



André Micael de Matos Vieira

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores

**Análise do impacto da imprevisibilidade
da produção eólica na segurança do
sistema electroprodutor**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
das Energias Renováveis

Orientador: Doutor Paulo Jorge da Costa Santos - ESTSetúbal/IPS
Coorientador: Doutor Mário Ventim Neves - FCT/UNL

Análise do impacto da imprevisibilidade da produção eólica na segurança do sistema electroprodutor

Copyright © 2018 - André Micael de Matos Vieira e Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Começo por agradecer ao meu Orientador, Professor Doutor Paulo da Costa Santos, pela sua disponibilidade, orientação e apoio durante a realização desta dissertação. Agradecer também ao Coorientador, Professor Doutor Mário Ventim Neves, pela disponibilidade e apoio.

Agradeço também a todos os docentes do Mestrado, que contribuíram ao longo de todo o percurso, para o culminar do presente trabalho.

A todos os meus amigos e colegas de Mestrado pelo apoio e camaradagem durante todo o curso, contribuindo para a minha formação pessoal e académica.

Agradecer também à minha namorada Carla pelo apoio e paciência ao longo de todo este percurso.

Por fim, expressar o meu profundo agradecimento aos meus pais, irmão e restantes familiares pois sem eles nada disto seria possível.

Resumo

Nas últimas décadas, a produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis tem crescido consideravelmente e, no que se refere à eólica, tende neste momento a atingir o máximo do potencial eólico *onshore*.

Em 2016, a energia eólica foi responsável por 10% do total da energia elétrica produzida na União Europeia. Em Portugal, a produção eólica foi responsável por 22% no total de energia elétrica produzida. No entanto, a imprevisibilidade deste recurso exige algumas medidas de precaução em face da segurança do sistema electroprodutor e implica a existência de grupos de produção de modo a assegurar a continuidade do abastecimento de energia (*backup*), sob pena de a segurança do sistema electroprodutor ser colocada em causa.

Esta dissertação insere-se no âmbito da análise do impacto da imprevisibilidade da produção eólica ao nível da segurança do sistema electroprodutor. Deste modo, este trabalho tem como objetivo traçar cenários para uma quebra na produção eólica e analisar o impacto que esta poderá causar na segurança do sistema electroprodutor. Assim, desenvolveu-se uma ferramenta de simulação, com base nos dados de produção e consumo do ano 2016, que possibilita uma tomada de decisão do operador do sistema.

Palavras-chave: Produção eólica, segurança, sistema electroprodutor e diagrama de carga.

Abstract

In the last decades, the production of electricity from renewable sources has grown considerably and, as far as wind power is concerned, it is now tending to reach the maximum onshore wind potential.

In 2016, wind energy accounted for 10% of the total electricity produced in the European Union. In Portugal, wind production accounted for 22% of the total electricity produced. However, the unpredictability of this resource requires some precautionary measures in the face of the security of the electroproducer system and implies the existence of production groups in order to ensure the continuity of the energy supply (backup), otherwise the safety of the concerned.

This dissertation is part of the analysis of the impact of wind power unpredictability on the safety of the electric power system. Thus, this work aims to outline scenarios for a decline in wind power production and to analyze the impact that this may have on the safety of the electric power system. Thus, a simulation tool was developed, based on the production and consumption data of the year 2016, which enables decision making by the system operator.

Keywords: Wind power generation, security, electroproduction system and load diagrams.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Considerações gerais	1
1.2	Objetivos da dissertação	2
1.3	Estrutura do trabalho	2
2	Estado de Arte	3
2.1	Quadro Energético em Portugal	3
2.2	Caracterização das tecnologias de FER.....	6
2.2.1	Energia eólica.....	6
2.2.2	Energia Hidroelétrica	15
2.3	Caracterização da Rede Nacional de Transporte.....	18
2.3.1	Caracterização das interligações	19
3	Diagramas de Carga	23
3.1	Introdução	23
3.2	Tipos de Diagramas de carga	24
3.3	Caracterização numérica de Diagramas de carga.....	29
4	Impacto da imprevisibilidade da energia eólica no sistema electroprodutor.....	31
4.1	Casos reais.....	31
4.2	Conceitos gerais	33
4.2.1	Compensação da eólica pela hídrica	34
4.2.2	Coordenação hidrotérmica	34
4.2.3	Limitação da hídrica (centrais com maior capacidade de bombagem)	35
4.2.4	Considerações finais.....	35
4.3	Metodologia implementada.....	36
4.4	Algoritmo utilizado	38
4.4.1	Pressupostos	39
4.5	Interface da ferramenta de simulação.....	40
5	Simulação e Resultados.....	43
5.1	Condições gerais	43
5.2	Condições de Simulação	43
5.3	Simulações	45
5.3.1	Caso A - Cenário 1	45
5.3.2	Caso A - Cenário 2	48
5.3.3	Caso A - Cenário 3	50

5.3.4	Caso B - Cenário 1	53
5.3.5	Caso B - Cenário 2	56
5.3.6	Caso B - Cenário 3	58
5.3.7	Caso C - Cenário 1	61
5.3.8	Caso C - Cenário 2	63
5.3.9	Caso C - Cenário 3	65
6	Conclusões finais.....	69
6.1	Trabalhos futuros.....	70
7	Bibliografia	71

Lista de Figuras

Figura 2.1- Evolução da produção de energia elétrica em Portugal por tipo de produtor (1970-2016).	3
Figura 2.2 - Energia produzida por tipo de produção em 2016 (REN, 2016a)	4
Figura 2.3 -Evolução da potência instalada. Fonte: REN	5
Figura 2.4 - Evolução anual da potência eólica instalada em Portugal (INEGI, n.d.).....	7
Figura 2.5 - Geração eólica vs. Consumo de energia elétrica 2006-2016 (INEGI, n.d.)	8
Figura 2.6 - Capacidade instalada por distritos e regiões autónomas (INEGI, 2016)	9
Figura 2.7 - Evolução da capacidade instalada acumulada na UE (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016).....	10
Figura 2.8 - Potência eólica instalada em 2016 na Europa (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016).....	11
Figura 2.9 -Parque eólico offshore Gemini, localizado a 85 km da costa norte da Holanda.	11
Figura 2.10 -Parque eólico offshore London Array, localizado no Mar do Norte, a cerca de 20 km da costa de Kent, na Inglaterra.	12
Figura 2.11 -Capacidade total instalada (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>) na UE em 2016 (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016).....	12
Figura 2.12 - Percentagem de penetração de energia eólica nos países europeus (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016)	13
Figura 2.13 - Evolução da capacidade hidroelétrica em Portugal (REN, 2006)	15
Figura 2.14 - Pontas na RNT entre 2012 e 2016 (REN, 2016a).....	19
Figura 2.15 -Linhas de interligação entre Portugal e Espanha (vermelho: 400 kV / verde: 220 kV) (REN, 2016b).....	21
Figura 3.1 -Diagrama de carga com indicação dos principais parâmetros de caracterização (H. L. Willis e W. G. Scott, 2000)	24
Figura 3.2 -Padrões de consumo típicos por tipo de consumidor (H. L. Willis e W. G. Scott, 2000)	24
Figura 3.3 - Diagrama de carga característico de um dia de Primavera (20/04/2016) (REN, 2016a).....	25
Figura 3.4 - Diagrama de carga característico de um dia de Verão (6/09/2016) (REN, 2016a) .	25
Figura 3.5 -Diagrama de carga anual (ano 2016).....	26
Figura 3.6 -Diagrama de carga semanal (16 a 22 maio de 2016).....	27
Figura 3.7 - Diagrama carga de uma semana com feriado (3 a 9 de outubro de 2016).....	28
Figura 3.8 -Diagrama de carga com vários tipos de produção (REN, n.d.)	29
Figura 4.1 – Diagrama de carga de dia 28/10/2012 (REN, n.d.).....	31
Figura 4.2 – Diagrama de carga de dia 20/04/2013 (REN, n.d.).....	32
Figura 4.3 – Diagrama de carga de dia 02/04/2015 (REN, n.d.).....	32
Figura 4.4 – Diagrama de carga de dia 18/10/2015 (REN, n.d.).....	33
Figura 4.5 - <i>Site</i> REN. Fonte: REN, acedido em 01/02/2018.....	36
Figura 4.6 - Ficheiro Excel de Dados relativos aos Diagramas de Carga Eletricidade de 2016 .	37
Figura 4.7 -Fluxograma da construção gráfica de simulação.....	38
Figura 4.8 - Folha inicial da aplicação de simulação	40
Figura 4.9 – Pormenor das células de inserção dos critérios da simulação (a azul).....	41
Figura 5.1 – Diagrama de carga real de 7/02/2016	45
Figura 5.2 - Simulação 1 de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1	46
Figura 5.3 – Simulação 2 de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1	47
Figura 5.4 - Simulação 3 de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1	47

Figura 5.5 - Diagrama de carga real de 1/05/2016.....	48
Figura 5.6 – Simulação 1 de 1/05/2016, Caso A – Cenário 2.....	49
Figura 5.7 - Simulação 2 de 1/05/2016, Caso A – Cenário 2.....	50
Figura 5.8 - Diagrama de carga real de 28/03/2016.....	51
Figura 5.9 – Simulação 1 de 28/03/2016, Caso A – Cenário 3.....	52
Figura 5.10 - Simulação 2 de 28/03/2016, Caso A – Cenário 3.....	52
Figura 5.11 - Diagrama de carga real de 15/06/2016.....	54
Figura 5.12 – Simulação 1 de 15/06/2016, Caso B – Cenário 1.....	54
Figura 5.13 – Simulação 2 de 15/06/2016, Caso B – Cenário 1.....	55
Figura 5.14 - Diagrama de carga real de 10/08/2016.....	56
Figura 5.15 - Simulação 1 de 10/08/2016, Caso B – Cenário 2.....	57
Figura 5.16 - Simulação 2 de 10/08/2016, Caso B – Cenário 2.....	57
Figura 5.17 - Diagrama de carga real de 13/09/2016.....	58
Figura 5.18 - Simulação 1 de 13/09/2016, Caso B – Cenário 3.....	59
Figura 5.19 - Simulação 2 de 13/09/2016, Caso B – Cenário 3.....	60
Figura 5.20 - Diagrama de carga real de 6/01/2016.....	61
Figura 5.21 - Simulação 1 de 6/01/2016, Caso C – Cenário 1.....	62
Figura 5.22 - Simulação 2 de 6/01/2016, Caso C – Cenário 1.....	62
Figura 5.23 - Diagrama de carga real de 7/01/2016.....	63
Figura 5.24 – Simulação 1 de 7/01/2016, Caso C – Cenário 2.....	64
Figura 5.25 - Simulação 2 de 7/01/2016, Caso C – Cenário 2.....	65
Figura 5.26 - Diagrama de carga real de 5/03/2016.....	66
Figura 5.27 – Simulação 1 de 5/03/2016, Caso C – Cenário 3.....	67
Figura 5.28 – Simulação 2 de 5/03/2016, Caso C – Cenário 3.....	67

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Potência instalada no final do ano 2015 e 2016. Adaptado de (REN, 2016c).....	5
Tabela 2 - Potência eólica (MW) instalada e total em 2015 e 2016. Adaptado de (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016).....	14
Tabela 3 - Potência instalada por aproveitamentos do tipo albufeira. Adaptado de (INEGI, n.d.)	16
Tabela 4- Potência instalada por aproveitamentos do tipo fio de água. Adaptado de (INEGI, n.d.)	17
Tabela 5 – Síntese dos principais equipamentos da RNT (REN, 2016a).....	18
Tabela 6 – Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2016 (REN, 2016b)	22
Tabela 7 - Resumo diário de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1	48
Tabela 8 - Resumo diário de 1/05/2016, Caso A – Cenário 2.....	50
Tabela 9 - Resumo diário de 28/03/2016, Caso A – Cenário 3.....	53
Tabela 10 - Resumo diário de 15/06/2016, Caso B – Cenário 1	55
Tabela 11 - Resumo diário de 10/08/2016, Caso B – Cenário 2	58
Tabela 12 - Resumo diário de 13/09/2016, Caso B – Cenário 3	60
Tabela 13 - Resumo diário de 6/01/2016, Caso C – Cenário 1	63
Tabela 14 - Resumo diário de 7/01/2016, Caso C – Cenário 2.....	65
Tabela 15 – Resumo diário de 5/03/2016, Caso C – Cenário 3	68

Abreviaturas

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SEP – Sistema Elétrico Produtor

SEE – Sistema de Energia Elétrica

FER – Fontes de Energia Renovável

RNT – Rede Nacional de Transporte

REN – Rede Energéticas Nacionais

CCGT – Centrais Ciclo Combinado a Gás Natural

PRE – Produção Regime Especial

MIBEL – Mercado Ibérico Eletricidade

MAT – Muito Alta Tensão

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados)

UE – União Europeia

1 Introdução

1.1 Considerações gerais

A energia elétrica é extremamente importante no “funcionamento” de toda a sociedade mundial, sendo cada vez mais a base de todos os setores como a indústria, comércio, habitação, entre outros. Assim, a gestão do Sistema Electroprodutor por parte dos agentes com participação no setor elétrico é de extrema importância, de modo a não existirem falhas que coloquem em causa o fornecimento de energia aos consumidores.

Portugal tem acompanhado as estratégias da política comunitária da energia, que promove sobretudo o investimento em fontes de energia renovável, vital para a independência económica e energética do País, e o cumprimento dos compromissos climáticos internacionais, com vista a redução de gases com efeitos de estufa. Segundo a APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis), atualmente, a maior utilização dos recursos renováveis para a produção de energia elétrica permitiu reduzir de forma importante a dependência energética portuguesa e alterou a composição do *mix* de produção de energia elétrica em Portugal.

A penetração de fontes de energia renovável no Sistema Elétrico Nacional (SEN) acarreta benefícios e desvantagens. As fontes de energia renovável, se compararmos com as fontes de energia não renovável, são fontes inesgotáveis de energia, estão disponíveis um pouco por todo o Mundo e têm poucos efeitos negativos sobre o ambiente. Contudo, tratando-se de um recurso natural, a sua intermitência torna difícil a integração da sua produção no programa de exploração, pois nem sempre está disponível quando é necessário. Das fontes de energia renovável existentes, a eólica é a que mais cresceu, quer em termos de desenvolvimento da tecnologia como em potência instalada. No entanto, o comportamento imprevisível e variável do vento, implica incertezas complementares, não só para a operação, mas também para o planeamento do sistema de produção, significando desde logo preocupações de segurança ao sistema electroprodutor. Deste modo, para se manter o equilíbrio entre a produção e o consumo durante a operação do sistema, são necessárias reservas de potência no sistema para fazer face às situações de défice de produção. Mediante esta incerteza, torna-se, portanto, necessário entender se a reserva operacional é suficiente para assegurar a continuidade do abastecimento de energia.

1.2 Objetivos da dissertação

Com esta dissertação pretende-se analisar o impacto da imprevisibilidade da produção eólica ao nível da segurança do Sistema Electroprodutor. Para atingir este objetivo, o trabalho descrito neste documento contempla o desenvolvimento e implementação de uma aplicação computacional, capaz de simular a intermitência da produção de energia eólica e o impacto que gera no diagrama de carga nacional. A aplicação computacional foi testada recorrendo aos valores históricos da operação do Sistema Electroprodutor ao longo do ano de 2016. Deste modo, pretende-se, com a análise de vários cenários criados, avaliar se a produção atual é suficiente para a procura nacional.

1.3 Estrutura do trabalho

A presente dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos, os quais são resumidos a seguir.

No Capítulo 1 é efetuada uma introdução ao tema, realçado o interesse do estudo de análise do problema e em que contexto de insere, descreve-se os objetivos principais do trabalho e, por fim, apresenta-se a organização deste documento.

No Capítulo 2 descreve-se o quadro energético em Portugal, nomeadamente a sua evolução ao longo dos anos e situação atual. São ainda caracterizadas a tecnologia eólica (capacidade em Portugal e na Europa) e hidroelétrica. Por fim é caracterizada a Rede Nacional de Transporte do ponto de vista da infraestrutura e capacidades de interligação.

O Capítulo 3 começa por descrever os diagramas de carga, seguido de uma apresentação dos vários tipos de diagrama de carga e, por fim, a caracterização numérica destes.

O quarto Capítulo apresenta alguns casos reais do impacto da imprevisibilidade da energia eólica no sistema electroprodutor e analisa os principais mecanismos para assegurar a segurança do sistema.

No quinto Capítulo apresenta-se e analisa-se os resultados mais relevantes, correspondentes ao ano de 2016, obtidos a partir de simulações computacionais da aplicação desenvolvida.

No capítulo seis, são apresentadas as conclusões bem como perspectivas de trabalhos futuros.

2 Estado de Arte

2.1 Quadro Energético em Portugal

A produção de energia elétrica proveniente de recursos renováveis é significativa face aos recursos ditos não renováveis atingindo cerca de 57 % no “mix” produtivo de Portugal Continental, destacando-se a produção com base em energia eólica, enquanto a produção elétrica de origem fóssil representou 43%. Existe, contudo, uma preocupação por parte do operador do Sistema Elétrico Produtor (SEP), face à percentagem de potência eólica instalada e consequente, do recurso desta tecnologia, coloca problemas de segurança ao SEP.

O valor da potência instalada eólica face ao total do sistema electroprodutor é reconhecido como um exemplo para outros países da Europa, ainda assim, a evolução do regime jurídico da produção de energia a partir de fontes renováveis até à implementação do modelo liberalizado em vigor, foi longa e demorada.

A Figura 2.1 ilustra a evolução da distribuição de produção de energia elétrica ao longo dos últimos 46 anos. De referir que a partir dos anos 80 existiu uma forte aposta no carvão, contrastando com a produção baseada em fuelóleo que apresenta uma tendência clara de diminuição, muito devido ao elevado custo de investimento quando comparado com outras tecnologias térmicas assim como, o enorme peso que representa para o aumento dos Gases com Efeito de Estufa (GEE). A partir do ano 2005 as energias renováveis têm contribuído de forma determinante na satisfação do consumo. De destacar, a grande “variabilidade” de produção hidroelétrica, muito dependente dos fatores climáticos, nomeadamente a pluviosidade, verificando-se ainda o crescimento acentuado da produção eólica.

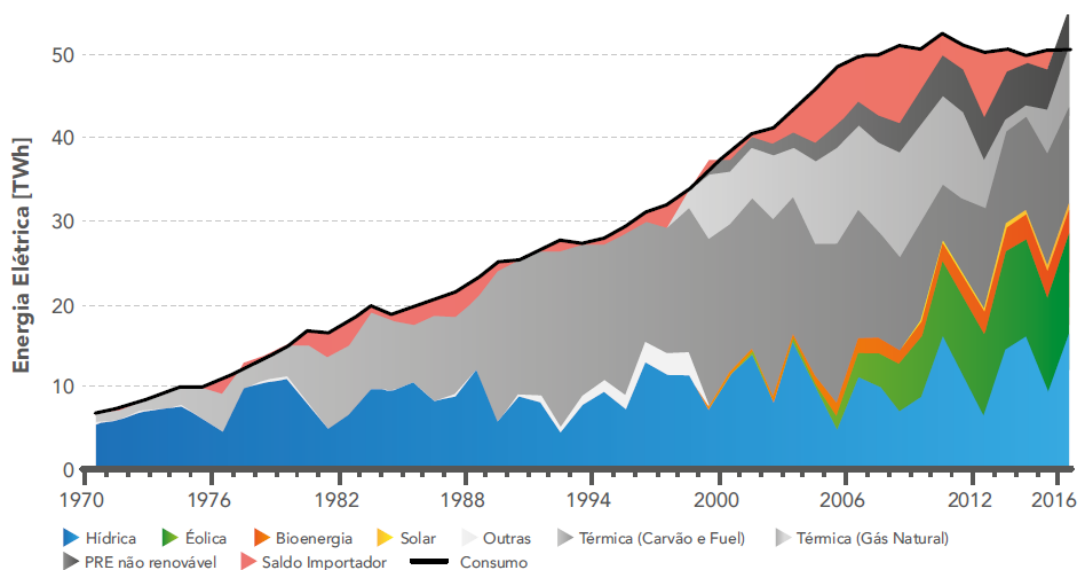


Figura 2.1- Evolução da produção de energia elétrica em Portugal por tipo de produtor (1970-2016).

Fonte: EDP, REN.

No ano de 2016, conforme Figura 2.2, a produção com base na tecnologia hídrica foi a que mais energia produziu, contribuindo com 28 %, da energia total produzida. Isto ficou a dever-se a um ano hidrológico bastante favorável, originado uma cota de produção de 33% acima da média. Acresce o facto de ter existido um aumento da potência instalada a nível nacional. Abaixo da hídrica, com mais representatividade na produção, ficou a eólica com 22%, seguida da bioenergia com 5%. As centrais solares fotovoltaicas geraram 1% de energia elétrica nacional, valor abaixo do potencial que se verifica a nível nacional. Salientar ainda o facto de as exportações elétricas, fruto do papel incontornável das fontes de energia renovável, registaram o seu máximo histórico, 7 055 GWh, excedendo as importações, 1 973 GWh, o que per fez um balanço exportador líquido de 5 082 GWh (REN, 2016a).

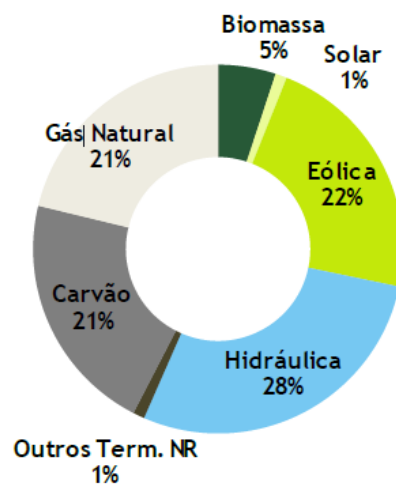


Figura 2.2 - Energia produzida por tipo de produção em 2016 (REN, 2016a)

A Figura 2.3 ilustra a evolução no período 2007-2016 da potência instalada em Portugal. Observa-se que a ponta de consumo estabilizou nos últimos anos, tendo até tendência para diminuir, fruto de um decréscimo da atividade industrial. Por outro lado, a potência instalada que tem aumentado de uma forma progressiva, tal facto deveu-se ao investimento na produção eólica. Verificou-se ainda um crescimento na capacidade instalada de centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT), assim como das centrais hídricas com capacidade de bombagem, de modo a servirem de *back-up* à potência eólica devido à sua imprevisibilidade. Isto permitiu o descomissionamento das centrais termoelétricas a fuel, que deixaram de produzir energia elétrica a partir de 2014, como o exemplo da central termoelétrica de Setúbal.

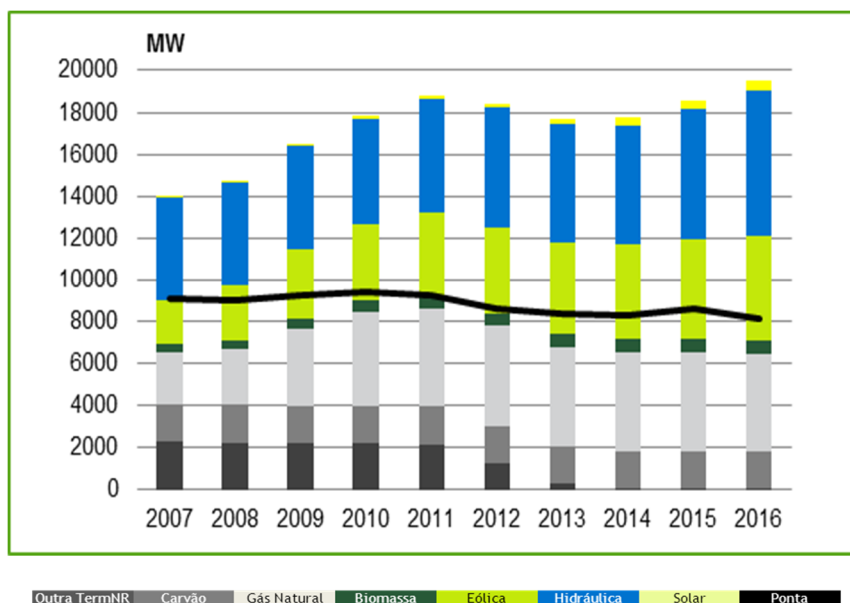


Figura 2.3 -Evolução da potência instalada. Fonte: REN

De acordo com a Tabela 1, no final de 2016, a totalidade das fontes de energia renovável representavam cerca de 67% da potência ligada ao SEN, repartida pelas eólicas com 39%, grande hídrica e mini-hídrica com 56%, térmica (incluindo cogeração) com 7% e fotovoltaica com 3%. A potência eólica, comparando com o ano 2015, aumentou a sua capacidade em 200 MW, com destaque para a central do Douro Sul com 146 MW, o que corresponde atualmente a uma potência instalada de 5046 MW.

Tabela 1 – Potência instalada no final do ano 2015 e 2016. Adaptado de (REN, 2016c).

Potência instalada no final do ano (MW) ¹⁾	2016	2015
TOTAL	19 518	18 563
RENOVÁVEL	13 046	12 044
Hídrica	6 945	6 156
Mini-hídrica	423	418
Eólica	5 046	4 846
Biomassa	615	614
Cogeração	353	353
Solar	439	429
NÃO RENOVÁVEL	6 473	6 519
Carvão	1 756	1 756
Gás Natural	4 657	4 698
Cogeração	828	869
Outros	60	65
Cogeração	47	52
BOMBAGEM	2 437	1 638
Produção Despachável	12 108	11 323
Produção não Despachável	7 411	7 240

2.2 Caracterização das tecnologias de FER

2.2.1 Energia eólica

2.2.1.1 Capacidade eólica instalada em Portugal

Desde 2000 que se anteviu um crescimento contínuo da tecnologia eólica em Portugal, estimulado por uma aposta estratégica da política europeia e nacional nos recursos renováveis com o objetivo da diversificação das fontes, melhoria da segurança de abastecimento, redução do impacto ambiental e redução da dependência energética do sistema electroprodutor.

Passados todos estes anos, a energia eólica assumiu-se um recurso essencial no “*mix*” elétrico nacional, contribuindo de forma decisiva para que as fontes de energia renovável tenham nos dias de hoje uma expressão superior à geração a partir de combustíveis fósseis.

A energia eólica em Portugal surgiu em 1986, ano em que foi construído o primeiro parque eólico, na ilha de Porto Santo, no arquipélago da Madeira. Nos seis anos seguintes, o fraco investimento na eólica, resultou apenas em 4 novos parques eólicos até 1992, ano em que foi inaugurado o primeiro parque no continente, em Sines. Na restante década de 90, foram escassos os investimentos neste tipo de energia em Portugal.

No século XXI, impulsionado por medidas políticas favoráveis ao desenvolvimento das energias renováveis, o investimento aumentou, tendo resultado numa potência eólica instalada de 935MW em 2005.

Em 2007, com 2150 MW de potência instalada, Portugal tornava-se o 10º maior produtor mundial de energia eólica em termos absolutos e o 4º maior em termos relativos (Global Wind Energy Council, 2008).

Em 2008, a potência instalada quadruplicaria e o número de parques duplicara face a 2004, com 2672 MW e 164 parques respetivamente, produzindo 4% do consumo final de energia elétrica.

Em 2009, com 3763 MW e 1844 aerogeradores distribuídos por 198 parques eólicos, Portugal ocupava o 2º lugar Europeu na utilização de energia elétrica produzida através do vento, com 15% do consumo final, superado apenas pela Dinamarca. (European Wind Energy Association, 2012)

Em 2011, Portugal ultrapassou pela primeira vez os 4000 MW de potência instalada.

