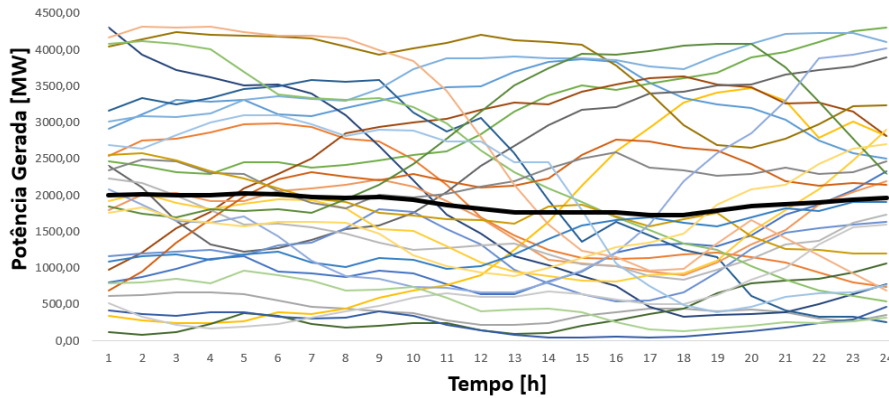
### **4.2 Análise de diversos casos de produção**

Nesta secção 4.2, são analisados casos de produções mensais associados a ambos os grupos sazonais, e como os valores de produção eólica destes variam de ano para ano (2017 e 2018). Vão ainda ser expostos e analisados os dados relativos ao número de ocorrências de variações diárias superiores a 200 MW e 400 MW, alguns casos atípicos/críticos de produção diária e qual sua relação com os perfis típicos de consumo de energia elétrica em Portugal, assim como as diferenças entre as produções médias diurnas e noturnas. De forma a facilitar a leitura, os meses definidos na secção 4.1.6 como Outono/Inverno passarão a ser designados meses de Inverno e os de Primavera/Verão por meses de Verão.

#### **4.2.1 Efeito sazonal nas produções mensais**

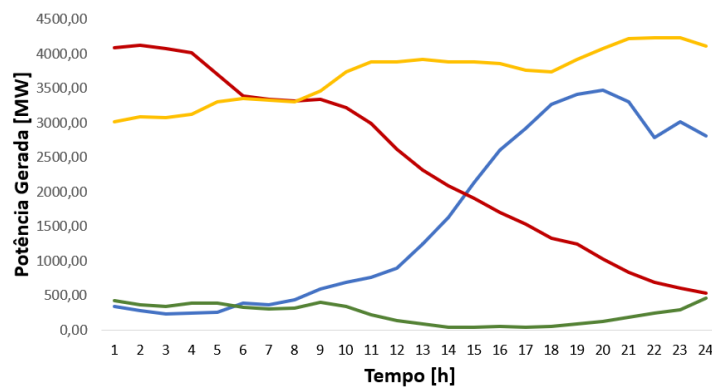
Após o estudo de todos os gráficos de produções diárias de energia eólica referentes aos anos de 2017 e 2018, foi selecionado o mês de Novembro de 2018 representado na Figura 22, para uma análise mais detalhada dos meses associados ao Inverno. A escolha deste caso específico deve-se ao facto de o gráfico apresentar um elevado nível de imprevisibilidade de produção eólica, dificultando a identificação de um padrão de produção típico dos meses de Inverno. Esta elevada imprevisibilidade está em grande parte associada à variabilidade do vento (Equação 1), que é tipicamente mais preponderante nos meses de Inverno. Isto demonstra que a integração de energia eólica, em larga escala, se torna muito difícil, devido à incapacidade de

as ferramentas de previsão preverem as curvas de produção, com precisão a curto prazo, podendo criar problemas de estabilidade para o SEN. Como tal, a existência de métodos complementares capazes de contrariar as variações não controláveis da eólica são de extrema importância.



**Figura 22:** Produções diárias do mês de Novembro de 2018

Através de uma observação mais minuciosa da figura anterior, é possível identificar quatro casos de produção diária bastante distintos, apresentados na Figura 23.



**Figura 23:** Exemplo de produções diárias para o mesmo mês de Novembro de 2018

O primeiro caso ocorreu no dia 4 de Novembro de 2018 e é representado pela cor azul. Neste dia a produção de eletricidade apresentou o seu mínimo nas primeiras horas do dia, tendo sofrido um substancial aumento de produção entre as 9H e as 20H, com o máximo a ocorrer nas últimas horas do dia, durante o período noturno. Em contraste com a curva de produção do dia 4 de Novembro 2018, foi selecionado o dia 18 de Novembro de 2018, representado a vermelho, que à semelhança da curva

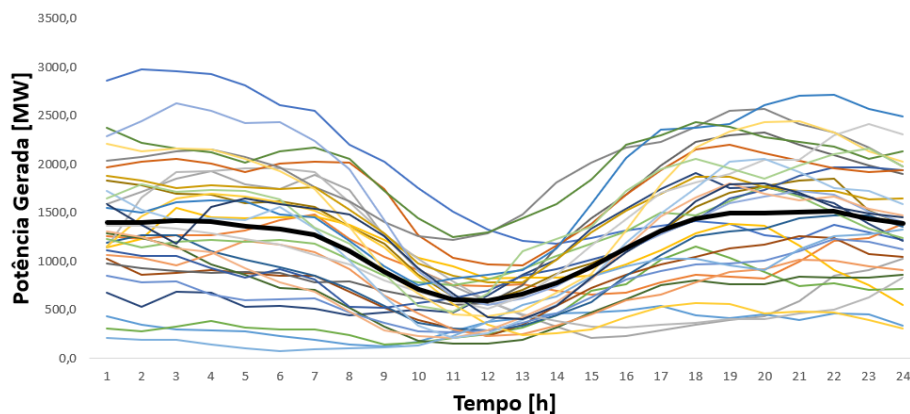


azul, apresenta uma variação muito elevada de produção no decorrer do seu dia, no entanto, ao contrário da curva azul, este apresenta o seu valor máximo de produção nas primeiras horas do dia e o seu mínimo nas últimas.

O dia 19 de Novembro de 2018, representado a verde, foi outro caso escolhido. Neste é possível verificar uma produção constantemente baixa a rondar os 500 MWh durante toda a extensão do dia. Como contraste, foi selecionado o dia 17 de Novembro de 2018, representado a amarelo, através do qual é possível verificar que, ao contrário do anterior, este apresentou uma produção consideravelmente constante e elevada, com os seus valores a oscilar entre os 3.000 MWh e os 4.300 MWh.

Através da análise destes casos, é ainda importante frisar que para três dias consecutivos, foram observados três tipos de perfis completamente distintos de produção de energia eólica, e que, em cerca de 24H, ocorreu uma redução do valor de produção de aproximadamente 7 vezes, quando comparado ao valor máximo diário (4.000 MW para 500 MW).

Para o estudo dos meses associados ao Verão, foi escolhido o mês de Julho de 2017 representado na Figura 24. Como é possível observar, ao contrário do observado para o mês de Inverno, a curva típica de produção de energia eólica é muito mais nítida, permitindo uma melhor facilidade nas previsões de produção, devendo-se ao facto de os meses de Verão apresentarem tipicamente menor variabilidade do vento.



**Figura 24:** Produções diárias do mês de Julho de 2017

Com a análise deste gráfico verifica-se que as curvas diárias de produção de energia eólica se encontram bastante concentradas, sendo a maior diferença observável

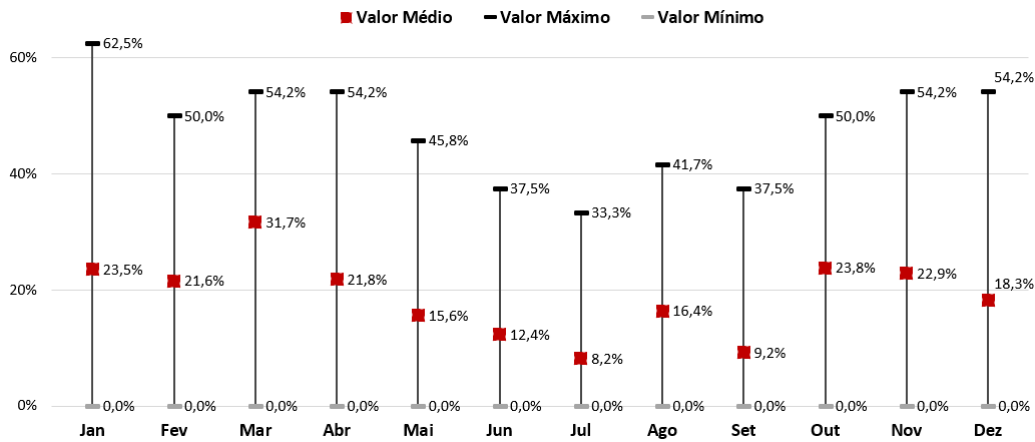
em termos de amplitude de valores. É ainda possível observar através da média das curvas diárias de potência, curva mais espessa e representada a preto na Figura 24, que durante as horas de vazio, das 00:00H às 07:00H, existe um elevado valor de produção de energia eólica, que ao decrescer cria um vale típico deste tipo de produção durante as horas de cheia, 07:00h às 24:00h, indo contra as necessidades do sistema pelo facto de apresentar altos valores de produção em horas com menos consumos (horas de vazio) e valores baixos de produção em períodos de elevada necessidade associada a elevados consumos (horas de cheia). Pode-se retirar também que os valores mínimos de produção ocorrem tipicamente entre as 9H e as 14H, enquanto que os máximos ocorrem tipicamente entre a 1H e as 7H ou 17H e 24H. Estes valores típicos de produção para os meses de Verão, permitem ainda identificar outro tipo de problema criado pela integração de energia eólica no sistema que será abordado mais à frente na secção 4.2.3.

Com o intuito de reforçar o efeito da sazonalidade observada através das curvas de produção diárias, recorrendo aos dados de produção de energia eólica, foram desenvolvidos gráficos referentes ao número médio de ocorrências diárias de variações superiores a 200 MW e 400 MW e identificados os dias com o maior e menor número destas variações num período de 24H. Estes valores obtidos, relativos ao ano de 2018, foram expostos em percentagem do número de transições horárias diária e agrupados por mês tal como apresentado nas Figuras 25 e 26.

Analisando a Figura 25, tal como expectável, no ano de 2018 todos os meses do grupo de Verão, à exceção de Abril, apresentaram um número médio de ocorrências diárias de variações superiores a 200 MW, inferior aos meses do grupo de Inverno, com um número de ocorrências elevadas entre os 8,2% e os 16,4% num espaço de 24H. De todos os meses indicados, foi Julho quem exibiu o menor valor médio (8,2%) e Março o maior valor médio com 31,7%.

