



UNIVERSIDADE D
COIMBRA



Pedro Cardoso de Lemos Ferreira

REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE PARA A INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.

Fevereiro de 2019



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA



REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE PARA A INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Pedro Cardoso de Lemos Ferreira

ORIENTADOR

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

JÚRI

Professor Doutor Carlos Alberto Henggeler de Carvalho Antunes

Professora Doutor Rita Cristina Girão Coelho da Silva

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Fevereiro de 2019

“If you want to find the secrets of the universe, think in terms of energy, frequency and vibration. “– Nikola Tesla

Agradecimentos

Quero deixar um sentido agradecimento a quem me ajudou a concluir esta dissertação.

Ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura pela confiança transmitida, inteira disponibilidade em todas as fases deste trabalho e pelos conhecimentos que me transmitiu ao longo desta dissertação e durante o meu percurso na Universidade de Coimbra.

À minha família que sempre me apoiou durante estes anos, à minha mãe pela constante preocupação e pelos enormes conselhos que me transmite. Ao meu pai pelo positivismo e pelo incentivo constante. Ao meu irmão pelo companheirismo e por todos os momentos partilhados.

Aos meus amigos por tudo o que a amizade representa e por saber que posso sempre contar com vocês.

Resumo

A transição energética dos combustíveis fósseis para as energias renováveis é o grande desafio do século XXI e a energia solar fotovoltaica assume um papel fundamental para a garantir. Os avanços tecnológicos estão a permitir tornar cada vez mais rentável a energia solar fotovoltaica, pelo que é expectável um crescimento significativo da sua potencia instalada a nível mundial. Portugal é dos países com maior índice de radiação solar da União Europeia, e apesar da baixa capacidade instalada atual, prevê-se que o fotovoltaico será a fonte com maior crescimento nos próximos anos, podendo no futuro ser a principal fonte de energia do país. Posto isto, a avaliação dos impactos que a penetração da energia solar fotovoltaica em larga escala tem na gestão do sistema electroprodutor torna-se fundamental.

A presente dissertação tem por objetivo compreender qual o impacto que o crescimento da energia solar fotovoltaica terá na gestão dos sistemas de energia elétrica e avaliar tecnologias capazes de mitigar a sua variabilidade, nomeadamente tecnologias de armazenamento de energia ou de gestão da procura. Os sistemas de armazenamento permitem assegurar reserva operacional, armazenando o excesso de energia das horas de maior produção e menor procura e descarregar nas horas de ponta dos diagramas de carga. A gestão da procura complementa esta tecnologia reduzindo a necessidade de investimento em baterias de maior capacidade.

Analisaram-se cenários futuros com base nas previsões de crescimento da potência instalada do fotovoltaico em Portugal para 2021 (1,6 GW) e 2030 (6 GW), estudou-se os impactos e analisaram-se possíveis soluções. Para o dia referente à primavera o aumento da potência para 6 GW permitiu reduzir em 6,65 GWh a geração a gás natural e evitar a importação de 1,3 GWh. A introdução de uma bateria com capacidade de 1,866 GWh permitiu reduzir em 1317 MWh a importação e em 2952 MWh o excesso de renováveis face ao consumo, correspondendo a 14,78% do referido excesso.

Em suma pode-se afirmar que o crescimento da energia solar fotovoltaica e a intermitência da mesma exigem um sistema electroprodutor flexível. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento e a gestão da procura são fundamentais para garantir a flexibilidade, mantendo o sistema de energia elétrica em equilíbrio.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica; Renováveis Intermitentes; Armazenamento de Energia; Gestão da Procura; Sistema Electroprodutor.

Abstract

The energy transition from fossil fuels to renewable energies is the great challenge of the 21st century and solar photovoltaics plays a key role in it. The technological advances are making solar photovoltaics more profitable, therefore a significant increase in the worldwide installed power is expected. Portugal is one of the countries with the highest solar radiation index in the European Union, despite the current low installed capacity. However, photovoltaic is expected to be the fastest growing source in the coming years and can be the country's main source of energy in the future. Therefore, the assessment of the impacts of the large-scale penetration of photovoltaic power on power generation systems and its management becomes indispensable.

The aim of this dissertation is to understand the impact of the growth of photovoltaic power in the management of electrical systems and to evaluate technologies capable of mitigating their variability, namely energy storage or demand-side management technologies. Storage systems can ensure operational reserve, storing the energy surplus in hours of higher generation and lower demand and discharge at periods of high demand. Demand-side management complements this technology by reducing the need for investment in batteries with large capacity.

Future scenarios were analyzed based on forecasts for the growth of the installed photovoltaic power in Portugal for 2021 (1.6 GW) and 2030 (6 GW), being studied the impacts and analyzed possible solutions. For the spring day, the increase in power to 6 GW allowed to reduce natural gas generation by 6.65 GWh and to avoid the import of 1.3 GWh. The introduction of a battery with a capacity of 1,866 GWh enabled the reduction of imports by 1317 MWh and the renewable generation surplus of renewables relatively to the consumption by 2952 MWh, corresponding to 14.78% of such surplus.

It can be concluded that the growth of photovoltaic power and its intermittence will require a flexible power generation system. In this context, storage systems and demand-side management are critical to ensuring flexibility by keeping the power system in balance.

Keywords: Photovoltaics; Intermittent Renewables; Energy Storage; Demand-Side Management; Power Generation System.

ÍNDICE

1	Introdução.....	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objetivos	1
1.3	Estrutura	2
2	Variabilidade da Geração Fotovoltaica e Integração no Sistema Electroprodutor ...	4
2.1	Variabilidade e influência de fatores externos na produção de energia.....	4
2.1.1	Influência dos fatores meteorológicos	4
2.1.2	Variabilidade e problemas associados	5
2.2	Impacto ao nível do sistema electroprodutor	7
3	Soluções para a Integração de Fotovoltaico no Sistema	12
3.1	Sistemas centralizados e distribuídos.....	13
3.2	Complementaridade entre fontes de energia renovável	14
3.3	Centrais de reserva operacional.....	15
3.4	Armazenamento de energia.....	17
3.5	Demand-Side Management e Demand Response.....	19
4	Fotovoltaico em Portugal.....	21
4.1	Capacidade instalada.....	21
4.2	Legislação em Portugal.....	22
5	Análise do Impacto de Fotovoltaico em Larga Escala	27
5.1	Inverno	27
5.2	Primavera	32
5.3	Verão.....	34
6	Análise de Opções de Mitigação da Variabilidade	37
6.1	Inverno	37
6.2	Primavera	41
6.3	Verão.....	44
6.4	Gestão da Procura.....	46
7	Conclusões e Trabalho Futuro	50
7.1	Conclusões	50
7.2	Trabalho Futuro	53
	Bibliografia.....	55

ÍNDICE DE FÍGURAS

Figura 2-1. Tipos de radiação [2].	5
Figura 2-2. Intermitência da produção de energia fotovoltaica numa central de 4.6 MW, Arizona [5].	6
Figura 2-3. Esquema explicativo do eclipse solar [6].	6
Figura 2-4. Relação da potencia instantânea com o tempo [7].	7
Figura 2-5. Relação entre carga total, carga do sistema e carga líquida [8].	8
Figura 2-6. Comparação dos diagramas de março de menor carga líquida diária, 2011-2016, Califórnia [8].	9
Figura 2-7. Duck Chart [9].	9
Figura 2-8. Diagrama de carga com incremento de energia solar behind-the-meter [10].	11
Figura 2-9. Diagrama de carga de 21 de Agosto de 2016 e produção solar estimada [11].	11
Figura 3-1. Perfis de variação da energia solar, eólica e hídrica em Portugal	14
Figura 3-2. Perfil de variação diária de energia solar, eólica e carga nos E.U.A [13].	15
Figura 3-3. Curva diária de carga habitual de um sistema [14].	16
Figura 3-4. Efeito do armazenamento por bombagem num cenário com 11% de produção eólica anual e 11% de produção solar anual [18].	18
Figura 3-5. Deslocamento de carga devido a armazenamento [18].	19
Figura 3-6. Impacto da DR na curva de carga líquida do dia 27 de Julho [18].	20
Figura 4-1. Nível de irradiação anual média na Europa [23].	21
Figura 4-2. Localização geográfica de novas centrais solares em Portugal [33].	26
Figura 5-1. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 572MW.	28
Figura 5-2. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600MW.	29
Figura 5-3. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	30
Figura 5-4. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 573 MW.	30
Figura 5-5. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600 MW.	31
Figura 5-6. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	32
Figura 5-7. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 583 MW.	33

Figura 5-8. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600 MW.	33
Figura 5-9. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW. 34	
Figura 5-10. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 590 MW.	35
Figura 5-11. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600 MW.	35
Figura 5-12. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW. 36	
Figura 6-1. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	37
Figura 6-2. Linhas de caracterização do impacto do aumento de PV.	38
Figura 6-3. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	38
Figura 6-4. Variação do consumo líquido em função das renováveis.	39
Figura 6-5. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções e armazenamento, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	40
Figura 6-6. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, armazenamento e sem bombagem, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	41
Figura 6-7. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	41
Figura 6-8. Variação do consumo líquido em função das renováveis.	42
Figura 6-9. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas e armazenamento, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	43
Figura 6-10. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, armazenamento e sem bombagem, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	43
Figura 6-11. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	44
Figura 6-12. Variação do consumo líquido em função das renováveis.	45
Figura 6-13. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas e armazenamento, do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	45
Figura 6-14. Diagrama de carga médio do sector residencial para os dias úteis [34]. ..	46
Figura 6-15. Diagrama de carga médio agregado de cargas não controláveis, interruptíveis e programáveis dos dias úteis.	47

Figura 6-16. Diagrama de carga médio agregado de cargas não controláveis, interruptíveis e programáveis dos dias úteis com deslocamento de carga aplicado.	47
Figura 6-17. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, com armazenamento e deslocamento de carga, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	48
Figura 6-18. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, com armazenamento e deslocamento de carga, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	49
Figura 6-19 Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, com armazenamento e deslocamento de carga, do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.	49

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1. Evolução da potência instalada em Portugal e da energia elétrica por esta produzida [24].....	22
Tabela 4-2. Potência instalada das UPAC/UPP e da Mini/Micro produção em Portugal [24].....	22
Tabela 4-3. Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2017 [30].....	24

Siglas

BT – Baixa Tensão

CAISO – *California Independent System Operator*

CE – Comissão Europeia

DL – Decreto-Lei

DR – *Demand Response* (Resposta da Procura)

DSM – *Demand Side Management* (Gestão da Procura)

ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity*

FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

GEE – Gases Efeito Estufa

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia

PV – *Photovoltaic* (Fotovoltaico)

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

SEE – Sistema de Energia Elétrico

SOC – *State of Charge* (Estado de carga)

UE – União Europeia

UPAC – Unidades de Produção de Autoconsumo

UPP – Unidades de Pequena Produção

1 Introdução

1.1 Motivação

A humanidade enfrenta o sério desafio de tentar inverter o curso de evolução em que se segue. A urgência em travar as alterações climáticas exige a nível global a integração das energias renováveis nos sistemas de energia elétrica. No entanto, as energias renováveis, nomeadamente a eólica e a solar fotovoltaica (PV), são altamente intermitentes pelo que a sua integração em larga escala nos sistemas de energia elétrica necessita de ser adequadamente avaliada.

No caso da energia solar fotovoltaica, Portugal é dos países com maior índice de radiação solar da União Europeia, e apesar da baixa capacidade instalada atual, prevê-se que o PV será a fonte com maior crescimento nos próximos anos, podendo no futuro ser a principal fonte de energia do país. Posto isto, a avaliação dos impactos que a penetração da energia solar fotovoltaica em larga escala tem na gestão do sistema electroprodutor torna-se fundamental.

A natureza da energia solar fotovoltaica não favorece o equilíbrio entre a geração e a procura, isto porque normalmente os picos de produção do PV não coincidem com os picos de consumo. Assim, é frequente que a produção de energia renovável seja mais elevada que o consumo nas horas de maior produção, dando origem a um desequilíbrio no sistema electroprodutor e a um impacto económico negativo. Existe assim a necessidade de adotar tecnologias que permitam mitigar esse desequilíbrio, nomeadamente através de sistemas de armazenamento de energia ou de gestão da procura.

Revela-se por isso importante a realização de uma avaliação do impacto em larga escala da integração de fotovoltaico no sistema elétrico nacional, assim como de tecnologias para mitigar esses impactos, nomeadamente tecnologias de armazenamento de energia ou de gestão da procura.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem por objetivo avaliar formas de mitigar o impacto que a integração da energia solar fotovoltaica em larga escala tem nos sistemas de energia elétrica.

Assim, serão identificadas as implicações que resultam da integração da energia solar fotovoltaica na rede elétrica nacional, sejam elas problemas ou benefícios, bem como os métodos que podem ser utilizados para a mitigação dos mesmos. Deve ser feita uma análise geográfica e política à situação atual da energia solar fotovoltaica em Portugal por forma a compreender o ritmo de crescimento do PV e os cenários futuros de expansão. Posteriormente, a escolha de dias representativos de diferentes estações do ano, com diagramas de carga distintos deverá permitir a análise de diferentes cenários energéticos. Para cada um dos dias será feito um cenário de crescimento da potência instalada de PV, com base nas previsões governamentais existentes.