No final de 2016 a capacidade instalada atingiu os 5316 MW, com um aumento de 268 MW face ao ano anterior, na Figura 2.4 seguinte é possível verificar este crescimento. Nesta mesma figura é ainda possível verificar que em 2016 se atingiu praticamente o limite de exploração de parques eólicos em Portugal continental (*onshore*).

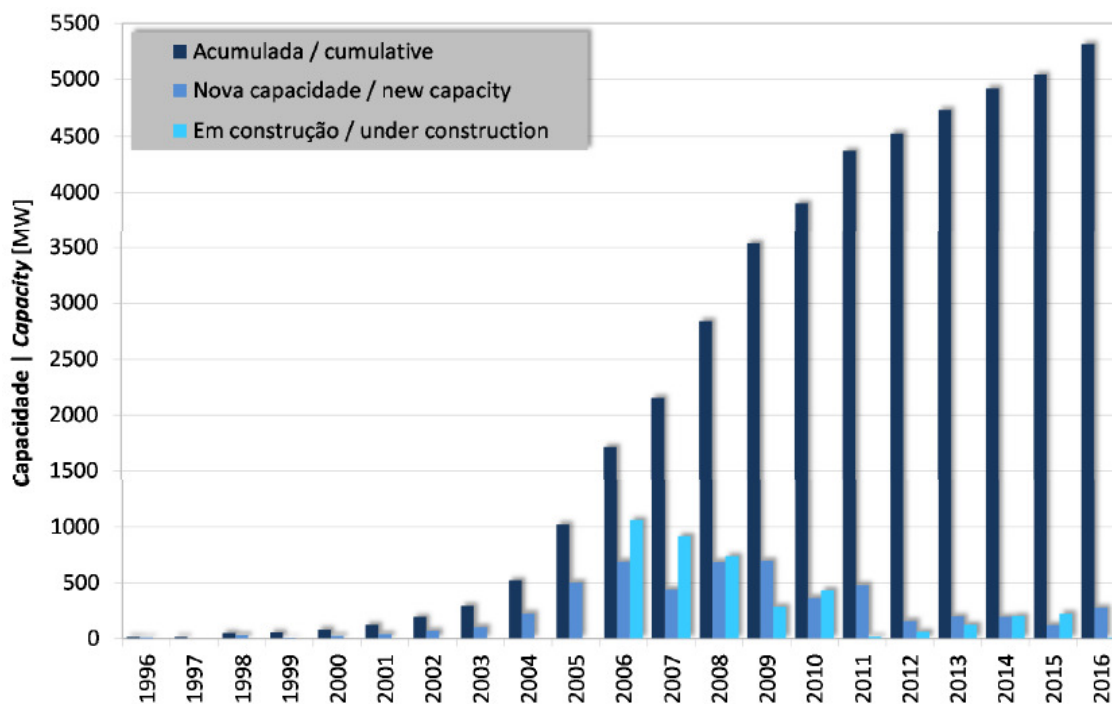


Figura 2.4 - Evolução anual da potência eólica instalada em Portugal (INEGI, n.d.)

Tendo como base a Figura 2.5, poder-se-á dizer que em parte fruto de medidas de eficiência energética e económica implementadas nos últimos anos, bem como, com algum decréscimo da atividade industrial em Portugal o consumo de energia elétrica tem vindo a estabilizar, totalizando 49,3 TWh em 2016, que corresponde a um aumento de 0,6% face ao ano anterior. Contudo a produção de energia eólica tem aumentado significativamente ao longo dos últimos anos, contribuindo cada vez mais para fazer face ao consumo nacional. Em 2016, os parques eólicos produziram no nosso país 12,2 TWh, o que significa uma contribuição de energia eólica de 24,7% do consumo.

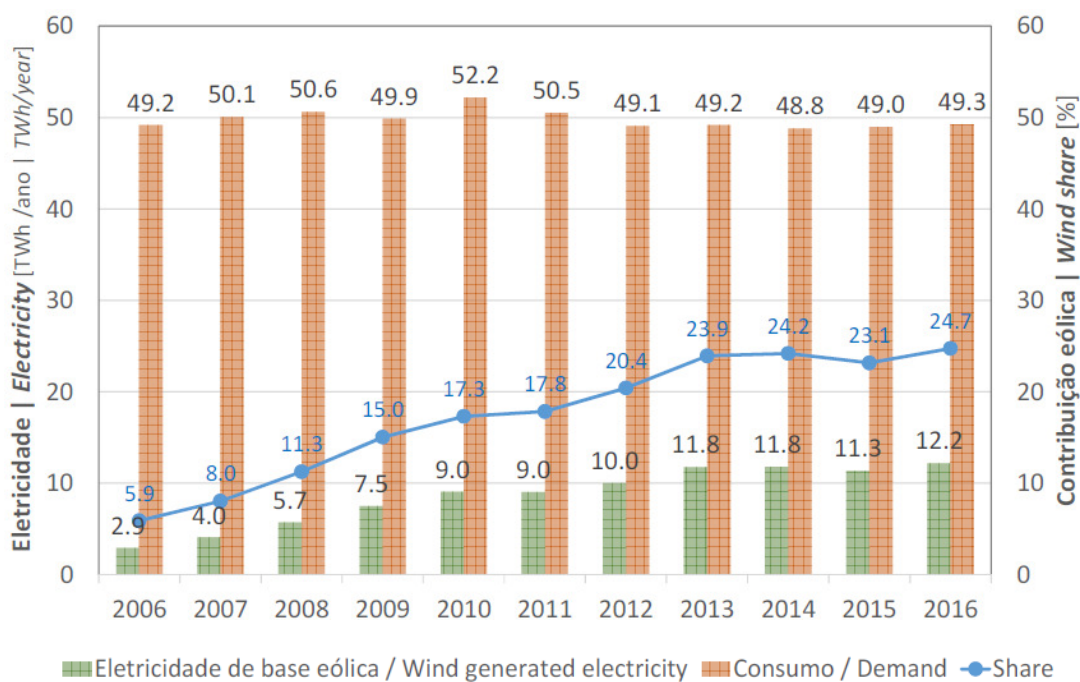


Figura 2.5 - Geração eólica vs. Consumo de energia elétrica 2006-2016 (INEGI, n.d.)

Os primeiros parques eólicos foram instalados nos arquipélagos da Madeira e dos Açores, explicado o facto de possuírem uma menor potência nominal por cada gerador.

O aproveitamento desta energia em Portugal está espalhado por quase todo o país, sendo que apenas o distrito de Évora tem um aproveitamento nulo. No entanto a maioria dos parques eólicos nacionais situam-se a norte e sul do rio Tejo, junto à Costa Vicentina e na Ponta de Sagres, devido às características geográficas e geomorfológicas serem favoráveis. Os distritos de Viseu, Guarda, Vila Real, Coimbra, Leiria e Lisboa são os que possuem maior potência instalada. Na Figura 2.6 encontra-se o mapa de Portugal com a localização e potência instalada dos parques eólicos.

Ao nível da produção eólica *offshore*, um dos maiores contributos no setor começou a produzir energia em 2011, através de uma turbina eólica de 2MW instalada numa plataforma flutuante semissubmersível e triangular denominada *Windfloat*. Este projeto esteve em testes durante cinco anos ao largo da Póvoa de Varzim, tendo injetado na rede elétrica nacional mais de 17 GWh (EDP, n.d.).

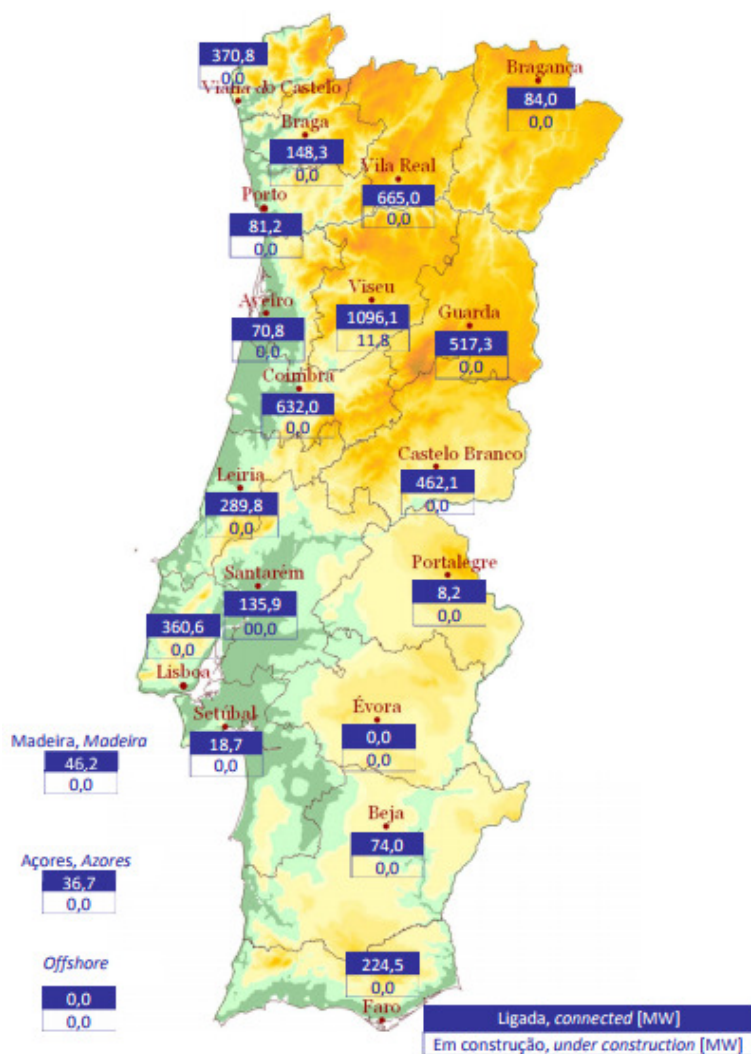


Figura 2.6 - Capacidade instalada por distritos e regiões autónomas (INEGI, 2016)

2.2.1.2 Capacidade eólica instalada na Europa

A energia eólica é nos dias de hoje a fonte de energia renovável mais utilizada a nível Mundial, Europeu e em Portugal para a produção de energia elétrica, sendo o reflexo do forte investimento verificado nos últimos anos. Desde o ano de 1992 até ao ano de 2016, a energia eólica cresceu significativamente, traduzindo-se num aumento de potência instalada, como se pode observar na Figura 2.7. A potência instalada por toda a Europa no ano de 2016 totaliza 153,7 GW de capacidade de produção, o que representa, uma queda de 3% face à capacidade acrescentada em 2015. Contudo, a energia eólica representa, cerca de 51% de toda a nova capacidade de produção elétrica (independentemente da tecnologia) que entrou em funcionamento no ano 2016 (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016).

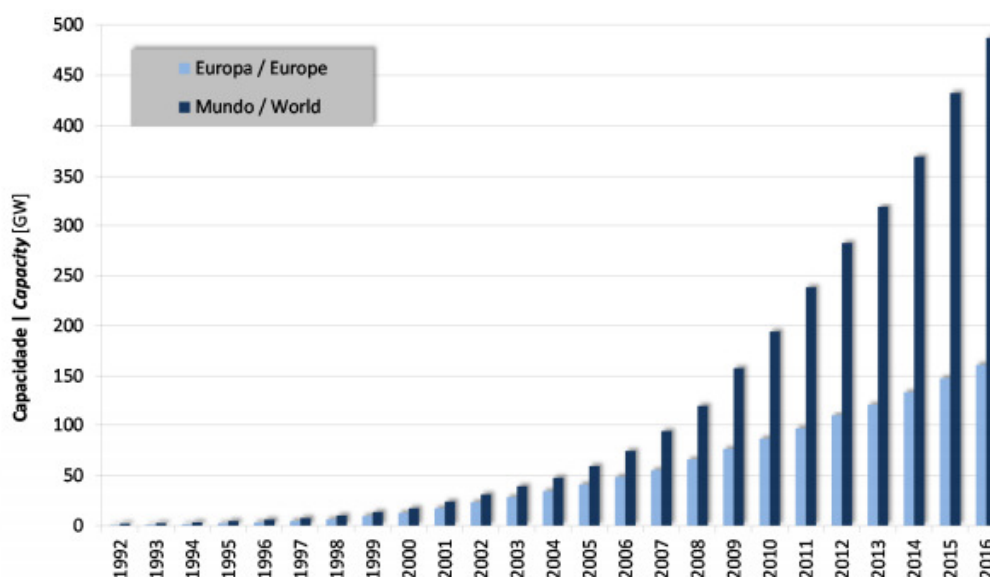


Figura 2.7 - Evolução da capacidade instalada acumulada na UE (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016)

Conforme Figura 2.8, no cômputo geral, em 2016, a Alemanha destacou-se na criação de parques eólicos, concentrando 44% da nova capacidade total de energia da UE. A França e a Finlândia beneficiaram de medidas de apoio à regulação e aumentaram as suas capacidades instaladas anuais para o melhor resultado executável com 1.561 MW e 570 MW, respetivamente. Em Portugal foram instalados 268 MW, mais 2,1% do que em 2015. O crescimento da capacidade instalada observada nos Países Baixos (887 MW) deve-se principalmente às novas eólicas offshore, com a conclusão de *Gemini* (600 MW), o segundo maior projeto eólico offshore já construído (Figura 2.9). O maior parque eólico offshore do mundo é o *London Array*, localizado no Mar do Norte, a cerca de 20 km da costa de Kent, na Inglaterra, que tem uma capacidade de 630 MW (Figura 2.10).

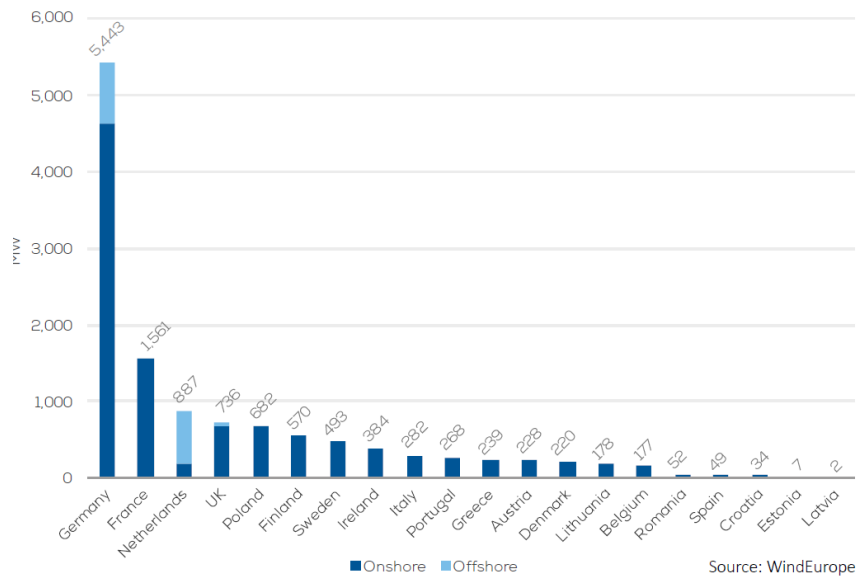


Figura 2.8 - Potência eólica instalada em 2016 na Europa (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016)



Figura 2.9 -Parque eólico offshore Gemini, localizado a 85 km da costa norte da Holanda.



Figura 2.10 -Parque eólico offshore London Array, localizado no Mar do Norte, a cerca de 20 km da costa de Kent, na Inglaterra.

Na Figura 2.11 pode-se verificar a capacidade eólica total instalada na Europa, em que Portugal, juntamente com a Suécia, Dinamarca e Polónia, encontra-se no grupo de quatro países que tem mais de 5 GW de potência, muito abaixo, por exemplo, dos 50 GW da líder Alemanha ou dos 23 GW da Espanha, perfaz já os 153,7 GW, fazendo desta tecnologia a segunda mais representativa a seguir ao gás e à frente do carvão. Todavia, apesar da potência instalada, em termos de energia eólica não representou mais do que 10,4% do consumo elétrico europeu no ano 2016 (ligeiramente abaixo dos 10,7% de 2015).

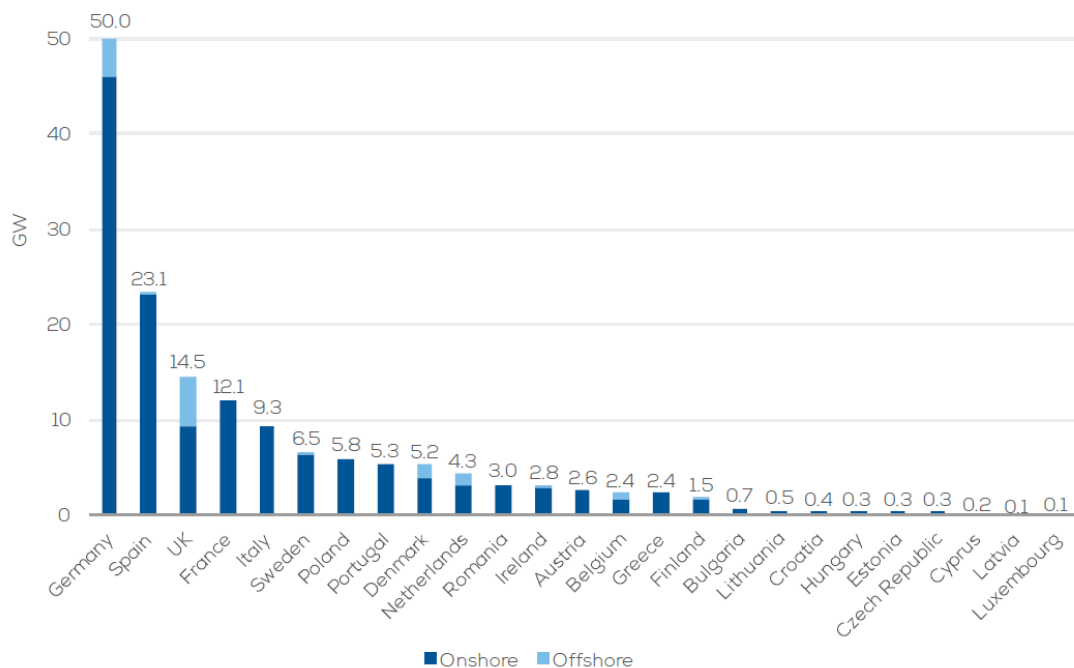


Figura 2.11 -Capacidade total instalada (*onshore e offshore*) na UE em 2016 (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016)

A penetração da energia eólica no consumo é um indicador que diferencia os vários países e pode variar, por exemplo, em função da legislação (que em alguns casos dá prioridade a esta fonte, como acontece em Portugal), da existência de recurso (vento) e da procura de energia elétrica. Segundo a Figura 2.12, Portugal encontra-se em terceiro neste *ranking* de 2016, atrás de Dinamarca e Irlanda, tendo a energia eólica assegurado 24,7% do consumo nacional português. Seguem-se a Espanha e Chipre com 19,7% e 19%, respetivamente. A Alemanha, na sexta posição, apenas 16% do consumo elétrico foi assegurado pelo vento.

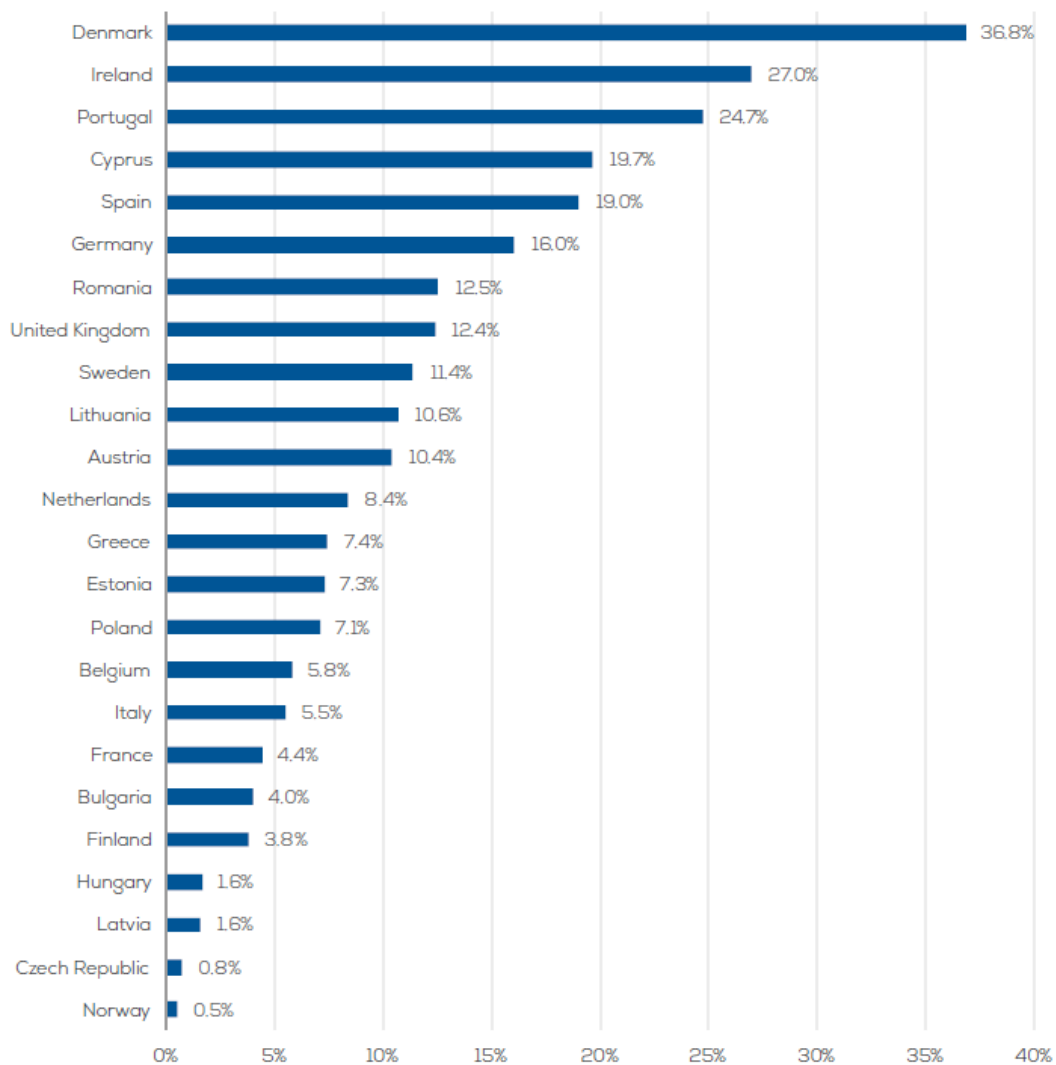


Figura 2.12 - Percentagem de penetração de energia eólica nos países europeus (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016)

A Tabela 2 apresenta a potência eólica instalada em 2015 e 2016 em cada um dos países da União Europeia, assim como o total obtido em cada um dos anos.

Tabela 2 - Potência eólica (MW) instalada e total em 2015 e 2016. Adaptado de (Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic, 2016)

País	Instalada 2015	Total 2015	Instalada 2016	Total 2016
Áustria	319	2404	228	2632
Bélgica	266	2218	177	2386
Bulgária		691	-	691
Croácia	45	387	34	422
Chipre	11	158	-	158
Republica Checa	-	281	-	281
Dinamarca	234	5063	220	5277
Estónia	1	303	7	310
Finlândia	379	1011	570	1539
França	1073	10505	1561	12065
Alemanha	6008	44946	5443	50019
Grécia	156	2135	239	2374
Hungria		329	-	329
Irlanda	224	2446	384	2830
Itália	306	8975	282	9257
Letónia	-	62	2	63
Lituânia	27	315	178	493
Luxemburgo	-	58	-	58
Malta	-	-	-	-
Holanda	621	3443	887	4328
Polónia	1266	5100	682	5782
Portugal	120	5050	268	5316
Roménia	23	2976	52	3028
Eslováquia	-	3	-	3
Eslovénia	-	3	-	3
Espanha	-	23025	49	23075
Suécia	615	6029	493	6519
Reino Unido	1149	13809	736	14542
Total EU-28	12842	141726	12490	153730

2.2.2 Energia Hidroelétrica

De acordo com (REN, 2006), os aproveitamentos hidroelétricos em Portugal iniciaram-se na última década do século XIX, no entanto os maiores desenvolvimentos iniciaram-se por volta de 1930 devido à necessidade de satisfazer consumos locais, nomeadamente instalações de iluminação pública e pequenas indústrias. A industrialização e crescimento económico do país levam à produção de energia elétrica através da cinética da água, originando a conceção de uma rede elétrica nacional no decorrer nos anos. Até 1965 já tinham sido construídos grandes centrais hidroelétricas dotadas de albufeiras com significativas capacidades de armazenamento. No mesmo período inauguram as primeiras albufeiras com capacidade de bombagem, permitindo a regularização do sistema hidroelétrico.

No final de 2015, Portugal tinha uma potência total hidroelétrica de 6184 MW, representando cerca de 17,5% da produção de energia total nacional. Cerca de 1500 MW estão associados a aproveitamentos com mais de 40 anos e 422 MW são provenientes de mais de 100 pequenas centrais hídricas. Na Figura 2.13 apresenta-se a evolução da potência hidroelétrica instalada em Portugal desde 1930 até 2005. No final de 2016, a capacidade total instalada era de 6945 MW (REN).

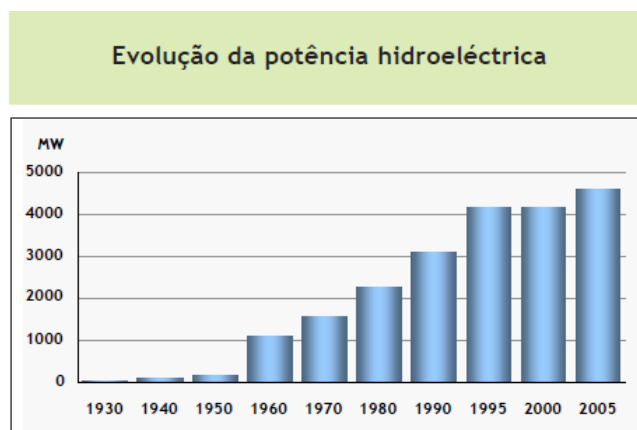


Figura 2.13 - Evolução da capacidade hidroelétrica em Portugal (REN, 2006)

Os aproveitamentos hidroelétricos assumem um papel relevante na exploração do sistema elétrico nacional pois, para além dos elevados níveis de disponibilidade e fiabilidade, apresentam uma grande flexibilidade de exploração. Relativamente ao potencial hídrico, Portugal é, atualmente, um dos países com maior potencial, e de acordo com o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico pretende-se aumentar, até 2020, a potência instalada para 7000 MW.

Na Tabela 4 e Tabela 3 apresenta-se a potência hídrica instalada nos vários aproveitamentos por tipo de produção.

Tabela 3 - Potência instalada por aproveitamentos do tipo albufeira. Adaptado de (INEGI, n.d.)

Nome	Distrito/Região Autónoma	Potência Instalada [MW]	Ano de entrada em funcionamento	Tipo
Aguieira	Coimbra	336	1981	Reversível
Alqueva	Beja	256	2004	Reversível
Alqueva II	Beja	240	2012	Reversível
Alto Lindoso	Viana do Castelo	630	1992	---
Alto Rabagão	Vila Real	68	1964	Reversível
Baixo Sabor	Bragança	153	2016	Reversível
Belver	Santarém	81	1951	---
Bouçã	Leiria	44	1955	---
Cabril	Castelo Branco	108	1954	---
Caniçada	Braga	62	1954	---
Castelo do Bode	Santarém	159	1951	---
Feiticeiro (Baixo Sabor - Jusante)	Bragança	36	2015	---
Frades	Vila Real	191	2005	---
Paradela	Vila Real	54	1956	---
Pracana	Santarém	41	1993	---
Raiva	Coimbra	24	1982	---
Ribeiradio	Viseu	73,6	2015	---
Salamonde	Vila Real	42	1953	---
Salamonde II	Vila Real	220	2016	Reversível
Tabuaço	Viseu	58	1965	---
Torrão	Porto	140	1988	Reversível
Venda Nova	Vila Real	90	1951	---
Venda Nova III	Vila Real	756	2017	Reversível
Vilarinho das Furnas	Braga	125	1987	Reversível

Tabela 4- Potência instalada por aproveitamentos do tipo fio de água. Adaptado de (INEGI, n.d.)