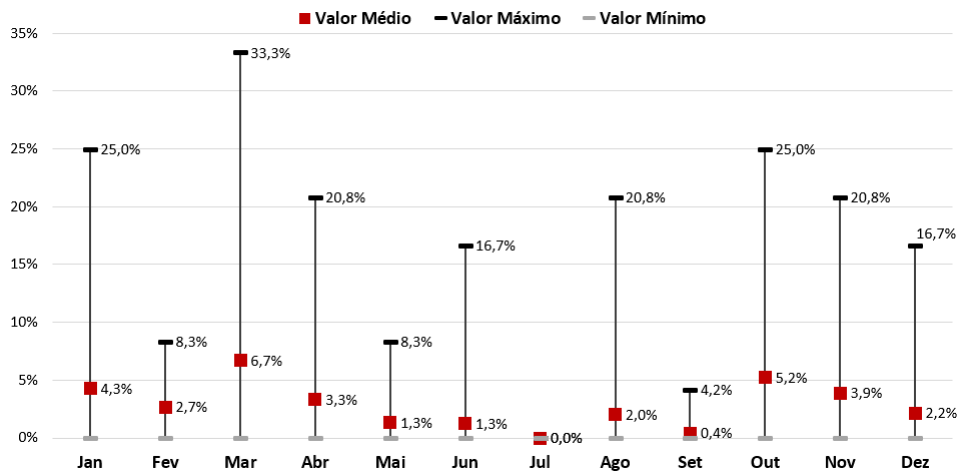
No que diz respeito aos dias em cada mês com a maior percentagem de variações superiores a 200 MW, mais uma vez à exceção de Abril, foi no Verão que se observaram os menores resultados, com Julho a exibir um máximo de 33,3% das suas variações horárias, com valores superiores a 200 MW. Contrariamente, em Janeiro ocorreu o pior caso diário de todo o ano com 62,5% das suas variações horárias a

serem superiores a 200 MW.



**Figura 25:** Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 200 MW, num período de 24h em 2018

Em relação às variações, com valores superiores a 400 MW, no ano de 2018 (Figura 26), não houve nenhum mês que se tenha destacado dos restantes no que toca ao número de ocorrências médias diárias de variações superiores a 400 MW, tendo todos apresentado valores a baixo dos 7%. No entanto, como é possível observar através da figura seguinte, Julho (mês do grupo de Verão) foi um mês ótimo no que diz respeito às variações críticas, pelo facto de nos seus 31 dias nenhum deles ter apresentado uma única variação de potência eólica superior a 400 MW, daí os 0% indicados tanto para o valor máximo como para o médio.

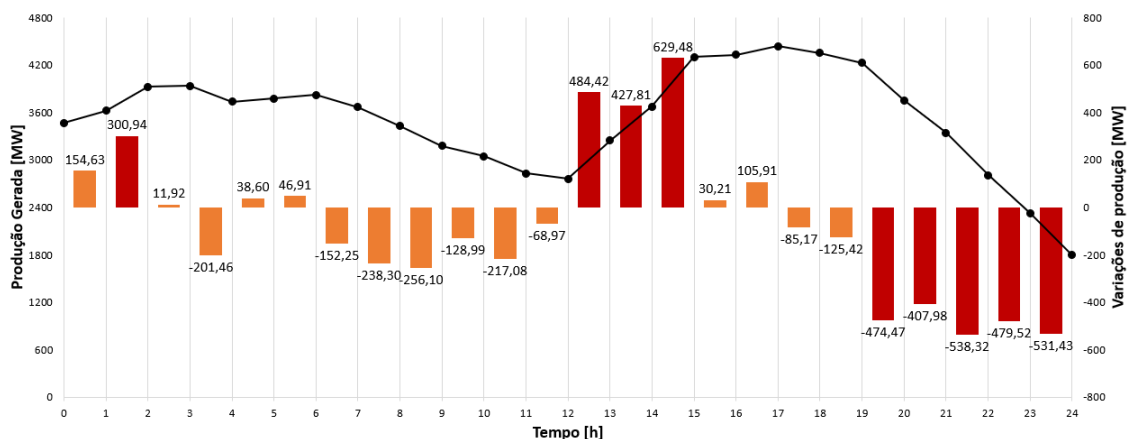


**Figura 26:** Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 400 MW, num período de 24h em 2018

O ano de 2017, em relação aos valores médios e máximos foi um ano muito mais estável (Figuras 54 e 55 apresentadas em anexo), no qual o efeito da sazonalidade entre meses foi mais difícil de observar quando comparado com o ano de 2018.

No mês de Março em média, apenas 6,7 % das variações diárias que ocorreram foram superiores a 400 MW, tendo sido o dia 1 de Março de 2018 o que mais contribuiu para essa estatística visto que, nesse dia 33,3% das variações horárias de produção eólica foram de teor crítico, com estes casos a ocorrerem entre os intervalos das [1H-2H], [12H-15H] e [19H-24H], como se observa na Figura 27.

A figura seguinte permite também demonstrar que uma das razões pelas quais são necessários métodos complementares à produção de energia eólica é a existência de variações demasiado abruptas, como se observa entre as 14H e as 15H, onde em apenas 1 hora existiu um acréscimo de potência na casa dos 629,48 MW. Apesar de tipicamente as variações positivas de produção serem sinónimo de maior potência injetada na rede, em certas situações, aumentos tão acentuados de produção podem fazer com que o sistema não consiga reagir de forma rápida e eficaz, podendo levar ao desligar de determinadas centrais. Todavia, pior para a estabilidade do sistema são as quedas de produção, pelo facto de estas variações bruscas poderem levar a uma má previsão, dando origem a falhas de satisfação da procura e por sua vez levar ao acionamento de métodos de último recurso (por exemplo algumas centrais a carvão), mais prejudiciais para o ambiente e com preços de venda de eletricidade mais elevados. No caso da Figura 27 o decréscimo de produção é ainda mais crítico pelo facto de este começar por volta de horas tipicamente associadas a elevados valores de consumos de eletricidade, como será demonstrado mais à frente.

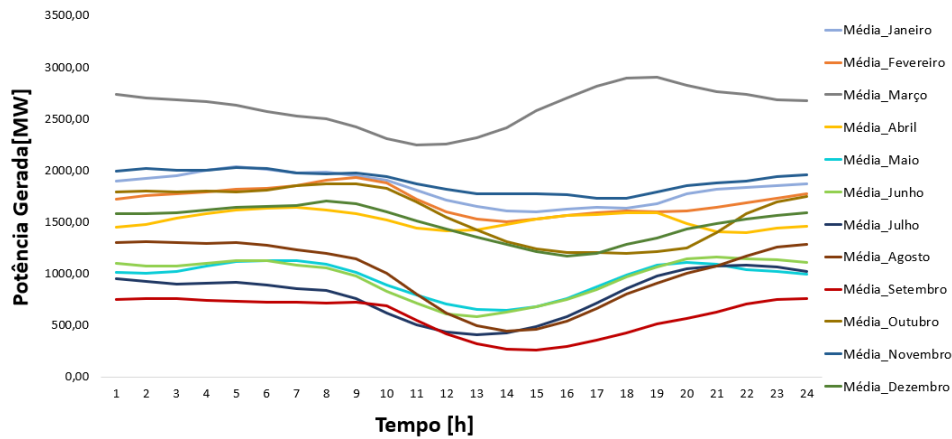


**Figura 27:** Produção eólica e variações críticas referentes ao dia 1 de Março de 2018

Os dados recolhidos vêm comprovar o que foi dito através dos gráficos das curvas de produção, porque apesar de os meses de Verão terem perfis de produção muito semelhantes de dia para dia, facilitando a sua previsão, poderia não ser indicador de menores variações de amplitude entre horas. No entanto o que se verifica para ambos os anos é que, meses com perfis de produção mais imprevisíveis, como é o caso do grupo de Inverno, apresentam maiores variações horárias de produção de energia eólica.

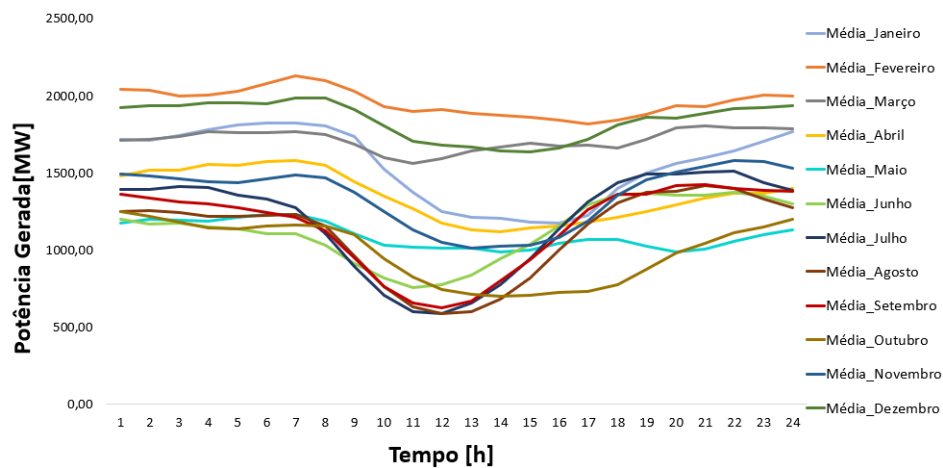
#### 4.2.2 Análise das produções médias anuais de 2017 e 2018

Recorrendo à análise das produções médias mensais referentes ao ano de 2018 (Figura 28), é possível observar com relativa facilidade o elevado impacto que a sazonalidade tem na produção de energia eólica para diferentes meses. Assim, como se verifica, a grande maioria das curvas estão divididas em dois grupos. O primeiro, constituído pelos meses de Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro, todos meses de Verão, e um segundo grupo constituído pelo mês de Abril e pelo conjunto dos meses de Inverno, com exceção de Março. Através da figura, é ainda possível observar que este segundo grupo apresenta valores de produções médias mensais superiores, devido ao facto de estes serem tipicamente associados a maiores velocidades do vento, que por sua vez leva a maiores produções de energia eólica.



**Figura 28:** Médias Mensais de 2018

À semelhança da figura anterior, também no gráfico das produções médias mensais de 2017 (Figura 29), é possível observar que os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro apresentam um perfil de produção média muito semelhante. No entanto, ao contrário do que era esperado, as curvas dos meses de Inverno encontram-se muito mais dispersas quando comparadas com o ano de 2018.



**Figura 29:** Médias Mensais de 2017

É ainda importante realçar que o comportamento incerto observado para o mês de Outubro entre anos se deve ao facto de este ser um mês da estação do Outono, tipicamente associado a mudanças de clima. Como consequência, a sua curva média de produção numas situações aproxima-se dos meses de Inverno (Figura 28), aos quais está associado, e noutros casos apresenta uma curva de produção mais semelhante aos meses de Verão (Figura 29). Ainda que menos notório, o mesmo se

verifica para o mês de Abril por se tratar de um mês primaveril.