Pretende-se assim compreender qual o impacto que o crescimento da potencia instalada de PV terá e avaliar a introdução de tecnologias para mitigar a sua variabilidade, nomeadamente tecnologias de armazenamento de energia ou de gestão da procura.

1.3 Estrutura

A presente dissertação encontra-se organizada em 7 capítulos. O capítulo 1 contém a introdução ao trabalho realizado, na qual é apresentada a motivação que impulsiona o desenvolvimento desta dissertação, tal como os objetivos da mesma.

No capítulo 2 é feita uma abordagem teórica aos desafios que a variabilidade da energia solar fotovoltaica e a influência de fatores externos na produção de energia elétrica impõem na gestão do sistema electroprodutor.

No capítulo 3 são apresentados os recursos flexíveis que o sistema electroprodutor necessita de ter para superar os desafios da variabilidade. Posteriormente são apresentadas as soluções aos desafios existentes que permitem a redução dos impactos causados pela integração energia fotovoltaica em larga escala, nomeadamente a complementaridade entre fontes de energia renovável, armazenamento de energia, *Demand Side Management (DSM)* e *Demand Response (DR)*.

No capítulo 4 é feita uma análise geográfica a Portugal por forma a perceber o potencial existente para a implementação de energia solar fotovoltaica. É feita uma retrospectiva ao crescimento da potência instalada de PV fazendo um enquadramento político de forma a se entender a influência da legislação na evolução do PV instalado. São também expostos os cenários de crescimento e identificadas as causas para a possível estagnação do solar em Portugal.

No capítulo 5 são elaborados casos de estudo assentes na previsão de crescimento da potência instalada de PV. São analisados quatro dias com diferentes diagramas de carga, e para cada um dos dias avaliam-se os impactos que o crescimento dos valores atuais de potência instalada de PV para valores previstos para 2021 (1,6 GW) e 2030 (6 GW) têm no funcionamento geral do sistema electroprodutor.

No capítulo 6 é feita a análise detalhada dos dias escolhidos com os valores de potência instalada de PV da previsão para ano 2030 (6 GW). É feita a avaliação da introdução de sistemas de armazenamento de energia e de gestão da procura no sistema de energia eléctrica.

Para terminar, o capítulo 7 apresenta as conclusões que a realização desta dissertação permitiu retirar, assim como sugestões para trabalhos futuros.

2 Variabilidade da Geração Fotovoltaica e Integração no Sistema Electroprodutor

2.1 Variabilidade e influência de fatores externos na produção de energia

Impulsionadas pela necessidade de caminhar para um planeta mais ecológico e sustentável, as fontes de energia renovável são cada vez mais usadas na rede de energia elétrica mundial. Contudo, a variabilidade e dependência de fatores externos da energia fotovoltaica, são uma das principais preocupações para a integração da energia fotovoltaica em larga escala. Como influência externa tem-se a referir, com maior relevância, os fatores meteorológicos. Adicionalmente, o ângulo de incidência, intensidade de radiação, a temperatura e desempenho do equipamento, tecnologias e as características dos painéis usados são fatores que, aliados há existência de tecnologia capaz de permitir o controlo do consumo de eletricidade por parte do consumidor, leva a que a rede elétrica trabalhe em várias condições de operação. Assim, é imposto à rede elétrica convencional, requisitos de flexibilidade de modo a garantir a fiabilidade da mesma.

2.1.1 Influência dos fatores meteorológicos

Os fatores meteorológicos influenciam fortemente a produção fotovoltaica. As variações que estes fatores provocam na irradiância solar (unidade que descreve a potência incidente por unidade de superfície em W/m^2) podem ser previsíveis ou não previsíveis [1]. As variações previsíveis dizem respeito à disponibilidade de radiação solar mediante a trajetória do sol, tendo em conta a inclinação do eixo imaginário da Terra e os seus movimentos, a latitude local e o período do ano em questão. Os eclipses também entram neste aglomerado de variações. Por outro lado, as variações não previsíveis dizem essencialmente respeito à interferência na irradiância causada pela existência e evolução das nuvens. Outro fator adicional é a existência de alta poluição do ar, “Smog”, que também causa interferência na irradiância solar.

Importa referir que, a radiação solar ao atravessar a atmosfera sofre processos físicos de absorção e reflexão, e que o mesmo acontece quando esta atinge a superfície terrestre.

Estes fenómenos dão origem à caracterização diferenciada dos tipos de radiação solar existentes ilustrados na Figura 2-1:

- Radiação direta;
- Radiação difusa;
- Radiação refletida.

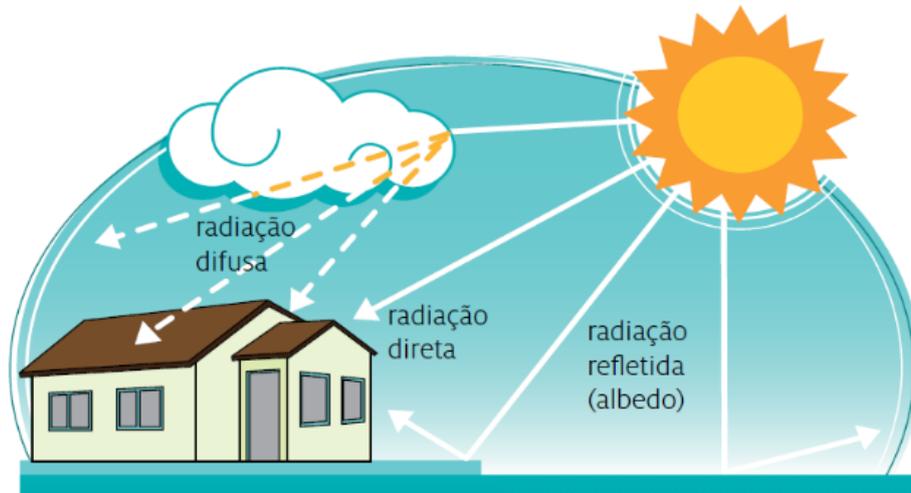


Figura 2-1. Tipos de radiação [2].

A radiação direta, é aquela que incide na superfície terrestre segundo a direção do sol. A difusa é aquela que é refratada por componentes atmosféricos (nuvens, neblinas, poeiras) e carece de direção específica. A radiação refletida é toda aquela que sofre o fenómeno da reflexão. Assim, a radiação global solar é constituída pela soma das três componentes [2]. Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano é de 40% a 60% da radiação direta [3].

2.1.2 Variabilidade e problemas associados

- **Interferência das nuvens**

A interferência das nuvens na produção de energia fotovoltaica poderá ser bastante elevada, pois com a passagem de nuvens ocorrem variações bruscas na geração, o que é agravado pela dificuldade de previsão das referidas passagens [4]. A figura 2-2 ilustra a intermitência da produção de energia fotovoltaica, causada pela passagem de nuvens numa central de 4.6 MW, no Arizona. É visível que a passagem de nuvens pode fazer com que a produção de energia alterne entre o seu máximo e um valor muito baixo numa questão de segundos.

Foi feito um estudo na África do Sul, onde o impacto da interferência das nuvens na produção de energia fotovoltaica foi avaliado, tendo sido estimado que, em dias parcialmente nublados, existiu uma redução na produção em cerca de 25% face aos dias de céu limpo e que em dias de céu muito nublado existiu uma redução de 70% na produção [4].

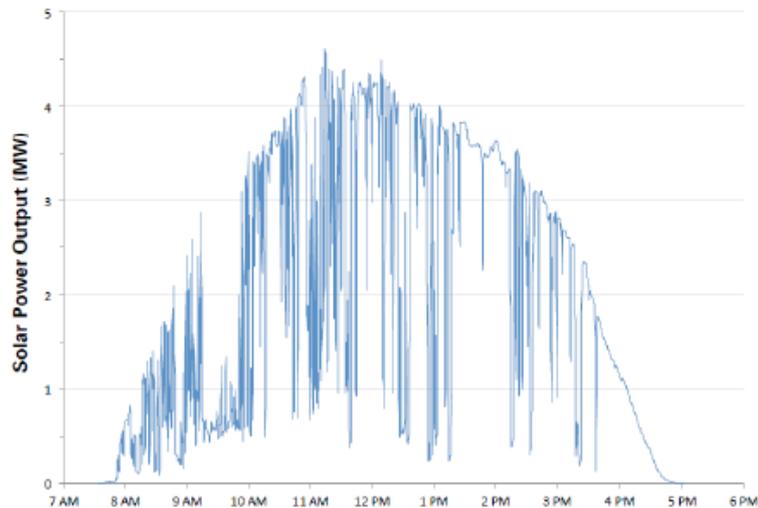


Figura 2-2. Intermitência da produção de energia fotovoltaica numa central de 4.6 MW, Arizona [5].

- **Eclipse**

Existem quatro tipos de eclipses solares, nomeadamente: total, parcial, anelar e híbrido [6]. Estes tipos de eclipses apresentam diferentes áreas de cobertura do disco solar e por conseguintes diferentes características de produção. A Figura 2-3 ilustra a área de sombra criada correspondente ao eclipse parcial e total.



Figura 2-3. Esquema explicativo do eclipse solar [6].

Para o caso de um eclipse total, a área atingida é de um círculo com aproximadamente 200 km de diâmetro e a duração do mesmo é de cerca de 2,5 h (o eclipse parcial apresenta uma maior área). Assim, se um eclipse ocorrer durante um dia de céu limpo, a redução e aumento da potencia instantânea total tem de ser compensada por outras centrais de energia durante essas 2 h. A diferença horária devido à distância de 200 km é de cerca de 10 minutos na Europa Central (aproximadamente 50° de latitude norte), o que é insignificante em comparação à distância afetada pelo eclipse [7].

No estudo realizado em [7], o eclipse analisado apresentou um máximo de cobertura do disco solar de 68%. Na Figura 2-4 pode-se observar a relação da potência instantânea com o tempo e a quantidade de energia elétrica produzida nesses dois dias. Verifica-se que a potencia diminui numa relação proporcional com a quantidade de cobertura do disco solar e que a quantidade de energia elétrica produzida no dia do eclipse foi 11% inferior à do dia anterior.

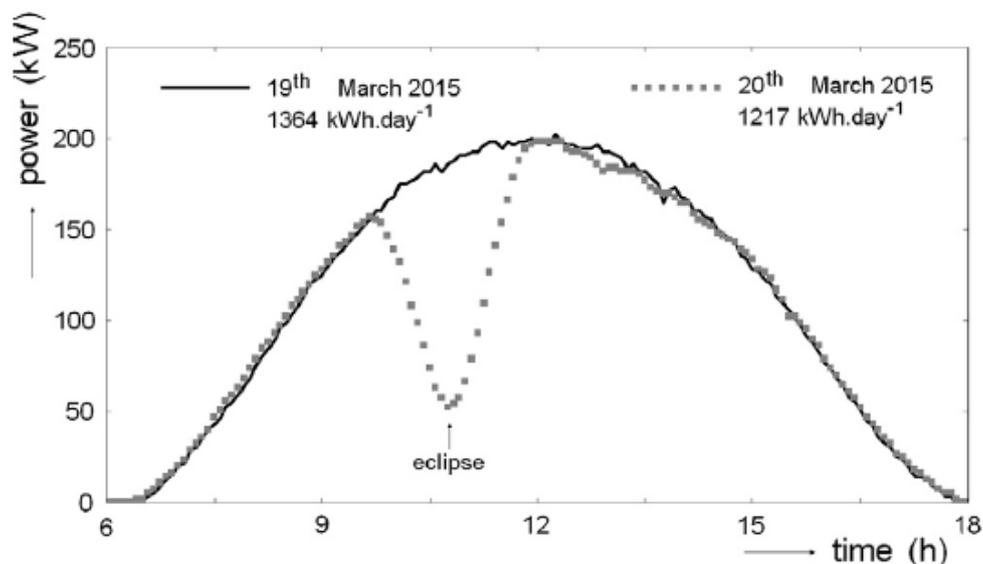


Figura 2-4. Relação da potencia instantânea com o tempo [7]

2.2 Impacto ao nível do sistema electroprodutor

A contínua e crescente penetração das renováveis nos sistemas elétricos internacionais tem exigido aos operadores de rede, um planeamento e gestão diferentes do habitual. O facto de a disponibilidade de produção de energia solar estar concentrada nas horas do dia e os consumos serem mais elevados à noite, nomeadamente em edifícios residenciais,

leva a um desequilíbrio entre geração e procura e conseqüentemente à existência de rampas de variação da geração.

A Figura 2-5 permite ilustrar este conceito, no qual:

- **Carga total** – Total da carga diária.
- **Carga do sistema** – Carga que necessita de ser suprida pelo sistema electroprodutor, que resulta da carga total menos a carga suprida pelos sistemas *behind-the-meter* (geração no interior da instalação), que são maioritariamente fotovoltaicos.
- **Carga líquida** – Carga que necessita de ser suprida pelos sistemas electroprodutores de energia despachável, resultado da carga do sistema menos a carga suprida por centrais de larga escala de geração intermitente (maioritariamente eólicas e fotovoltaico).