Nome	Distrito/Região Autónoma	Potência Instalada [MW]	Ano de entrada em funcionamento
Bemposta	Bragança	240	1964
Bemposta II	Bragança	191	2011
Carrapatelo	Viseu	201	1971
Crestuma/Lever	Porto	117	1985
Fratel	Portalegre	132	1974
Miranda	Bragança	369	1960
Picote	Bragança	195	1958
Picote II	Bragança	245	2011
Pocinho	Guarda	186	1983
Régua	Vila Real	180	1973
Valeira	Bragança	240	1976

2.3 Caracterização da Rede Nacional de Transporte

As atividades de transporte de energia são realizadas através da Rede Nacional de Transporte (RNT), ao abrigo de uma concessão exclusiva concedida pelo Estado português à REN, Rede Elétrica Nacional, de acordo com o artigo número 69 do Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro (ERSE, n.d.). Assim, a REN é responsável por toda a infraestrutura associada à rede, bem como pelo seu planeamento, implementação e operação de todas as conexões necessárias ao correto funcionamento da RNT (ERSE, n.d.). A concessão também prevê que a REN seja responsável pela coordenação das infraestruturas do sistema elétrico nacional (SEN) de modo a garantir o funcionamento eficiente do sistema, bem como a continuidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica em Portugal.

Conforme Tabela 5, no final de 2016 a RNT era composta por 8 863 km de linhas em serviço, dos quais 2 670 km em 400 kV, 3 611 km a 220 kV e 2 582 km a 150 kV, representando um aumento da capacidade da rede em relação a 2015 (8 805 km). A espinha dorsal da RNT baseia-se em linhas de 400 kV que percorrem o país de norte a sul ao longo da costa, desde a produção em Sines, no sul, até à central de Alto Lindoso, no norte, perto da interligação a Espanha. Porém, as linhas de 400 kV também transitam a este-oeste, de Sines para a interligação com a Espanha em Brovales (Alqueva-Brovales), e de Rio Maior para a interligação com a Espanha perto de Cedillo (Pego-Cedillo). Isto é complementado por linhas de 220 kV, principalmente entre Lisboa e Porto, de Coimbra a Miranda do Douro, ao longo do rio Douro, e no centro do país. As linhas de 150 kV oferecem um apoio adicional para a rede ao longo do território nacional. Nos últimos anos, como consequência do aumento da capacidade de produção de energia renovável (eólica), principalmente nas áreas interiores, a RNT tem sido desenvolvida nesta matéria para que seja possível o transporte de mais energia renovável para os centros de consumo.

Tabela 5 – Síntese dos principais equipamentos da RNT (REN, 2016a)

	31/12/2016	31/12/2015
Comprimento de linhas em serviço (km)	8 863	8 805
400 kV	2 670	2 632
220 kV *	3 611	3 611
150 kV **	2 582	2 562
Potência de transformação em serviço (MVA)	36 636	36 673
Autotransformação (MAT/MAT)	13 890	14 040
Transformação (MAT/AT)	22 426	22 313
Transformação (MAT/MT)***	320	320

* Inclui 95,2 km em circuitos subterrâneo.

** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas.

***Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

O desenvolvimento da rede de transporte está relacionado com a necessidade de ligação aos novos centros electroprodutores e novas subestações de entrega à distribuição, assim como a necessidade de ligação aos novos produtores em regime especial. Na Figura 2.14, pode-se observar que o valor de potência associada à energia transmitida pela RNT cresceu continuamente entre 2012, com 7694 MW, e 2016, com 9140 MW.

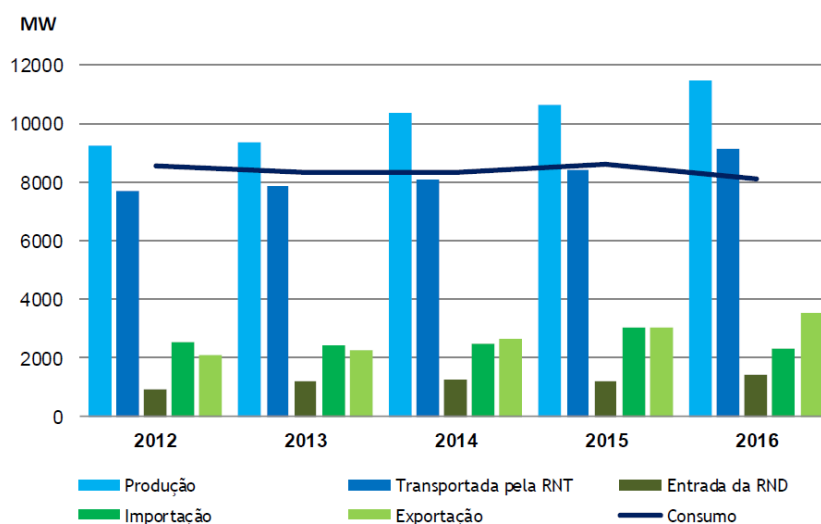


Figura 2.14 - Pontas na RNT entre 2012 e 2016 (REN, 2016a)

No âmbito de acordos entre Portugal e Espanha sobre o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), existiu um grande impulso no crescimento da interligação elétrica entre Portugal e Espanha, que só foi possível após um aumento da capacidade da rede de transporte em ambos os lados da fronteira. No capítulo 2.3.1 será feita uma caracterização dessas mesmas interligações.

2.3.1 Caracterização das interligações

As interligações transfronteiriças das redes elétrica entre Portugal e Espanha são feitas através de linhas elétrica, que unem subestações do sistema elétrico respetivo possibilitando a permuta de energia elétrica entre os dois sistemas. A capacidade de interligação entre estes dois países é hoje em dia um dos grandes pilares sobre o qual se apoia o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Só assim é viável assegurar os câmbios comerciais de energia elétrica entre os dois países, oferecendo uma estratégia de investimento mais eficiente para a articulação entre a procura e a oferta de energia elétrica, assegurando a estabilidade e segurança do sistema. Porém, esta capacidade está sujeita a variações ao longo do tempo, em função das indisponibilidades dos elementos das redes ibéricas e conforme a capacidade momentânea de geração e consumo de energia elétrica.

No final de 2016, nove linhas ligavam Portugal e Espanha: seis de 400 kV e três linhas de 220 kV, que permitem uma capacidade de interligação máxima de 2 800 MW na direção Portugal-Espanha e 2 200 MW na direção Espanha-Portugal. Apesar da capacidade de interligação, por vezes existe um congestionamento significativo entre os dois países, pelo que existem diversos projetos de investimento em curso, incluindo duas novas linhas de 400 kV, para se ultrapassar esse congestionamento.

As linhas de 400 kV existentes são:

- Alto Lindoso – Cartelle 1
- Alto Lindoso – Cartelle 2
- Lagoaça – Aldeadavila 1
- Falagueira – Cedillo
- Alqueva – Brovales
- Tavira – Puebla de Guzman

Enquanto as interligações de 220 kV são:

- Pocinho – Aldeadavila 1
- Pocinho – Aldeadavila 2
- Pocinho – Saucelle

Na Figura 2.15 seguinte apresenta-se a localização de cada linha de interligação, bem como o nome das subestações às quais estão ligadas no lado espanhol. Verifica-se desde logo uma maior concentração de linhas de interligação no norte do país, seis, face a uma no centro e uma no sul. As três linhas 220 kV são as que estão ligadas à subestação de Pocinho.



Figura 2.15 -Linhas de interligação entre Portugal e Espanha (vermelho: 400 kV / verde: 220 kV) (REN, 2016b)

2.3.1.1 Capacidades indicativas para fins comerciais em 2016

Na Tabela 6 apresentam-se os valores da capacidade indicativa para fins comerciais em 2016, estimados pela REN, tendo em conta apenas as restrições da RNT e do sistema produtor português. Estes valores correspondem a ambos os sentidos, ou seja, importação e exportação, e estão agrupados nos intervalos de “Ponta e Cheia” e de “Vazio”.

Para cada um destes períodos é apresentado o valor da capacidade de interligação considerando o plano de indisponibilidades inativo e ativo. Este último é apenas representado no quadro quando o seu valor é inferior ao plano Inativo.

Os valores da capacidade indicativa para fins comerciais são calculados a partir dos resultados da análise técnica que incidiu sobre a rede física de MAT, retirando-se uma margem de segurança de 10% com o mínimo de 100 MW (para valores inferiores a 1000 MW de capacidade técnica de interligação) para fazer face aos desvios de regulação entre os sistemas Ibéricos e à incerteza inerente aos respetivos perfis de carga e de geração.

Nestes pressupostos, foi em 2015, elaborada a estimativa da capacidade de interligação disponível, para importação e para exportação durante o ano de 2016, que poderia ser livremente usada para fins comerciais. (REN, 2016b)

Tabela 6 – Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2016 (REN, 2016b)

Sentido das trocas	Portugal → Espanha (Valores em MW)				Espanha → Portugal (Valores em MW)			
	Ponta e Cheia		Vazio		Ponta e Cheia		Vazio	
Plano de indisponibilidades programadas de elementos da rede	Inativo	Ativo	Inativo	Ativo	Inativo	Ativo	Inativo	Ativo
Janeiro	3600	3240	2970	2610	1800	1620	2250	2160
Fevereiro		3240		2610		1620		2160
Março		-		-		-		2160
Abril	2700	2160	2610	2340	1980	-	2070	-
Maio		2160		2340		-		-
Junho	3600	2250	3600	3240	2160	1260	2250	1440
Julho		2250		3240		-		-
Agosto	3150	2430	3510	3150	2070	1980	2070	-
Setembro	3600	2790	3420	-	2160	1530	2250	-
Outubro		2520		2970		1530		-
Novembro	3240	2880	2610	2340	1710	-	1800	-
Dezembro		-		-		-		-

3 Diagramas de Carga

3.1 Introdução

Os diagramas de carga são uma representação gráfica da evolução da potência instantânea num determinado período de tempo, sendo este período normalmente medido em intervalos de 15 minutos, podendo ser registado em diferentes intervalos. A potência ao longo do tempo é assim uma função não linear, usualmente este é um valor que corresponde à potência média, recolhida junto do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition* - sistema de supervisão e aquisição de dados), tomada no intervalo de tempo. O diagrama de carga depende assim de diversos fatores endógenos e exógenos, podendo ser representado graficamente para qualquer ponto da rede, tais como postos de transformação, subestações, unidades de produção ou até mesmo em aparelhos de uso final.

De modo a se conhecer melhor este tipo de diagramas é de extrema importância detalhar alguns dos conceitos básicos. Analisando o digrama de carga da Figura 3.1, a ordenada máxima P , é habitualmente designada por “ponta” do diagrama de carga no intervalo em estudo, embora esta designação seja dada a todos os extremos superiores do diagrama. Assim, pode-se distinguir as duas pontas mais relevantes, sendo P a ponta da tarde e P' a ponta da manhã. Nos extremos inferiores, nomeados por “vazio”, tem-se o ponto A e B , chamados de vazio da noite e vazio da tarde respetivamente. O valor da potência média ($P_{méd}$) resulta da energia dividida pela duração desse mesmo intervalo.

Os períodos de vazio estão diretamente relacionados com as horas em que o consumo de energia elétrica é mais diminuto, nomeadamente o período noturno e os fim de semana. Os períodos de cheia principiam particularmente quando a atividade laboral da população se inicia, provocando assim um aumento no consumo de energia elétrica. As horas de ponta correspondem às horas de máximo consumo, sendo a eletricidade mais cara neste período e mais barata no período de vazio, dependendo claro está do tarifário escolhido, e estando a dar o exemplo do tarifário em baixa tensão.

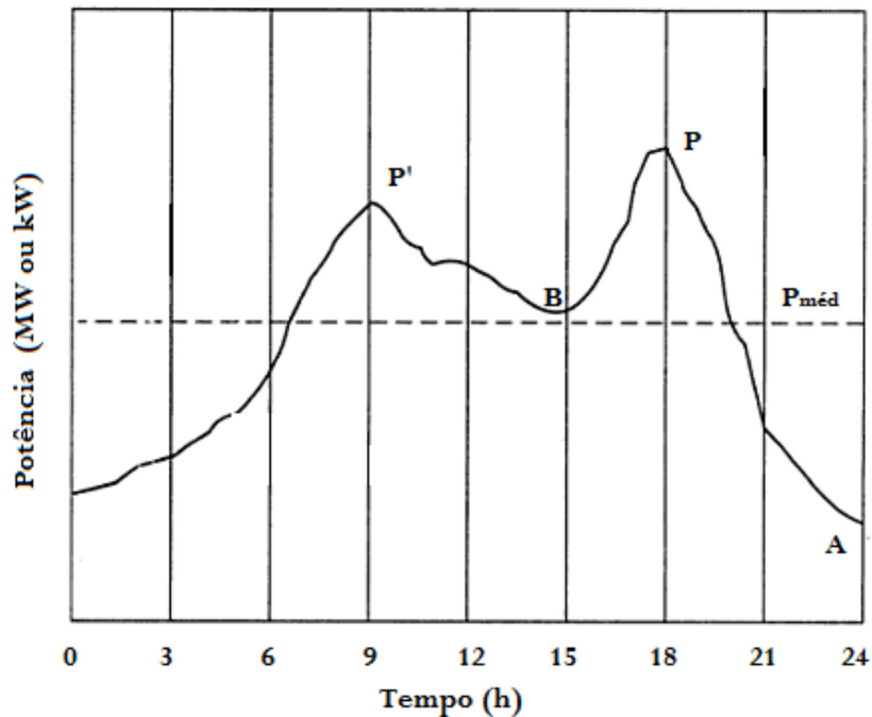


Figura 3.1 -Diagrama de carga com indicação dos principais parâmetros de caracterização (H. L. Willis e W. G. Scott, 2000)

3.2 Tipos de Diagramas de carga

O diagrama de carga varia consoante o tipo de consumidor, sendo que estes podem ser caracterizados de três formas: residenciais, comerciais e industriais. Na Figura 3.2 encontra-se representado o padrão de consumo típico de cada um dos consumidores referidos. Quando nos referimos ao diagrama de carga global de um determinado país, estas três padrões encontram-se agregados.

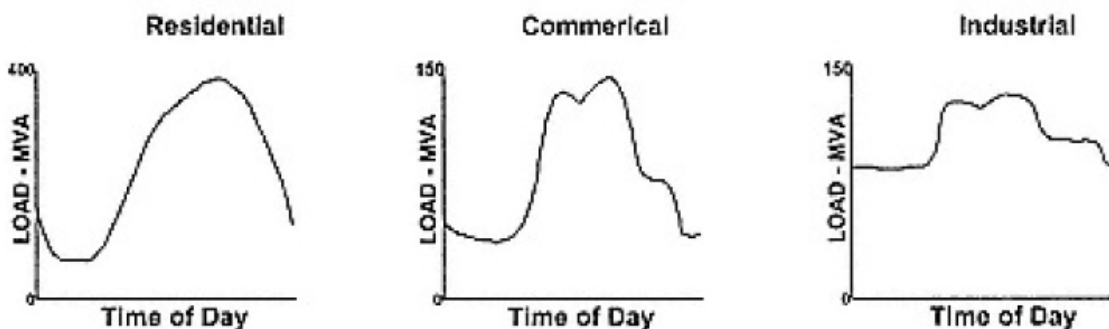


Figura 3.2 -Padrões de consumo típicos por tipo de consumidor (H. L. Willis e W. G. Scott, 2000)

Para além destes padrões, existem contextos que influenciam a forma do diagrama de carga que têm de ser tidos em consideração. Assim, as condições que podem afetar um diagrama de carga são (BARBOSA, n.d.):

- Época do ano;
- Condições atmosféricas;
- Dia da semana;
- Hora do dia;
- Eventos especiais;
- Legislação apropriada.

A época do ano introduz alterações significativas na variação da carga, consequência natural dos hábitos e rotinas diárias serem bastante distintas. Por exemplo, o funcionamento dos sistemas de ar-condicionado é mais frequente no verão, principalmente nas horas de maior calor. Por sua vez, no inverno, devido ao habitual decréscimo da temperatura, existe a necessidade de recorrer a sistemas de aquecimento, provocando um aumento do consumo durante o final de dia e noite. Desta forma, as pontas do diagrama de carga são bastante distintas consoante a época do ano. Na Figura 3.3, Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6 observam-se as diferenças entre o consumo de energia elétrica típico de um dia de primavera, verão, outono e inverno, respetivamente, em Portugal.

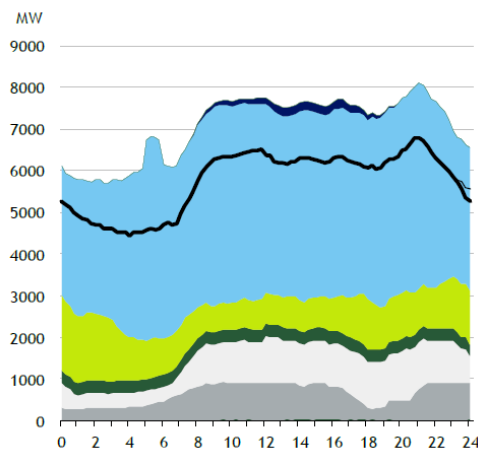


Figura 3.3 - Diagrama de carga característico de um dia de Primavera (20/04/2016) (REN, 2016a)

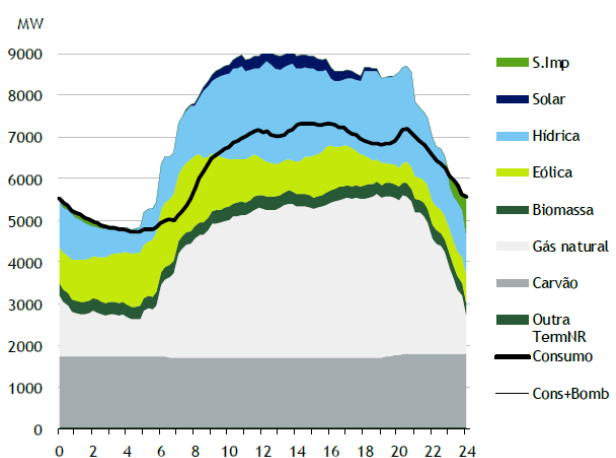


Figura 3.4 - Diagrama de carga característico de um dia de Verão (6/09/2016) (REN, 2016a)

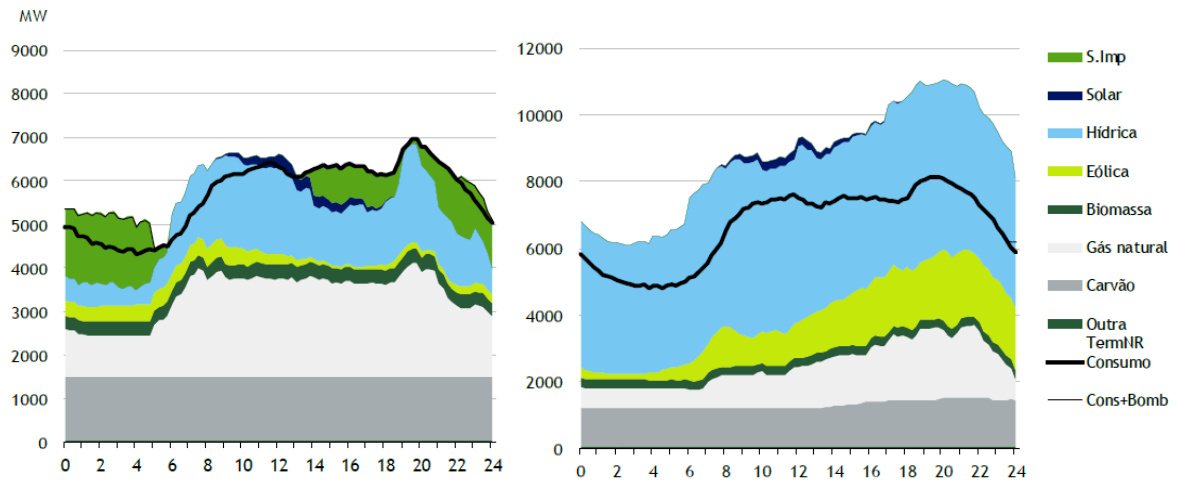


Figura 3.5 - Diagrama de carga característico de um dia de Outono (19/10/2016) (REN, 2016a)

Figura 3.6 - Diagrama de carga característico de um dia de Inverno (17/02/2016) (REN, 2016a)

O formato e os valores médios da potência representados nos diagramas de carga são muito influenciados pelas condições atmosféricas. Se observarmos o padrão de carga anual em Portugal (Figura 3.7), verifica-se uma clara redução da potência sempre que ocorre uma transição das estações frias para as estações quentes ou vice-versa.

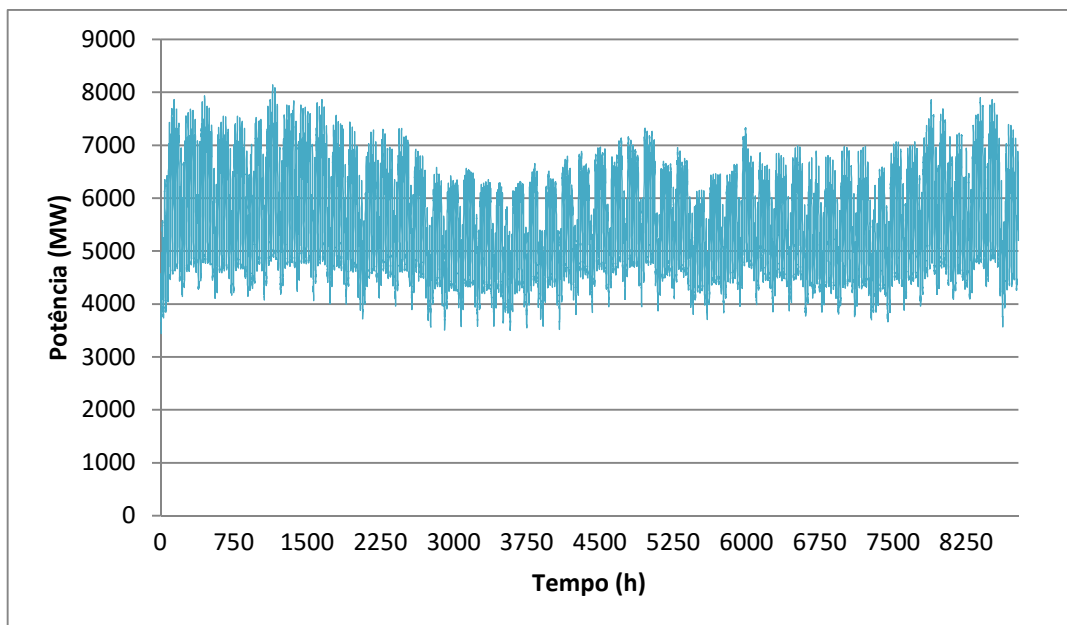


Figura 3.7 -Diagrama de carga anual (ano 2016)

Embora existam as transições visualizadas anteriormente, este tipo de diagramas apresenta comportamentos cíclicos, que podem ser classificados como diários, semanais e anuais, consequência do facto de existirem comportamentos idênticos em dias homólogos. A repetição diária está relacionada com os hábitos e rotinas de acordo com necessidades diárias de consumo de energia. Na Figura 3.8 está representado este tipo de comportamento cíclico, onde é notório um consumo de energia superior nos dias úteis e uma quebra no fim de semana, devido à quase inexistente atividade industrial nesses dias.

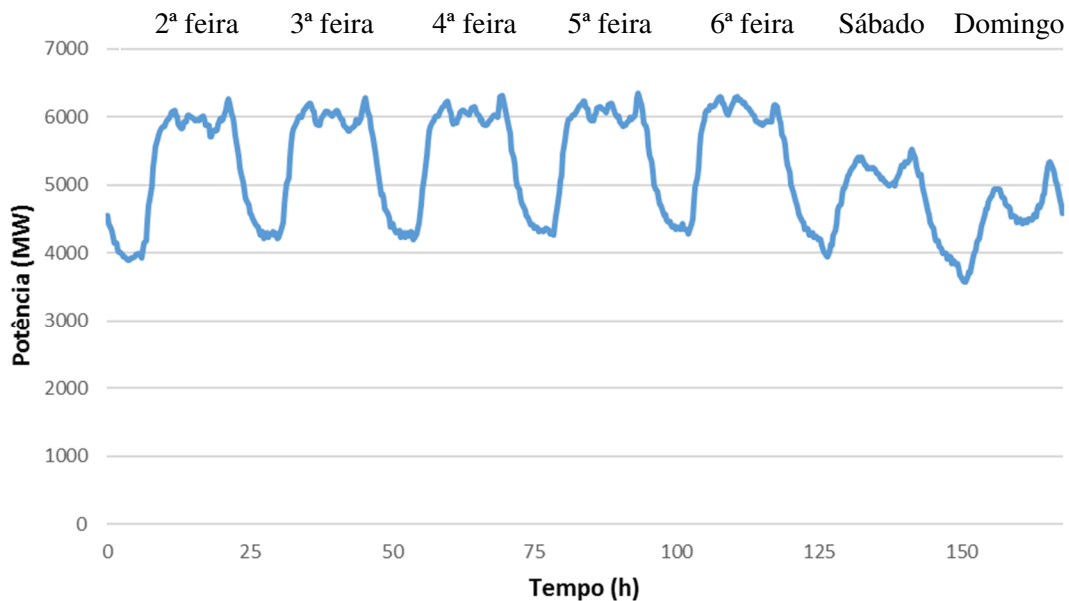


Figura 3.8 -Diagrama de carga semanal (16 a 22 maio de 2016)

Ainda assim, existem alguns fatores que desequilibram as características da periodicidade diária e semanal, fatores esses que estão relacionados fundamentalmente com a ocorrência de dias com rotinas distintas das verificadas nos dias ditos normais, nomeadamente, feriados, greves e/ou pontes. Na Figura 3.9 está reproduzido um exemplo de um diagrama de carga semanal excecional, com a presença de um dia de feriado, que se traduz num menor consumo de energia nesse mesmo dia.