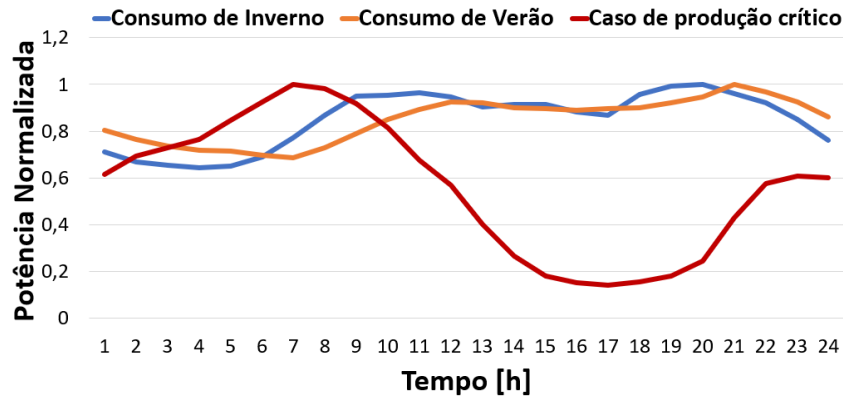
Apesar de ser possível estimar um valor aproximado de produção mensal para anos futuros recorrendo ao uso de dados históricos e apesar das variações sazonais observadas serem muito inferiores quando comparadas com as variações de produção entre dias, observadas na secção 4.2.1, a realização de previsões a longo prazo não é fiável devido à impossibilidade de prever com precisão necessária o comportamento do vento para dias muito distantes. De forma a garantir uma melhor aproximação de produção, as previsões são tipicamente realizadas com 1 a 2 dias de antecedência.

### **4.2.3 Relacionamento da curva de consumo com curvas críticas e ideais**

De forma a analisar o relacionamento entre as curvas de consumo típicas em Portugal e os dados de produção de energia eólica foram construídos dois gráficos normalizados: um para comparação de curvas típicas de consumo de Verão e Inverno com um caso crítico para o SEN (Figura 30), e outro para comparação das mesmas curvas de consumo com um caso considerado como ideal (Figura 31).

O caso apresentado na Figura 30 correspondente ao dia 20 de Agosto de 2017, é considerado como sendo um caso crítico para qualquer sistema elétrico devido ao facto de este apresentar uma curva de produção com um perfil em oposição às curvas de consumo, isto é, apresenta um valor mais elevado de produção nas horas de vazio, e começa a decrescer, atingindo os mínimos de produção durante o período de cheia e pico de consumo.

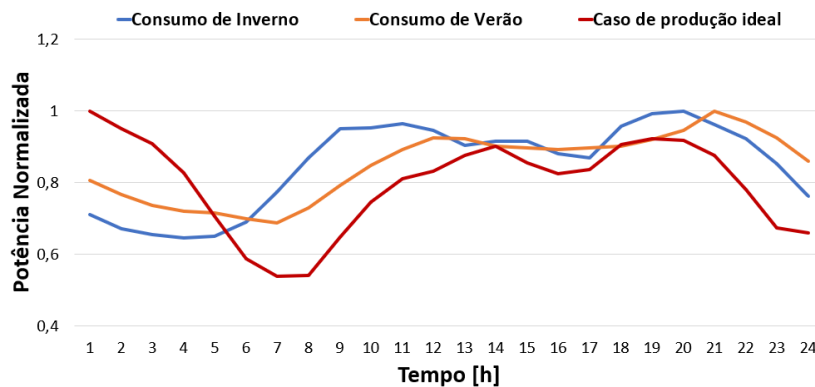
É devido a este perfil tipicamente associado à produção eólica (produções mais altas durante a noite e mais baixas durante o dia) que existe a necessidade de recursos de compensação dos desajustes da produção eólica com a procura de energia, como é o caso de: (a) uso da solar intermitente para compensar as baixas produções de eólica que ocorrem habitualmente durante o período diurno; (b) uso de centrais termoelétricas prontas a produzir a qualquer momento em caso de variações muito bruscas não previstas; (c) uso de melhores tecnologias de armazenamento que possibilitem armazenar e deslocar a energia eólica produzida em excesso durante o período noturno para alturas de défice de produção.



**Figura 30:** Comparação de caso crítico de produção com dados de consumo

A curva apresentada na Figura 31, que correspondente ao dia 23 de Novembro de 2017, pode ser considerada como sendo um caso quase ideal de produção pois, esta curva de produção apresenta um comportamento muito semelhante ao das curvas de consumo utilizadas como referência, com os seus valores de produção mais elevados a ocorrer durante as horas de cheia e pico e o mínimo de produção em horas muito semelhantes às horas de vazio das curvas de consumo.

Apesar de estas curvas serem mais comuns nos meses do grupo de Inverno devido à elevada variabilidade e imprevisibilidade do vento, recorrendo aos resultados obtidos no capítulo anterior, observa-se que apesar da existência de casos mais propícios para o sistema, estes não existem em quantidade suficiente para se traçar um perfil mensal de produção ideal. O que estes fazem é uma eventual suavização das curvas associadas ao meses de Inverno tal como se observa nas Figuras 28 e 29, quando comparadas com as curvas associadas ao Verão, onde a diferença entre a produção noturna e diurna é bastante mais notória.



**Figura 31:** Comparação de caso ideal de produção com dados de consumo



#### 4.2.4 Produção média diurna e noturna

Com o intuito de diferenciar as produções diurnas e noturnas, tal como foi referido na secção 4.1.6, foram definidos dois períodos horários diferentes, um para o Inverno e outro para o Verão, e de acordo com eles, calculados os valores de produção média eólica para as horas diurnas e as noturnas de cada dia do ano. Posteriormente, para cada dia foram comparadas as médias noturnas e diurnas tendo-se obtido os resultados presentes na Tabela 5.

Através dos dados apresentados na tabela é possível verificar que, de forma geral, o número de dias com produção média noturna superior à diurna é bastante mais elevado que o contrário, tendo sido registados 290 e 268 casos em 365 dias nos anos de 2017 e 2018, respetivamente.

Recorrendo à mesma tabela é ainda possível afirmar que tanto entre anos como entre estações, o número de casos com produções médias noturnas superiores às diurnas não apresenta grandes variações. Contudo, é importante realçar que apesar de não se verificar uma diferença sazonal muito grande e de os meses associados ao Verão possuírem um período diurno superior aos de Inverno, é visível um maior número de casos em que a produção média noturna é superior à diurna nos meses associados ao Verão. Isto deve-se ao facto de, tal como se observou na figura 23 da secção 4.2.1, estes apresentarem uma discrepância entre os valores máximos que ocorrem tipicamente durante a noite, e os mínimos que ocorrem durante o dia, superior aos meses associados ao Inverno, os quais apresentam curvas de produção mais aleatórias com perfis bastante distintos daquele que tipicamente associamos como sendo a curva característica de produção eólica. Em ambos os anos, apenas o mês de Agosto de 2018 apresentou produções médias noturnas superiores na totalidade dos seus dias.

Esta predominância de produções noturnas superiores pode ainda ser complementada através dos dados de picos máximos de produção recolhidos para todos os dias do ano, onde em 2017 e 2018 foram registados 232 e 237 casos, respetivamente, em que os picos de produção se deram durante a noite.

**Tabela 5:** Totalidade de dias com produção média noturna superior à diurna

	Meses de Inverno	Meses de Verão	Total
<b>2017</b>	135 (74%)	155 (85%)	290 (79%)
<b>2018</b>	119 (65%)	149 (81%)	268 (73%)

Como informação adicional, foi construída a Tabela 6 para demonstrar que as diferenças de produção entre ambos os períodos não são pequenas, chegando em alguns casos a apresentar diferenças superiores a 50%, como foi o caso do 31 de Janeiro de 2018 no qual durante o período noturno se registou uma média de produção a rondar os 980 MW, tendo este valor caído para menos de metade no período diurno, para valores a rondar os 380 MW de produção média.

**Tabela 6:** Número de casos diários cuja produção noturna é superior à diurna

	Casos > 110%	Casos > 125%	Casos > 150%
<b>2017</b>	216	100	5
<b>2018</b>	207	100	17

Esta análise dos dados, foi realizada na tentativa de demonstrar que a produção de energia eólica apresenta, em geral, maior potência nos períodos noturnos, e como tal, devido à escassez de produção durante os períodos diurnos têm de existir outras metodologias de produção capazes de compensar esta diferença indesejável de produção. Uma das melhores alternativas passa pelo uso de energia solar, devido a apresentar uma elevada complementaridade com a eólica, pelo simples facto de, tal como o nome indica, a primeira recorrer ao recurso solar para produção de eletricidade, e como tal, contrariamente ao que normalmente ocorre com a energia eólica, apresentar os seus máximos de produção durante os períodos diurnos, e os mínimos durante os noturnos.



# 5 Conclusões e Trabalho Futuro

---

## 5.1 Conclusão

No decurso desta dissertação, foi definido como principal objetivo observar quais os impactos do vento para a produção e integração de energia eólica no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Para este efeito foram desenvolvidas diversos indicadores recorrendo ao uso da plataforma *Microsoft Excel*, através dos quais foram analisados dados, fornecidos pela Rede Elétrica Nacional (REN), referentes às produções de energia eólica para os anos de 2017 e 2018.

Quando comparados os meses de produção referentes a diferentes estações do ano verificou-se que existe um elevado impacto sazonal, justificado pelo facto de os meses associados ao Verão terem apresentado um conjunto de curvas de produção diária muito idênticas. Ao contrário dos meses associados ao Inverno, as curvas de produção diárias foram muito mais incertas e variáveis, permitindo concluir que existe uma maior dificuldade por parte dos métodos de previsão de anteverem, com precisão, as produções de energia eólica para os meses de Inverno devido à elevada variabilidade do vento que se verifica nestes meses.

No que diz respeito às variações horárias, tal como esperado, concluiu-se que existe um volume muito superior de ocorrências de variações superiores a 200 MW e 400 MW para dias dos meses de Inverno, comparado com os de Verão. No entanto, foi possível concluir que independentemente da época sazonal e das previsões de produção de energia eólica serem realizadas a curto prazo, as previsões feitas nem sempre correspondem à realidade devido a variações bruscas não esperadas, que ocorrem de hora a hora, podendo provocar problemas de estabilidade para o sistema como consequência da incapacidade de resposta do mesmo. Relativamente às previsões de longo prazo, através das curvas das médias de produção mensais para os anos de 2017 e 2018, foi possível observar uma tendência de aglomeração dos meses de Verão num grupo distinto dos meses de Inverno reforçando a ideia do impacto sazonal na produção, permitindo ainda concluir que a longo prazo é possível

realizar uma previsão aproximada das médias de produções mensais, não sendo no entanto possível estimar com precisão produções para uma determinada hora do dia.

Quando comparadas as curvas típicas de consumo com as curvas de produção, foi possível concluir que na grande maioria dos casos, principalmente nos meses de Verão, existe uma curva típica de produção que é bastante contraditória com as necessidades do sistema pelo facto de apresentar elevadas produções durante as horas de vazio e um vale, isto é, escassez de produção, numa altura em que os consumos de energia apresentam o seu maior crescimento, durante as horas de cheia. Contrariamente, nos meses de Inverno foi possível observar casos menos notórios, nos quais a produção de energia eólica correspondeu às necessidades de consumo de energia elétrica, apresentando uma curva aproximadamente ideal.