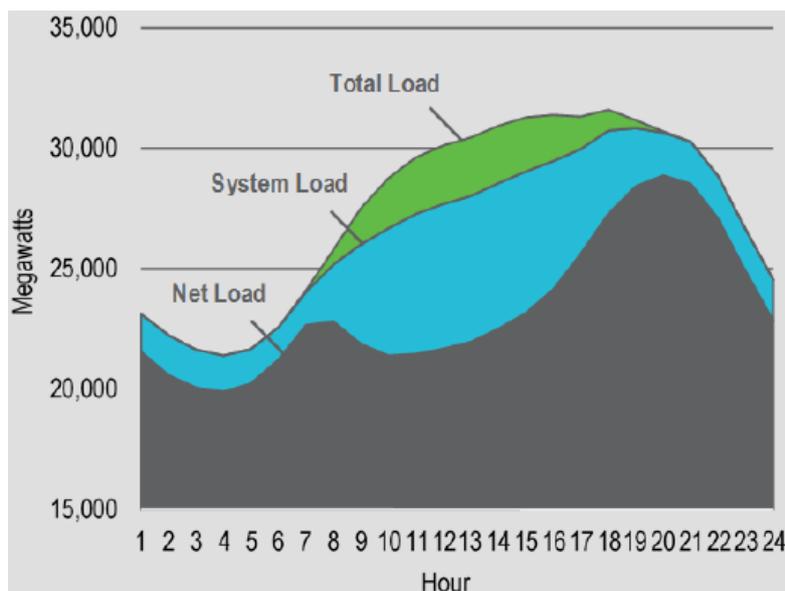


Figura 2-5. Relação entre carga total, carga do sistema e carga líquida [8].

A Figura 2-6 ilustra as mudanças que a integração das energias renováveis tem vindo a causar nos diagramas de carga da Califórnia. Pode-se ver no gráfico a comparação dos diagramas do setor residencial referentes ao dia médio do mês de março desde o ano 2011 até 2016, que apresentaram o menor valor diário de carga líquida [8]. Analisando o diagrama observa-se que o valor mínimo entre as 8h00 e as 20h00, diminuiu 31%, de 20,118 MW para 13,854 MW [8].

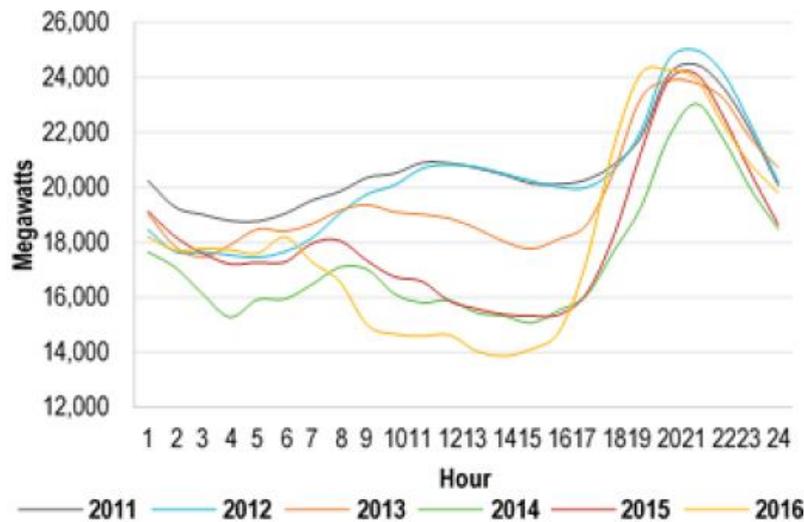


Figura 2-6. Comparação dos diagramas de março de menor carga líquida diária, 2011-2016, Califórnia [8].

Estes aspetos foram analisados pela Califórnia Independent System Operator (CAISO), nomeadamente analisando o diagrama da carga líquida na Califórnia, dos dias 11 de janeiro, desde o ano 2012 até 2020, de modo a perceber o impacto causado nas condições de funcionamento da rede [9]. Este diagrama está ilustrado na Figura 2-7 e é apelidado de “Duck Chart” devido à sua forma ser semelhante à de um pato.

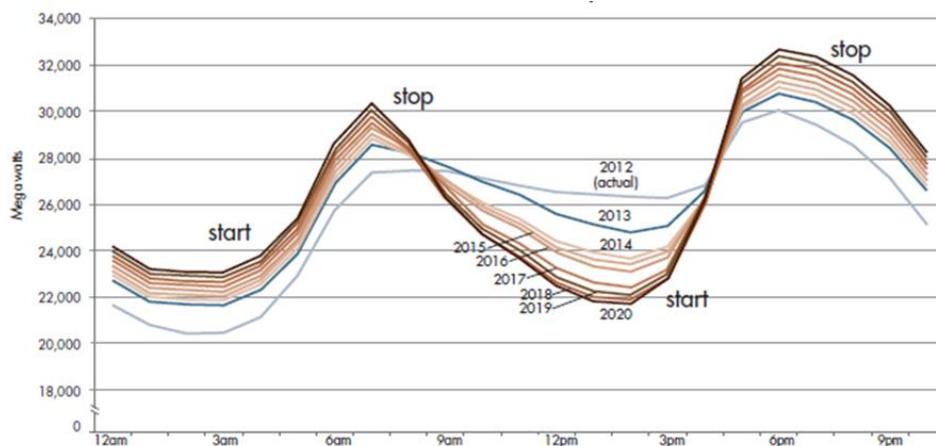


Figura 2-7. Duck Chart [9].

É visível no gráfico a potência que o sistema electroprodutor tem de suprir ao longo do dia. Analisando detalhadamente as curvas pode-se então observar quatro rampas diárias distintas:

- Rampa crescente de 8000 MW (cauda do pato), com início às 4h00. Justificável pelo facto de ser por volta desta hora que as pessoas começam a iniciar a sua rotina diária, aumentando assim o consumo de energia.

- Rampa decrescente (barriga do pato), que ocorre assim que o sol nasce, por volta das 7h00, e é onde a geração convencional começa a ser substituída pela produção de energia fotovoltaica.
- Rampa crescente com início por volta das 16h00 (arco do pescoço do pato), que se deve ao pôr do sol, pelo que o sistema electroprodutor se vê obrigado a suprir a terceira rampa diária de 11000 MW, colocando as centrais de reserva em serviço, como por exemplo as hidroelétricas ou de gás natural.
- Logo a seguir a esta subida e durante a noite observa-se um decréscimo na procura e chega-se assim à quarta e última rampa diária que durará até ao crescimento da primeira rampa do dia seguinte. Assim, nesta última rampa o sistema electroprodutor deverá reduzir ou mesmo desligar alguma geração de forma a suprir a procura de forma eficiente e sem excesso de produção.

Com os dados obtidos conseguiu-se identificar as diferentes condições de operação da rede, nomeadamente:

- **Rampas curtas e acentuadas** – zona onde o sistema electroprodutor deve ajustar a produção consoante o aumento ou diminuição da procura, num curto espaço de tempo.
- **Risco de excesso de geração** – zona onde a eletricidade produzida é maior que a procura em tempo-real.
- **Decréscimo da resposta em frequência** – altura em que a quantidade de recursos em operação e/ou disponíveis é demasiado reduzida para ajustar automaticamente a produção de eletricidade à procura, de modo manter a fiabilidade da rede.

O *Duck Chart* não está apenas presente no estado da Califórnia, pois a curva está também a formar-se no estado de Massachusetts e em 5 estados vizinhos [10]. A Figura 2-8 ilustra o caso de Massachusetts, com 2076 MW de capacidade solar instalada maioritariamente de pequena escala, observando-se que à medida que a capacidade solar aumenta, o valor mínimo da barriga do pato decresce. O operador do sistema de Nova Inglaterra (Região Nordeste dos Estados Unidos) irá atingir em 2019, 3 GW de capacidade instalada atingindo assim um novo nível mínimo diário de carga [10].

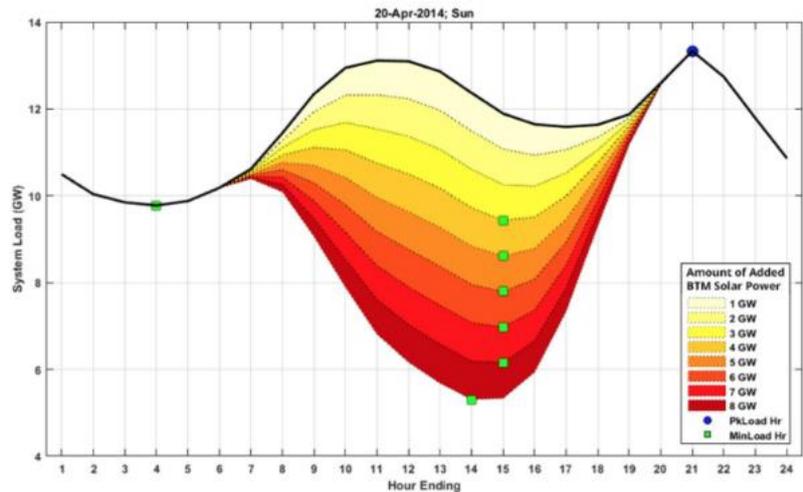


Figura 2-8. Diagrama de carga com incremento de energia solar *behind-the-meter* [10].

Na Europa, este fenómeno também ocorre, nomeadamente na Alemanha, onde com apenas com 8% de geração solar na sua rede elétrica, apresenta excesso de produção na zona da barriga do pato. Foi verificado o impacto que a geração solar tem sobre o diagrama de carga diário, considerando uma capacidade de geração solar de 5%, 10%, 20% e 30% da procura. Na Figura 2-9 pode-se observar o diagrama de carga do dia 21 de agosto de 2016 na Alemanha e a produção solar estimada, observando-se que o valor mínimo da barriga do pato decresce à medida que a capacidade solar vai aumentando e que a inclinação das rampas aumenta. É também visível que o excesso de geração acontece acima de 20% de capacidade solar instalada [11].

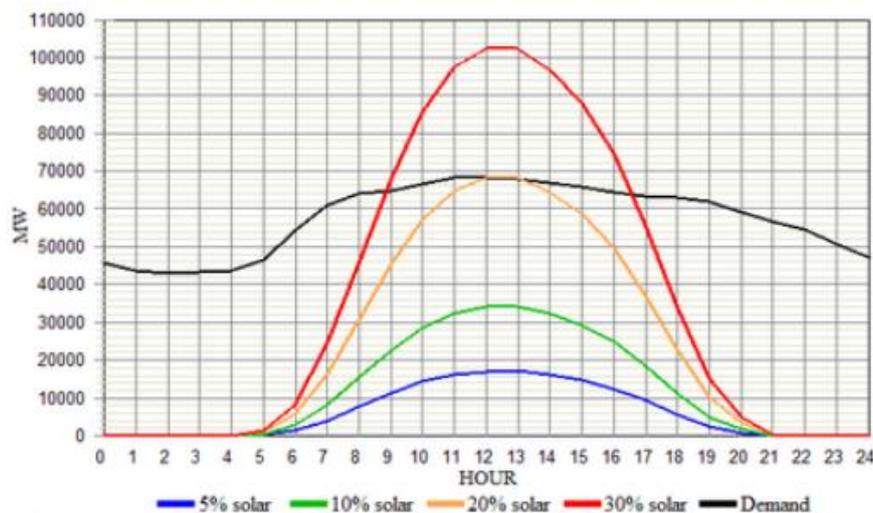


Figura 2-9. Diagrama de carga de 21 de Agosto de 2016 e produção solar estimada [11].

A análise destes três casos permite perceber a necessidade que o sistema electroprodutor tem de soluções de flexibilidade, de modo a garantir o equilíbrio do sistema. As soluções atuais serão mencionadas e analisadas em detalhe no capítulo 3 deste trabalho.

3 Soluções para a Integração de Fotovoltaico no Sistema

A integração das energias renováveis leva a desafios acrescidos no que ao equilíbrio entre geração e a procura diz respeito, pois, para manter a fiabilidade o sistema electroprodutor tem que se equilibrar a procura de electricidade com a oferta em tempo real. Com a crescente penetração das renováveis na rede, os níveis de geração não-despachável aumentaram e por isso, o sistema electroprodutor necessita de gerir os recursos despacháveis de modo a suprir tanto a variação da procura como a variação da geração não-despachável [9].

O sistema electroprodutor necessita então de recursos flexíveis com características de operação próprias, adaptados a uma função específica e que permitam as seguintes funções [9]:

- Sustentar a rampa para cima ou para baixo;
- Responder por um período de tempo definido;
- Mudar as direções da rampa rapidamente;
- Armazenar energia ou modificar o uso;
- Reagir rapidamente e atender aos níveis operacionais esperados;
- Começar com pequeno aviso prévio a partir de um nível operacional zero ou de baixa electricidade;
- Iniciar e parar múltiplas vezes por dia;
- Prever com precisão a capacidade operacional.

Assegurar estas funções exige flexibilidade por parte do sistema de forma a mitigar os possíveis impactos negativos que a integração das energias renováveis possa causar devido à sua intermitência. As previsões meteorológicas assumem então um papel importante na gestão do sistema. Quanto mais precisa e fiável for a previsão meteorológica, quer no dia anterior quer em tempo real, menor será a margem de erro associada e por isso menor será a necessidade de atuação de reservas operacionais, pois estas permitem a antecipação dos níveis de geração necessários às cargas previstas.