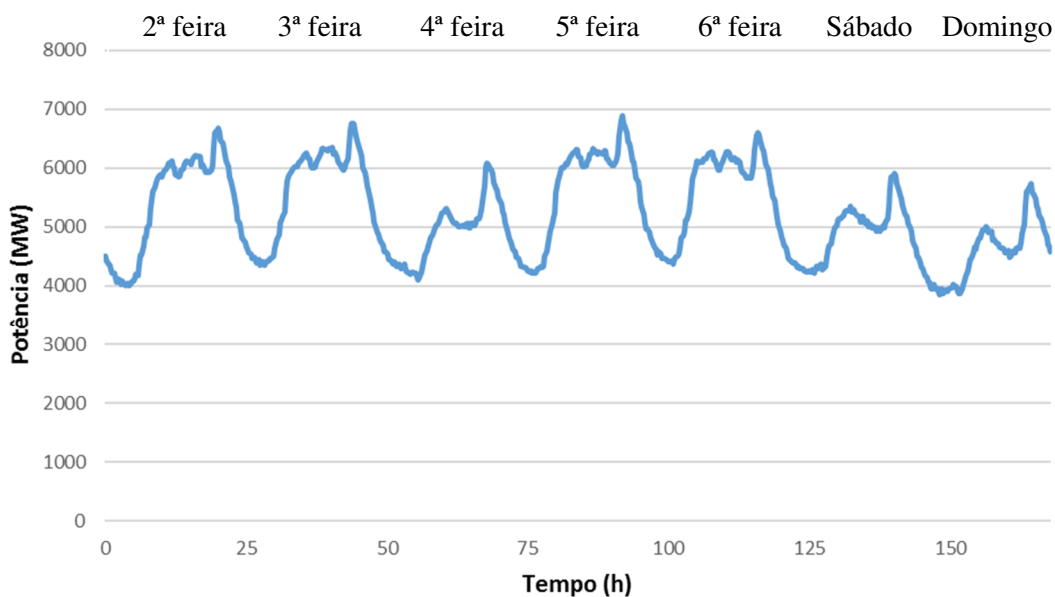


Figura 3.9 - Diagrama carga de uma semana com feriado (3 a 9 de outubro de 2016)

Em Portugal a gestão das unidades de produção de energia elétrica que constituem o sistema produtor, de modo a satisfazer o diagrama de carga previsto, constitui um dos desafios permanentes da entidade gestora do despacho. Porém, para garantir o fornecimento de energia elétrica de modo eficiente, deve-se ter em consideração as características das centrais disponíveis. Assim, em condições normais, as centrais termoelétricas estão vocacionadas para assegurar a base do diagrama de carga devido às suas características pouco flexíveis, devendo produzir de forma continua por longos períodos de tempo. Para a base do diagrama de carga cooperam também os produtores em regime especial (sobretudo eólicos e fotovoltaicos), dado que a respetiva produção depende da disponibilidade do recurso renovável utilizado e não está sujeita a “despacho”. Por sua vez, as centrais hidroelétricas podem ser utilizadas para satisfazer a base do diagrama ou o consumo nas horas de cheia e ponta, uma vez que apresentam um arranque relativamente rápido, existindo grupos geradores hidroelétricos que colocam a sua potência na rede em um minuto e meio (REN, 2006).

Na Figura 3.10 apresenta-se um diagrama de carga típico da rede elétrica nacional verificado no dia 23 de novembro de 2016, onde se pode observar a potência disponibilizada pelos diversos tipos de centrais para satisfazer a potência de consumo solicitada à rede.

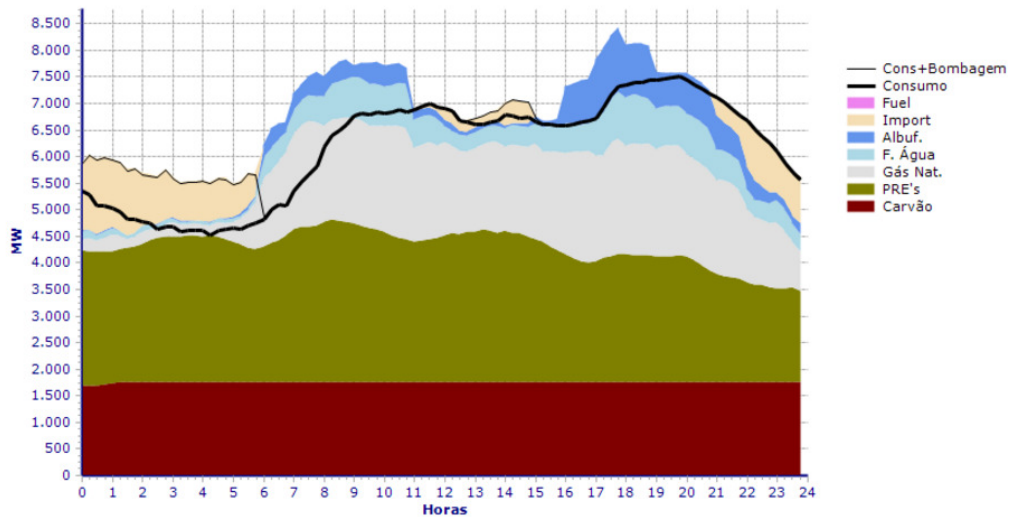


Figura 3.10 -Diagrama de carga com vários tipos de produção (REN, n.d.)

3.3 Caracterização numérica de Diagramas de carga

Um Sistema de Energia Elétrica (SEE) fornece energia aos consumidores que a utilizam, de forma a garantir o nível de potência necessário para alimentar o conjunto dos equipamentos ligados, isto é, a carga do sistema (SUCENA PAIVA, 2012).

Matematicamente, a relação entre a potência e a energia é descrita como:

$$P = \frac{dW}{dt} \quad (4.1)$$

Em que,

W – é a energia (Wh)

t – é o tempo (s)

P – é a potência (W)

Dado que a potência é a derivada da energia em ordem ao tempo, tem-se:

$$W = \int_0^t P dt \quad (4.2)$$

Num diagrama de carga, define-se utilização diária da ponta (h_d) como a relação entre a energia e a potência máxima, obtendo-se a seguinte expressão (SUCENA PAIVA, 2012):

$$h_d = \frac{W}{P_{m\acute{a}x}} \quad (4.3)$$

Em que,

h_d – é utilização diária da ponta (h)

W – é a energia (Wh)

$P_{m\acute{a}x}$ – é a potência máxima (W)

Define-se ainda o fator de carga diário (f_d) como a relação entre a potência média e a potência máxima, sendo que também pode ser visto como a relação entre a utilização diária da ponta e o número de horas do dia, expressa em percentagem, isto é (SUCENA PAIVA, 2012):

$$f_d = \frac{W}{P_{m\acute{a}x} \times 24} \times 100 \quad (4.4)$$

Em que,

f_d – é o fator de carga diário (%)

W – é a energia (Wh)

$P_{m\acute{a}x}$ – é a potência máxima (W)

4 Impacto da imprevisibilidade da energia eólica no sistema electroprodutor

4.1 Casos reais

Devido à crescente contribuição das energias renováveis, nomeadamente a eólica, na produção global, torna-se indispensável perceber quais os impactos no sistema electroprodutor fruto na imprevisibilidade do recurso. Tendo conhecimento que este tipo de energia depende de um recurso natural que não se consegue controlar, que se traduz numa variabilidade sazonal, mas sobretudo diária, conforme é ilustrado nas figuras seguintes.

No dia 28 de outubro de 2012 (Figura 4.1), durante o período de vazio, aproximadamente quatro horas, todo o consumo de energia elétrica foi abastecido por fontes de energia renovável, com elevada contribuição da produção eólica. Todavia, no mesmo dia, a produção eólica teve uma quebra de 80% em cerca de quatro horas, altura em que o gestor do sistema se socorreu da rápida resposta da produção hidroelétrica e do recurso à importação para satisfazer as necessidades de consumo de eletricidade.

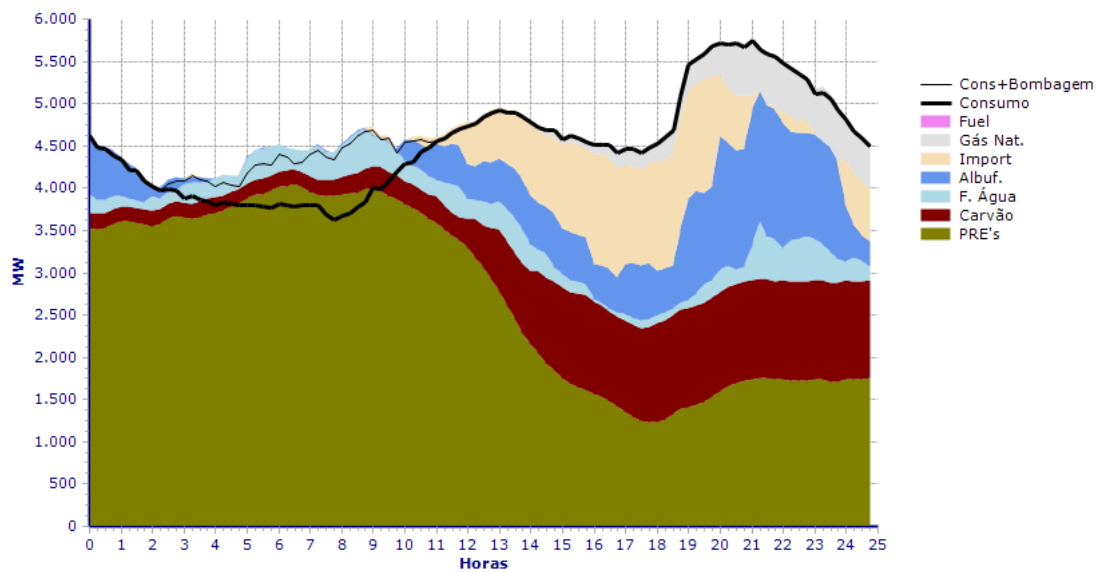


Figura 4.1 – Diagrama de carga de dia 28/10/2012 (REN, n.d.)

No dia 20 de abril de 2013 a energia eólica caiu 80% em apenas oito horas, conforme apresentado na Figura 4.2. Já no dia 2 de abril (Figura 4.3) e 18 de outubro (Figura 4.4) de 2015, a produção eólica teve uma quebra de 100% em oito horas e 80% em cinco horas, respetivamente. A instabilidade deste tipo de recurso resulta no desequilíbrio entre a procura e a oferta de energia, representando um desafio à integração massiva deste tipo de fonte energética. Os aproveitamentos hidroelétricos (com albufeira) permitem ao sistema obter uma rápida resposta de modo a suprir a queda do recurso proveniente do vento, sendo considerados fundamentais para assegurar a flexibilidade, fiabilidade e estabilidade de sistemas elétricos com elevada produção eólica. Para além da produção hídrica, a interligação Espanha-Portugal é igualmente crítica e verdadeiramente importante para a segurança do abastecimento de energia elétrica.

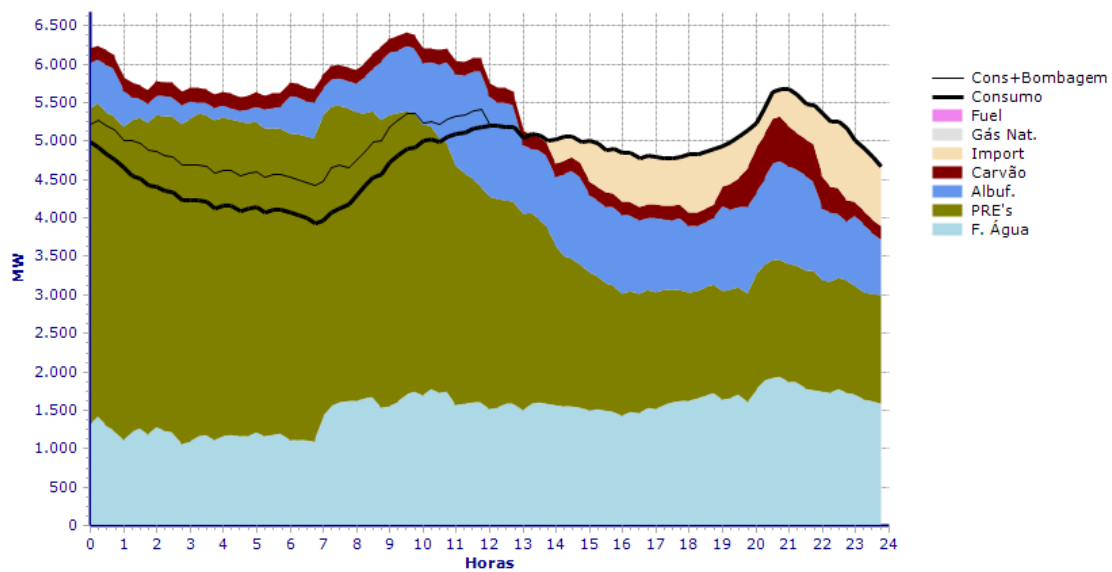


Figura 4.2 – Diagrama de carga de dia 20/04/2013 (REN, n.d.)

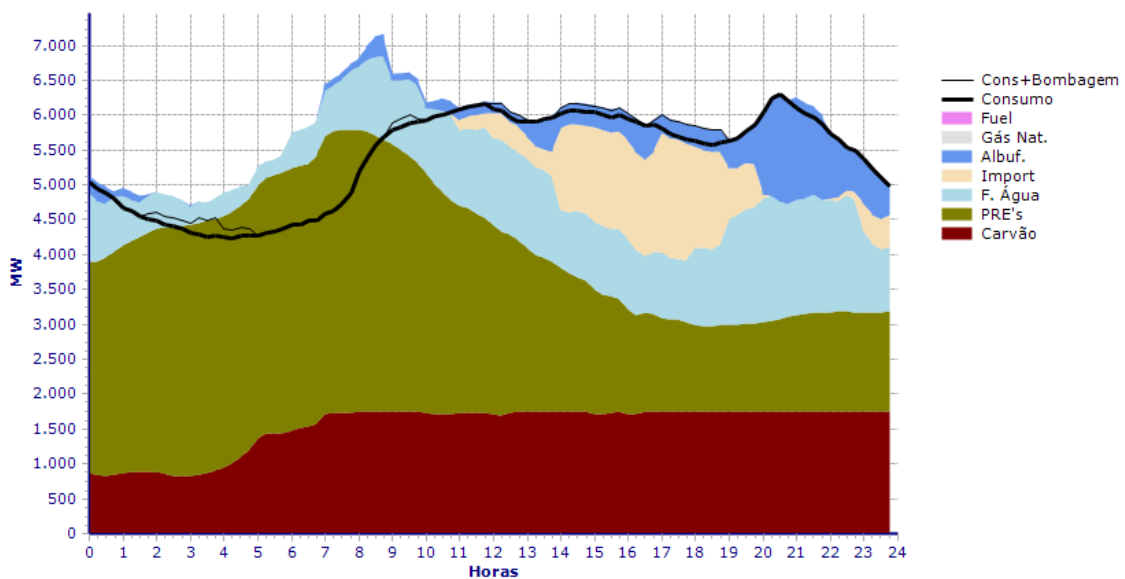


Figura 4.3 – Diagrama de carga de dia 02/04/2015 (REN, n.d.)

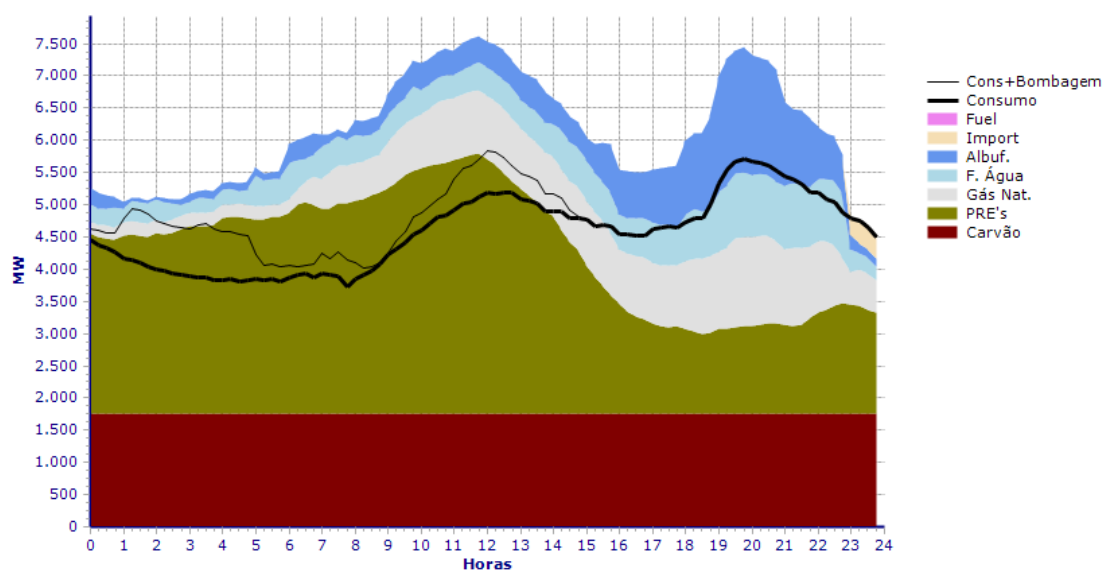


Figura 4.4 – Diagrama de carga de dia 18/10/2015 (REN, n.d.)

4.2 Conceitos gerais

Esta dissertação passa por analisar o impacto no sistema electroprodutor face à quebra na produção eólica. A produção de energia proveniente do vento é difícil de prever, embora já existam diversas tecnologias para melhorar a previsão deste recurso.

Dado que é indispensável suprir toda a procura de energia elétrica, a ausência de produção eólica provocará uma situação crítica na segurança do sistema electroprodutor, uma vez que será necessário suprir esta falha com recurso a outros tipos de produção que garantam uma resposta rápida e eficaz. Assim, a coordenação do sistema electroprodutor é de elevada importância para que não se comprometa os níveis de segurança de abastecimento de energia. A necessidade de, a cada instante, garantir um equilíbrio entre a produção e o consumo obriga a equilibrar depois as várias fontes de energia. Todavia, face ao aumento da produção de energia com origem em fontes renováveis, nomeadamente a eólica, traz desafios à operação do sistema. Assim, o planeamento dos sistemas tem um papel determinante nos dias de hoje (Arias et al., 2008).

4.2.1 Compensação da eólica pela hídrica

Dado que a solução hídrica é bastante controlável, seja na sua capacidade como igualmente na sua resposta, esta é garantidamente a solução mais rápida no caso de existir uma redução abrupta na produção de energia com base na eólica. Isto é também comprovado pelo crescimento sustentado da integração de renováveis (não só de eólica, mas igualmente de solar, embora esta seja ainda insignificante).

Os aproveitamentos hidroelétricos dispõem de capacidade de armazenamento de energia e de potência, características que lhes permite assegurar o ajuste fino entre a produção e o consumo, respondendo e aceitando as constantes variações de carga, em que a eólica é a principal responsável, a que o sistema é sujeito.

Por outro lado, é importante de referir, é que a potência das centrais hídricas existentes em Portugal, ronda, na sua maioria, a ordem de pelo menos algumas centenas de MW. Quando em comparação com a maioria dos parques eólicos, que por sua vez, têm potências centradas na unidade ou dezenas de MW, torna-se intuitivo que é fácil de suprir o consumo, novamente, em caso de “perda” da eólica.

4.2.2 Coordenação hidrotérmica

As centrais térmicas, convencionais e de ciclo combinado, para a produção de energia elétrica, acarretam elevados custos de produção, para além do seu arranque demorar várias horas. Contudo, este tipo de centrais ainda se mantém como uma opção para suprimir o consumo energético em Portugal.

As centrais hidroelétricas têm um custo de exploração insignificante, dado que o combustível que as mesmas utilizam para gerar energia elétrica é a água. Por sua vez, o funcionamento deste tipo de centrais diminui o custo total de produção de energia elétrica. As centrais hidroelétricas, para além de permitirem variar rapidamente o nível de geração, têm um tempo de arranque muito reduzido (dependendo da solução de turbina), de forma a responderem à procura de energia elétrica do diagrama de cargas. Todavia, a hídrica está dependente das condições climatéricas.

A coordenação hidrotérmica consiste em determinar a produção de energia elétrica produzida através do recurso hídrico em cada momento (hora-hora), de forma a minimizar o custo de produção das centrais térmicas, tendo em conta as diversas restrições relacionadas com o sistema de armazenamento da água (Wood, A.J, Wollenberg, 1996).

4.2.3 Limitação da hídrica (centrais com maior capacidade de bombagem)

O bom aproveitamento dos recursos hídricos é fundamental para a estabilidade do fornecimento de energia ao sistema. Dado seu baixo custo e versatilidade (quando munidos da capacidade de bombagem), a gestão da hídrica renovável assume um importante papel, especialmente, no balanço da geração renovável intermitente – como o caso da energia solar e o da eólica.

Este tipo de situações (bombagem) coloca-se igualmente não em casos de baixa produção eólica, mas sim, em casos de excesso de produção eólica. Este paradoxo é identificado comumente nos períodos noturnos (onde a disponibilidade e “consistência” de vento é superior), e existindo uma diminuição do consumo de energia a nível global do sistema, esta energia convertida pode ser canalizada igualmente para a bombagem dos reservatórios das centrais hídricas de maior relevância ou mais próximas.

Se por um lado é importante referir que o número de centrais com bombagem é limitado, isto, assim, não previne completamente a necessidade de – em casos extremos –colocar fora de serviço determinadas centrais eólicas e/ou conceder o excedente de energia produzida por via da exportação de energia.

4.2.4 Considerações finais

De todo o modo, idealmente, as energias como a hídrica e a eólica deverão ser exploradas até ao limite. Porém, há que reconhecer que as energias térmicas e a utilização do petróleo são ainda proeminentes e a transição para a aplicação de renováveis numa maior escala, como o caso da eólica, será gradual. Ainda assim, e como já anotado anteriormente, o seu crescimento e os resultados de penetração eólica recordistas atingidos nos últimos dois anos só vêm suportar essa tendência. O facto de a capacidade *onshore* estar perto de atingir o seu limite, levará à expansão da eólica para o mar.

Os sistemas baseados em gás natural ainda têm também uma grande importância, especialmente com a crescente melhoria ao nível da eficiência. As centrais térmicas a gás natural possuem tempo de arranque mais rápido do que as térmicas baseadas no carvão. Novos sistemas, numa maior escala, poderão crescer como uma solução (intermédia ou total) para a variação ou imprevisibilidade da energia eólica.

Pretende-se, por conseguinte, analisar o impacto do peso relativo da produção eólica no sistema electroprodutor e, quais as consequências para a segurança do SEE na existência de um decréscimo de produção proveniente da energia eólica. Isto foi realizado através da análise dos

diagramas de carga referentes ao ano de 2016, dado ser o ano mais recente que fosse possível a obtenção de dados.

4.3 Metodologia implementada

Uma vez que esta dissertação pretende analisar o impacto da imprevisibilidade da produção eólica ao nível da segurança do sistema elétrico nacional, através de dados reais de 2016, foi solicitado e posteriormente disponibilizado pelo operador REN todos os dados relativos aos diagramas de carga diários do ano de 2016. Também é possível aceder a estes digramas de carga através do *site* da REN, para tal basta aceder ao *site* www.centrodeinformacao.ren.pt e clicar em “Informação Exploração” e “Estatística Diária-Diagrama”. Embora seja possível fazer o *download* dos dados na mesma página *Web*, alguns dos ficheiros não se encontram visíveis.

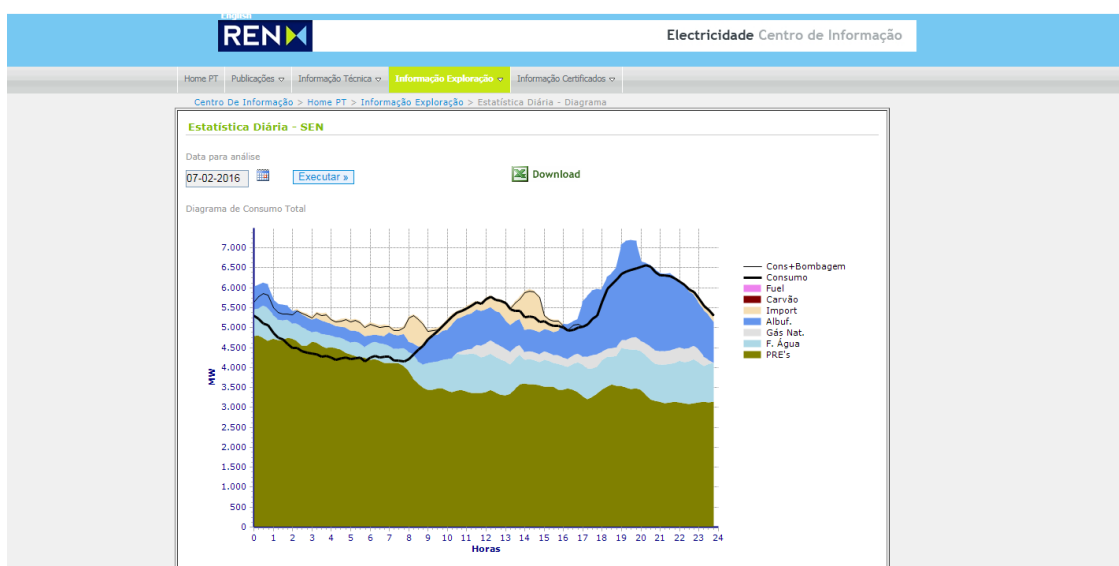


Figura 4.5 - Site REN. Fonte: REN, acedido em 01/02/2018

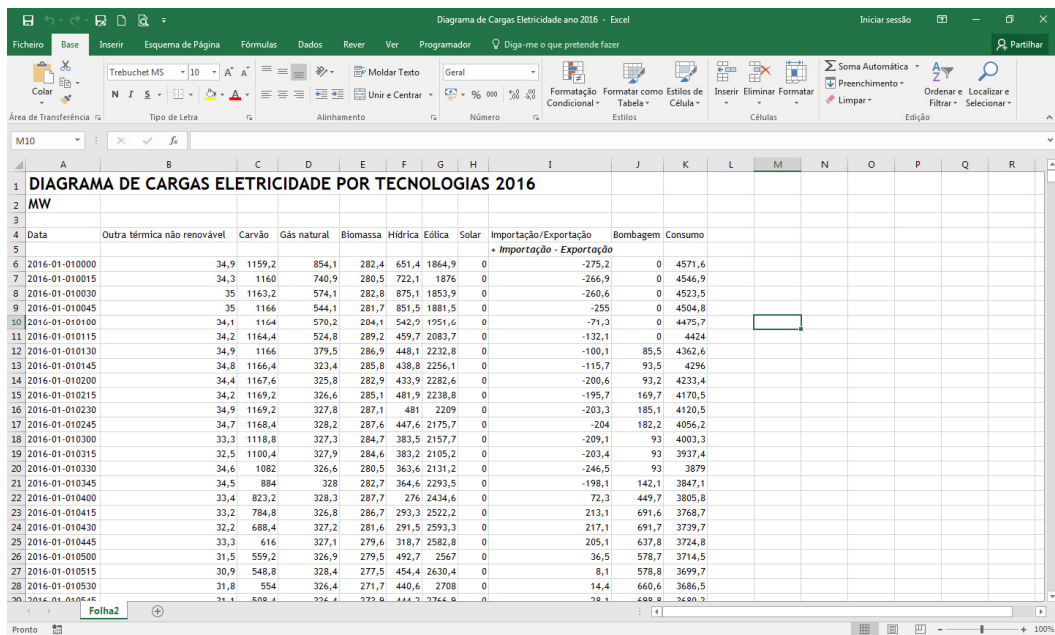


Figura 4.6 - Ficheiro Excel de Dados relativos aos Diagramas de Carga Eletricidade de 2016

Neste ficheiro são apresentados os valores de potência produzida, diariamente ao longo do ano 2016, por tipo de produção, nomeadamente carvão, Gás Natural, Hídrica, Produção Regime Especial (PRE), assim como os valores da potência consumida, bombagem e importação.

A ferramenta desenvolvida permite analisar a segurança do sistema produtor face à ausência, falha ou “queda” de um ou mais tipos de produção, sendo que nesta dissertação o objetivo é analisar quais as consequências da imprevisibilidade da energia eólica na segurança do sistema energético português. Para alcançar esse objetivo é necessário ter um conjunto de dados que possibilite obter os resultados e conclusões pretendidas, sendo para isso utilizados os dados disponibilizados pela REN.

A aplicação escolhida para desenvolver esta ferramenta é o “Microsoft Office Excel 2016”, que utiliza como linguagem de programação o “Visual Basic for Applications”. A opção por esta ferramenta prende-se com o facto de ser uma aplicação de uso corrente em qualquer área de engenharias, e com grande capacidade de cálculo, facilidade de criação de gráficos e criação de rotinas de cálculo que permite estruturar a análise do impacto da imprevisibilidade da produção eólica no sistema electroprodutor.

4.4 Algoritmo utilizado

A Figura 4.7 apresenta o fluxograma utilizado para analisar o impacto que a imprevisibilidade eólica pode causar no sistema electroprodutor nacional. Com base neste algoritmo foi implementado na plataforma computacional, dando origem à ferramenta desenvolvida para a análise objeto desta dissertação.