Por fim, tendo em conta que a produção de energia solar ocorre durante os períodos diurnos, verificou-se que esta pode servir de complemento para a energia eólica, visto que através dos resultados obtidos é possível observar que a produção eólica é bastante mais predominante durante os períodos noturnos, tendo apresentado 79% em 2017 e 73% em 2018 dos 365 dias com produções noturnas superiores às diurnas, tendo mesmo em alguns casos, 5 em 2017 e 17 em 2018, chegado a atingir valores de produção 50% superiores durante a noite.

O culminar de todas estas situações leva a concluir que a integração de energia eólica requer um bom planeamento pelo facto de não ser controlável e apresentar um perfil intermitente. Desta forma, um sistema de energia elétrica com elevada dependência e penetração deste tipo de energia torna-se pouco confiável, visto não conseguir garantir uma satisfação de carga a toda a hora, isto é, não garantir eficiência, estabilidade e segurança no abastecimento. Como o estado atual das tecnologias de compensação não permite garantir essa satisfação de carga, isto iria requerer o uso em maior quantidade de centrais termoelétricas capazes de socorrer em caso de necessidade, devido à sua elevada velocidade de resposta, o que seria contra produtivo face ao paradigma atual em atingir a neutralidade carbónica até 2050.

## 5.2 Trabalho Futuro

No que diz respeito a trabalhos futuros, uma das propostas mais interessantes passaria pela eventual análise detalhada de dados e perfis da produção de energia solar fornecidos por entidades, como é o caso da REN, de forma a determinar o quão complementar esta é com a energia eólica na prática, e não apenas na teoria.

Outro trabalho possível de aplicar relacionado com métodos de compensação da intermitência eólica poderá passar por um estudo do uso de diferentes tipos/modelos de baterias em simultâneo com a produção eólica e verificar até que ponto o elevado custo de aplicação das baterias compensa o deslocamento da eletricidade produzida em excesso nos períodos de vazio para os de escassez de produção.

Por fim, uma outra proposta é, através de dados de previsão, determinar a quantidade de produção de energia eólica prevista que não foi cumprida, e como é que esse incumprimento pode afetar a satisfação de carga e a forma como o sistema elétrico atua.



# Referências

- [1] R. K. Pachauri, “Climate change 2014 synthesis report summary chapter for policymakers,” *Ipcc*, p. 31, 2014.
- [2] B. Ki-moon, “Kyoto Protocol Reference Manual,” *United Nations Framework Convention on Climate Change*, p. 130, 2008.
- [3] “Electricity Production Data — World Electricity Statistics — Enerdata.” [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics.html>. [Accessed: 23-Jul-2020]
- [4] Comissão Europeia, “Atingir a neutralidade climática até 2050,” 2019.
- [5] European Commission, “EU energy in Figures,” 2019.
- [6] T.-H. Le, Y. Chang, and D. Park, “Renewable and Nonrenewable Energy Consumption, Economic Growth, and Emissions: International Evidence,” *The Energy Journal*, vol. 41, no. 2, pp. 73–92, 2020.
- [7] E. Sesto and N. H. Lipman, “Wind energy in Europe,” *WindEurope*, 2019.
- [8] Zachary Shahan, “History of Wind Turbines - Renewable Energy World,” 2014. [Online]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/2014/11/21/history-of-wind-turbines/#gref>. [Accessed: 29-Jul-2020]
- [9] J. Marcos, M. Cardoso, D. Helena, and L. Ferreira, “Equações Matemáticas E Conceitos Físicos Aplicados a Uma Turbina Eólica Vertical De Pequeno Porte Mathematical Equations and Physical Concepts Applied To a Small Vertical Wind Turbine,” 2015.
- [10] Datkhile, “Numerical Investigation of Soil-Structure Interaction for Onshore Wind Turbines Grounded on a Layered Soil,” 2016.
- [11] M. M. M. Saad, “Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines,” *IOSR Journal of Engineering*, 2014.

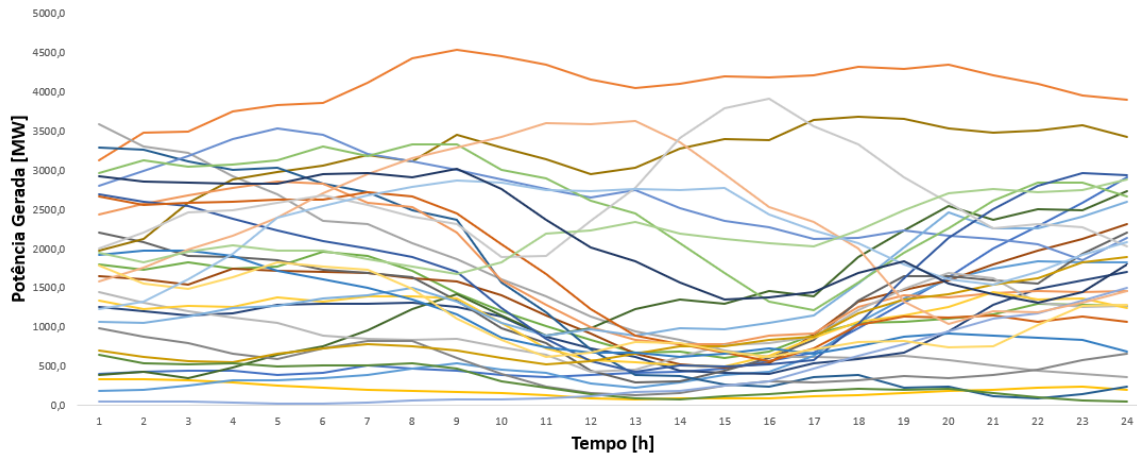


- [12] “Power Control of Wind Turbines.” [Online]. Available: <http://dromstorre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wtrb/powerreg.htm>. [Accessed: 03-Ago-2020]
- [13] G. Y. Huang, Y. C. Shiah, C. J. Bai, and W. T. Chong, “Experimental study of the protuberance effect on the blade performance of a small horizontal axis wind turbine,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2015.
- [14] N. Datkhile, P. C. Tapre, and C. Veeresh, “A Comparative Study of Constant Speed and Variable Speed Wind Energy Conversion Systems,” *GRD Journals-Global Research and Development Journal for Engineering*, 2016.
- [15] T. Andre Santos Barros and E. Ruppert Filho, “Direct power control for switched reluctance. Generator in wind energy,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 1, pp. 123–128, 2015.
- [16] C. D. Ministros and N. Energia, “Plano Nacional Energia e Clima 2030 aprovado em Conselho de Ministros,” 2020.
- [17] J. Bernardo, “PNEC 2030 Plano Nacional Energia e Clima,” *Sessão de Apresentação do Plano Nacional de Energia e Clima 2030*, 2019.
- [18] R. Portuguesa, “En-h2 - Estratégia Nacional para o Hidrogénio,” *Ambiente e Ação Climática*, 2020.
- [19] A. Cabrita-Mendes, “EDP studies green hydrogen production project on land at the Sines plant,” 2020. [Online]. Available: <https://jornaleconomico.sapo.pt/en/news/edp-studies-green-hydrogen-production-project-on-land-at-sines-plant-613863>. [Accessed: 14-Ago-2020]
- [20] H. Ibrahim, M. Ghandour, M. Dimitrova, A. Ilinca, and J. Perron, “Integration of wind energy into electricity systems: Technical challenges and actual solutions,” *Energy Procedia*, 2011.
- [21] Union of Concerned Scientists, “Environmental Impacts of Wind Power.” [Online]. Available: <https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-wind-power>. [Accessed: 06-Ago-2020]

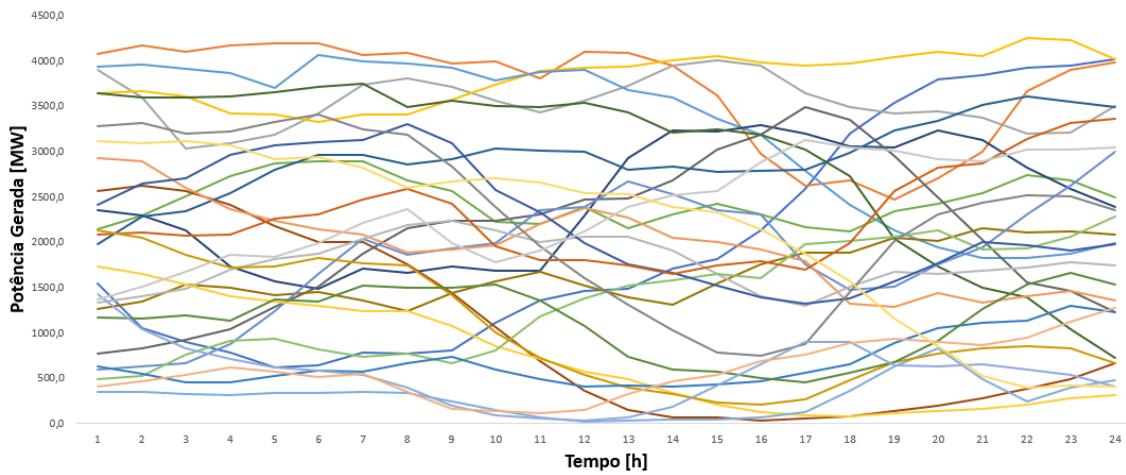
- [22] Diego Henrique dos Santos, “Avaliação da Reserva Girante de Sistemas de Geração via Simulação Monte Carlo não Sequencial,” *Academia*, 2015.
- [23] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia, and E. J. McKeogh, “Current methods and advances in forecasting of wind power generation,” *Elsevier*, 2012.
- [24] “Verificação a curto prazo Santarém - meteoblue.” [Online]. Available: [https://www.meteoblue.com/pt/tempo/historyclimate/verificationshort/santarem-portugal\\_2263480](https://www.meteoblue.com/pt/tempo/historyclimate/verificationshort/santarem-portugal_2263480). [Accessed: 07-Ago-2020]
- [25] I. Renewable and E. Agency, *Renewable capacity statistics 2020*, 2020.
- [26] “Solar energy.” [Online]. Available: <https://www.irena.org/solar>. [Accessed: 12-Ago-2020]
- [27] P. E. Bett and H. E. Thornton, “The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain,” *Renewable Energy*, 2015.
- [28] M. C. Neves, “A produção de Eletricidade em Portugal em regime ordinário: Evolução e perspectivas,” *CJP*, 2014.
- [29] “Agentes.” [Online]. Available: <https://www.portugalenergia.pt/agentes/>. [Accessed: 18-Ago-2020]
- [30] “Decreto-Lei n.º 29/2006,” 2006. [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/legislacao-consolidada/-/lc/105665378/201612280000/73355976/diploma/indice/1>. [Accessed: 19-Ago-2020]
- [31] REN, “Caracterização Da Rede Nacional De Transporte Para Efeitos De Acesso À Rede,” 2018.
- [32] E. Distribuição, “Energia em números 2019,” *EDP Distribuição*, 2019.
- [33] “SU ELETRICIDADE.” [Online]. Available: <https://sueletricidade.pt/pt-pt/page/586/quem-somos>. [Accessed: 26-Ago-2020]
- [34] “Operador Logístico de Mudança de Comercializador.” [Online]. Available: <https://olmc.adene.pt/>. [Accessed: 26-Ago-2020]
- [35] APREN, “Boletim eletricidade renovável - Dezembro 2019,” 2019.