Outras metodologias que permitem minimizar ou compensar a intermitência são:

- Distribuição da geração

- Complementaridade entre fontes de energia renovável;
- Interligação de redes;
- *Curtailment* de energia intermitente;
- Centrais de reserva operacional;
- Armazenamento de energia;
- *Demand-side management*;
- *Demand response*;

Este capítulo incide sobre as soluções mais utilizadas atualmente e de maior relevância, explicando-as em detalhe.

3.1 Sistemas centralizados e distribuídos

A localização dos painéis fotovoltaicos afeta diretamente a imprevisibilidade e a incerteza da produção energética por parte destes sistemas. É devido à Lei dos Grandes Números e à dispersão geográfica que variações abruptas não previsíveis na produção, são atenuadas. A Lei dos Grandes Números é um teorema de probabilidade, que afirma que o resultado agregado de um grande número de processos incertos torna-se mais previsível à medida que o número total de processos aumenta. Aplicada à energia renovável, a Lei dos Grandes Números determina que a produção combinada de vários sistemas PV ligados à rede é muito menos volátil do que a produção de um sistema individual.

Em [12] foram realizados testes de dispersão na Califórnia, em cenários de 12 GW de capacidade PV, em que 100 sistemas com 120 MW cada, foram aleatoriamente colocados em áreas de diferentes dimensões, considerando 50km^2 , 100km^2 , 200km^2 e 300km^2 . Como se poderia esperar, os testes de dispersão mostram que o tamanho da área sobre a qual os sistemas estão distribuídos é importante, pois ao restringir os 100 sistemas a áreas pequenas (50km^2 ou 100km^2) quase todos os benefícios da dispersão se perdem. Assim, à medida que o tamanho da área aumenta, as necessidades de reservas operacionais diminuem. Em média, para 12 GW de capacidade, os 100 sistemas de PV dispersos necessitam de 500 MW a menos quando comparado com um sistema concentrado.

De um modo geral conclui-se que, quando o sistema de PV está geograficamente disperso, a necessidade de reservas operacionais, nomeadamente as de acompanhamento de carga e de regulação, diminuem respetivamente, em 1,2% e 0,05% da capacidade de PV

instalada em relação a um cenário base sem PV, enquanto que no caso de sistemas centralizados a necessidade das mesmas aumenta em 5,6% e 0,2% [12].

3.2 Complementaridade entre fontes de energia renovável

A complementaridade entre fontes de energia renovável nomeadamente solar, eólica e hídrica, beneficia o sistema em termos de equilíbrio de procura e geração. Estas formas de energia primária apresentam-se disponíveis na natureza de maneira diferente consoante a estação do ano em questão, o mês e até mesmo a hora diária.

A Figura 3-1 ilustra a comparação da produção dos três tipos de energia em Portugal durante um ano. É visível que a produção de energia solar é mais acentuada a partir de maio até ao final de setembro e que as energias eólica e hídrica apresentam uma maior produção entre o início de outubro e o final de abril. Conclui-se que a complementaridade entre energia solar e o par eólica/hídrica é uma estratégia que beneficia o Sistema de Energia Elétrico (SEE), podendo estas compensar, reciprocamente, variações sazonais na produção.

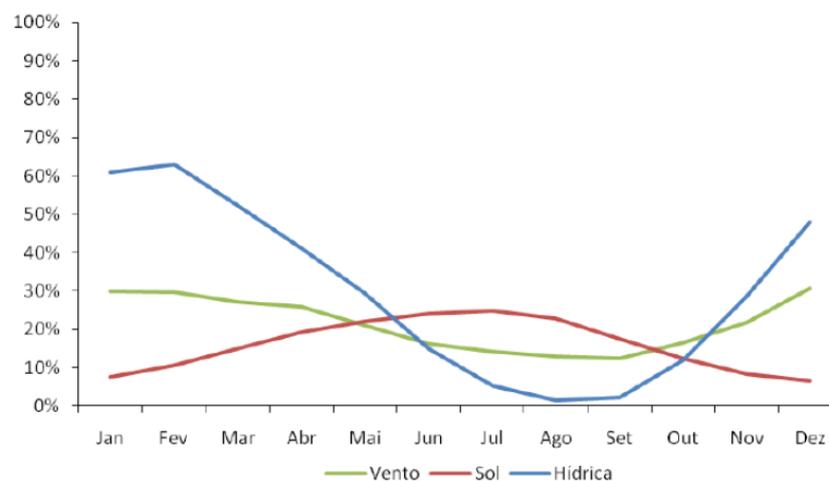


Figura 3-1. Perfis de variação da energia solar, eólica e hídrica em Portugal

Na Figura 3-2 é possível observar como a energia solar e eólica podem combinar e produzir uma curva de carga líquida equilibrada durante um dia nos E.U.A. Observa-se que a energia eólica atinge o seu pico durante a noite enquanto que a energia solar tende a atingir o pico perto do meio dia, podendo esta última variar o seu pico consoante a orientação dos painéis PV [13].

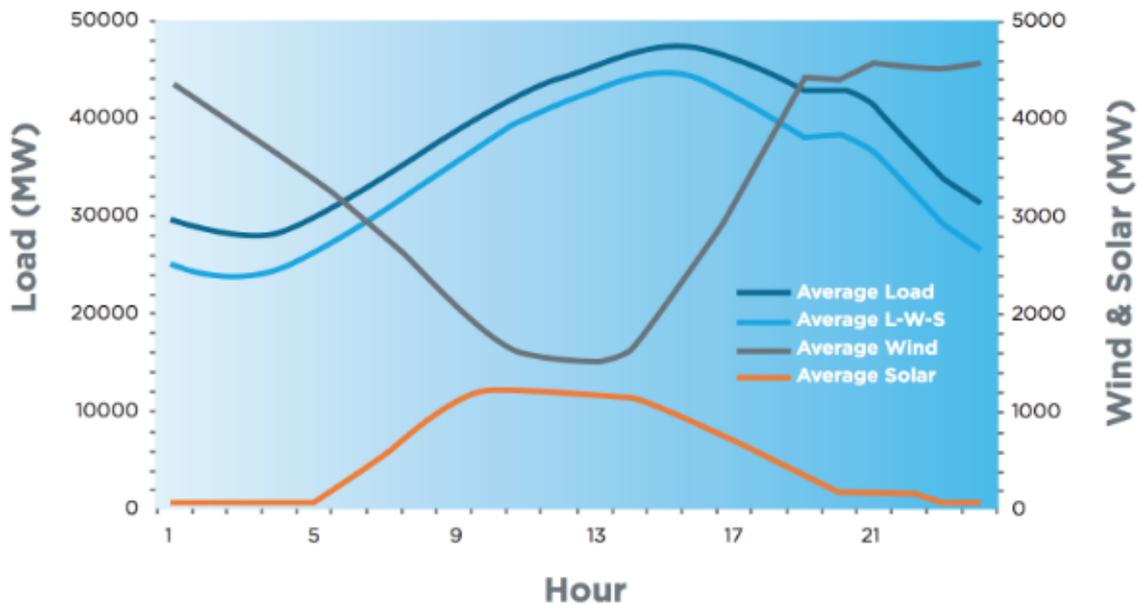


Figura 3-2. Perfil de variação diária de energia solar, eólica e carga nos E.U.A [13].

Outra estratégia é o “*curtailment*” de energia renovável, que consiste em restringir a produção da quantidade de energia que está disponível. A gestão do sistema realiza o “*curtailment*” desligando parte ou a totalidade das unidades de geração de forma a limitar a produção. Esta estratégia é utilizada em situações de pouca procura energética, de inflexibilidade de outras centrais energéticas ou quando há restrições de transmissão e operação por exemplo evitar sobrecarga da rede elétrica. Contudo, o “*curtailment*” ao atingir níveis elevados resulta em perdas económicas para o produtor pois este não obtém receitas de energia que está disponível e pronta a ser produzida.

3.3 Centrais de reserva operacional

A utilização de centrais convencionais a funcionarem como reserva operacional é a estratégia mais tradicional. As reservas operacionais podem ser caracterizadas pela sua velocidade de resposta, duração da resposta, frequência de uso, direção de atuação na rampa (para cima ou para baixo) e tipo de controlo (automático ou por ativação do centro de controlo). Algumas reservas operacionais são usadas para responder à variabilidade de geração ou de carga, que ocorrem em diferentes escalas de tempo, de segundos a dias, e por isso são necessárias diferentes estratégias de controlo consoante a velocidade da variabilidade. Outras reservas operacionais são necessárias para responder a eventos menos frequentes, como por exemplo à saída de serviço inesperada de um gerador despachável [14].

A Figura 3-3 ilustra a curva diária de carga padrão de um SEE e os diferentes intervalos de tempo em que diferentes estratégias são usadas de forma a manter o equilíbrio do sistema. Em primeiro lugar é feito um agendamento antecipado das unidades de geração de forma a suprir as previsões de carga do dia. As reservas de seguimento de cargas são normalmente centras de energia despachável como hidroelétricas ou de combustão fóssil, com capacidade de resposta rápida, que permitem seguir o padrão da previsão de carga. As reservas de regulação permitem equilibrar o sistema quando ocorrem variações aleatórias rápidas, de segundo a segundo ou de minuto a minuto, tanto na carga como na geração. Este processo é feito por centros de controlo centralizados que enviam sinais de controlo para unidades de geração que têm a capacidade de ajustar rapidamente os níveis de despacho [14].

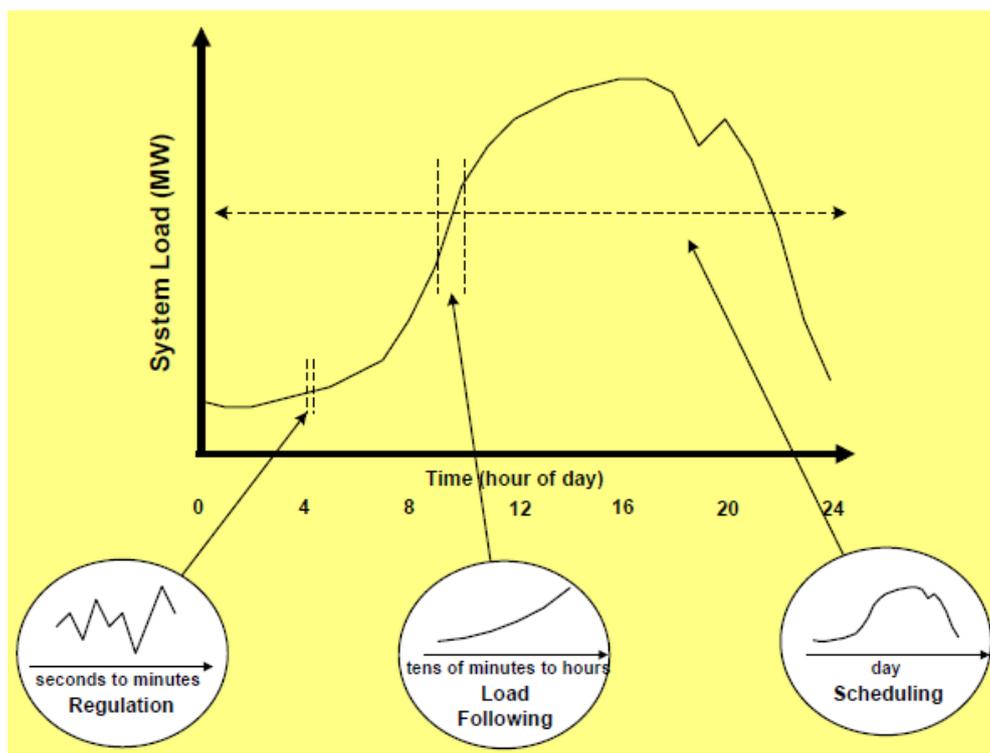


Figura 3-3. Curva diária de carga habitual de um sistema [14].

As centrais de energia despachável como as hidroelétricas são bastante utilizadas para este objetivo devido à facilidade que estas têm em aumentar ou diminuir a produção conforme a necessidade. As centrais de combustíveis fósseis, nomeadamente as de turbinas a gás ou de ciclo combinado também têm características que lhes permite funcionar como reserva, trabalhando abaixo da sua potencia nominal permitindo assim fornecer energia ao sistema de forma rápida de modo a corrigir os desequilíbrios existentes. As desvantagens das centrais de reserva operacional reside no facto de estas

só serem necessárias em caso de um decréscimo abrupto de produção renovável, e por isso funcionam em reserva girante a grande parte do tempo, o que leva a que haja custos adicionais elevados [13].

A interligação de redes é uma forma de partilhar reservas a nível internacional. Permite o fluxo bidirecional de energia entre redes de modo a manter o equilíbrio entre geração e procura. Devido à variabilidade das energias renováveis é frequente que o pico de produção não coincida com o pico de consumo levando a um desequilíbrio não pretendido. É neste caso que a interligação de redes, num contexto internacional, permite a importação de energia de um país vizinho ou vice-versa, consoante as necessidades momentâneas. A rede elétrica da Europa Continental apresenta interligações entre todos os 36 membros da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e devido aos incentivos políticos de criação de mercados competitivos de energia, grande parte das interligações europeias apresentam volumes anuais de trocas energéticas significativas [15][16].