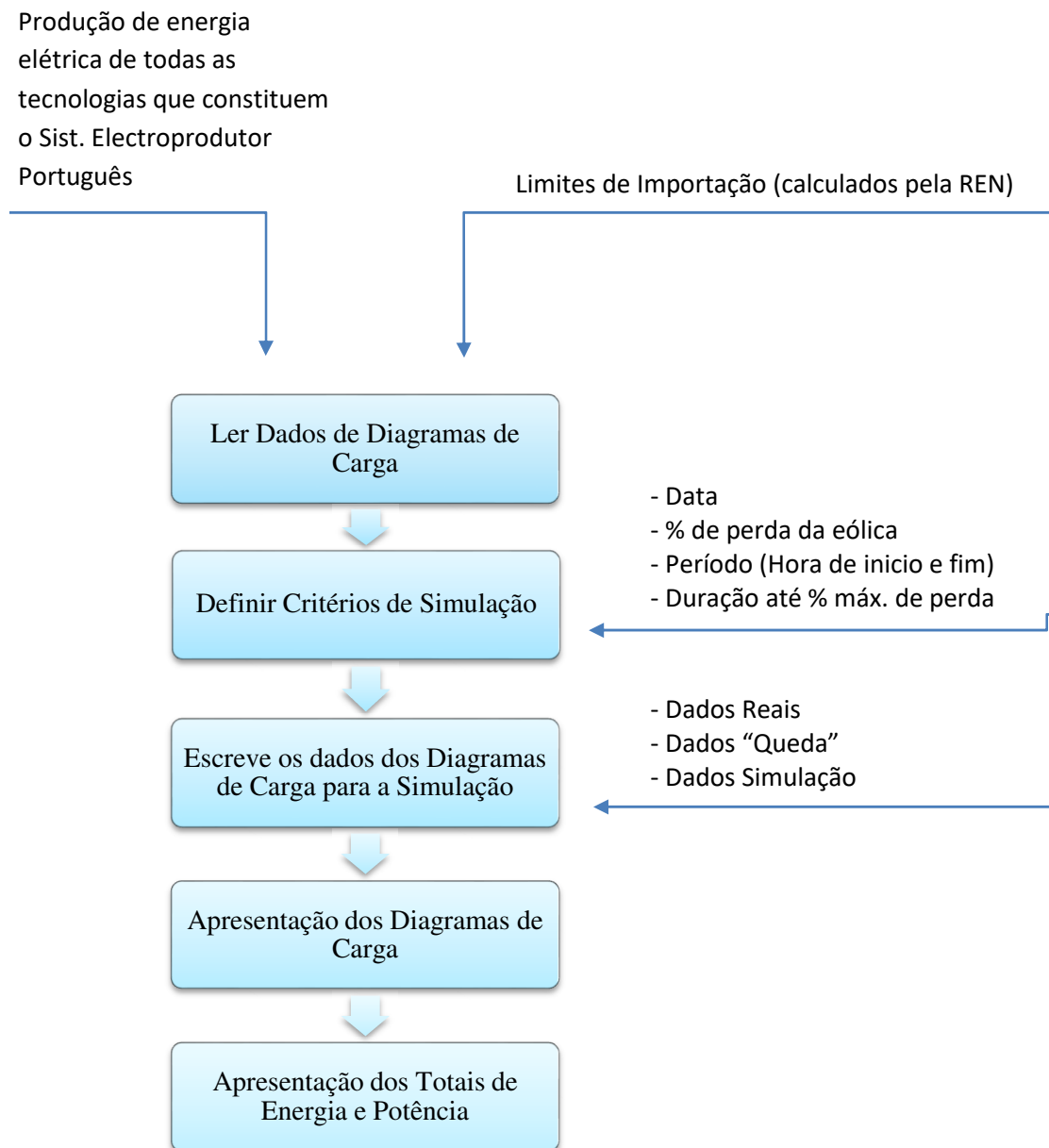


Figura 4.7 -Fluxograma da construção gráfica de simulação

Este processo inclui diversas fases, que são resolvidas sucessivamente, para cada dia do ano em análise:

1. Numa primeira fase é feito um tratamento dos dados de entrada, nomeadamente, das produções de energia elétrica do Sistema Electroprodutor Português, assim como do consumo energético em Portugal, e criação das variáveis necessárias para obter os dados necessários para a simulação;
2. A segunda fase, o utilizador define os critérios de simulação, tais como: data, percentagem de decréscimo de produção, tipo de produção em falha, tipo de produção para compensar a falha e o limite de potência a compensar;
3. Na terceira fase, a aplicação escreve e ordena os dados necessários à criação dos diagramas de carga;
4. A quarta fase consiste em apresentar os diagramas de carga, nomeadamente o diagrama de carga real e os de simulação, de acordo com os critérios definidos para posterior análise;
5. Por último, são determinados e apresentados numa tabela os totais energéticos e de potência, reais e de simulação, para cada tipo de produção, para análise posterior.

4.4.1 Pressupostos

Os pressupostos tidos em conta nesta dissertação são os seguintes:

- não se levará em conta as capacidades de transporte nas interligações entre Portugal e Espanha, assim como, não se terá em conta os preços de mercado para importação e exportação;
- a capacidade de importação está limitada aos valores de potência diários, calculados e disponibilizados pela REN;
- a variação da geração eólica será compensada, em primeira instância, pela produção hídrica e, caso esta capacidade seja insuficiente, recorre-se à importação;
- considera-se as albufeiras ao nível do Douro Internacional e o Alqueva, centrais de maior potência que perfazem um total de 1900MW de potência instalada, como sendo as centrais capazes de colocar na rede a potência necessária para responder às variações da produção eólica;
- dado que não existe informação de quais as centrais hídricas a funcionar ou disponíveis para produzir, parte-se do princípio que estes 1900MW de potência instalada estão sempre disponíveis.

- nos períodos, dos diagramas de carga analisados, em que existe importação de energia, é porque existem vantagens económicas ou por necessidade dos sistemas hidráulicos efetuarem bombagem, assim nestes períodos apenas se compensa uma eventual quebra com recurso a mais importação;
- as condições de simulação aplicam-se aos diagramas de carga referentes ao ano de 2016, não sendo alteradas devido a eventuais condições adversas, como por exemplo, períodos de seca extrema.

4.5 Interface da ferramenta de simulação

Nesta parte será apresentada a interface da ferramenta desenvolvida com o objetivo de auxiliar nos estudos de análise do impacto da imprevisibilidade da produção na segurança do sistema produtor. A ferramenta é intuitiva e de fácil manuseamento, permitindo ao utilizador inserir os dados necessários para a simulação diretamente nas folhas do Excel.

A Figura 4.8 mostra a folha inicial da aplicação. O pormenor da Figura 4.9 destina-se a inserir os critérios de simulação, sendo que o programa apresenta automaticamente os diagramas de carga (real e de simulação com e sem compensação), assim como os valores de energia e potência objetos de análise.

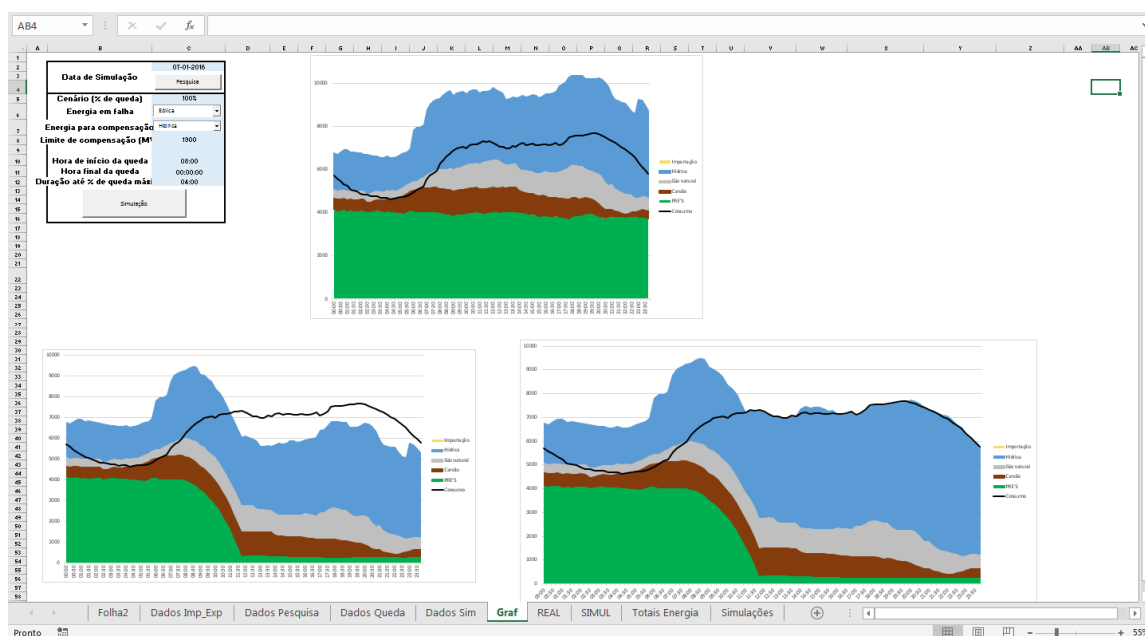


Figura 4.8 - Folha inicial da aplicação de simulação

Data de Simulação	07-01-2016
	<input type="button" value="Pesquisa"/>
Cenário (% de queda)	100%
Energia em falha	<input type="text" value="Eólica"/>
Energia para compensação	<input type="text" value="Hídrica"/>
Limite de compensação (MW)	1900
Hora de início da queda	08:00
Hora final da queda	00:00:00
Duração até % de queda máxima	04:00
	<input type="button" value="Simulação"/>

Figura 4.9 – Pormenor das células de inserção dos critérios da simulação (a azul)

Uma característica importante a salientar corresponde à possibilidade de escolher qual o tipo de produção em falha e aquele que deverá compensar esta falha, bastando para isso pressionar os respetivos campos e seleccionar o tipo de produção pretendido. Contudo, no âmbito desta dissertação apenas se pretende analisar a falha da energia eólica e compensação pela produção hidroelétrica. A definição da compensação é realizada no campo “Limite de compensação (MW)”. Aqui é definido para cada período em análise qual a capacidade hidroelétrica disponível tendo em conta o pressuposto já indicado em 4.4.1.. É ainda possível definir qual a duração até à percentagem de queda máxima, ou seja, a inclinação de curva de decrescimento e crescimento. Neste campo manteve-se as 4 horas em todas as simulações.

5 Simulação e Resultados

5.1 Condições gerais

Neste capítulo pretende-se analisar a influência da imprevisibilidade da produção eólica na segurança do sistema electroprodutor em Portugal. Serão apresentados e analisados vários casos, de acordo com os cenários estabelecidos, com recurso à aplicação computacional desenvolvida. Os dados relativos à produção do Sistema Electroprodutor Português foram considerados desagregados por tipo de tecnologia, no ano de 2016, sendo consideradas a Produção em Regime Especial (eólica, fotovoltaica, biomassa), térmica a carvão e gás natural, hídrica (albufeiras e fios-de-água), assim como a importação e o consumo, conforme dados disponibilizados pela REN. De seguida apresenta-se as condições de simulação de modo a entender-se quais os critérios definidos para as simulações realizadas.

5.2 Condições de Simulação

Com o intuito de analisar impacto da imprevisibilidade da produção eólica no sistema elétrico nacional, foram simulados dois casos distintos:

- Caso A: diagrama de carga sem produção térmica a carvão;
- Caso B: diagrama de carga com elevada produção eólica e pouca produção hídrica;
- Caso C: PRE na base do diagrama de carga.

Para ambos os casos foram estabelecidos vários cenários críticos e/ou de perturbações com base nas seguintes características:

- Período (vazio, ponta da tarde e ponta a noite);
- Duração (horas);
- Variação da quebra da produção eólica (0 a 100%).

Para cada um dos cenários foram consideradas as características mais penalizadoras, em períodos sazonais diferentes, de modo a permitir avaliar os índices de segurança de abastecimento de energia elétrica face ao decaimento da energia eólica. O sistema será equilibrado, numa primeira instância, através da introdução da produção hidroelétrica de albufeira, devido à sua capacidade de entrar rapidamente em funcionamento e terem um custo associado reduzido. Em termos de potência disponível, foram considerados os limites indicados em 4.4.1. Numa segunda instância, surge a importação, sendo que apenas se recorre a esta solução quando a produção nacional não consegue fazer face ao consumo, ou seja, no caso de a hídrica não ser suficiente ou

de nos períodos em que se adota a estratégia de bombear água de jusante para montante nas centrais hídricas de albufeira, ou ainda, quando os preços da energia elétrica são mais baixos no país vizinho. No primeiro caso essa resposta será dada pelo simulador criado, enquanto o segundo e terceiro caso assume-se que nos períodos em que tal se sucede apenas será possível recorrer a mais importação, estando esta limitada de acordo com os valores calculados e disponibilizados pela REN. Por outro lado, em alguns períodos existe um excesso de produção face ao consumo registado, motivo que leva à exportação de energia. Contudo esta energia será tida em conta na hora de compensar a “queda” da eólica. De referir ainda que, em todas as simulações, foi definido uma duração de quatro horas até à percentagem de decaimento máxima.

Estes cenários, assim como, os valores de potência e energia obtidos com base no simulador desenvolvido, são apresentados nas respetivas tabelas. As tabelas mencionadas servirão de base para o detalhe apresentado seguidamente, com as conclusões inerentes a cada análise.

Cada um dos diagramas de carga inclui a produção desagregada por fontes bem como o consumo de energia elétrica, ficando a bombagem hidroelétrica fora deste estudo. A Produção em Regime Especial inclui a produção eólica, fotovoltaica e biomassa, enquanto a produção hídrica contempla as centrais do tipo albufeira e fio de água.

5.3 Simulações

5.3.1 Caso A - Cenário 1

A elevada produção de energia elétrica com base em renováveis durante alguns dias do ano 2016, permitiu ao gestor do sistema “desligar” as centrais de produção térmica, como é o exemplo do dia 7 de fevereiro de 2016, cujo diagrama de carga é apresentado na Figura 5.1. Neste dia destaca-se o contributo das centrais eólicas e hídricas (fio-de-água e albufeiras), com uma produção de energia de 66,1 GWh e 43,3 GWh, respetivamente. A produção eólica foi responsável por uma satisfação de 54% do consumo, enquanto a produção hídrica correspondeu a 35% neste dia. Acresce ainda referir que neste dia foi necessário recorrer à importação para satisfazer parte do consumo. Poder-se-á questionar quais as razões que levaram o despacho a recorrer à importação e não fazer a utilização dos recursos hídricos ou térmicos para a satisfação do consumo. Pode-se conjecturar sobre a vantagem da importação em termos de custos face às outras energias disponíveis. Um ponto fica claro, neste dia os recursos renováveis foram significativos para suprir o diagrama de carga.

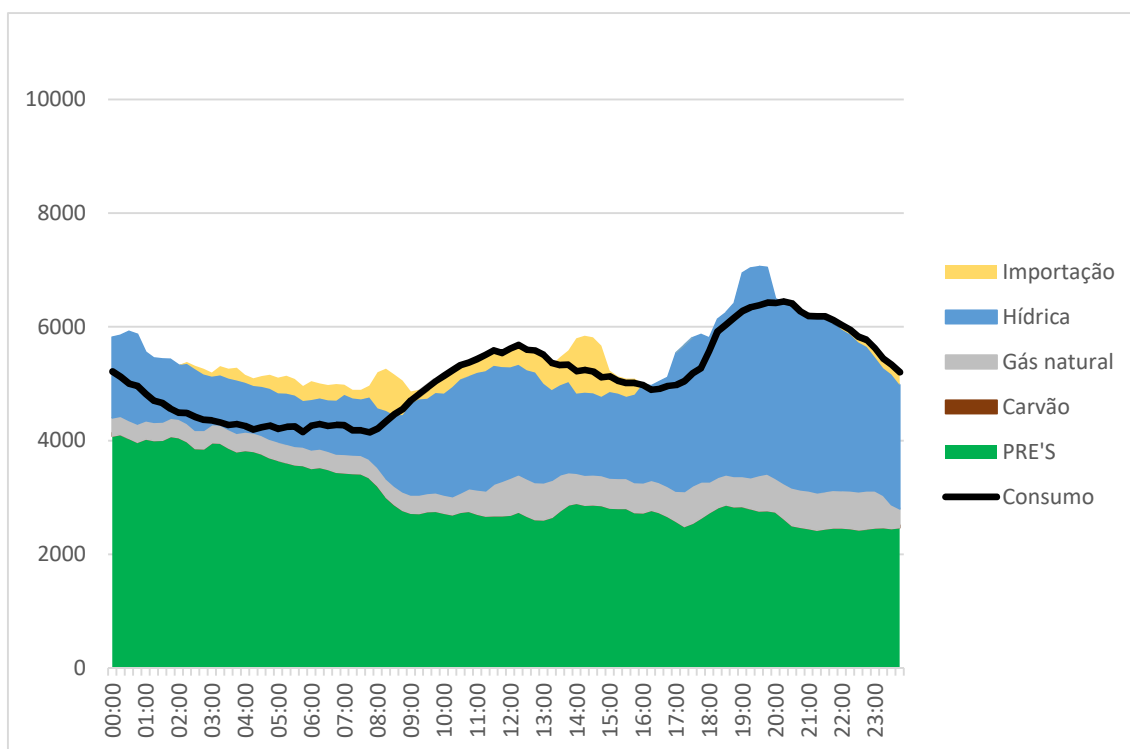


Figura 5.1 – Diagrama de carga real de 7/02/2016

Este dia constitui um exemplo para traçar cenários na alteração da produção eólica com base na queda da eólica. Assim, utilizando o processo descrito no capítulo anterior, realizou-se a simulação do diagrama de carga para o dia referido, para uma quebra máxima de produção eólica de 50%, representada na Figura 5.2. Foi considerando o período da perturbação entre as 8h e as 19h, afetando sobretudo a ponta da tarde do diagrama de carga. Assim, verificou-se uma quebra na produção eólica de 10% da energia diária, passando de uma produção de 66,1 GWh para 59,3 GWh, traduzindo-se numa redução da potência média de 283,7 MW.

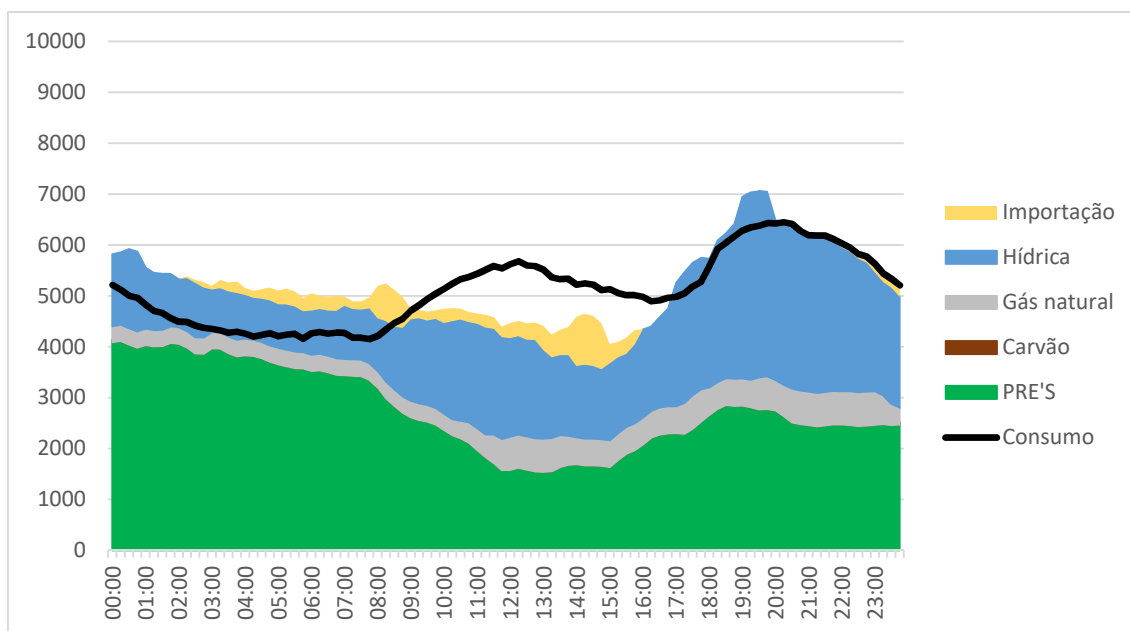


Figura 5.2 - Simulação 1 de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1

Para este cenário, existem soluções para compensar esta redução de potência disponível, pois, conforme ilustrado na Figura 5.3, as centrais hídricas e a importação de energia revelaram-se suficientes para fazer face à queda na produção eólica. O facto de neste período, o sistema elétrico português estar sobretudo a ser abastecido através da importação de energia de Espanha, levou a um acréscimo de importação de 6,1 GWh, tendo as centrais hídricas produzido mais 400 MWh e, por conseguinte, a exportação de energia também reduziu neste dia.

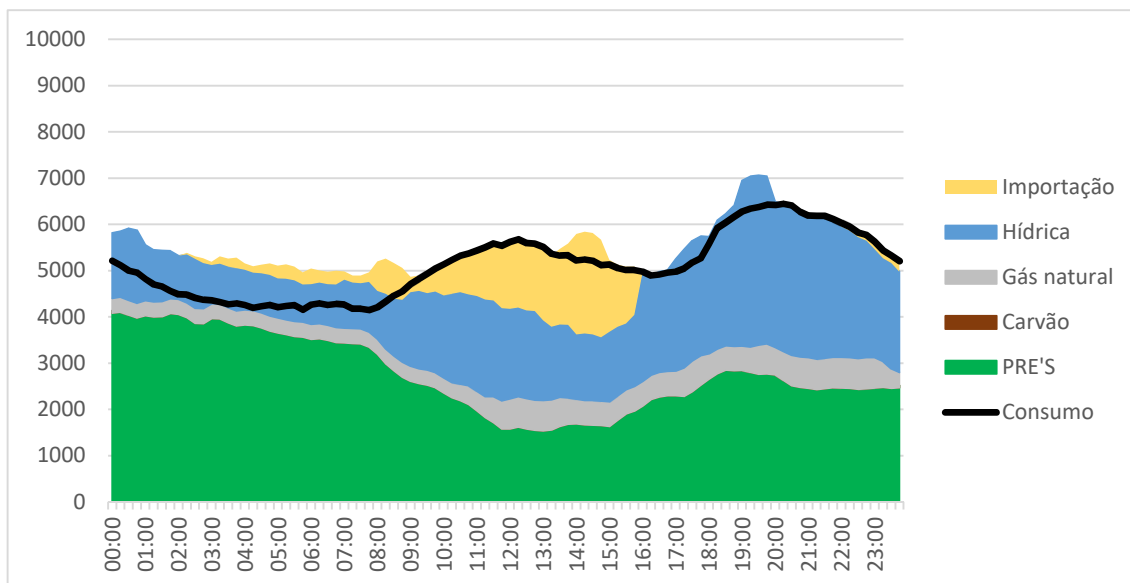


Figura 5.3 – Simulação 2 de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1

Foi considerado o cenário, durante o mesmo dia e o mesmo período, em que a quebra da produção eólica fosse de 100% e efetuou-se a simulação (Figura 5.4). Se se verifica esta quebra na produção eólica, terá de ser injetada na rede outro tipo de produção para garantir a segurança do sistema electroprodutor pois os limites de importação foram atingidos.

As centrais térmicas não conseguem responder a este tipo de falhas devido ao seu tipo de arranque ser demasiado moroso, normalmente as de carvão levam cerca de seis horas. A produção eólica teve neste caso um decréscimo de 13,6 GWh, ou seja, menos 21% da energia diária.

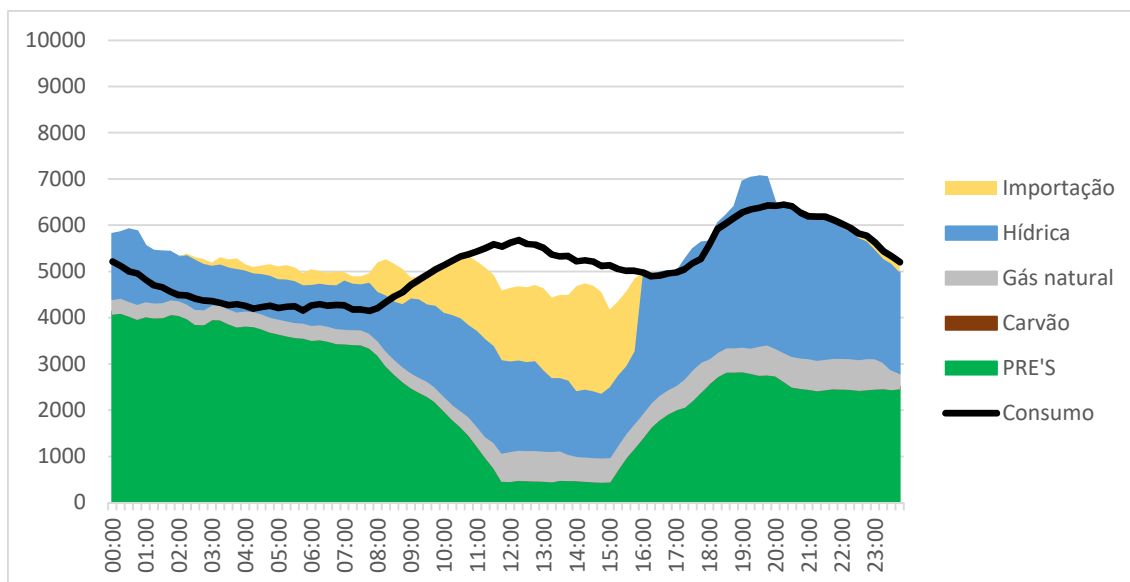


Figura 5.4 - Simulação 3 de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1

Tabela 7 - Resumo diário de 7/02/2016, Caso A – Cenário 1

	Real (GWh)	50% Quebra			100% Quebra		
		Simulação (GWh)	ΔE (GWh)	ΔP (MW)	Simulação (GWh)	ΔE (GWh)	ΔP (MW)
PRE's	74,0	67,2	-6,81	-283,7	60,4	-13,62	-567,3
Eólica	66,1	59,3	-6,8	-283,7	52,5	-13,6	-567,3
Hídrica	43,3	43,8	0,4	18,6	44,3	1,0	40,1
Carvão	-0,7	-0,7	0,0	0,0	-0,7	0,0	0,0
Gás Natural	11,1	11,1	0,0	0,0	11,1	0,0	0,0
Importação	4,8	10,9	6,1	252,5	12,8	8,0	332,2
Exportação	-2,1	-1,8	-0,3	-12,5	-1,6	0,5	22,2
Consumo	123,0	123,0	0,0	0,0	123,0	0,0	0,0

5.3.2 Caso A - Cenário 2

Neste cenário considera-se o dia 1 de maio de 2016 (Figura 5.5), onde se verifica elevada produção renovável durante todo o dia, baseada sobretudo em energia eólica e hídrica, consequência de regimes altos de pluviosidade e vento, o que permitiu ao gestor do sistema desligar as centrais térmicas. Em grande parte deste dia, as PRE's e hídrica foram suficientes para suprir a totalidade da procura de consumo simples. A eólica e a hídrica contribuíram com uma produção de 38 GWh e 63,1 GWh, respetivamente, o que significa 97% do consumo, 104,7 GWh.