- [36] “Boletim energias renováveis - Dezembro 2018,” *APREN*, 2018.
- [37] “Portugal - Map - Countries - Online access - The Wind Power.” [Online]. Available: [https://www.thewindpower.net/country\\_maps\\_en\\_12\\_portugal.php](https://www.thewindpower.net/country_maps_en_12_portugal.php). [Accessed: 03-Set-2020]
- [38] “Portugal - Wind farms - Online store and quote request - The Wind Power.” [Online]. Available: [https://www.thewindpower.net/store\\_country\\_en.php?id\\_zone=12](https://www.thewindpower.net/store_country_en.php?id_zone=12). [Accessed: 03-Set-2020]
- [39] “Offshore (Portugal) - Areas - Countries - Online access - The wind Power.” [Online]. Available: [https://www.thewindpower.net/zones\\_en\\_12\\_1699.php](https://www.thewindpower.net/zones_en_12_1699.php). [Accessed: 03-Set-2020]
- [40] “Projeto WindFLoat Atlantic.” [Online]. Available: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/windfloat>. [Accessed: 03-Set-2020]
- [41] Energias Endógenas de Portugal, “Parques Eólicos em Portugal Wind Farms in Portugal Dezembro de 2018,” 2018.
- [42] “Global Wind Atlas.” [Online]. Available: <https://www.globalwindatlas.info/>. [Accessed: 03-Set-2020]
- [43] W. Teixeira and H. Camelo, “Análise Da Densidade De Potência Eólica Em Regiões De Serra E Litoral Do Estado Do Ceará,” *Ciência e Natura*, vol. 0, no. 0, 2013.
- [44] EUROSTAT, “Energy prices in 2019 Household energy prices in the EU increased compared compared with 2018,” *Newsrelease*, 2019.
- [45] “Paridade do Poder de Compra - Observatório das Desigualdades.” [Online]. Available: <https://www.observatorio-das-desigualdades.com/2019/07/05/paridade-do-poder-de-compra/?print=print>. [Accessed: 06-Set-2020]
- [46] ERSE, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2020,” 2019.

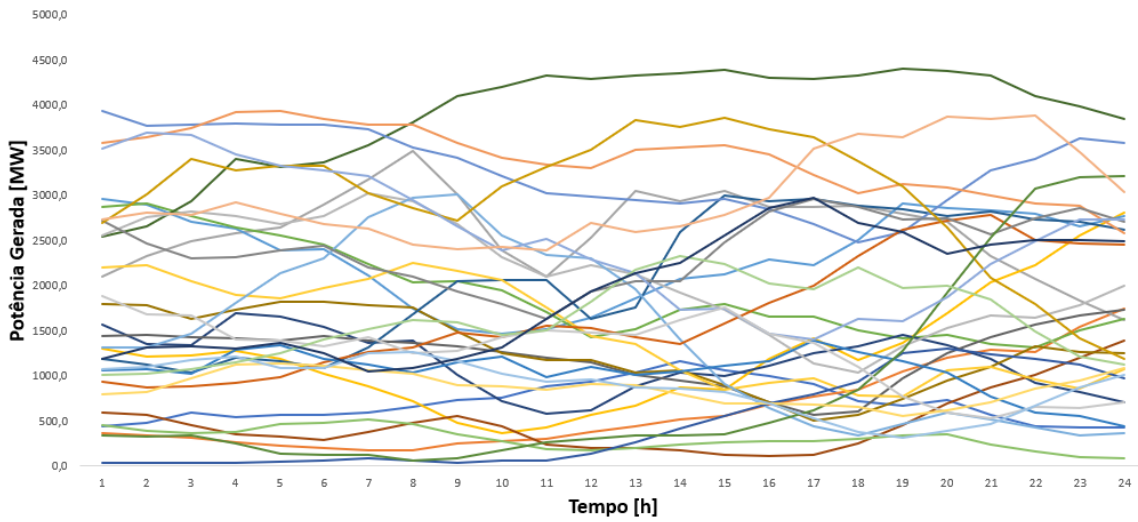
# Anexos



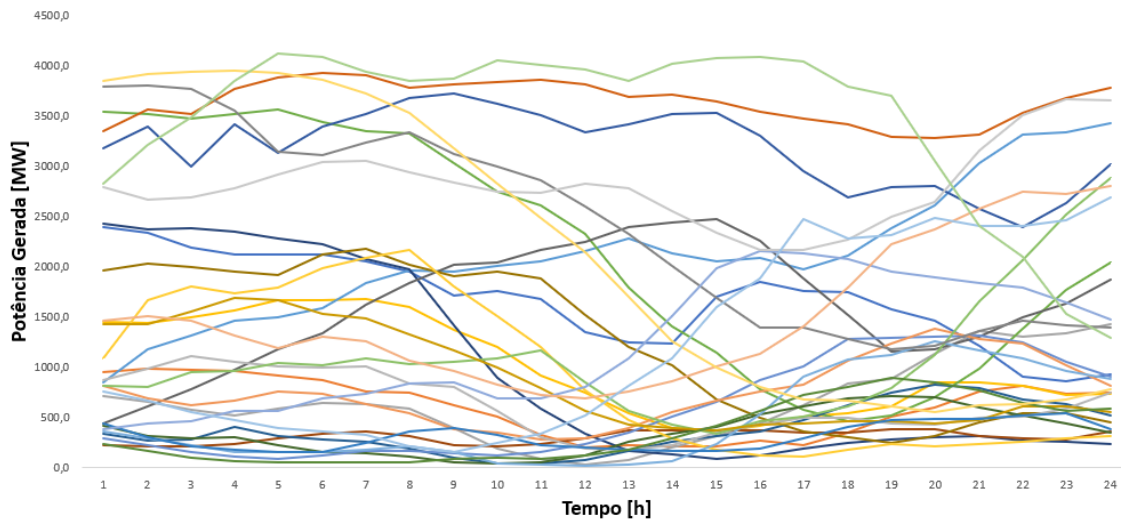
**Figura 32:** Produções diárias do mês de Janeiro de 2017



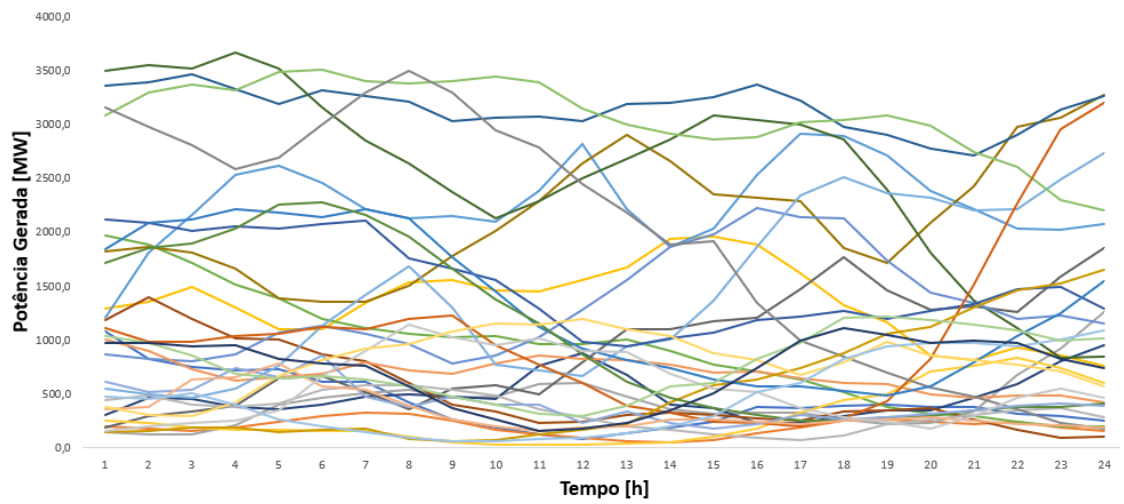
**Figura 33:** Produções diárias do mês de Fevereiro de 2017



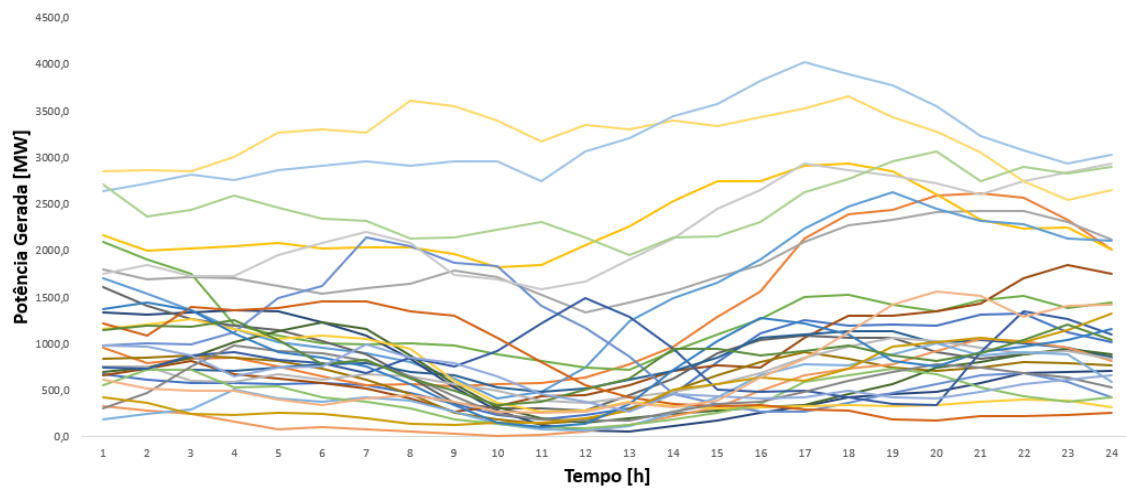
**Figura 34:** Produções diárias do mês de Março de 2017



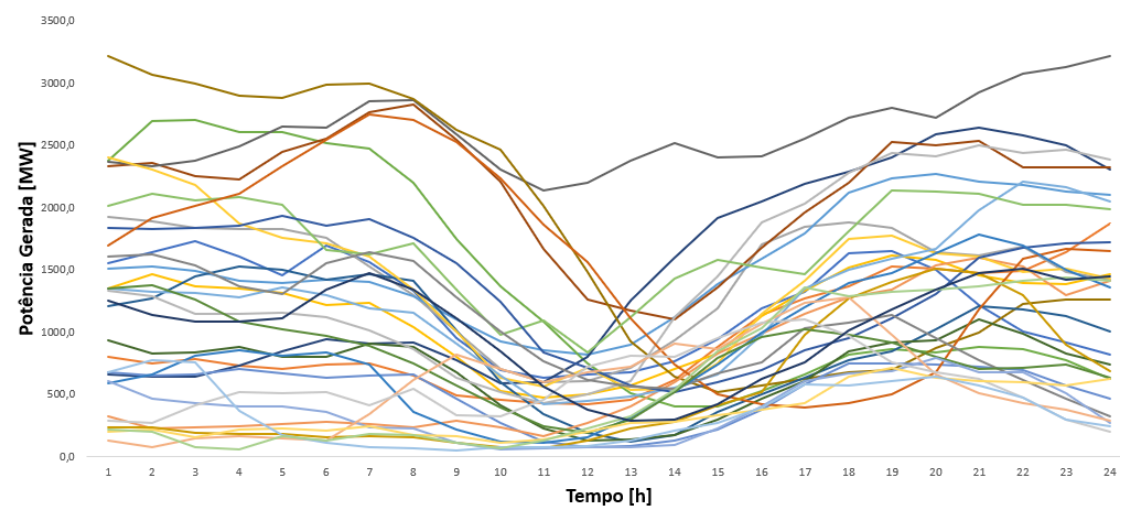
**Figura 35:** Produções diárias do mês de Abril de 2017