3.4 Armazenamento de energia

O armazenamento de energia é uma estratégia utilizada já há alguns anos através uso de centrais hidroelétricas reversíveis. Estas centrais permitem armazenar a energia excedente sob a forma de energia potencial. A água do reservatório inferior é bombeada nas horas de baixo consumo para o reservatório superior e é posteriormente utilizada nas horas de ponta na produção de energia hidroelétrica despachável. Esta forma de armazenamento tem a desvantagem de depender da disponibilidade de água e de capacidade nos reservatórios [17]. O estudo realizado em [18] permitiu verificar que, para o caso da Califórnia, o facto de usar o sistema de armazenamento de bombagem, permite maior aproveitamento da geração variável. A Figura 3-4 compara a situação em que se usa o sistema de armazenamento de bombagem com a situação em que não se usa, sendo visível o *curtailment* evitado.

Há também projetos em que o armazenamento é assegurado sob a forma de ar comprimido, tendo um funcionamento semelhante às centrais hidroelétricas reversíveis, só que neste caso, a energia excedente é utilizada para comprimir ar em horas de baixo consumo e posteriormente libertado para uma turbina acoplada a um gerador que fornecerá energia nas horas de pico. Outras formas existentes de armazenamento passam

por captura térmica e posterior uso na rotação de uma turbina, armazenamento de resposta rápida tais como os equipamentos mecânicos conhecidos por *Flywheels* que armazenam em forma de energia cinética através do movimento rotacional e também as tipos de baterias [19].

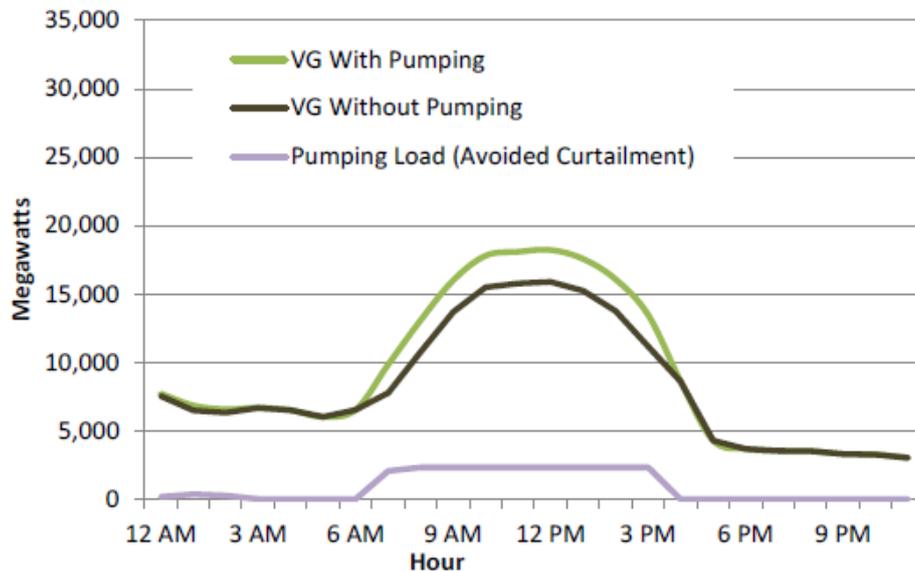


Figura 3-4. Efeito do armazenamento por bombeamento num cenário com 11% de produção eólica anual e 11% de produção solar anual [18].

Contudo, a tecnologia mais promissora para o futuro são as baterias. O entrave para esta solução sempre foi o seu custo, mas os avanços tecnológicos estão a permitir que o armazenamento em baterias se torne cada vez mais real e aplicável tanto aos sistemas de transporte e distribuição, como em edifícios. O armazenamento em baterias pode servir de complemento às centrais de energia variável, podendo ser instaladas tanto junto à geração como na subestação ou até mesmo no local de consumo [17].

Todos estes tipos de armazenamento permitem fazer o deslocamento de geração das horas de menor procura e maior geração intermitente para as horas de maior procura e menor geração, minimizando a necessidade de *curtailment*. A Figura 3-5 ilustra essa possibilidade, na qual se observa um gráfico com 60% de penetração solar, estando a tracejado o nível mínimo de produção (12,600 MW), limite a partir do qual existe *curtailment* de energia [18]. Na zona da barriga do pato foi adicionado consumo através dos sistemas de armazenamento, que permitem armazenar a energia excedente nas horas de maior produção eliminando assim a necessidade de *curtailment*. Posteriormente, esta energia armazenada é utilizada nas horas de maior procura, o que permite a redução do pico de carga na parte final do dia. Este deslocamento de carga é possível realizar com

sistemas de armazenamento, assim como técnicas que atuam do lado da carga como o *Demand-Side Management e Demand Response*.

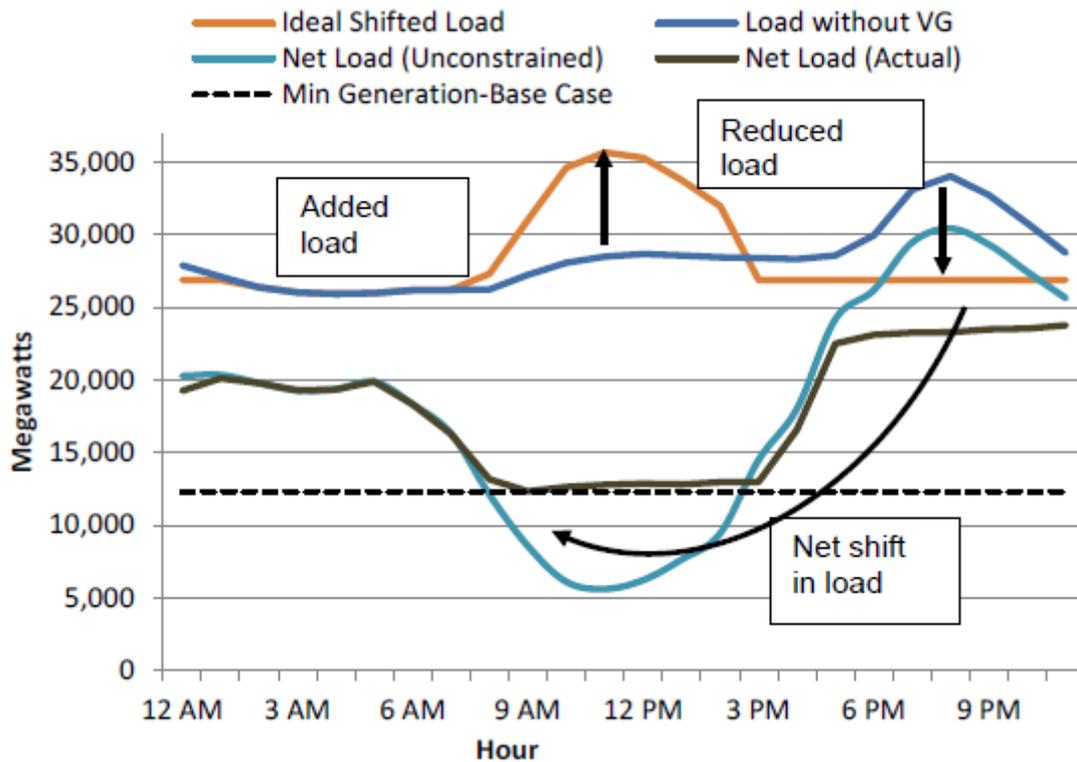


Figura 3-5. Deslocamento de carga devido a armazenamento [18].

3.5 Demand-Side Management e Demand Response

Demand-Side Management (DSM) ou gestão da procura consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que os levem a modificar os seus níveis e padrões de consumo [20]. Os benefícios de DSM permitem, em primeiro lugar, que os consumidores reduzam a fatura de energia elétrica ajustando o tempo e a quantidade de energia utilizada. Em segundo lugar, o sistema electroprodutor beneficia do deslocamento de carga das horas de pico para horas menor consumo, equilibrando por isso o SEE [21].

Demand Response (DR) ou resposta da procura é outra estratégia utilizada para o deslocamento de carga e controlo das pontas de consumo. A DR permite que os consumidores reduzam o seu consumo de energia voluntariamente em troca de benefícios posteriores nos preços de energia. Assim, esta é alternativa à entrada em serviço de uma central de resposta rápida permitindo por exemplo, uma diminuição rápida do consumo consoante as necessidades de equilíbrio. Tal permite a redução dos preços durante as horas de pico, pois com as reduções do pico de carga torna-se desnecessário que certas

unidades de geração sejam postas em funcionamento. Promove também investimentos eficientes no mercado energético visto que, a longo prazo, esta redução de pontas retira a necessidade de investimentos em unidades de produção caras que funcionariam com pouca frequência e apenas para atender as pontas de procura [22].

O caso de estudo em [18] permitiu analisar o impacto que a DR tem na curva de carga líquida para um caso com 24% de penetração solar. A Figura 3-6 ilustra os resultados obtidos para o dia 27 de julho, por ser o que apresentou a maior ponta. Observa-se que o impacto da DR foi significativo e que o deslocamento de carga permitiu a redução da ponta.

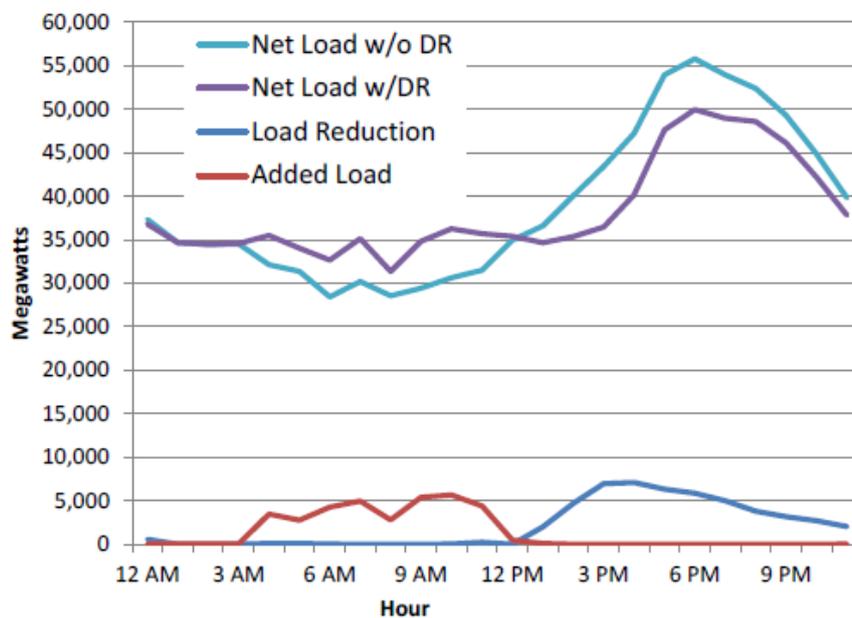


Figura 3-6. Impacto da DR na curva de carga líquida do dia 27 de Julho [18].

4 Fotovoltaico em Portugal

4.1 Capacidade instalada

Portugal é um país que usufrui de uma posição geográfica invejável e que apresenta um potencial elevado para a produção de energia solar fotovoltaica. A Figura 4-1 ilustra o nível de irradiação solar dos países da Europa, onde é possível observar que na área de Portugal Continental, o nível de irradiação se situa entre 1600 kWh/m^2 e os 2000 kWh/m^2 sendo um dos países com maior potencial fotovoltaico na Europa.

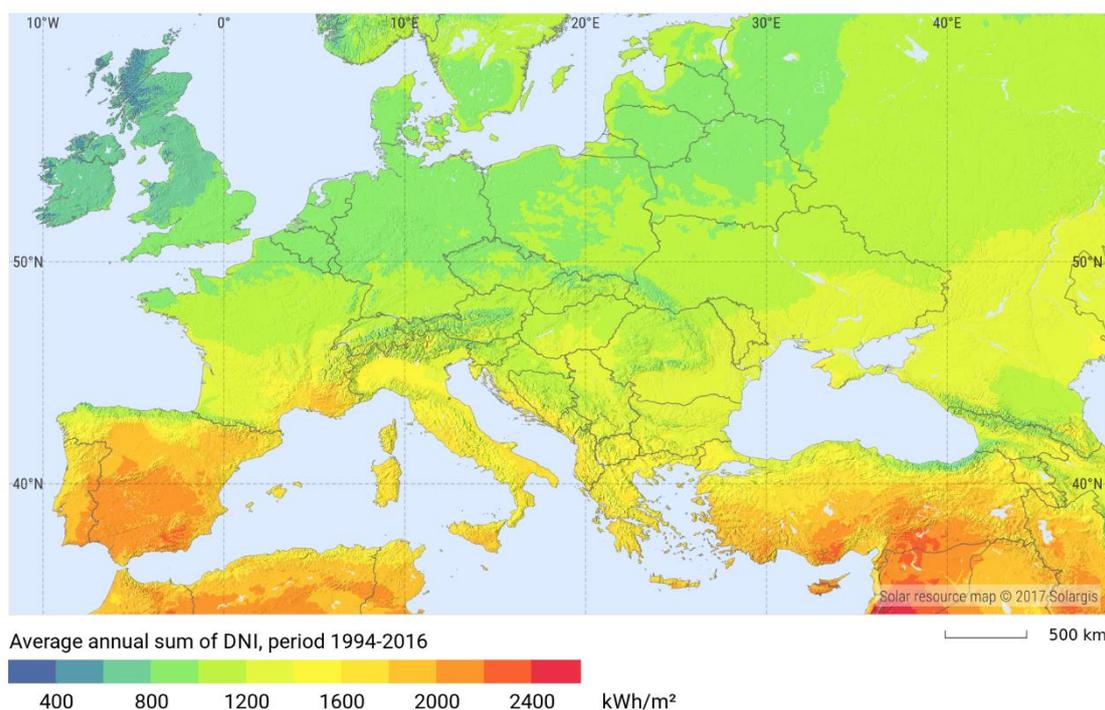


Figura 4-1. Nível de irradiação anual média na Europa [23].