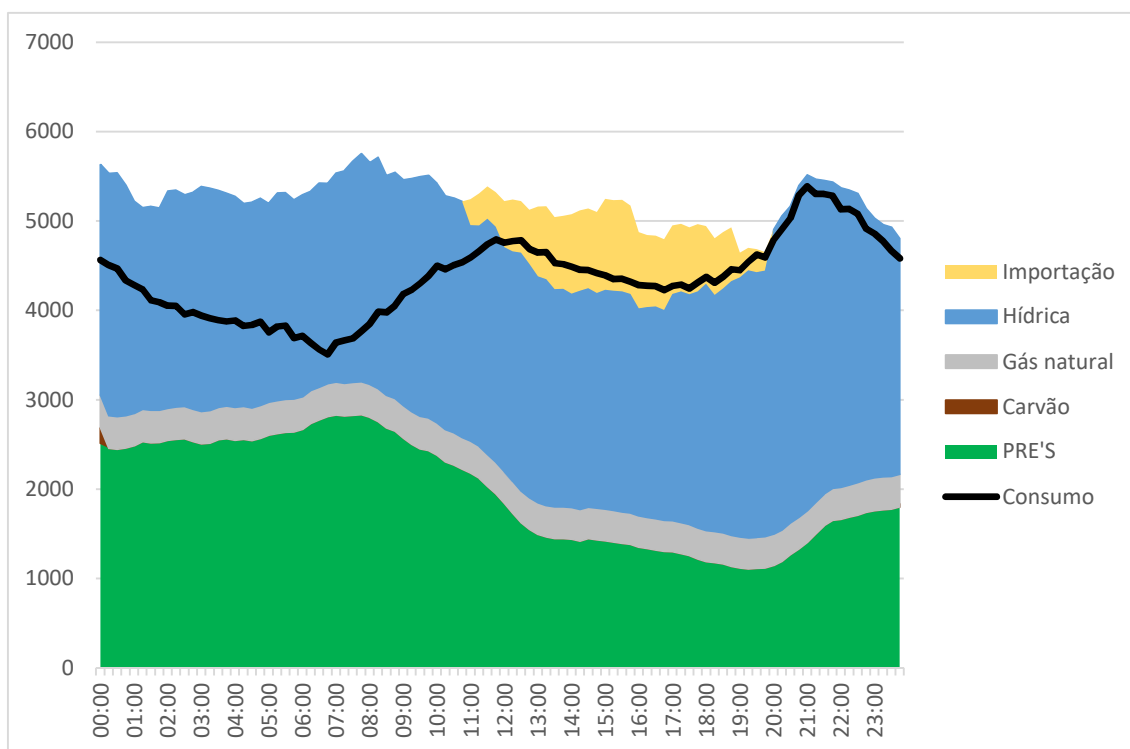


Figura 5.5 - Diagrama de carga real de 1/05/2016

Neste cenário considerou-se a situação mais penalizadora para o sistema, com uma quebra na produção eólica de 100%, durante a ponta da noite, no período entre as 18h e as 24h, conforme se pode observar na Figura 5.6. Assim, a produção eólica passou a ser 32,8 GWh, ou seja, menos 14% da energia diária que na realidade. Esta quebra ganha maior relevo dado que se trata do período onde se verifica maior consumo de energia elétrica e por sua vez um menor excedente ao nível da produção.

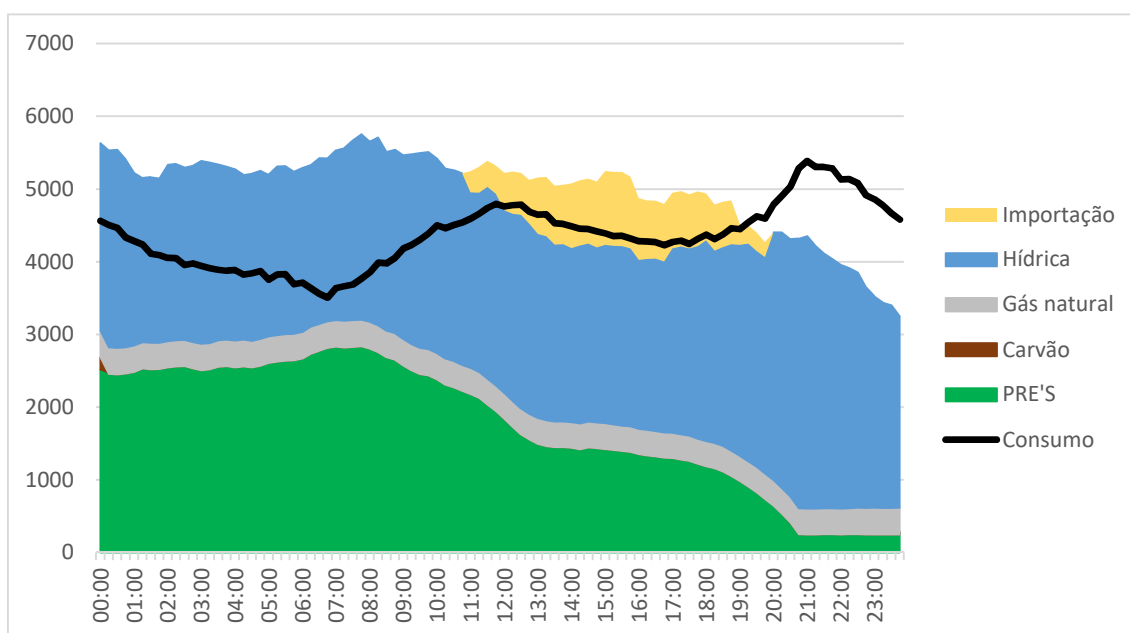


Figura 5.6 – Simulação 1 de 1/05/2016, Caso A – Cenário 2

Se compararmos a figura anteriormente indicada com a Figura 5.7, confirma-se que a reserva operacional e a interligação com Espanha, com base nos critérios definidos, foi suficiente para satisfazer o consumo de energia elétrica. A hídrica contribuiu com 4,3 GWh e a importação com 0,3 GWh, tendo a exportação passado de 11,6 GWh para 10,9 GWh.

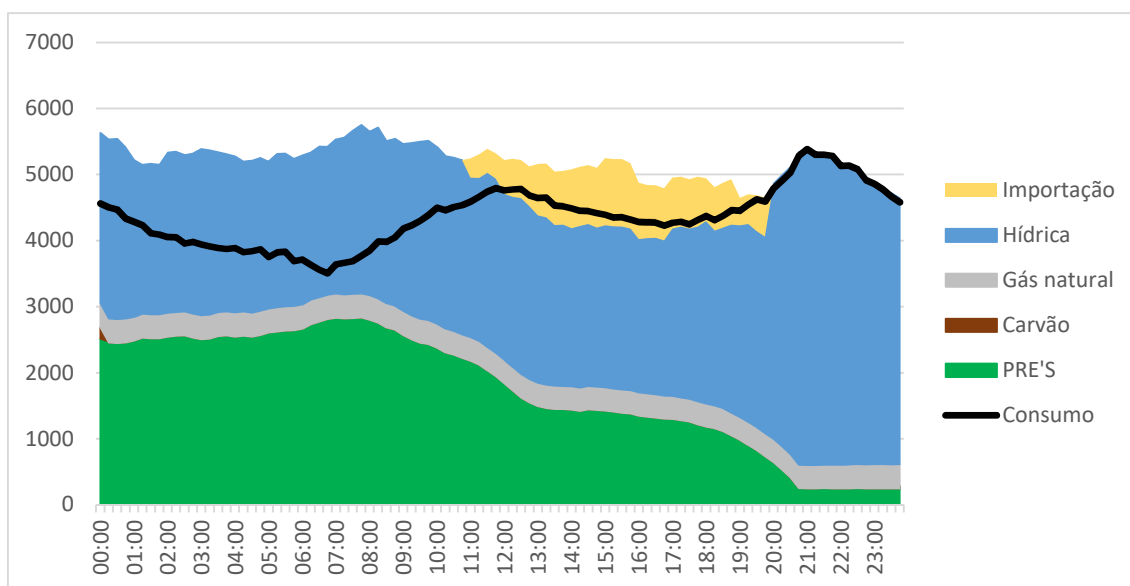


Figura 5.7 - Simulação 2 de 1/05/2016, Caso A – Cenário 2

Tabela 8 - Resumo diário de 1/05/2016, Caso A – Cenário 2

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	48,2	42,9	-5,33	-222,2
Eólica	38,0	32,6	-5,3	-222,2
Hídrica	63,1	67,5	4,3	181,0
Carvão	-0,7	-0,7	0,0	0,0
Gás Natural	8,6	8,6	0,0	0,0
Importação	6,1	6,4	0,3	12,1
Exportação	-11,6	-10,9	0,7	29,2
Consumo	104,7	104,7	0,0	0,0

5.3.3 Caso A - Cenário 3

Analisando o dia 28 de março de 2016, com o respetivo diagrama de carga ilustrado na Figura 5.8, verifica-se, novamente, que o *mix* energético baseia-se praticamente só em fontes renováveis. Além da enorme participação das PRE's, sobretudo das centrais eólicas, e das centrais hidroelétricas, é relevante denotar a colaboração, em certos períodos, da importação. Esta necessidade surge devido ao facto de as centrais térmicas não estarem em funcionamento e de sua capacidade de resposta ser bastante demorada. Assim, o gestor do sistema recorre, nos períodos de maior consumo, à energia armazenada nas albufeiras das centrais hídricas para produzir energia e, caso esta seja insuficiente, à importação. Neste dia as centrais eólicas geraram 68,5

GWh, enquanto as centrais hídricas 42,4 GWh, aprovisionando praticamente todo o consumo de energia elétrica (128,8 GWh).

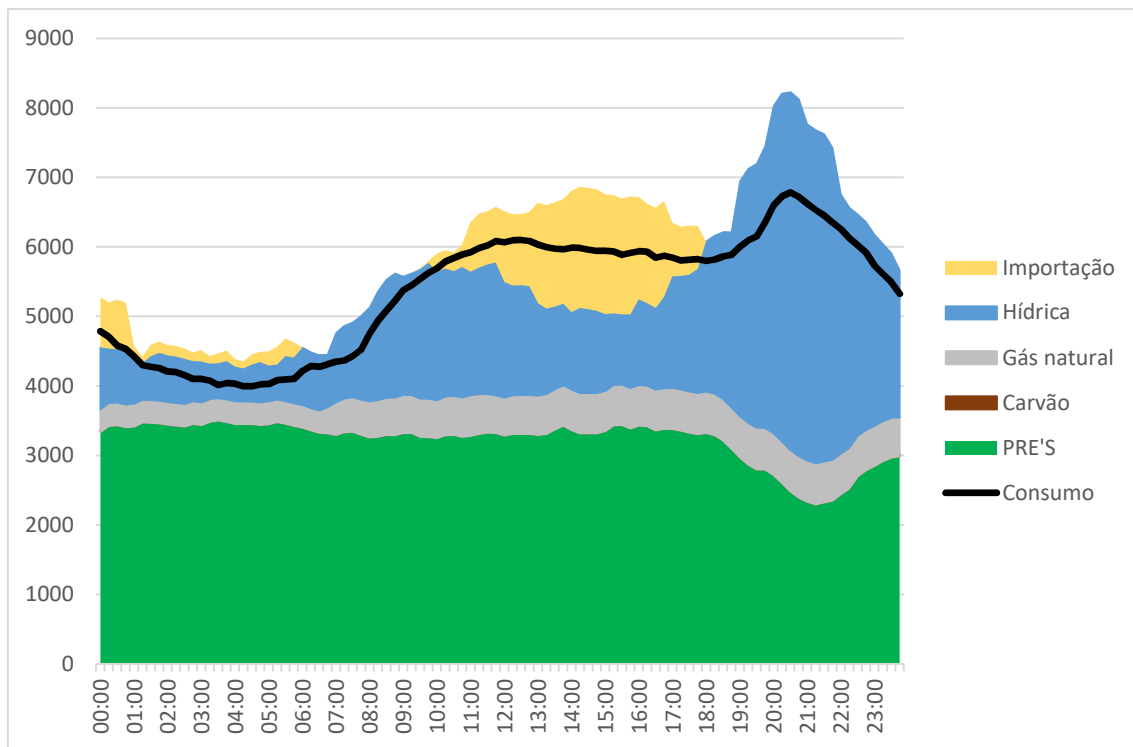


Figura 5.8 - Diagrama de carga real de 28/03/2016

Na Figura 5.9, apresenta-se a simulação do presente cenário, que contempla uma quebra de 100% da produção energia elétrica proveniente do vento, entre a 1h e as 8h, ou seja, no período de vazio. Este período é caracterizado geralmente por uma elevada geração com base eólica, portanto, o sistema produtor procura aproveitar esse recurso. Como tal, estando mais dependente do mesmo, uma redução, com média ou maior intensidade/período, poderá contribuir para uma falha no abastecimento de energia elétrica.

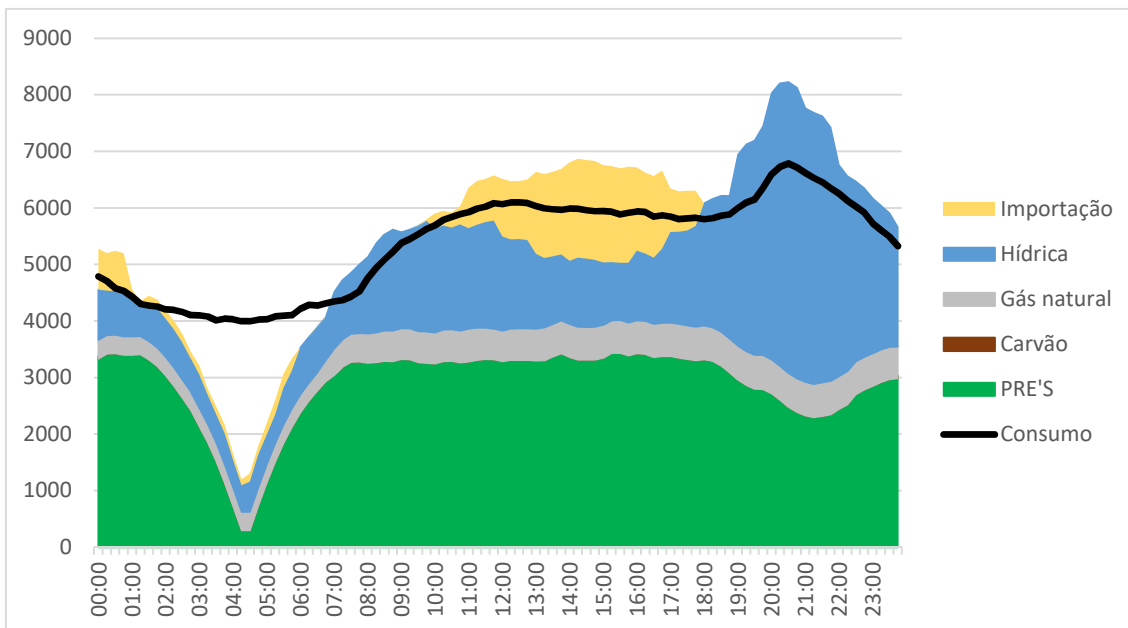


Figura 5.9 – Simulação 1 de 28/03/2016, Caso A – Cenário 3

Esta situação confirmou-se, pois segundo os critérios definidos, a reserva operacional não foi suficiente para compensar a redução em 8,1 GWh de produção eólica, conforme se pode observar na Figura 5.10. Os limites de importação foram atingidos e ficaram a faltar 1,1 GWh para que o consumo fosse suprimido.

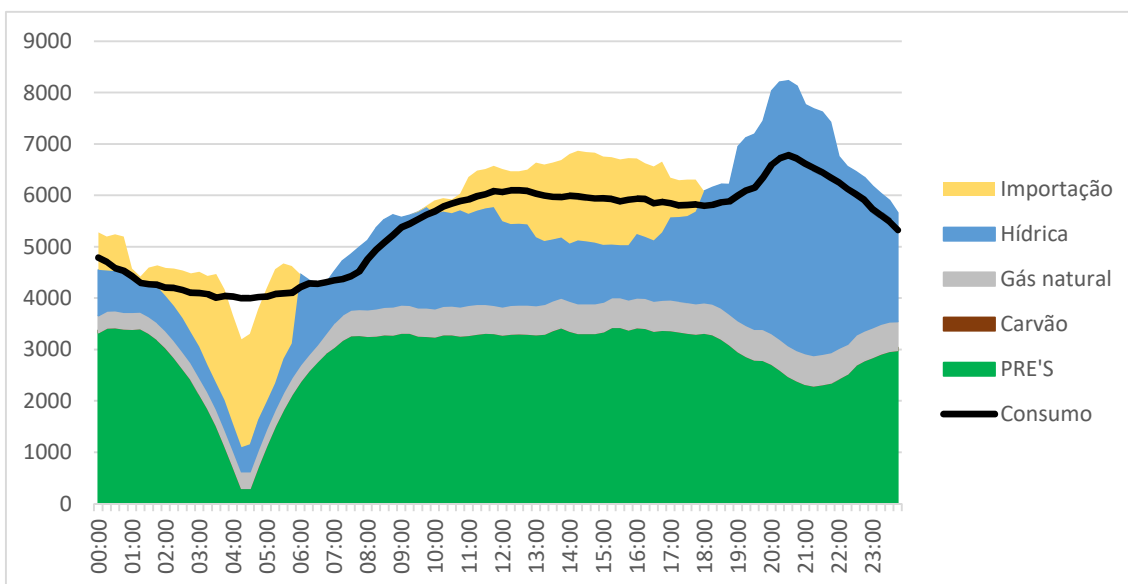


Figura 5.10 - Simulação 2 de 28/03/2016, Caso A – Cenário 3

Tabela 9 - Resumo diário de 28/03/2016, Caso A – Cenário 3

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	77,9	69,7	-8,16	-339,8
Eólica	68,5	60,4	-8,2	-339,8
Hídrica	42,2	42,7	0,5	22,9
Carvão	-0,8	-0,8	0,0	0,0
Gás Natural	12,0	12,0	0,0	0,0
Importação	10,6	16,9	6,3	260,8
Exportação	-5,6	-5,4	-0,3	-10,4
Consumo	128,8	128,8	0,0	0,0

5.3.4 Caso B - Cenário 1

Na Figura 5.11 apresenta-se o diagrama de carga referente ao dia 15 de junho de 2016, em que se verificou uma elevada produção eólica e verifica-se, novamente, que o *mix* energético baseia-se praticamente só em fontes renováveis. Além da enorme participação das PRE's, sobretudo das centrais eólicas, e das centrais hidroelétricas, é relevante denotar a colaboração, em certos períodos, da importação. Esta necessidade surge devido ao facto de as centrais térmicas não estarem em funcionamento e de sua capacidade de resposta ser bastante demorada. Assim, o gestor do sistema recorre, nos períodos de maior consumo, à energia armazenada nas albufeiras das centrais hídricas para produzir energia e, caso esta seja insuficiente, à importação. Neste dia as centrais eólicas geraram 69,5 GWh, enquanto as centrais hídricas 28,1 GWh, aprovendo praticamente todo o consumo de energia elétrica (134,5 GWh).

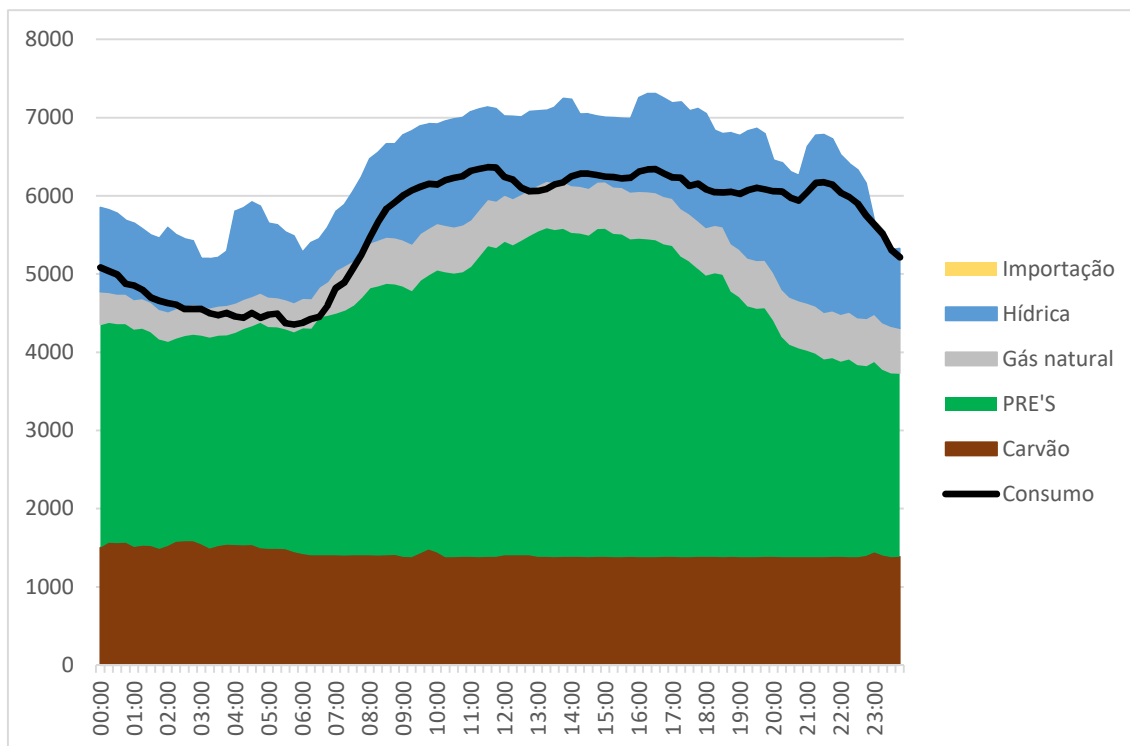


Figura 5.11 - Diagrama de carga real de 15/06/2016

A Figura 5.12 apresenta o diagrama de carga em que é simulado um cenário com uma quebra na produção eólica de 100%, das nove horas até ao final do dia, o que significa que o sistema fica privado da eólica durante praticamente metade do dia. Assim, a produção eólica produziu menos 38 GWh, equivalente a menos cerca de 1582,6 MW de potência média.

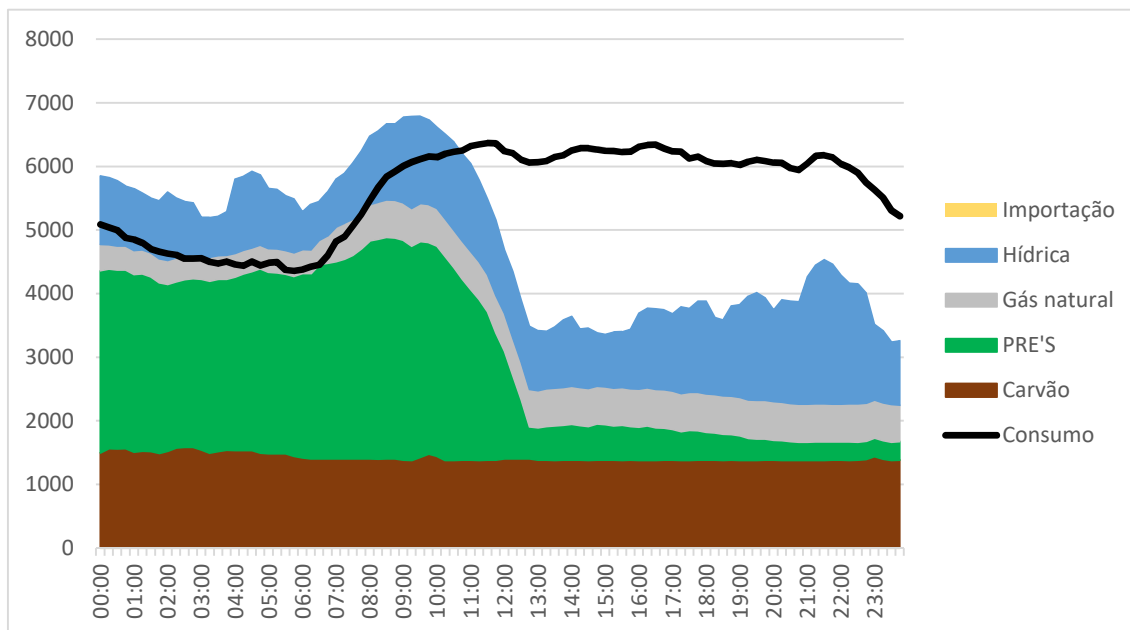


Figura 5.12 – Simulação 1 de 15/06/2016, Caso B – Cenário 1

Este défice de produção, conforme se ilustra na Figura 5.13, foi compensado numa primeira instância pelas centrais hídricas que, dentro dos limites definidos, não tiveram capacidade de reserva suficiente para suprir a totalidade da procura de energia elétrica. Contudo, a interligação com Espanha para importação de energia elétrica permitiu satisfazer a totalidade do consumo. As centrais hídricas contribuíram com mais 23 GWh e a importação foi de 5,7 GWh. O facto de se tratar de um dia com excesso de produção, permitiu que não fosse necessária tanta capacidade de reserva, sendo aproveitados 9,3 GWh deste excedente energético.

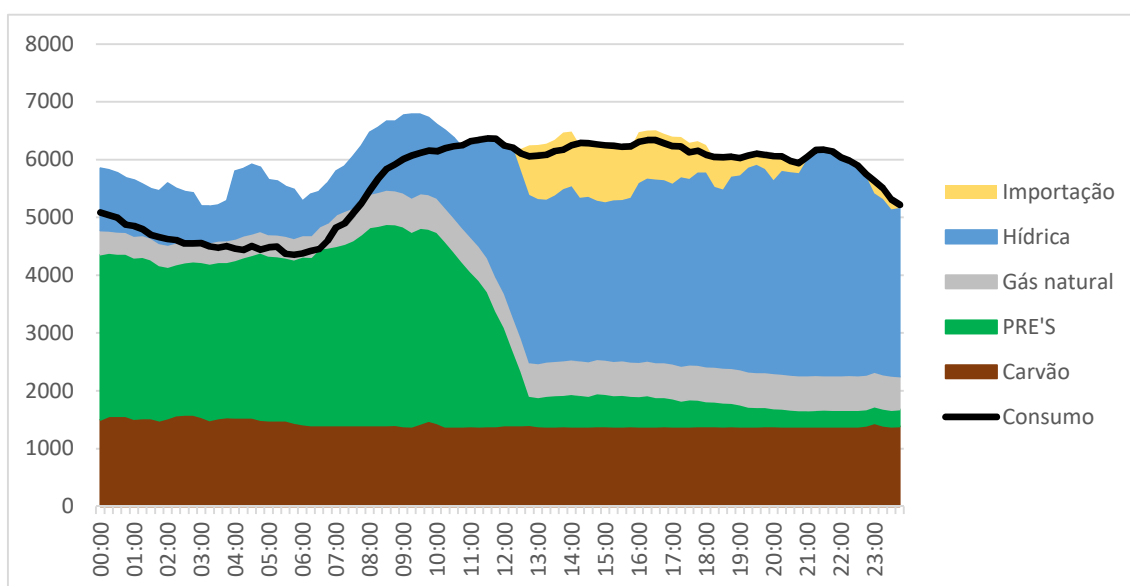


Figura 5.13 – Simulação 2 de 15/06/2016, Caso B – Cenário 1

Tabela 10 - Resumo diário de 15/06/2016, Caso B – Cenário 1

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	78,7	40,7	-37,98	-1582,6
Eólica	69,5	31,5	-38,0	-1582,6
Hídrica	28,1	51,1	23,0	958,1
Carvão	34,2	34,2	0,0	0,0
Gás Natural	12,8	12,8	0,0	0,0
Importação	0,0	5,7	5,7	235,4
Exportação	-18,2	-8,9	-9,3	-389,1
Consumo	134,5	134,5	0,0	0,0

5.3.5 Caso B - Cenário 2

No dia 10 de agosto de 2016, o sistema electroprodutor português caracterizou-se, novamente, por uma produção renovável elevada, embora um pouco menos que no cenário anterior, conforme se ilustra na Figura 5.14. A penetração eólica, com 65,5 GWh, representou 90% da PRE's (76,4 GWh), contudo verificou-se uma quebra de 44% entre as 8h e as 17h30, passando de uma produção de 3382,8 MW para 1483,4 MW. Neste período o sistema socorreu-se sobretudo da importação de energia para garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica. No dia em análise a hídrica produziu 15,2 GWh, valor de produção reduzido dado tratar-se de uma época do ano em que a pluviosidade é bastante reduzida.