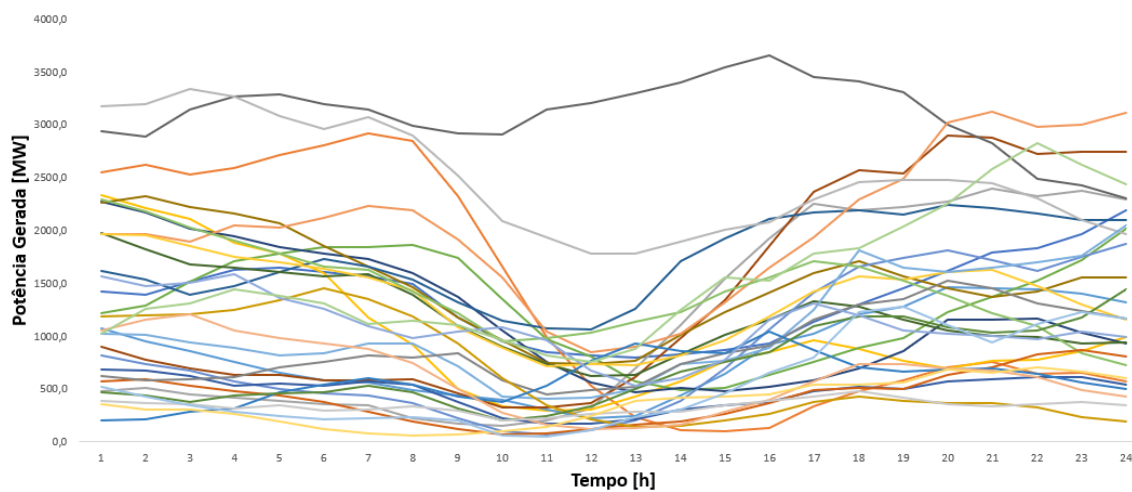
**Figura 36:** Produções diárias do mês de Maio de 2017



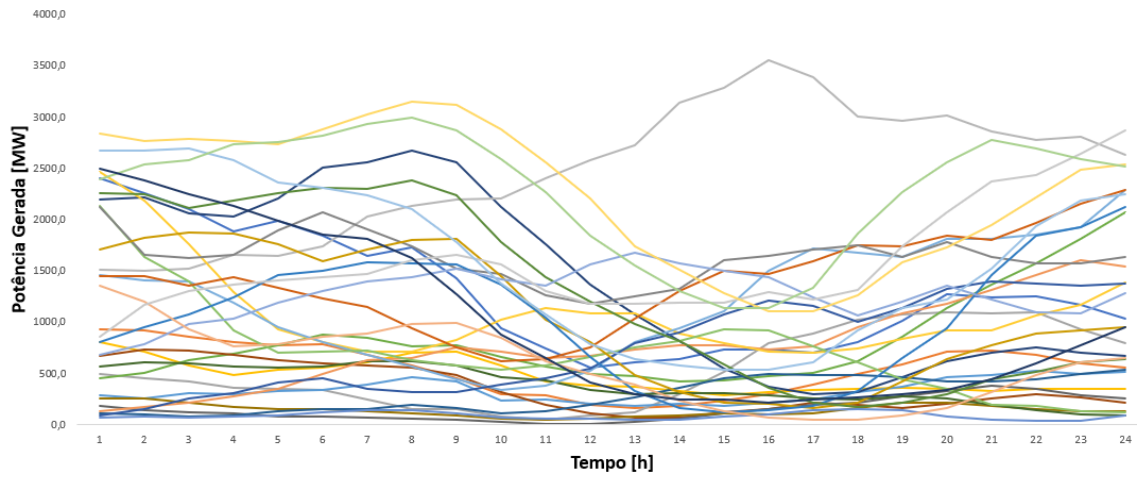
**Figura 37:** Produções diárias do mês de Junho de 2017



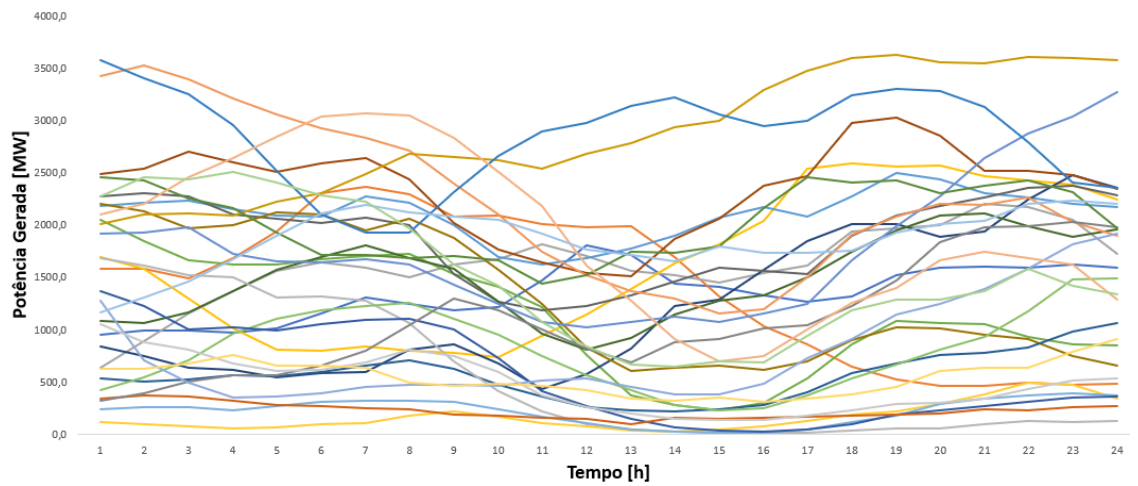
**Figura 38:** Produções diárias do mês de Agosto de 2017



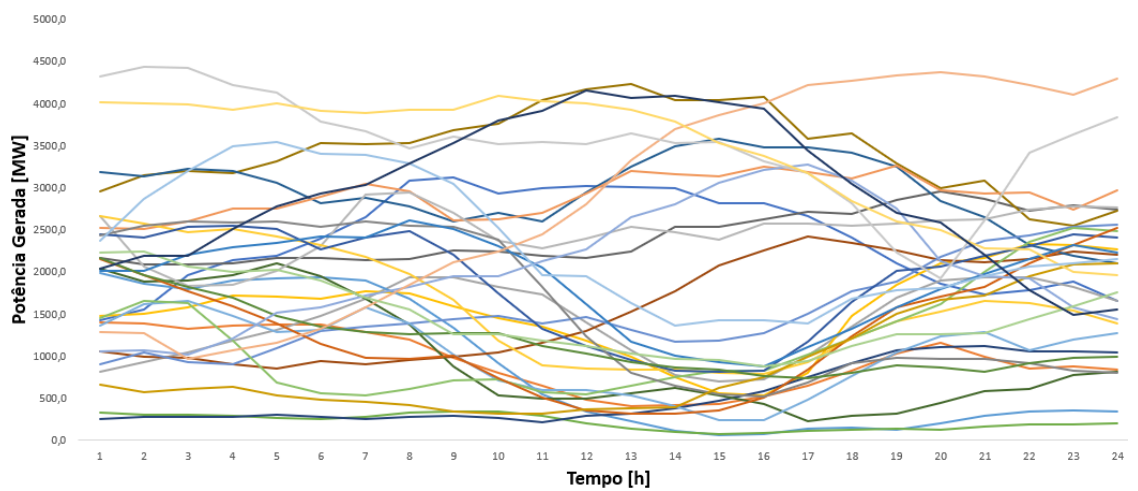
**Figura 39:** Produções diárias do mês de Setembro de 2017