Contudo, muito potencial continua ainda por aproveitar. No ano 2017, Portugal produziu 24 308 GWh provenientes de FER em que apenas 992 GWh foi proveniente do PV, sendo o equivalente a 4,08% [24]. A Tabela 4-1 permite observar a evolução da potência instalada em Portugal bem como a energia elétrica por esta produzida desde do ano 2009 até ao ano-móvel correspondente ao período compreendido entre setembro de 2017 e agosto de 2018. Os dados de 2017 e 2018 são provisórios.

De 2009 a agosto de 2018 a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a hídrica, no entanto em termos relativos a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual, para 590 MW, com a produção de energia a acompanhar a tendência [24].

Tabela 4-1. Evolução da potência instalada em Portugal e da energia elétrica por esta produzida [24].

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Potência (MW)	110	134	175	244	299	419	454	520	584	590
Geração (GWh)	160	215	282	393	479	627	799	871	992	872

A Alemanha é um país com índices de irradiação reduzidos, no entanto o investimento no país é elevado e assim apresentou no final do ano 2017 a maior potência instalada na Europa perfazendo um total de 42,973 GW. No entanto a comparação entre Portugal e a Alemanha é desigual devido à discrepância existente entre a economia e área territorial de ambos. Quando a comparação é feita com um país com uma realidade mais aproximada em termos de área territorial, clima e situação económica, como a Grécia, o cenário é também pouco animador. Apresentou no final de 2017, 2623 MW de potência instalada mais de 4 vezes a potencia instalada em Portugal [25].

Na Tabela 4-2 é possível observar a evolução da potência instalada de unidades de produção de autoconsumo (UPAC), unidades de pequena produção (UPP) e de mini/micro geração ao longo dos anos. Estes tipos de unidades são para integração em edifícios e ainda apresentam valores residuais.

Tabela 4-2. Potência instalada das UPAC/UPP e da Mini/Micro produção em Portugal [24].

(MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
UPAC/ UPP						49,64	100,21	127,08
Mini/ Micro	64,49	105,05	137,3	162,83	170,27	173,65	173,98	173,94

4.2 Legislação em Portugal

Em 2002, o Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de março passou a regular a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT), para potências até 150 kW, destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública [26]. No entanto, o aumento de potencia instalada ocorreu principalmente após 2007, com a publicação do Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de novembro, que regulamentou as centrais designadas de micro produção [27] e em 2011 é publicada a regulamentação que enquadra as centrais de mini produção (DL nº 34/2011 de 8 de março) [28].

A partir deste ponto e até ao ano de 2014 Portugal funcionou com um mecanismo de *feed-in*, permitindo que a micro e mini produção fosse injetada na rede elétrica de serviço público (RESP) a um valor fixo elevado, gerando assim receitas rápidas e por isso, permitiu aumentar a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos de valores residuais em 2007 para cerca de 419 MW em 2014.

A 20 de outubro de 2014 a publicação do Decreto-Lei nº 153/2014 estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo (UPAC) ou para a produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à RESP, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, UPP [29]. Trata-se de legislação que incentiva o autoconsumo e penaliza a venda de energia à rede elétrica. O grande objetivo passa por adequar o atual modelo de produção distribuída ao perfil de consumo local. Este tipo de imposição tem vantagens ao nível das perdas de energia uma vez que a produção se localiza mais próxima do local de consumo.

Comparando a produção UPAC e a UPP salientam-se as seguintes diferenças: nas UPP toda a energia produzida é injetada na RESP enquanto nas UPAC a energia produzida é entregue, preferencialmente, no local de consumo, podendo o excedente da produção ser injetado na rede. Esta legislação implementa um novo esquema tarifário (*net-billing*) que visa garantir um tratamento equilibrado entre consumidores não produtores e consumidores produtores, garantido que os consumidores não produtores não sejam penalizados pelas opções de terceiros. Além disto, incentiva-se assim a instalação de sistemas para autoconsumo que garantam as necessidades energéticas do consumidor/produtor e não o de fazer negócio com a venda de energia, com o único objetivo de ser financiado e subsidiado.

Relativamente à remuneração, na pequena produção os modelos de atribuição de tarifa mantêm-se via leilão, enquanto que a energia injetada na rede resultante do excedente da produção em autoconsumo é paga consoante os preços do mercado do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), onde são deduzidos 10% de modo a colmatar custos de injeção. A remuneração pode ser calculada através da equação (1):

$$R_{upac, m} = E_{fornecida} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

Onde:

- $R_{upac, m}$ [€] – remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m .

- $E_{fornecida}$ [kWh] – energia fornecida no mês m ;
- $OMIE_m$ [€/kWh] – valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal (mercado diário).

Adicionalmente, a venda de energia não pode ultrapassar a totalidade da energia consumida base anual, sendo a produção acima desse valor não remunerada. Na Tabela 4-3 pode-se observar os preços médios mensais do OMIE para Portugal no ano 2017 e os valores de remuneração da geração injetada [30]. Os valores são bastante reduzidos e muito inferiores ao preço pago pela energia consumida, pelo que a energia injetada na rede apresenta uma baixa rentabilidade económica, quando comparada com o autoconsumo.

Tabela 4-3. Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2017 [30].

2017	Valor OMIE (c€/kWh)	90% do valor do OMIE (c€/kWh)
Janeiro	7.152	6.4368
Fevereiro	5.139	4.6251
Março	4.395	3.9555
Abril	4.418	3.9762
Mai	4.712	4.2408
Junho	5.022	4.5198
Julho	4.860	4.374
Agosto	4.743	4.2687
Setembro	4.916	4.4244
Outubro	5.697	5.1273
Novembro	5.936	5.3424
Dezembro	5.949	5.3541
Valor total médio	5.248	4.7232

A Comissão Europeia estabeleceu várias estratégias de energia para uma economia mais segura, sustentável e com baixo teor de carbono. O pacote de medidas no domínio da energia e do clima para 2020, adotado em dezembro de 2008, forneceu um estímulo adicional para aumentar a utilização de fontes de energia renováveis para 20% do consumo total de energia até 2020, apelando simultaneamente a uma redução de 20% tanto do consumo de energia como das emissões de gases com efeito estufa. A Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis estabeleceu para a UE uma meta global de 20 % para o consumo de energia proveniente de fontes renováveis até 2020, enquanto as energias renováveis também deverão representar 10 % do combustível utilizado no setor dos transportes até à mesma data [31].

Baseando-se no pacote de medidas da energia e do clima para 2020, em outubro de 2014, foi adotado pelos líderes da EU um novo conjunto de metas a atingir até 2030. Os três objetivos principais para 2030 são [32]:

- Redução de pelo menos 40% nas emissões de gases efeito de estufa (GEE), relativamente aos níveis de 1990.
- Aumentar a quota das energias renováveis para, pelo menos, 27% do consumo energético da EU.
- Aumento de pelo menos 27% na eficiência energética. Essa meta será revista em 2020, tendo em mente uma meta de 30%.

Tomando estas estratégias de energia em consideração e com o potencial energético disponível em Portugal, até 2021 serão construídas 31 novas centrais solares fotovoltaicas. O governo Português tem licenças de investimento já aprovadas em regime de mercado, isto é, sem direito a tarifas subsidiadas e outras tantas aguardam pela aprovação. No entanto a rede existente não tem capacidade suficiente para satisfazer os pedidos de licenciamento e por isso existem projetos de investimento que ficam a aguardar por um ponto de ligação disponível ou por futuros investimentos na rede elétrica portuguesa. Um dos grandes investimentos previstos de forma a colmatar este problema, com construção entre 2024 e 2026 será uma linha de muito alta tensão entre Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira, que permita a integração do solar e a também a interligação das rede portuguesa com Marrocos [33]. Na Figura 4-2 é possível observar a localização das futuras centrais solares que vão nascer em Portugal.

Sete centrais estão previstas quer em 2019 como em 2020 e outras 16 para 2021. Estima-se que a potencia instalada aumente para cerca de 1600 MW no final de 2021, perto de triplicar o seu valor em relação a 2018 No entanto, com o limite na capacidade da rede elétrica portuguesa e a forte concorrência existente pela pouca capacidade remanescente, irá fazer com que o desenvolvimento do solar em Portugal estagne, até que haja investimento na rede e permita a ligação de novas centrais [33].

Novas centrais solares que vão nascer em Portugal

VALORES EM MEGA VOLT-AMPERES (MVA)

2018 2019 2020 2021

PORTO

Fabrica Ikea Industry Ikea Industry Portugal 6

SANTARÉM

Glória (Granho) Central Solar da Glória 24
 Infantado Central Solar do Infantado 24
 Mexeiro Power&Sol 28
 Alcanhões Hypericon 21

ÉVORA

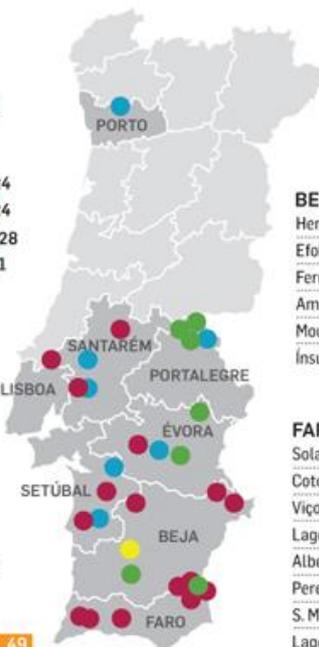
Évora 3 Expoentfokus 29
 Montes Novos Contrate o Sol 3
 Vale de Moura Hyperion 29

LISBOA

Cadaval Valperal - Soc. Agropecuário 2

SETÚBAL

Herdade da Casa Nova C. Solar de Casa Nova 12
 Vale Matanças Warwick Portugal 7
 Barros Teclavertente 5
 Morgavel Solarango 49



PORTALEGRE

Falagueira I Expoentfokus 16
 Falagueira II Expoentfokus 15
 Falagueira III Expoentfokus 21
 Tendeiros C. Solar de Tendeiros 24

BEJA

Herdade dos Murzelos Morning Chapter 46
 Efokus Ourique Expoentfokus 49
 Ferreira do Alentejo Hyperion 42
 Amareleja Hyperion 16
 Moura Hyperion 48
 Ínsua Goldalqueva 49

FARO

Solara 4 Solara 4 221
 Cotovio Goldiport Solar 49
 Viçoso Goldnalco 48
 Lagos Hyperion 27
 Albergas Muki Solar 28
 Pereiro Muki Solar 29
 S. Marcos Muki Solar 49
 Lagos Lagos Solar Power 21

Figura 4-2. Localização geográfica de novas centrais solares em Portugal [33].

5 Análise do Impacto de Fotovoltaico em Larga

Escala

Para a análise do impacto do fotovoltaico no diagrama de carga nacional, realizaram-se nesta dissertação, casos de estudo distintos assentes na previsão de crescimento da potência instalada de PV. Escolheram-se quatro dias com diagramas de carga diferentes. Dois desses dias (22 de janeiro e 28 de fevereiro), ambos no inverno, caracterizam a estação em períodos com menos ou mais precipitação. A primavera será representada pelo dia 24 de abril e para o verão o dia escolhido foi 18 de julho. O outono não irá ser abordado neste trabalho por ser redundante a sua análise devido à semelhança existente com os diagramas de carga da primavera. A escolha de cada dia a analisar, à exceção do dia 28 de fevereiro, foi o dia útil, excluindo feriados, que teve uma produção líquida fotovoltaica que mais se aproximou da produção diária média fotovoltaica do mês em causa. Posteriormente, foram elaborados para cada dia, dois cenários de crescimento. No primeiro caso a potência instalada fotovoltaica a nível nacional aumenta para 1,6 GW, que é o valor estimado para o ano de 2021. No segundo caso o aumento eleva o valor de potência instalada fotovoltaica para 6 GW, com o objetivo de se ter uma potência instalada com a mesma ordem de grandeza que a energia eólica (5.37 GW) e hídrica (7.1 GW) conforme as previsões para 2030. Assim, a análise e as devidas conclusões serão expostas ao longo deste capítulo. Todos os dados analisados são referentes ao ano 2018.

5.1 Inverno

O inverno é a estação que apresenta menor radiação solar, no entanto existe uma forte produção de energia proveniente das hídricas e da eólica devido à maior incidência de chuva e vento durante esta estação. Em 2018 o mês de janeiro apresentou uma média de produção diária líquida de energia fotovoltaica de 1,429 GWh com 572 MW de potência fotovoltaica instalada. O dia útil que mais se aproximou deste valor foi o dia 22 (segunda-feira), que apresentou 1,4 GWh de geração fotovoltaica. Contudo, este não foi um dia típico de inverno em que é normal haver excesso de energia renovável durante a noite isto porque, por esta altura, as albufeiras ainda estavam a recuperar da seca existente em 2017. Por isso será também analisado neste trabalho um dia típico de inverno que neste caso será o 28 de fevereiro.