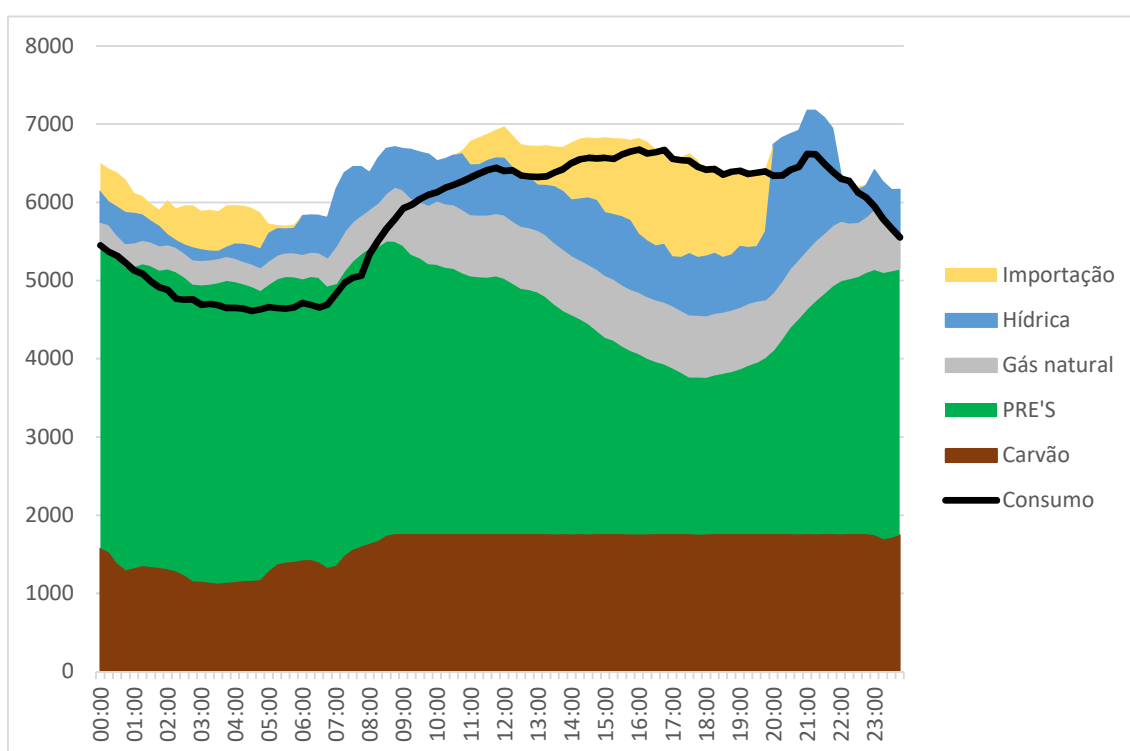


Figura 5.14 - Diagrama de carga real de 10/08/2016

Neste cenário foi simulada uma quebra na eólica de 100% desde as 8h até ao final do dia, sendo assim agravadas as condições reais indicadas anteriormente. Com isto, pretende-se analisar se a capacidade de reserva, quer nacional como externa, é suficiente para responder às necessidades de consumo. O défice de produção é de 30,2 GWh, conforme se pode observar na Figura 5.15.

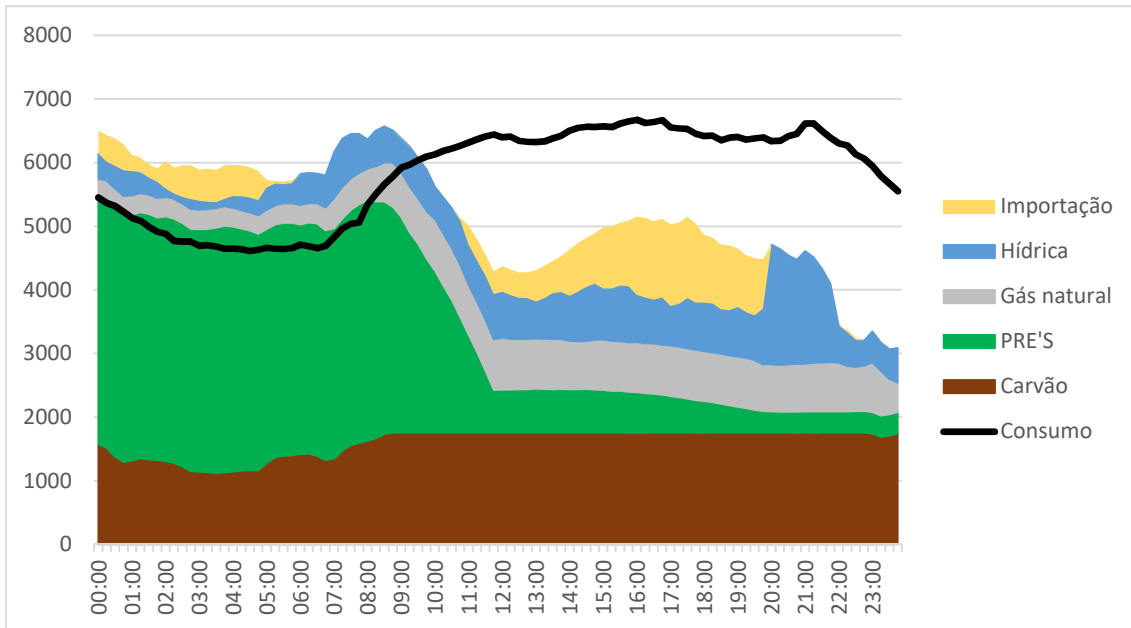


Figura 5.15 - Simulação 1 de 10/08/2016, Caso B – Cenário 2

Após efetuada a simulação, apresentada na Figura 5.16, verifica-se que, nas condições estipuladas, a capacidade disponível na interligação com Espanha e alguma reserva das centrais hídricas são suficientes para suprir a totalidade da procura de consumo de energia elétrica. A hídrica e a importação contribuíram com 7,5 GWh e 20,7 GWh, respetivamente, tendo a restante capacidade resultado do excedente de produção durante o período em análise.

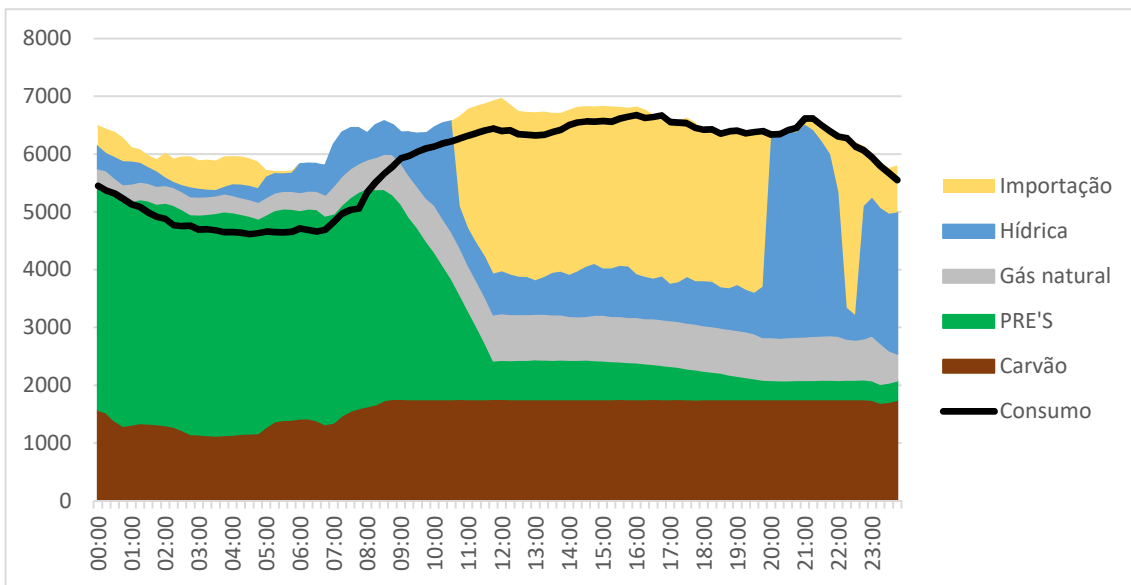


Figura 5.16 - Simulação 2 de 10/08/2016, Caso B – Cenário 2

Tabela 11 - Resumo diário de 10/08/2016, Caso B – Cenário 2

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	76,4	46,2	-30,19	-1257,7
Eólica	65,5	35,4	-30,2	-1257,7
Hídrica	15,2	22,8	7,5	314,2
Carvão	38,6	38,6	0,0	0,0
Gás Natural	14,7	14,7	0,0	0,0
Importação	9,6	30,3	20,7	864,1
Exportação	-3,9	-2,0	-1,9	79,5
Consumo	139,7	139,7	0,0	0,0

5.3.6 Caso B - Cenário 3

Na Figura 5.17 apresenta-se o diagrama de carga referente ao dia 13 de setembro de 2016, caracterizado por, na sua base, incorporar as centrais térmicas a carvão e, numa posição acima, aparece a PRE, com contributo muito elevado da eólica, com 56,1 GWh, embora mais baixo que os dois cenários anteriores. Numa posição central do diagrama surge a tecnologia térmica a Gás Natural, com uma produção diária de 43,4 GWh. A ponta do diagrama é preenchida pelas centrais hídricas de fio-de-água e de albufeira que, em conjunto, produziram 21,2 GWh. A importação surge por último, mas com pouca expressão no dia em análise.

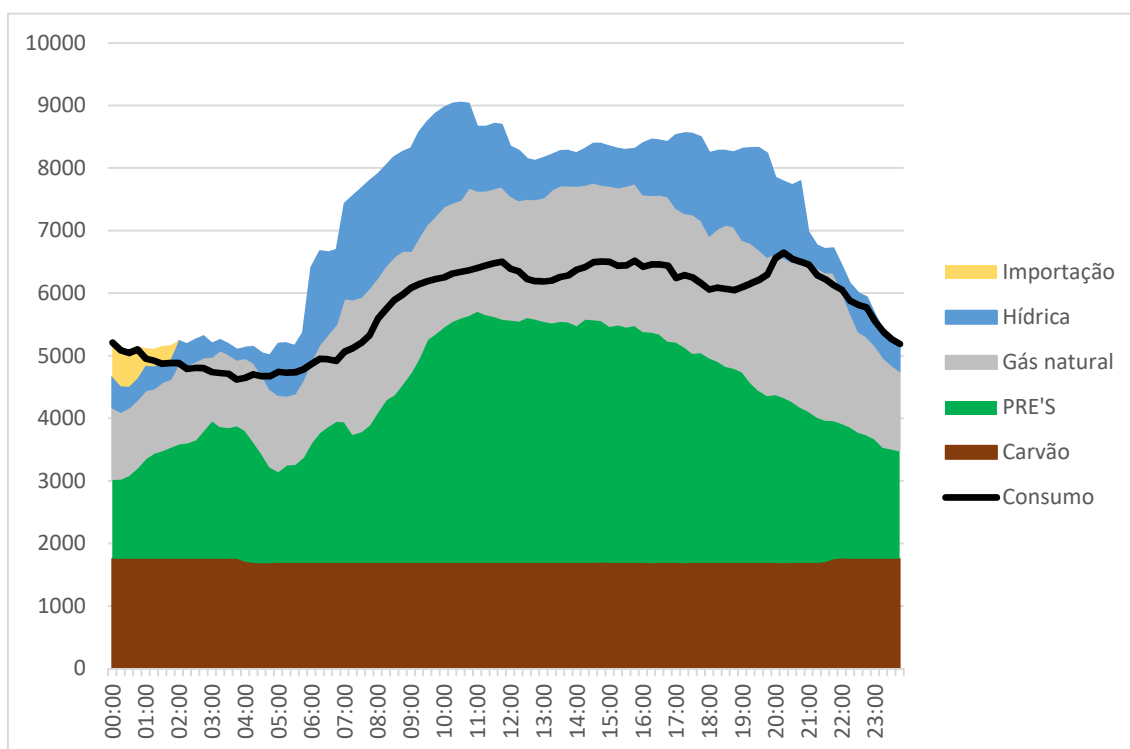


Figura 5.17 - Diagrama de carga real de 13/09/2016

No presente cenário simulou-se uma queda na eólica de 100% entre as 8h e as 24h, conforme é apresentado na Figura 5.18. Visto trata-se de um dia com um claro excedente de produção, traduzido em 29,3 GWh de exportação de energia elétrica, não é tão visível a perda de 36,6 GWh de produção eólica diária, correspondente a 70% da PRE.

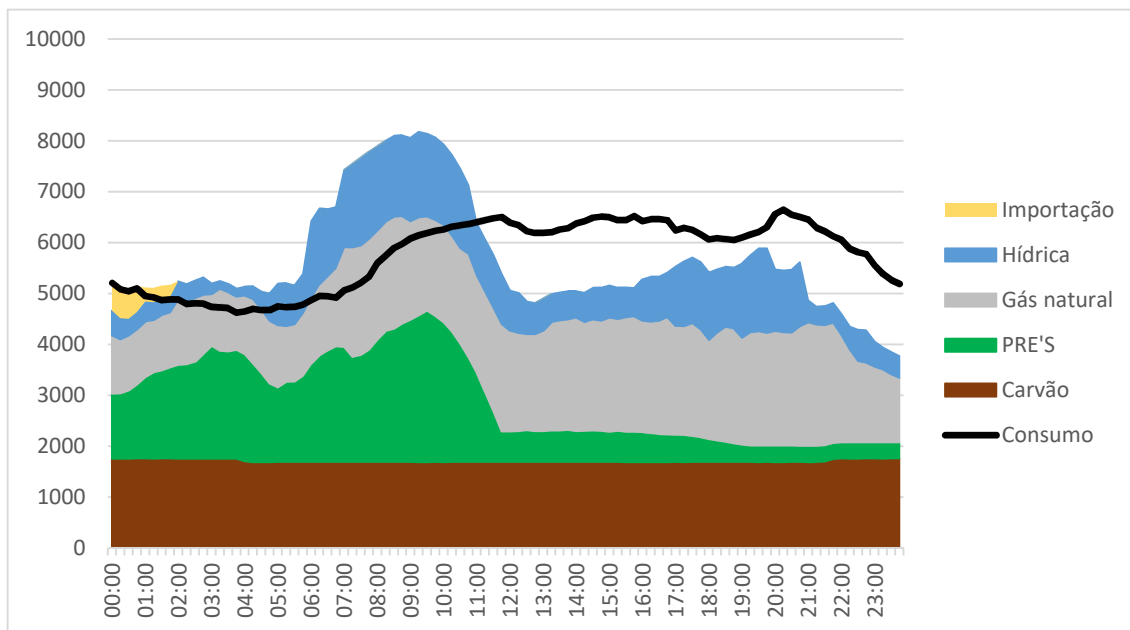


Figura 5.18 - Simulação 1 de 13/09/2016, Caso B – Cenário 3

Através do diagrama de carga da Figura 5.19 pode-se verificar que, mais uma vez, a capacidade hídrica de *backup* foi suficiente para fazer face ao consumo de energia elétrica. Tendo em conta os critérios definidos para limitação da hídrica, neste cenário não foi necessário recorrer à importação de energia no país vizinho. Isto pode-se justificar pelo elevado excedente de produção durante o dia em análise, que passou assim de 29,3 GWh para 10,3 GWh. As centrais hídricas contribuíram com mais 17,6 GWh.

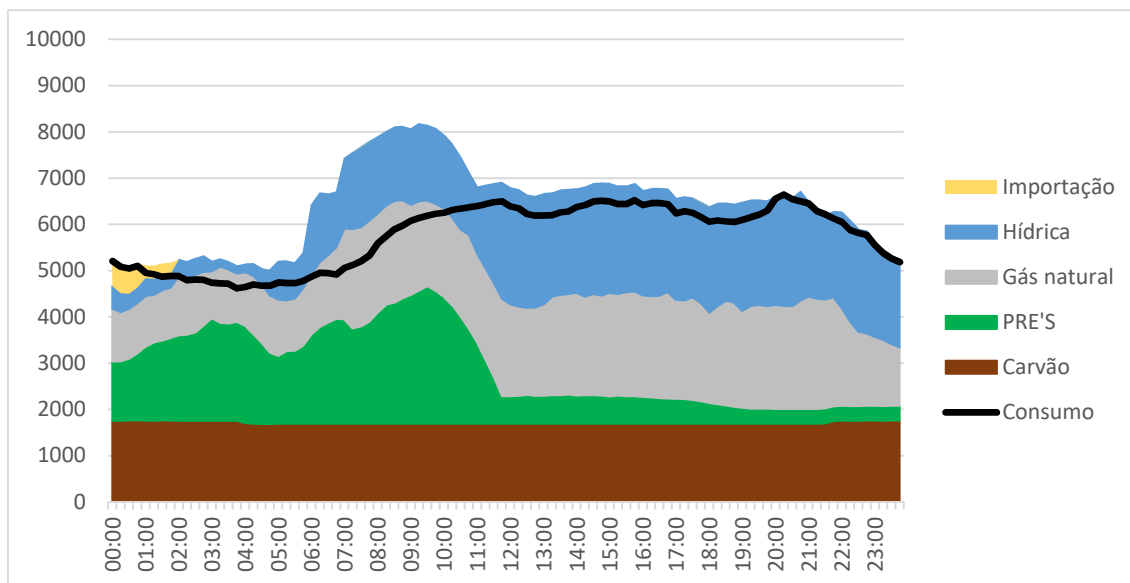


Figura 5.19 - Simulação 2 de 13/09/2016, Caso B – Cenário 3

Tabela 12 - Resumo diário de 13/09/2016, Caso B – Cenário 3

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	66,1	29,4	-36,64	-1526,8
Eólica	56,1	19,4	-36,6	-1526,8
Hídrica	21,2	38,8	17,6	733,6
Carvão	40,9	40,9	0,0	0,0
Gás Natural	43,4	43,4	0,0	0,0
Importação	0,8	0,8	0,0	0,0
Exportação	-29,3	-10,3	-19,0	-793,2
Consumo	138,3	138,3	0,0	0,0

5.3.7 Caso C - Cenário 1

Neste caso temos as PRE's na base do diagrama de cargas do sistema electroprodutor, consequência da elevada produção renovável durante praticamente todo o dia, baseada em energia eólica e hídrica (fio-de-água e albufeira), fruto de muita pluviosidade e vento. Contudo, por razões de operacionalidade, as centrais térmicas não são desligadas. Para este cenário ter-se-á em conta o dia 6 de janeiro de 2016 (Figura 5.20), onde as centrais eólicas obtiveram uma produção de 69,7 GWh enquanto as centrais hídricas apresentaram uma produção de 58,4 GWh, correspondendo a 44,6% e 37,4%, respetivamente, do consumo diário total nacional. Referir ainda que neste dia foi necessário recorrer à importação para suprir grande parte do consumo.

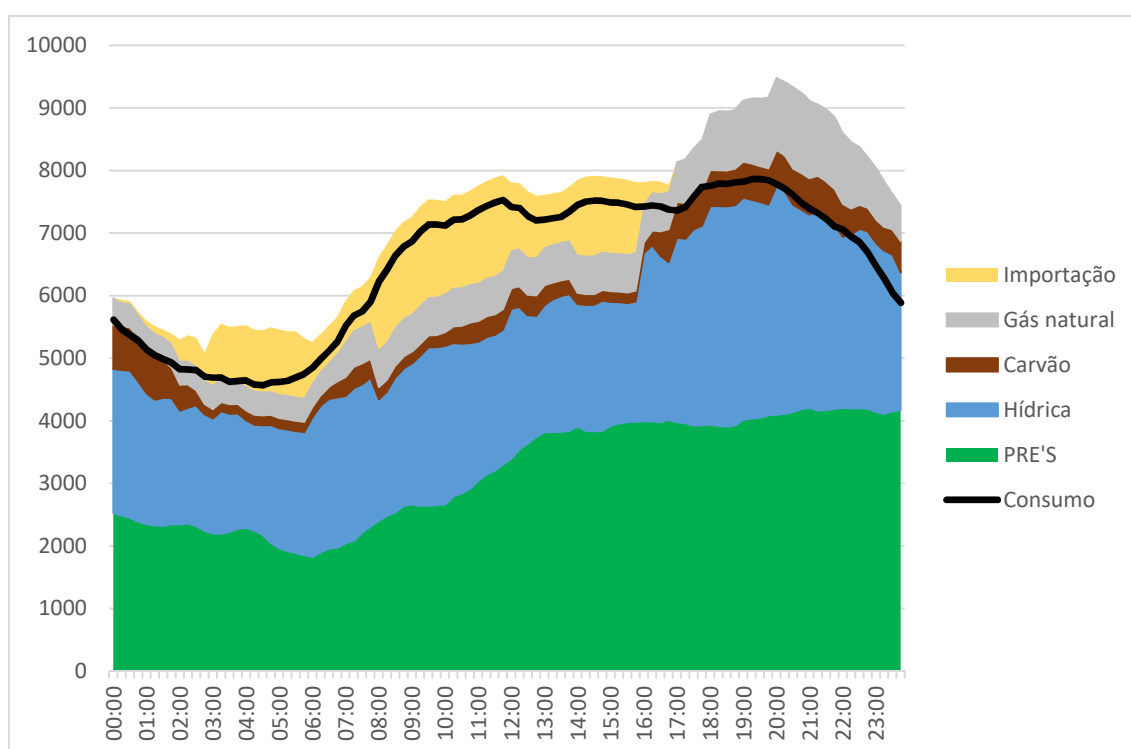


Figura 5.20 - Diagrama de carga real de 6/01/2016

Para este dia considerou-se uma queda de 100% na produção eólica entre as 9h e as 24h, simulação representada na Figura 5.21. Isto resulta em menos 65,2% de contribuição de energia diária eólica, passando para uma produção de 24,2 GWh. A potência média que necessita de ser compensada é de 1893,1 MW. Dado o excesso de produção na ponta da noite, devido à elevada hidraulicidade, o período mais afetado por esta “quebra” foi o período da tarde.

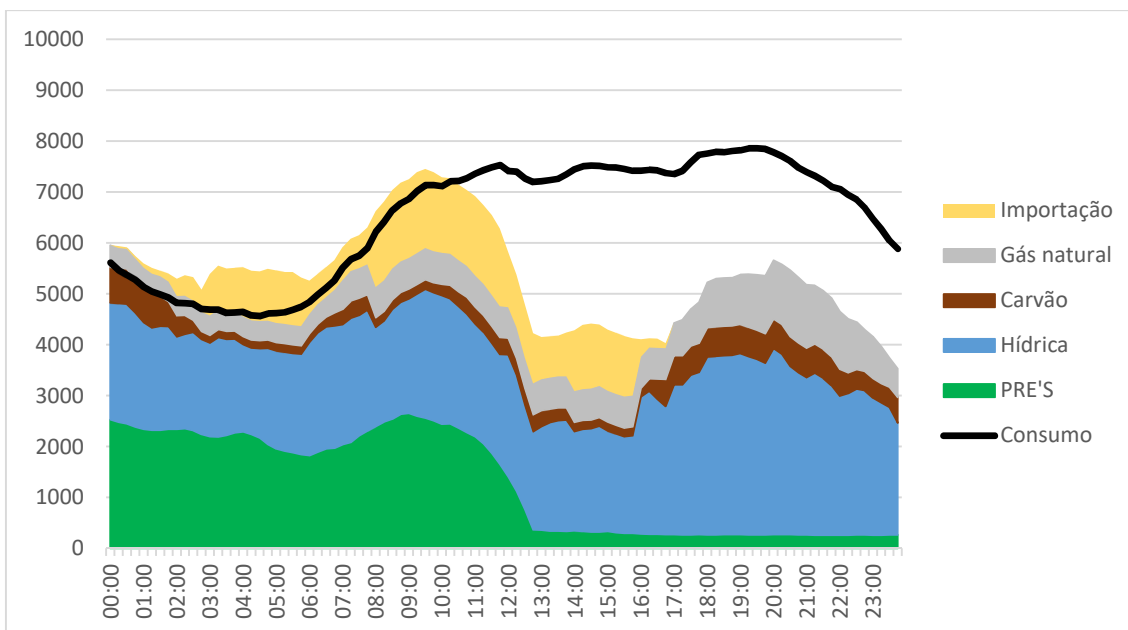


Figura 5.21 - Simulação 1 de 6/01/2016, Caso C – Cenário 1

A análise à simulação do diagrama de cargas do dia em questão (Figura 5.22), permite concluir que, apesar a capacidade hídrica disponível, a capacidade para importação não foi suficiente para satisfazer o consumo. As centrais hídricas entregaram à rede mais 13,3 GWh enquanto a importação aumentou de 15,3 GWh para 30,4 GWh. Por último, salientar que seria necessário outro tipo de produção para injetar na rede mais 7 GWh para garantir a segurança do sistema electroprodutor.

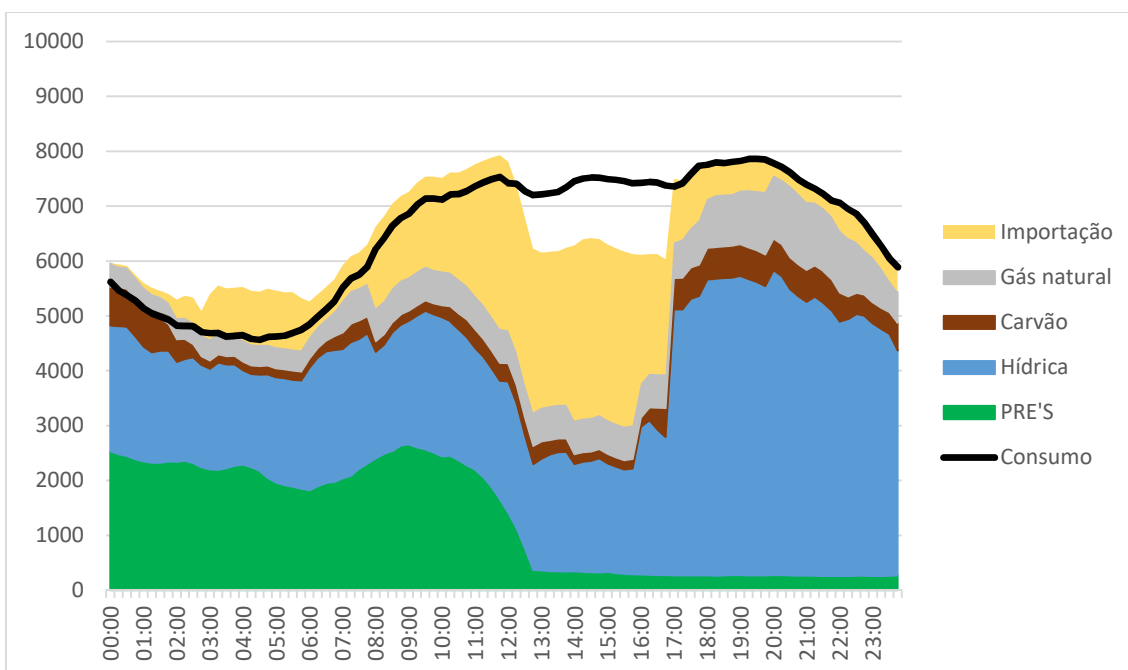


Figura 5.22 - Simulação 2 de 6/01/2016, Caso C – Cenário 1

Tabela 13 - Resumo diário de 6/01/2016, Caso C – Cenário 1

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	76,4	31,0	-45,43	-1893,1
Eólica	69,7	24,2	-45,4	-1893,1
Hídrica	58,4	71,7	13,3	554,2
Carvão	8,6	8,6	0,0	0,0
Gás Natural	15,6	15,6	0,0	0,0
Importação	15,3	30,4	15,2	631,3
Exportação	-10,0	0,0	10,0	414,7
Consumo	156,3	156,3	0,0	0,0

5.3.8 Caso C - Cenário 2

Neste cenário analisa-se o dia 7 de janeiro de 2016 (Figura 5.23), dia seguinte ao analisado anteriormente, em que a PRE se manteve na base do diagrama. Consequência deste facto, está a elevada produção eólica, que ao longo deste dia manteve a sua capacidade de produção praticamente linear. Para a base do diagrama de carga, embora com uma menor produção, contribuíram também as centrais térmicas e as centrais de ciclo combinado a gás natural. Por sua vez, as centrais hídricas abasteceram os períodos de cheia e ponta. A produção eólica e hídrica, 88 GWh e 75 GWh, respetivamente, contribuíram para um dia em que Portugal foi claramente exportador, não necessitando de importar energia em qualquer período do dia.