**Figura 40:** Produções diárias do mês de Outubro de 2017

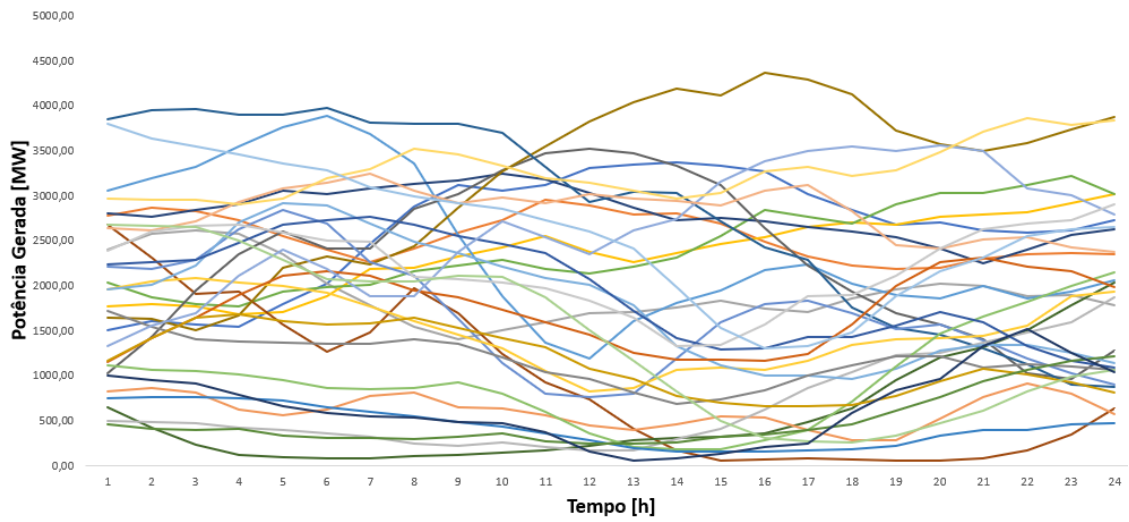


**Figura 41:** Produções diárias do mês de Novembro de 2017

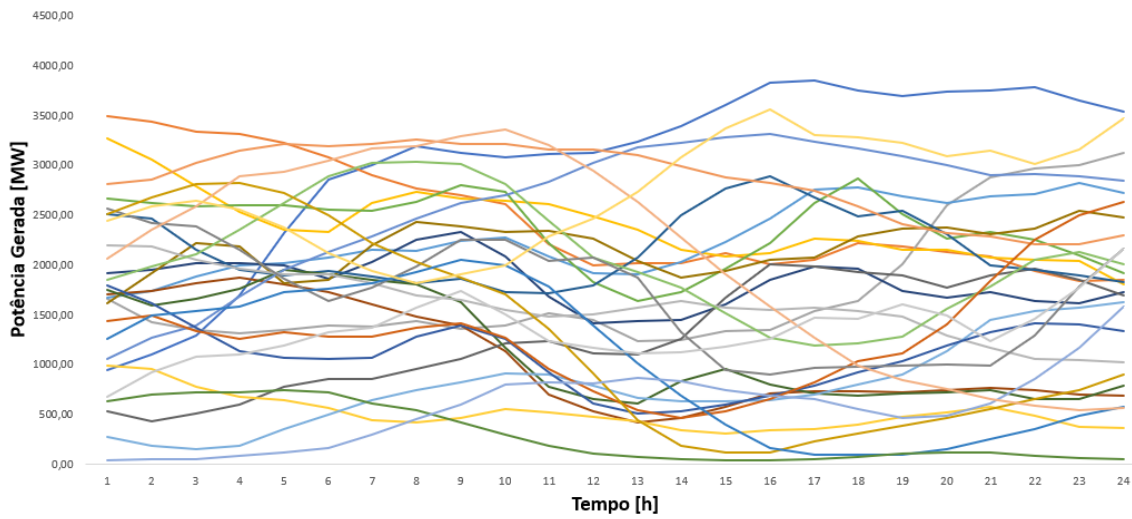


**Figura 42:** Produções diárias do mês de Dezembro de 2017

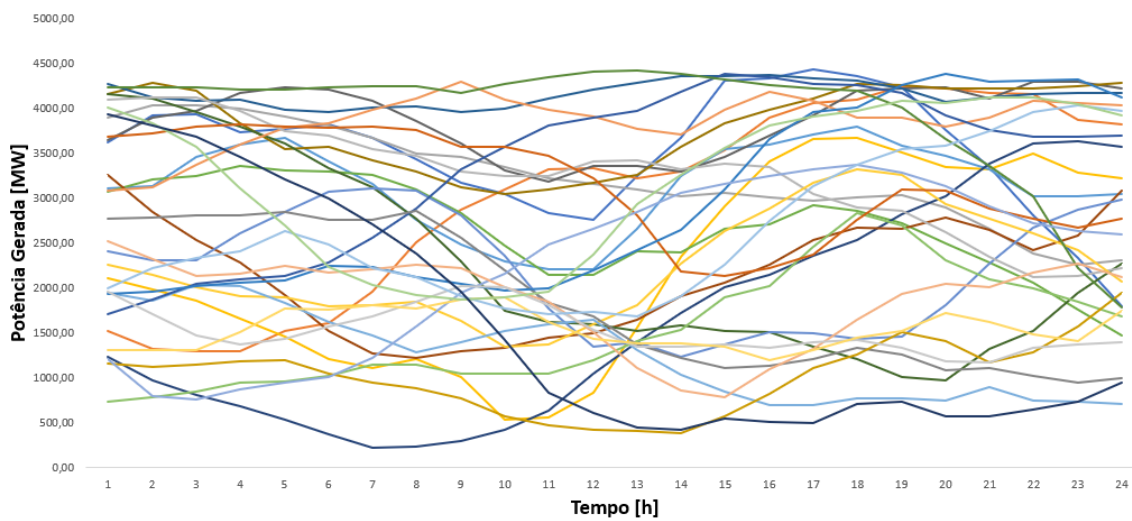




**Figura 43:** Produções diárias do mês de Janeiro de 2018

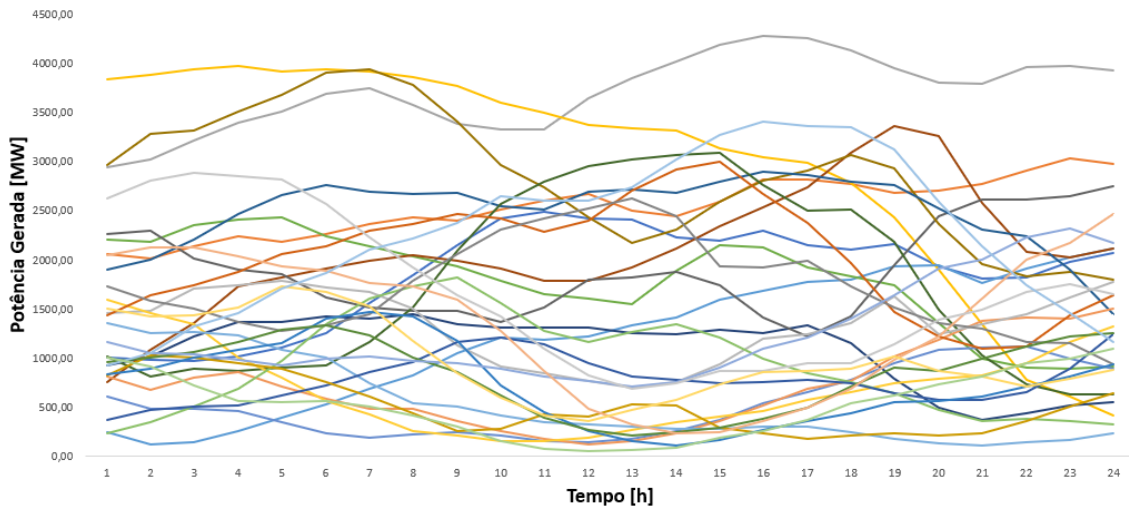


**Figura 44:** Produções diárias do mês de Fevereiro de 2018

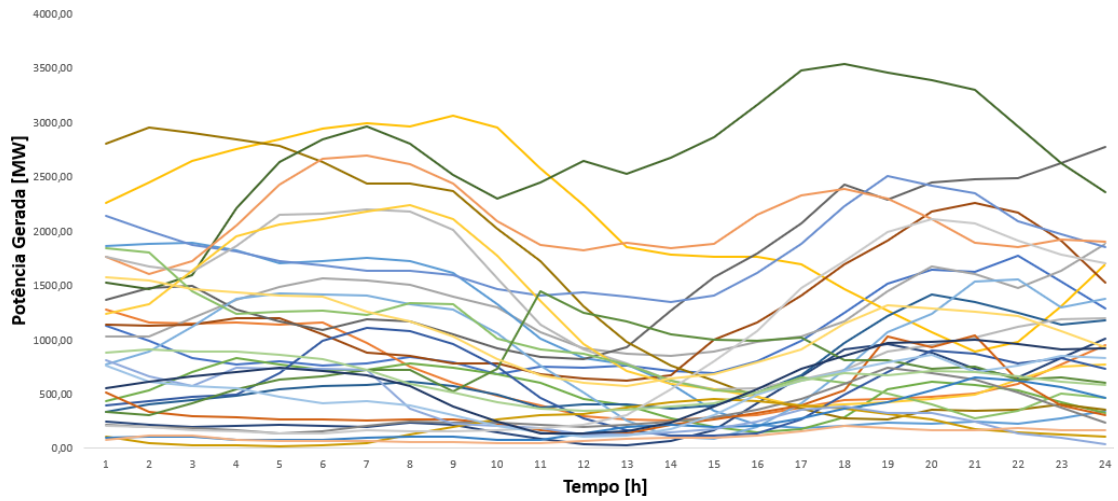


**Figura 45:** Produções diárias do mês de Março de 2018

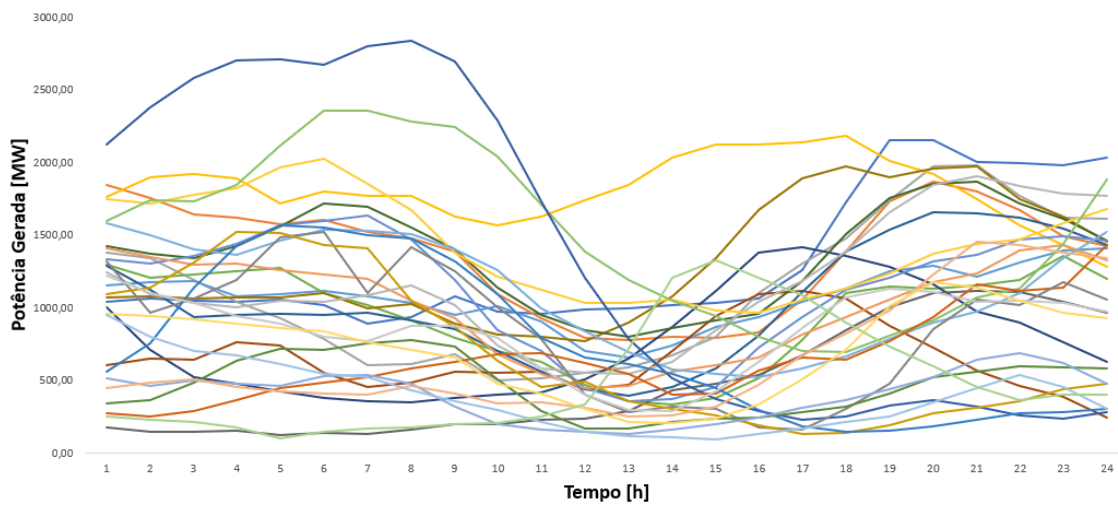




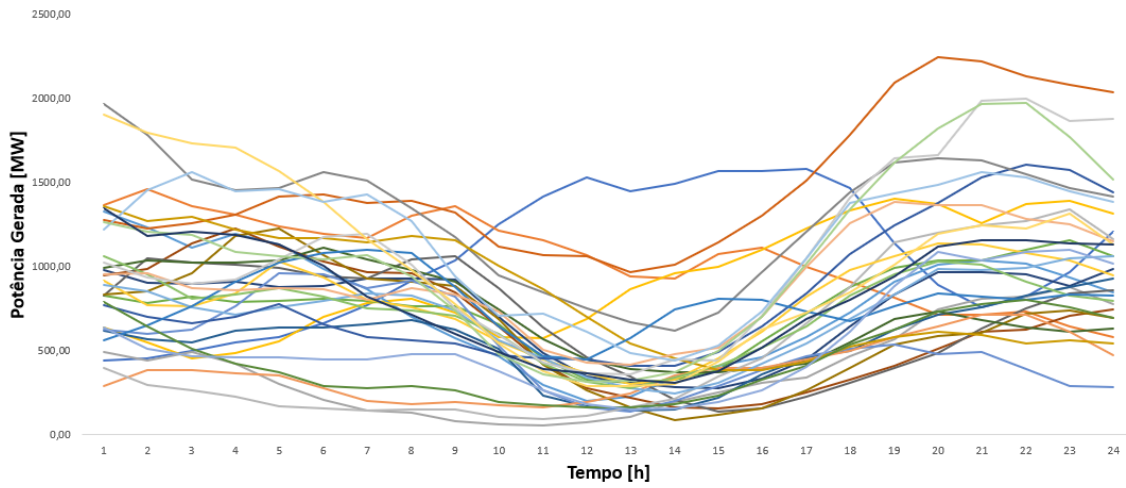
**Figura 46:** Produções diárias do mês de Abril de 2018