- **Dia 22 de janeiro de 2018**

Na Figura 5-1 pode-se observar o diagrama de carga desse dia. Verifica-se que a produção proveniente de energias renováveis não foi suficiente para suprir a procura em nenhum instante. Entre as 5:45h e as 13:30h existiu um excesso de produção de 7563 MWh assim como entre as 17:30h e as 20:30h existiu um excedente de produção de 1269 MWh, não causado pela intermitência das renováveis, mas em função do mercado que levou à exportação de energia. Neste cenário a produção fotovoltaica foi de 1,84% do total da produção proveniente das energias renováveis.

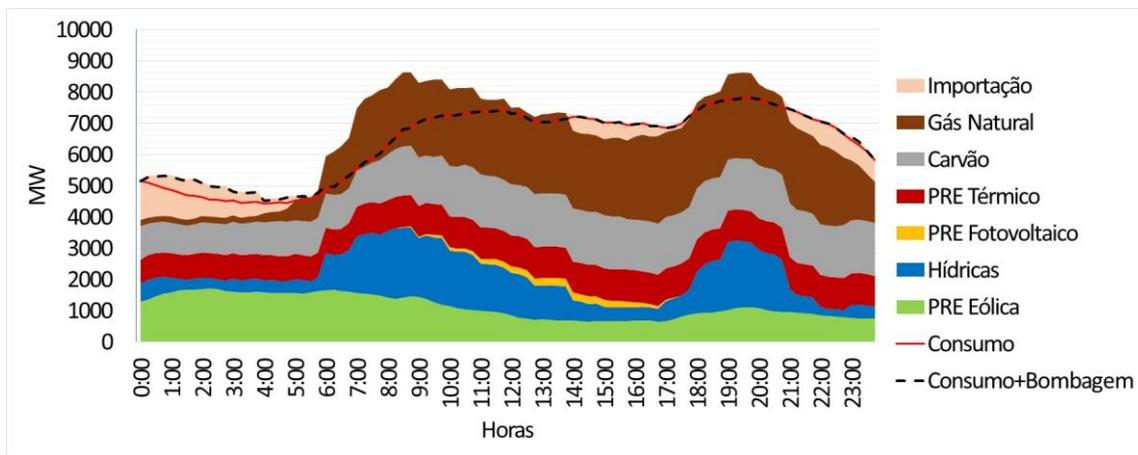


Figura 5-1. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 572MW.

O caso de estudo que se segue é uma análise ao impacto que o aumento do valor da potência instalada fotovoltaica de 572 MW para 1600 MW teria no diagrama de carga do dia 22 de janeiro de 2018. Na Figura 5-2 é possível visualizar o diagrama de carga em que é possível verificar que a produção proveniente de energias renováveis não foi capaz de suprir a procura em nenhum instante. Entre as 5:45h e as 13:30h existiria um excesso de produção de 8875 MWh se o PV fosse de 1600 MW e as mesmas centrais continuassem em funcionamento. Observa-se que com o aumento do PV existe uma possível redução de 1317 MWh na importação existente entre as 13:30h e as 16:45h. Entre as 17:30h e as 20:30h existiu um excedente de 1269 MWh. Comparando os valores de geração total sem importação, pode-se verificar que deixa de ser necessária a geração por parte de algumas centrais despacháveis, como por exemplo a gás natural. Neste cenário a produção fotovoltaica foi 3,39% do total da produção proveniente das energias renováveis. As diferenças em relação ao diagrama de carga real do dia 22 de janeiro de 2018 não são consideráveis no que às rampas diz respeito, no entanto a energia gerada pelo PV permite que haja menor geração por gás natural.

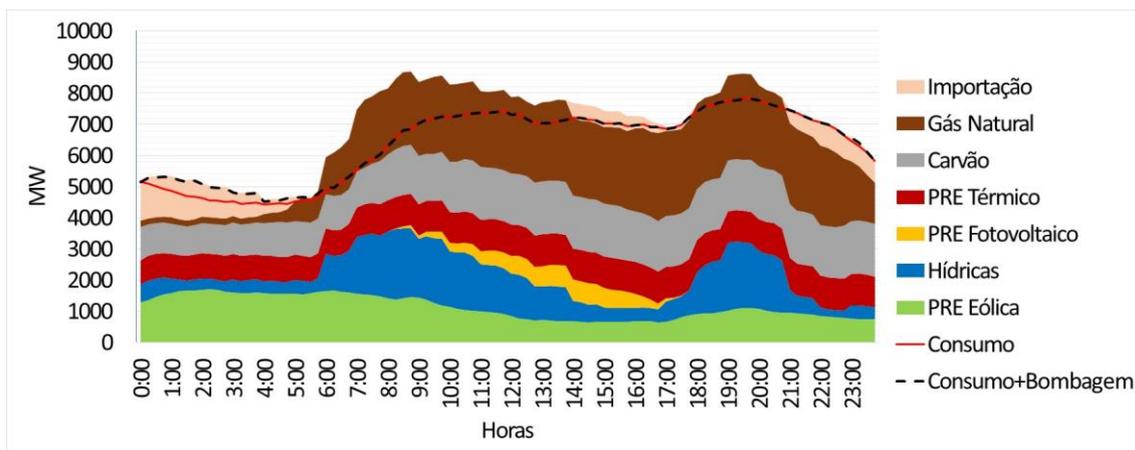


Figura 5-2. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600MW.

O caso de estudo que se segue é feita uma análise ao impacto que o aumento para 6 GW de potência instalada fotovoltaica teria no diagrama de carga do dia 22 de janeiro de 2018. Na Figura 5-3 é possível visualizar o diagrama de carga para este caso. A produção fotovoltaica foi 16,43% do total da produção proveniente das energias renováveis. Verifica-se que a produção proveniente de energias renováveis ainda não é capaz de suprir a procura em nenhum instante. Existe um aumento rápido na produção de PV que poderia levar a uma rampa acentuada, no entanto, à medida que a produção PV aumenta, a hídrica diminui, assegurando a complementaridade. Mais tarde verifica-se a formação de uma rampa que decresce 651,5 MW/h desde as 14:00h às 17:45h devido à rápida redução da produção de PV e à baixa produção das hídricas. Importa referir que o aumento do PV permitiria uma redução de 11,78 GWh de produção das centrais a gás natural entre as 7:30h e as 17:00h, 26% do total da produção a gás natural. Existe também uma possível redução de 1474 MWh de importação. O cenário em que a potência fotovoltaica instalada é 6 GW as diferenças são significativas, sendo analisadas com maior detalhe no próximo capítulo.

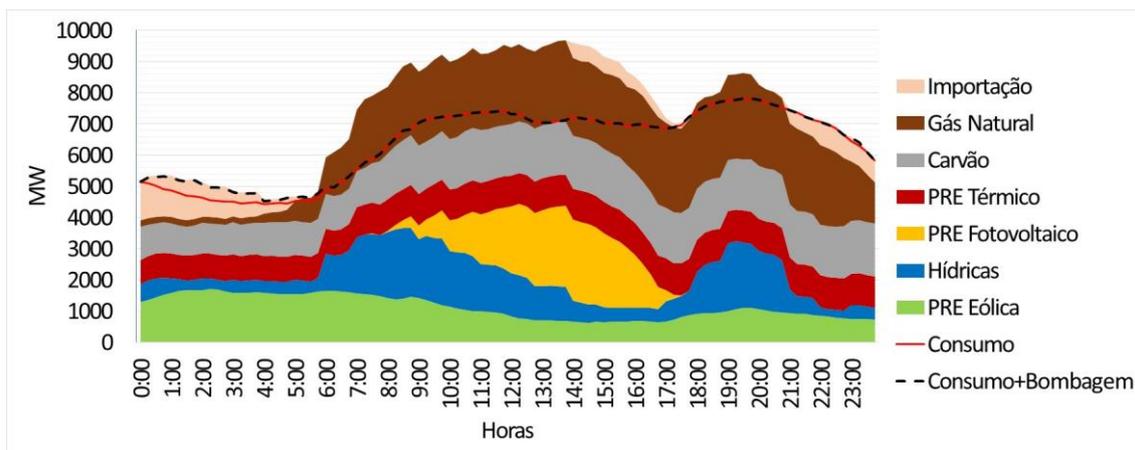


Figura 5-3. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

- **Dia 28 de fevereiro**

Na Figura 5-4 pode-se ver o diagrama de carga desse dia. O dia caracteriza-se por um aumento contínuo de produção de energias renováveis ao longo do dia, em que a energia solar contribui apenas 0.53% do total da produção proveniente das energias renováveis. Verifica-se ainda assim que a produção proveniente de energias renováveis não foi suficiente para satisfazer a procura durante quase todo o dia, com exceção entre as 19:30h e as 20:30h, em que o conjunto de produção de renováveis igualou a linha de consumo devido maioritariamente à existência de uma elevada produção de eólica e hídrica. Existiu durante a manhã importação que foi utilizada para bombagem. Neste dia o excesso para exportação foi de 24,21 GWh.

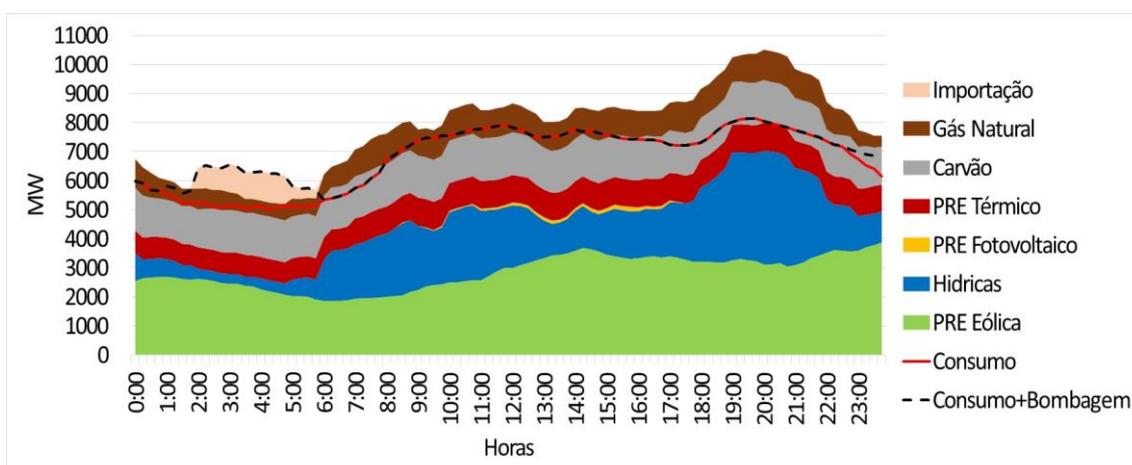


Figura 5-4. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 573 MW.

O caso de estudo que se segue é uma análise ao impacto que o aumento do valor da potência instalada fotovoltaica de 573 MW para 1600 MW teria no diagrama de carga do dia 28 de fevereiro de 2018. Na Figura 5-5 é possível visualizar o diagrama de carga para este caso. Neste cenário a produção fotovoltaica foi 1,47% do total da produção proveniente das energias renováveis. O excesso de produção em relação ao consumo seria neste caso de 25,47 GWh. O impacto para este caso é pouco significativo.

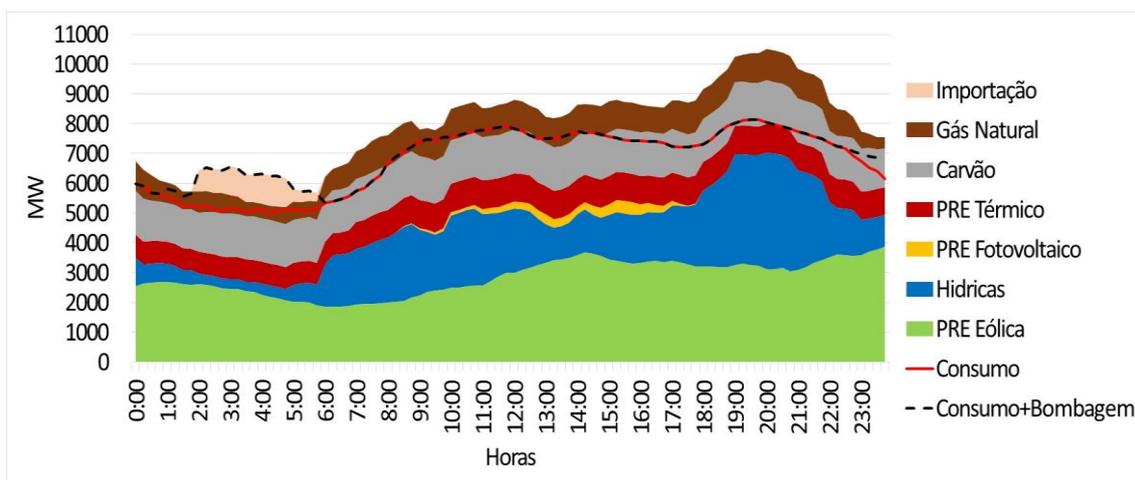


Figura 5-5. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600 MW.