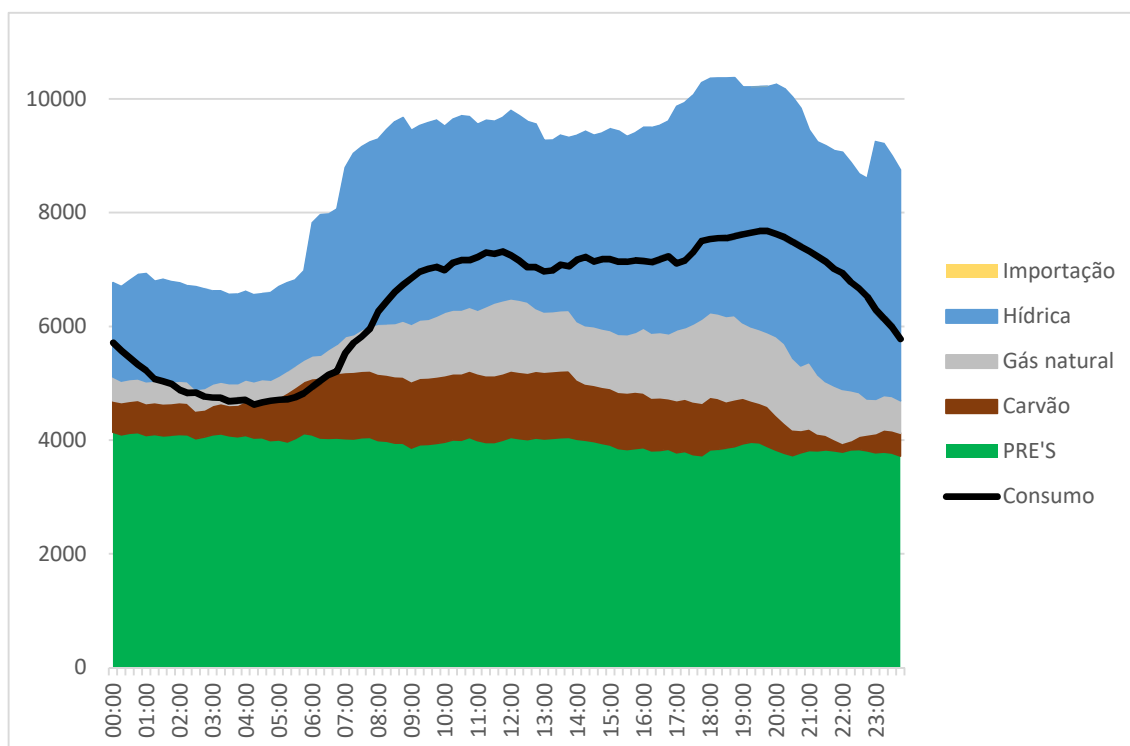


Figura 5.23 - Diagrama de carga real de 7/01/2016

Para este cenário, voltou-se a considerar a situação mais penalizadora para o sistema, com uma quebra máxima diária na eólica de 100%, com início às 8h e findo no final do dia. Isto significa um decréscimo de 55% na produção eólica diária, obtendo-se agora 39,7 GWh. O elevado saldo exportador (52,3 GWh) registado neste dia, permite que a energia a repor no sistema seja manifestamente inferior à “perca”, conforme se observa na Figura 5.24.

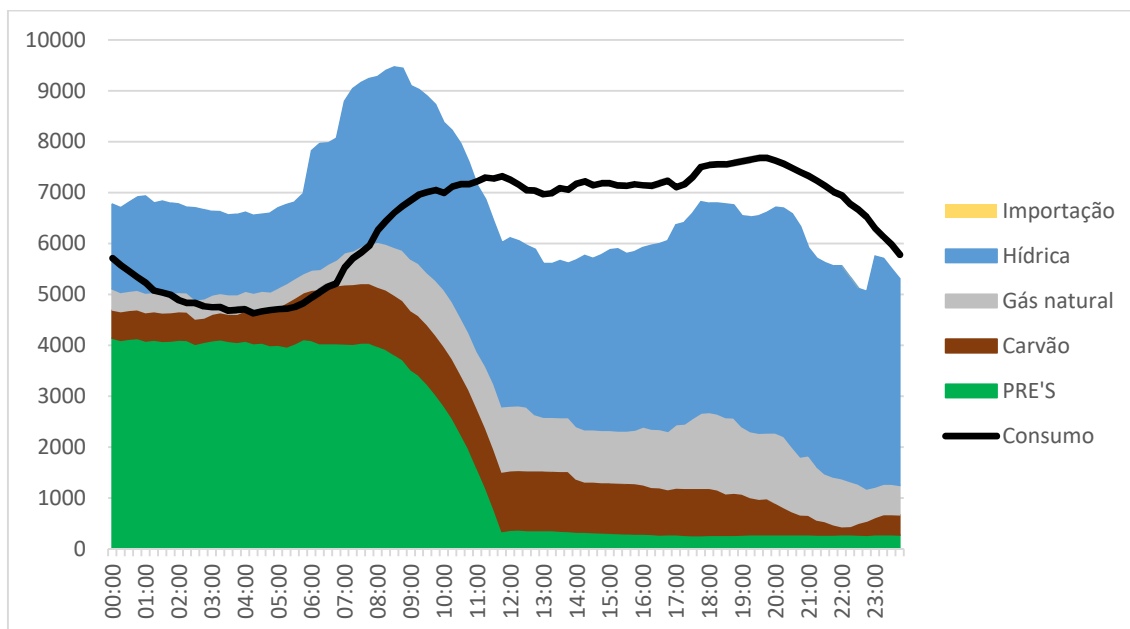


Figura 5.24 – Simulação 1 de 7/01/2016, Caso C – Cenário 2

A simulação efetuada para este cenário (Figura 5.25) permite concluir que a reserva hídrica disponível foi suficiente para garantir o abastecimento do sistema electroprodutor. As centrais hídricas produziram mais 14,4 GWh em comparação com o diagrama de carga real, traduzindo-se em aproximadamente 600 MW de potência média. A exportação passou de 52,3 GWh para 18,4 GWh.

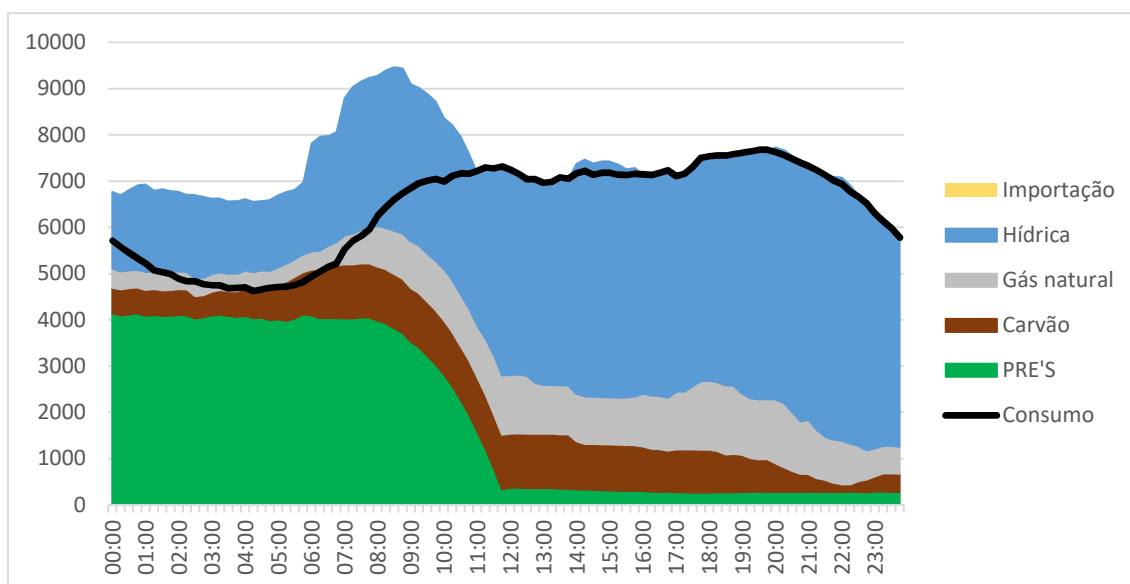


Figura 5.25 - Simulação 2 de 7/01/2016, Caso C – Cenário 2

Tabela 14 - Resumo diário de 7/01/2016, Caso C – Cenário 2

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	94,9	46,6	-48,27	-2011,1
Eólica	88,0	39,7	-48,3	-2011,1
Hídrica	75,0	89,4	14,4	599,9
Carvão	19,8	19,8	0,0	0,0
Gás Natural	21,0	21,0	0,0	0,0
Importação	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportação	-52,3	-18,4	-33,9	-1411,1
Consumo	153,9	153,9	0,0	0,0

5.3.9 Caso C - Cenário 3

O diagrama de carga em análise para este cenário é referente ao dia 5 de março de 2016, e está representado na Figura 5.26. Neste dia, a PRE aprovisiona novamente a base do diagrama com uma produção eólica de 64,4 GWh, inferior aos dois cenários anteriores. A hídrica contribuiu com 73,2 GWh, sendo responsável pelos períodos de cheia. A completar o diagrama, com uma produção menos expressiva, tem-se a produção térmica e as centrais de ciclo combinado a gás natural, com 8 GWh e 10,6 GWh respetivamente.

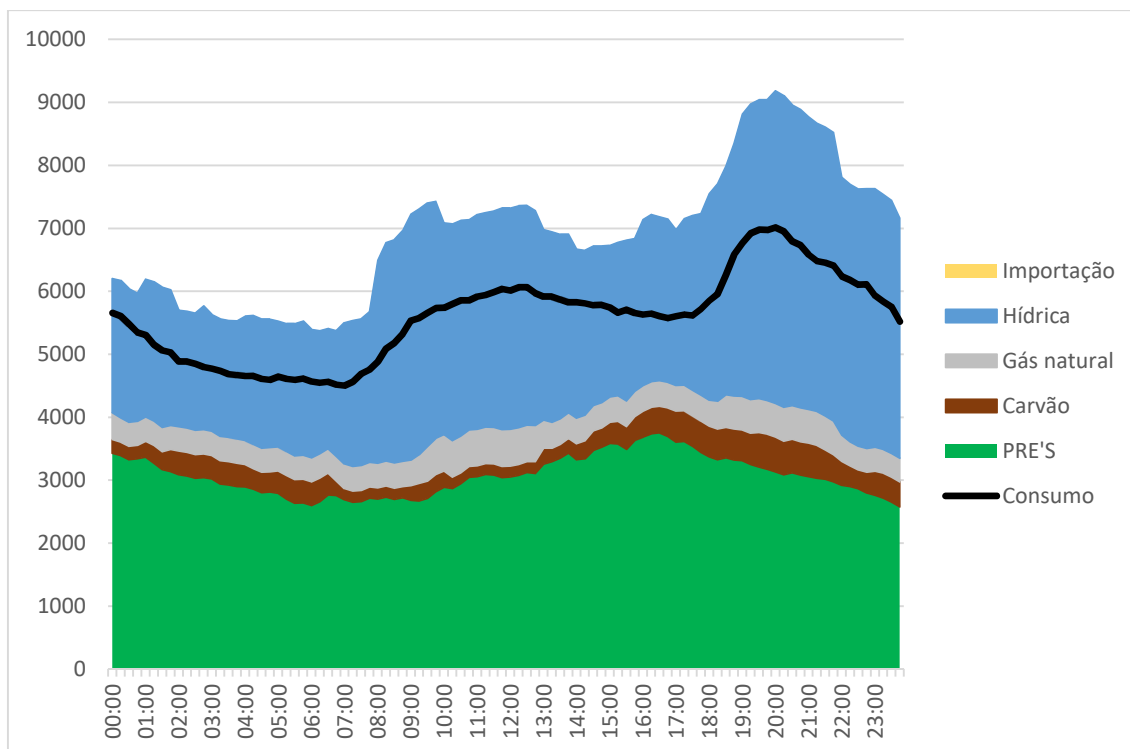


Figura 5.26 - Diagrama de carga real de 5/03/2016

Num dia em que a eólica representou 48% do consumo, estabeleceu-se um cenário de quebra na produção eólica de 100% entre as 8h e as 24h. Este período inclui a ponta da tarde e da noite, onde o impacto desta quebra poderá ser mais preocupante para a segurança do sistema. Através da simulação apresentada na Figura 5.27, verifica-se que a perturbação da eólica afeta mais o período da tarde e menos a ponta da noite. Isto deve-se ao excedente de produção ser mais elevado nesta altura do dia. Assim, a produção eólica reduziu 58,4% de energia diária, passando para 26,8 GWh, enquanto a energia exportada passou de 27 GWh para 6 GWh.

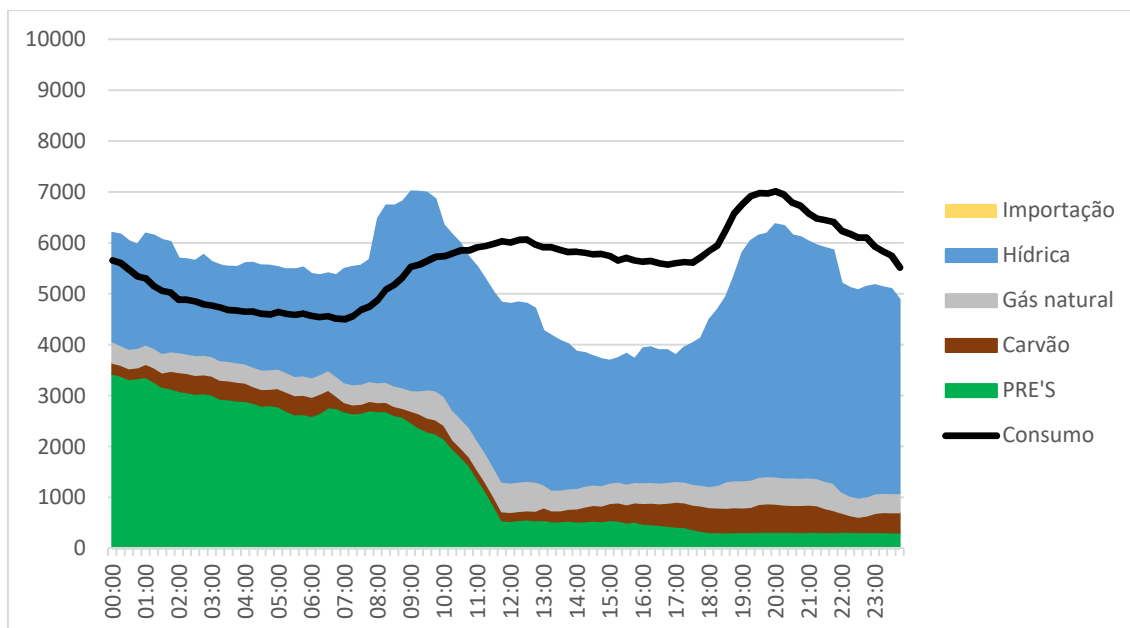


Figura 5.27 – Simulação 1 de 5/03/2016, Caso C – Cenário 3.

Para este cenário, existem soluções para compensar esta redução de potência disponível, conforme ilustrado na Figura 5.28. As centrais hídricas e a importação de energia revelaram-se assim suficientes para compensar a quebra da produção eólica. A produção hídrica e a importação aumentaram 16 GWh e 0,6 GWh, respetivamente. Salientar ainda que o excedente de produção contribuiu com 21 GWh para diminuir a diferença entre a potência disponível e o consumo durante o período da perturbação.

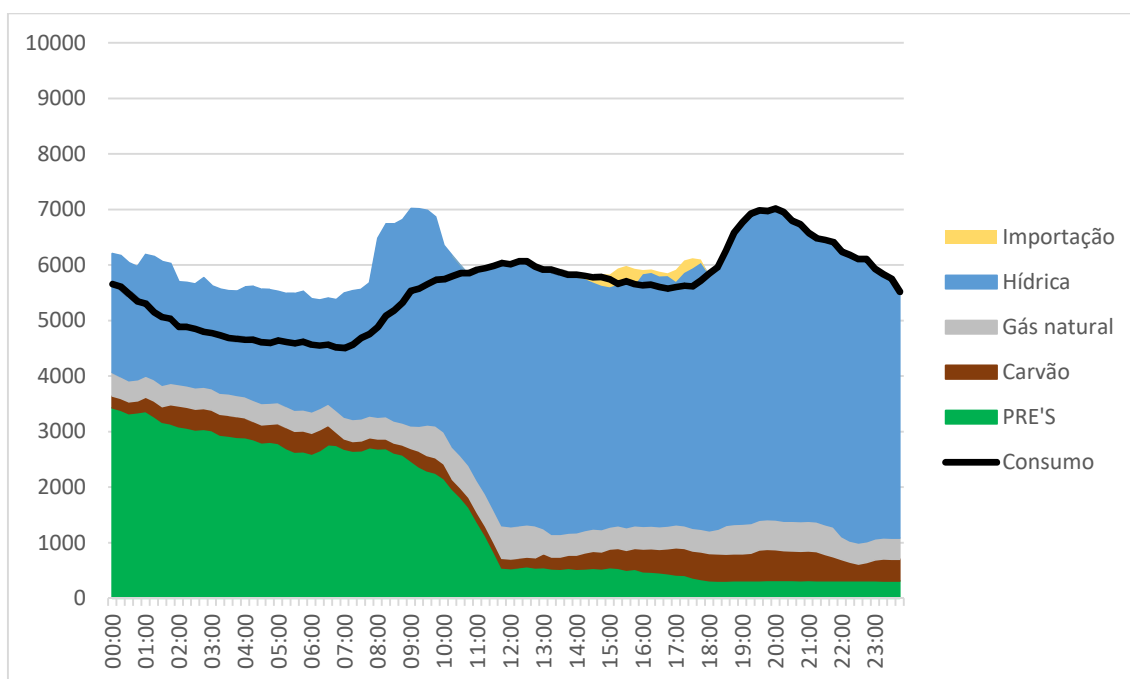


Figura 5.28 – Simulação 2 de 5/03/2016, Caso C – Cenário 3

Tabela 15 – Resumo diário de 5/03/2016, Caso C – Cenário 3

	Real (GWh)	Simulação (GWh)	ΔW (GWh)	P_{med} (MW)
PRE's	73,9	36,3	-37,61	-1567,0
Eólica	64,4	26,8	-37,6	-1567,0
Hídrica	73,2	89,2	16,0	667,6
Carvão	8,0	8,0	0,0	0,0
Gás Natural	10,6	10,6	0,0	0,0
Importação	0,0	0,6	0,6	24,6
Exportação	-27,0	-6,0	-21,0	-874,8
Consumo	134,2	134,2	0,0	0,0

6 Conclusões finais

A realização desta dissertação teve como objetivo simular e analisar um conjunto de cenários que representassem o impacto da variabilidade da produção eólica na segurança do sistema electroprodutor.

O aumento da potência eólica instalada tem conquistado cada vez mais relevo do sistema electroprodutor português, representando cerca de 39% da potência total instalada em 2016. Porém, a introdução deste tipo de energia na rede elétrica acarreta algumas preocupações relacionadas com a segurança do sistema electroprodutor, devido à forte variabilidade temporal do recurso pois, este não se encontra disponível na natureza de forma contínua.

Deste modo, com base nos dados do sistema electroprodutor de 2016, foram caracterizados três tipos de casos de interesse e construídos alguns cenários representativos da queda da produção eólica. Para isso, foi necessário implementar uma ferramenta computacional de simulação de diagramas de produção e consumo, com base numa metodologia especificada.

Como foi demonstrado, em certos períodos, o diagrama de carga foi satisfeito praticamente com base nas energias renováveis (sobretudo eólica). Isto acarreta com uma consequência imediata: a preocupação constante com a segurança do sistema electroprodutor. Uma quebra acentuada na velocidade média do vento implica medidas por parte do despacho que devem ser tomadas a fim de evitar o colapso da Rede Elétrica. Contudo, existe a reserva hídrica, que pode ser lançada no espaço de alguns minutos, como resposta a uma eventual quebra na produção eólica.

Conforme foi demonstrado no presente documento, existem cenários que devem ser levados em conta pelo operador de sistema no sentido de prevenir uma eventual quebra na eólica. Neste contexto, foram utilizados três casos com o objetivo de simular e analisar os vários cenários. O primeiro caso (Caso A) é baseado em diagramas de carga sem produção térmica, o segundo caso (Caso B) tem por base diagramas de carga com elevada produção eólica e menor produção hídrica, enquanto o terceiro caso (Caso C) são dissecados diagramas de carga com a PRE na base do diagrama.

Assim, para o caso A verificou-se que, consequência da elevada produção proveniente das centrais eólicas e centrais hídricas, as centrais térmicas mantiveram-se “desligadas”. Esta gestão do despacho implica o recurso à importação em períodos que a produção nacional não é suficiente para satisfazer o consumo. Foram analisados cenários de quebra na eólica de 50% e 100% em vários períodos do diagrama de carga. Concluiu-se que, tendo por base os limites de potência disponível disponibilizados pela REN, existem alguns períodos em que a importação disponível é insuficiente para corresponder ao consumo de energia elétrica nacional, colocando em perigo a segurança do sistema electroprodutor. Nos restantes períodos a reserva hídrica revela-se suficiente para compensar a redução da potência eólica disponível.

Para o caso B, o *mix* energético dos diagramas de carga baseia-se sobretudo em fontes renováveis, com destaque para a elevada produção eólica. Para os três cenários foi considerado o panorama mais penalizador para o sistema, com uma percentagem máxima de 100% para a quebra da produção eólica desde as 8/9h até ao final do dia. Através dos cenários simulados neste caso, verificou-se que, tanto a capacidade hídrica de reserva como a capacidade disponível para importar energia, foram suficientes para fazer face à quebra da eólica.

Por fim, no caso C, os diagramas de carga com base na PRE, fruto de uma elevada produção eólica, permitem ao despacho reduzir a produção térmica comparativamente com o caso anterior. Para este caso foi considerada também uma quebra da eólica de 100% durante o início da manhã e o fim do dia, de modo a ter o máximo impacto. Deste modo, verificou-se através das simulações efetuadas que no “Cenário 1” existe um período em que a importação atinge o limite da potência disponível e não permite suprir a totalidade do consumo. Nos outros dois cenários, verificou-se que a capacidade hídrica de reserva se revelou suficiente para garantir o abastecimento de energia, sendo que o elevado excedente de produção nos períodos em questão também contribuiu para esse facto.

A preocupação com a segurança é um fator fundamental e, como se verificou nos casos apresentados anteriormente, existem situações que podem comprometer a segurança do sistema. Esta questão poderá ser melhorada com a introdução de novos aproveitamentos hidroelétricos, especialmente os reversíveis. Estes permitem o aproveitamento eólico nos períodos em que este excede o consumo e utilização desse *backup* quando existe necessidade de responder às variações do diagrama de carga. Em simultâneo, o reforço da RNT é importante de modo a permitir o aumento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

6.1 Trabalhos futuros

Dentro do contexto deste trabalho, com o intuito de dar continuidade e melhorar a análise ao tema, é importante aperfeiçoar o algoritmo utilizado de modo a ser mais eficaz. Pode-se desenvolver um método para otimizar a seleção dos diagramas de carga mais críticos do ponto de vista da segurança do sistema. Seria interessante fazer uma análise tendo em consideração as limitações das capacidades das centrais hídricas, pois consoante o período sazonal existe uma redução ou aumento dos padrões de precipitação e conseqüente alteração da produção hídrica. Neste contexto, seria também importante efetuar o estudo com base nos dados de bombagem, nomeadamente qual a capacidade disponível de *backup*. Outro tema a ter em conta num trabalho futuro, passa por analisar os preços de mercado para a importação e exportação, de modo a se entender qual o impacto económico decorrente da variabilidade do recurso renovável.

7 Bibliografia

- Arias, D. A., Member, S., Mota, A. A., Mota, L. T. M., Ieee, M., & Castro, C. A. (2008). A Bilevel Programming Approach For Power System Operation Planning Considering Voltage Stability And Economic Dispatch, 1–6.
- BARBOSA, F. M. (n.d.). Gestão de energia. Gestão do diagrama de cargas. FEUP.
- EDP. (n.d.). WindFloat regressa ao porto depois de missão bem-sucedida no mar. Retrieved July 15, 2017, from <https://www.edp.pt/pt/media/noticias/2016/Pages/WindFloatregressaaoportodepoisdemissaobemsucedidanomar.aspx>
- ERSE. (n.d.). Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Retrieved January 1, 2016, from www.erse.pt
- European Wind Energy Association. (2012). Wind in power: 2011, European Statistics. *2011 European Statistics.*, 2012(February 13), The European Wind Energy Association. Retrieved from http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/Statistics_2011.pdf
- Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic. (2016). Wind in power. *EWEA European Statistics*, (February), 1–12. <https://doi.org/10.1007/s10854-007-9177-9>
- Global Wind Energy Council. (2008). Global Wind Report 2007. Retrieved from <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-2007-report/>
- H. L. Willis e W. G. Scott. (2000). *Distributed Power Generation*.
- INEGI. (n.d.). Energias endogénas de Portugal. Retrieved July 12, 2017, from <http://e2p.inegi.up.pt/#Tec10>
- INEGI. (2016). Parques eólicos em Portugal - Dezembro 2016. Retrieved May 15, 2017, from http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_2016.pdf
- REN. (n.d.). Redes Energéticas Nacionais. Retrieved June 11, 2017, from www.ren.pt
- REN. (2006). Potencial hidroelétrico nacional, 1–14.
- REN. (2016a). Caracterização da RNT para efeitos de acesso à rede. Retrieved from <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/CaracterizacaoRNT2015.pdf>
- REN. (2016b). Caracterização das interligações. Retrieved from file:///C:/Users/Utilizador/Desktop/M_S_E_E/OPSEE/OT/Caracterizacao-das-Interligacoes-em-31-de-dezembro-de-2015.pdf
- REN. (2016c). Dados Técnicos 2016 - Technical Data. *Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A*, 36. Retrieved from [https://www.ren.pt/files/2017-04/2017-04-18143317_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$see3c56e5-6d14-4aa0-ac1f-ca5006917e03\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$\\$1.PDF%0Ahttps://www.ren.pt/files/2017-03/2017-03-24140032_7a820a40-3b49-](https://www.ren.pt/files/2017-04/2017-04-18143317_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$see3c56e5-6d14-4aa0-ac1f-ca5006917e03$$storage_image$$pt$$1.PDF%0Ahttps://www.ren.pt/files/2017-03/2017-03-24140032_7a820a40-3b49-)
- SUCENA PAIVA, J. P. (2012). *Redes de Energia Elétrica. Uma análise sistemática* (IST PRESS).
- Wood, A.J, Wollenberg, B. F. (1996). *Power Generation, Operation and Control*. (John Wiley, Ed.).