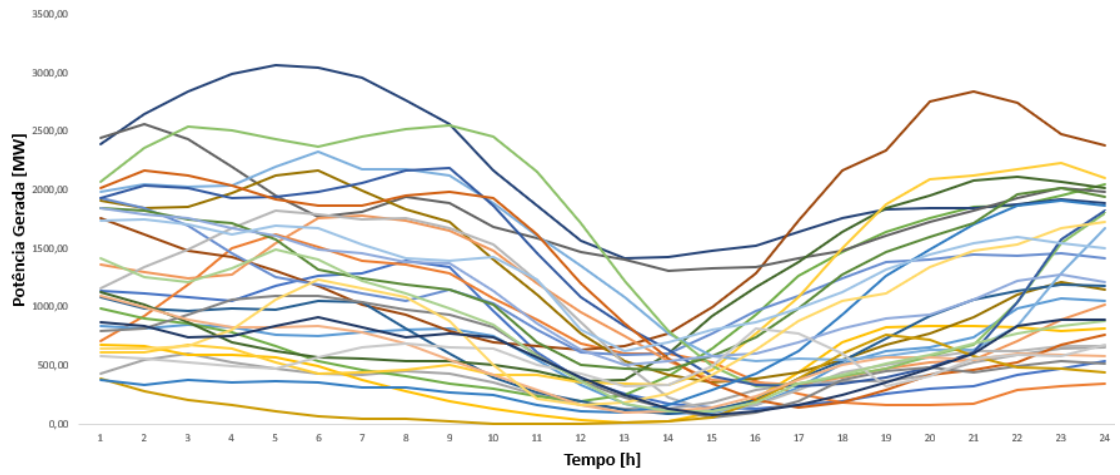
**Figura 47:** Produções diárias do mês de Maio de 2018



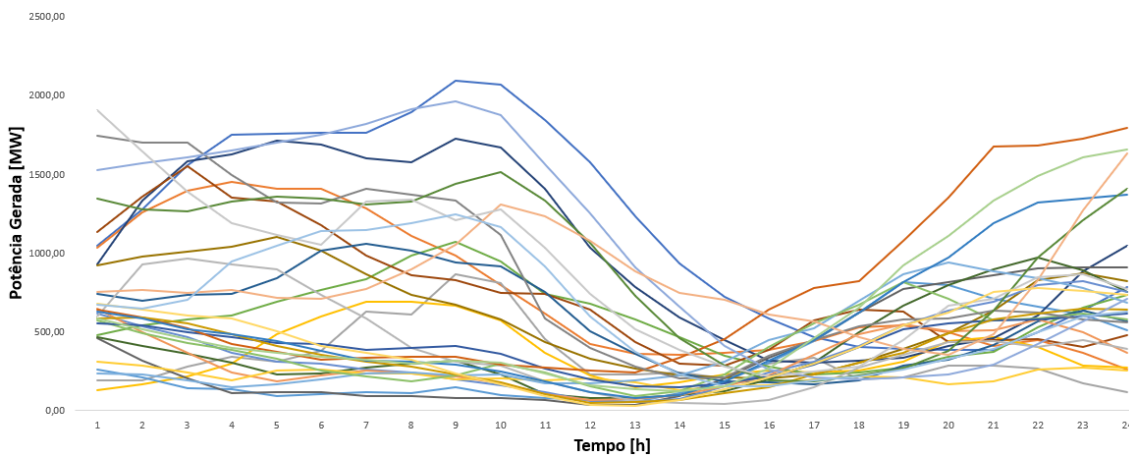
**Figura 48:** Produções diárias do mês de Junho de 2018



**Figura 49:** Produções diárias do mês de Julho de 2018



**Figura 50:** Produções diárias do mês de Agosto de 2018



**Figura 51:** Produções diárias do mês de Setembro de 2018

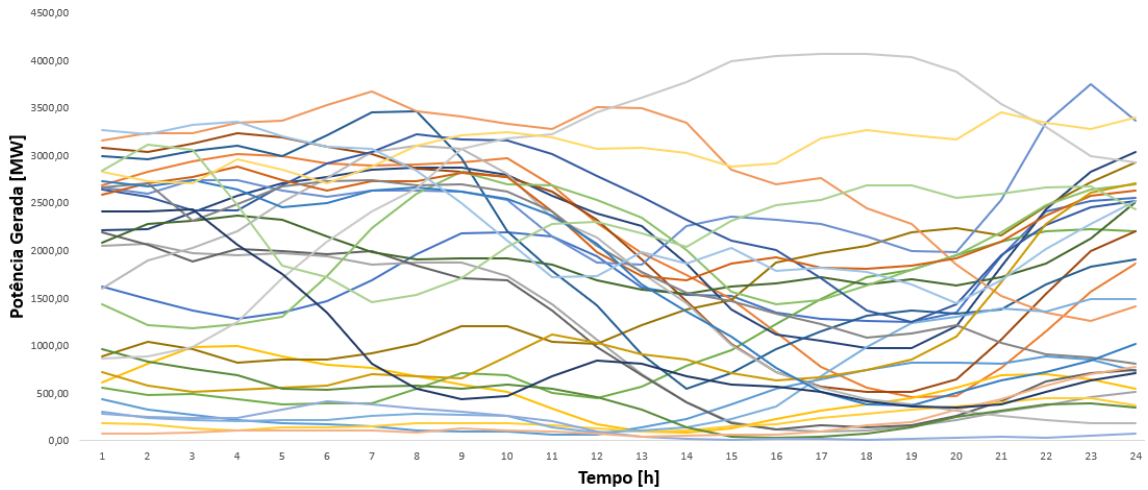


Figura 52: Produções diárias do mês de Outubro de 2018

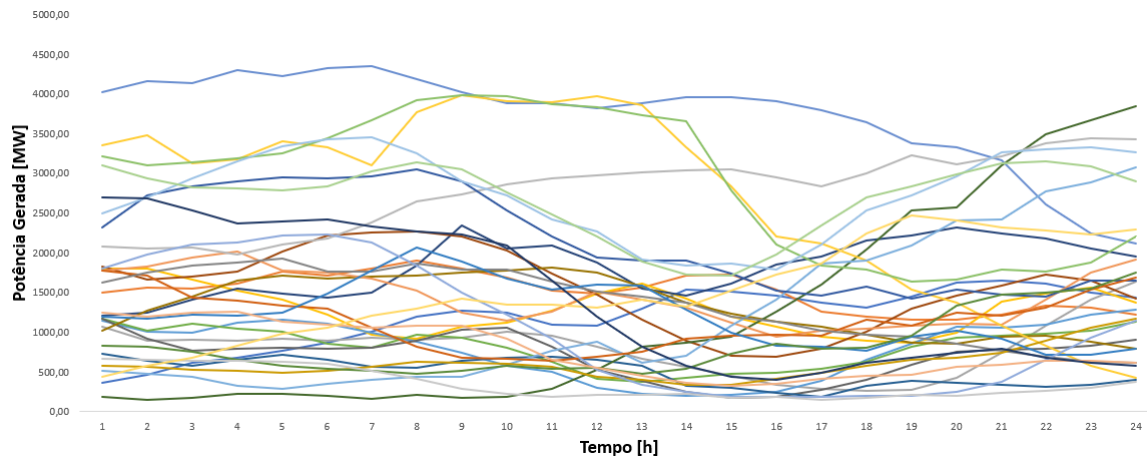


Figura 53: Produções diárias do mês de Dezembro de 2018

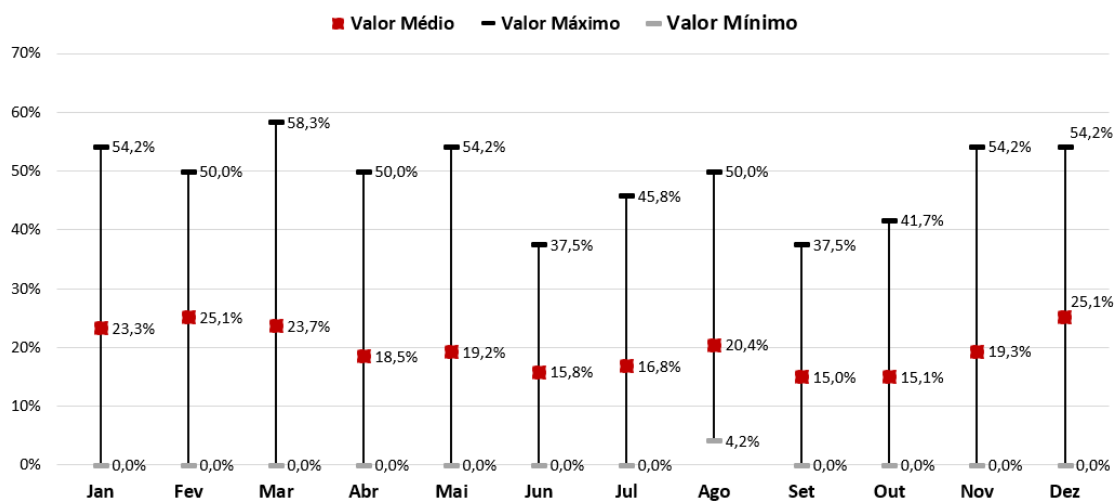
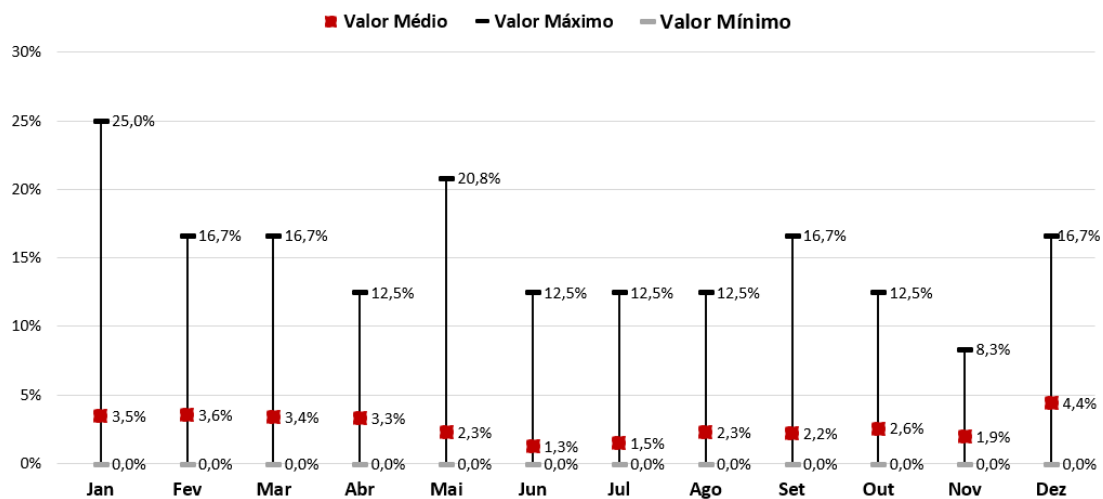


Figura 54: Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 200 MW, num período de 24h em 2017



**Figura 55:** Valor máximo, médio e mínimo, em % de ocorrências de variações horárias superiores a 200 MW, num período de 24h em 2017