No caso que se segue a potência instalada fotovoltaica é de 6 GW. Na Figura 5-6 é possível visualizar o diagrama de carga para este caso. De realçar que entre as 15:15h e as 15:45h a produção de renováveis seria suficiente para satisfazer a carga devido ao aumento de PV. Para este cenário a produção fotovoltaica equivale a 5,3% do total da produção proveniente das energias renováveis. O excesso de produção em relação ao consumo seria neste caso de 30,85 GWh. Mantendo os níveis de exportação seria possível reduzir em 6,02 GWh a produção das centrais de gás natural em relação ao caso real, 29% do total da produção a gás natural. Conclui-se para este dia típico de inverno que o impacto do aumento de PV é baixo pois a percentagem de produção de PV é muito inferior às restantes fontes de energia. Assim, a análise de rampas é redundante. A análise do cenário em que a potência fotovoltaica instalada é 6 GW será feita com detalhe no próximo capítulo.

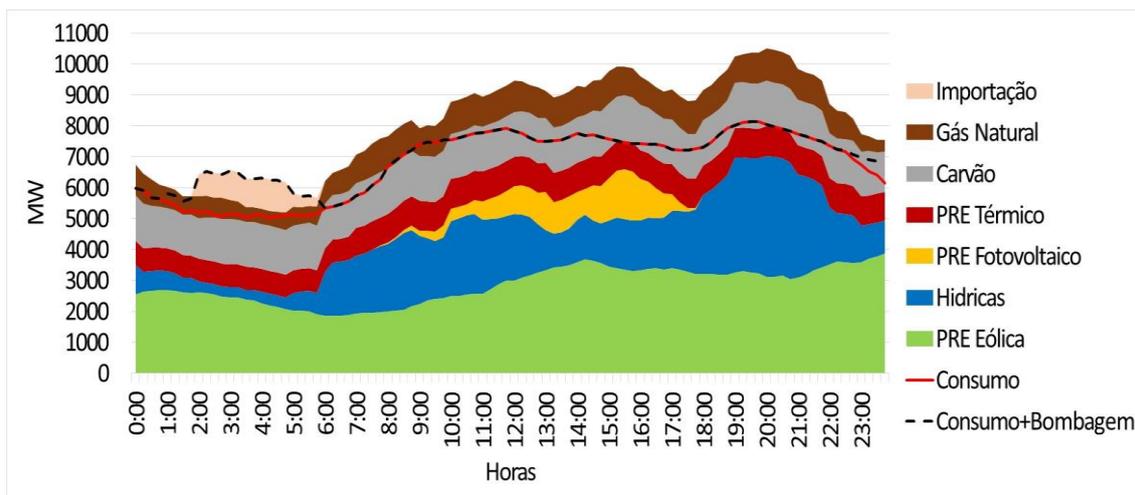


Figura 5-6. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

5.2 Primavera

Na primavera os níveis produção de PV vão aumentando gradualmente até atingir o pico de produção no verão. O número de horas de sol aumenta assim como a radiação incidente. Relativamente às outras energias renováveis a energia eólica reduz a sua produção, mas por norma as hídricas ainda continuam com um nível de elevada produção. Relativamente ao consumo existente durante esta estação, verifica-se uma redução comparativamente ao inverno, devido ao aumento da temperatura do ar e do número diário de horas de radiação solar, que leva à redução da utilização de equipamentos para aquecimento e iluminação. Para caracterizar esta estação escolheu-se o dia 24 de abril de 2018 com o respetivo diagrama de carga representado na Figura 5-7, que ficou marcado por uma forte produção de energia proveniente das hídricas. A potência instalada de PV neste mês era de 583 MW e a energia solar contribui apenas com 2% do total da produção proveniente das energias renováveis. Verifica-se que as energias renováveis não conseguiram por si só satisfazer a consumo, no entanto, devido maioritariamente às hídricas, houve uma forte aproximação à linha do consumo durante as horas de maior procura. Existiu importação durante a madrugada utilizada para bombagem e também pelas 11:00h para dar resposta à procura existente. Neste dia o excesso para exportação foi de 13,82 GWh.

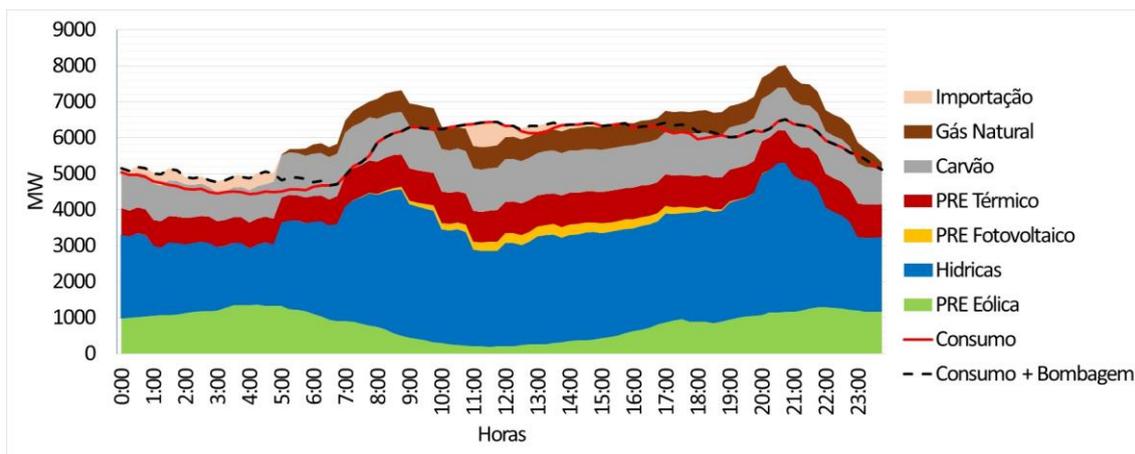


Figura 5-7. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 583 MW.

Segue-se a análise ao impacto que o aumento do valor da potência instalada fotovoltaica de 583 MW para 1600 MW teria no diagrama de carga do dia 24 de abril de 2018 que está representado na Figura 5-7. Neste cenário a produção fotovoltaica seria 5,3% do total da produção proveniente das energias renováveis. O excesso de produção em relação ao consumo seria para este caso de 17,63 GWh. A necessidade de importação durante a tarde reduz 1,057 GWh e mantendo os níveis de exportação seria possível reduzir a produção a gás natural em 2,96 GWh, 28,7% do total da produção a gás natural.

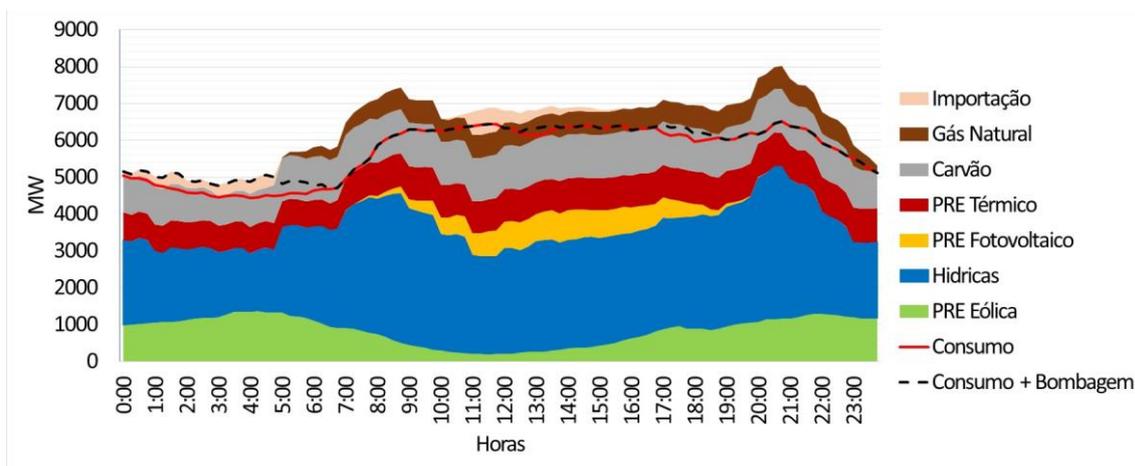


Figura 5-8. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600 MW.

O caso de estudo que se segue tem como potência instalada fotovoltaica 6 GW. Na Figura 5-9 é possível visualizar o diagrama de carga. Há um aumento considerável na produção de PV que equivale a 13,3% do total da produção proveniente das energias renováveis. Verifica-se que o aumento de PV leva a que haja um excesso de produção de energia renovável durante a tarde. Na totalidade existe um excesso de produção em relação ao consumo de 34,23 GWh, extinguindo-se a necessidade de importação durante a tarde que

perfazia um total de 1,3 GWh. Mantendo os níveis de exportação seria possível reduzir em 6,65 GWh a produção das centrais de gás natural em relação ao caso real, 64% do total da produção a gás natural. Verifica-se uma forte variação no aumento da produção de PV a partir das 7:00h, com formação de uma rampa que cresce 406,4 MW/h até às 14:15h, sendo que é compensada pela redução na produção das hídricas, complementando-se uma à outra. O impacto para este caso em que a potência de PV é 6 GW é significativo é analisado em maior detalhe no próximo capítulo.

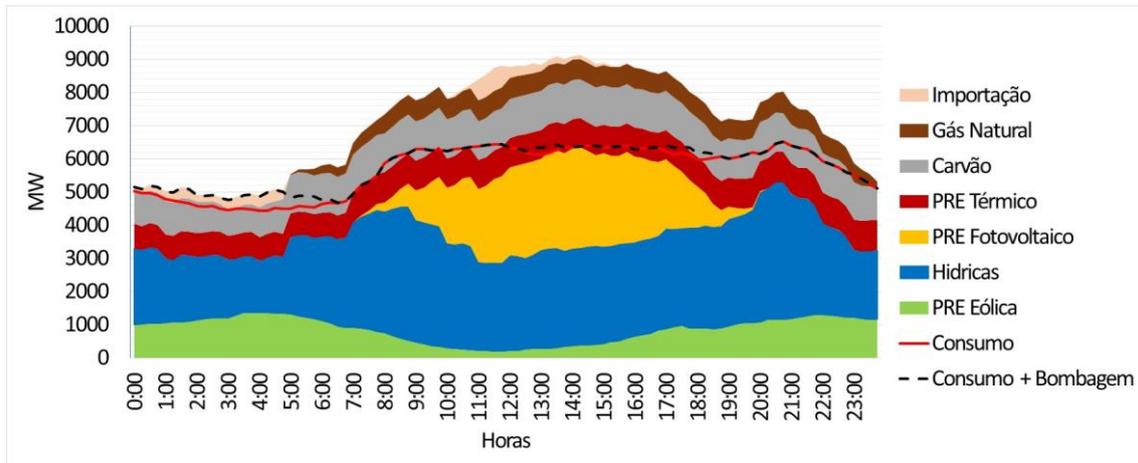


Figura 5-9. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

5.3 Verão

O verão é a estação do ano com maior radiação solar. Escolheu-se o dia 18 de julho de 2018 para analisar, mês em a potência instalada de PV era 590 MW e cujo diagrama de carga está representado na Figura 5-10. É visível a baixa produção de eólica devido à velocidade reduzida do vento e um intervalo largo de horas de luz solar, características típicas de um dia de verão. A energia solar contribui apenas 3,84% do total da produção proveniente das energias renováveis. Existiu importação durante a manhã utilizada para dar resposta à procura existente. Neste dia o excesso para exportação foi de 30,09 GWh.

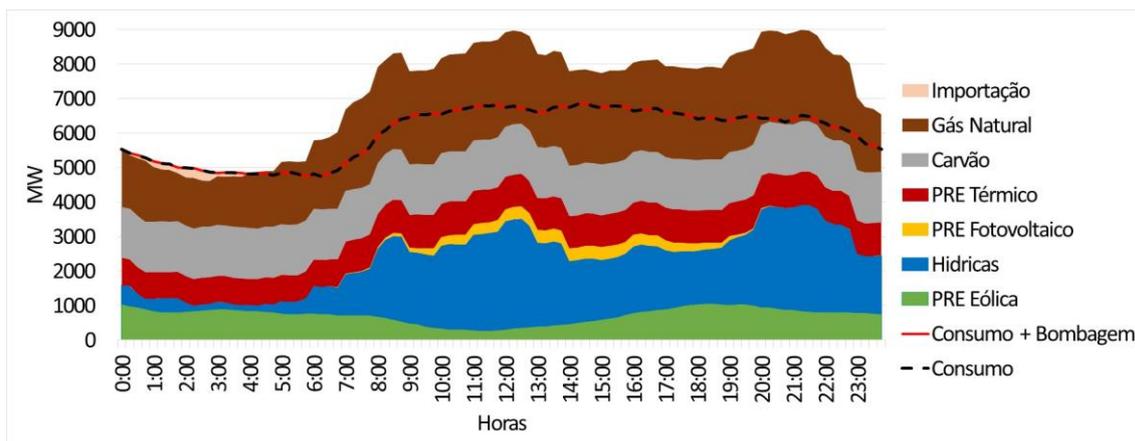


Figura 5-10. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 590 MW.

Segue-se a análise ao impacto que o aumento do valor da potência instalada fotovoltaica de 590 MW para 1600 MW teria no diagrama de carga do dia 18 de julho de 2018 representado na Figura 5-11. Neste cenário a produção fotovoltaica seria 4,75% do total da produção proveniente das energias renováveis. O excesso de produção em relação ao consumo seria para este caso 35,48 GWh. Mantendo os níveis de exportação seria possível reduzir em 5,3 GWh a produção das centrais de gás natural, 9,4% do total da produção a gás natural.

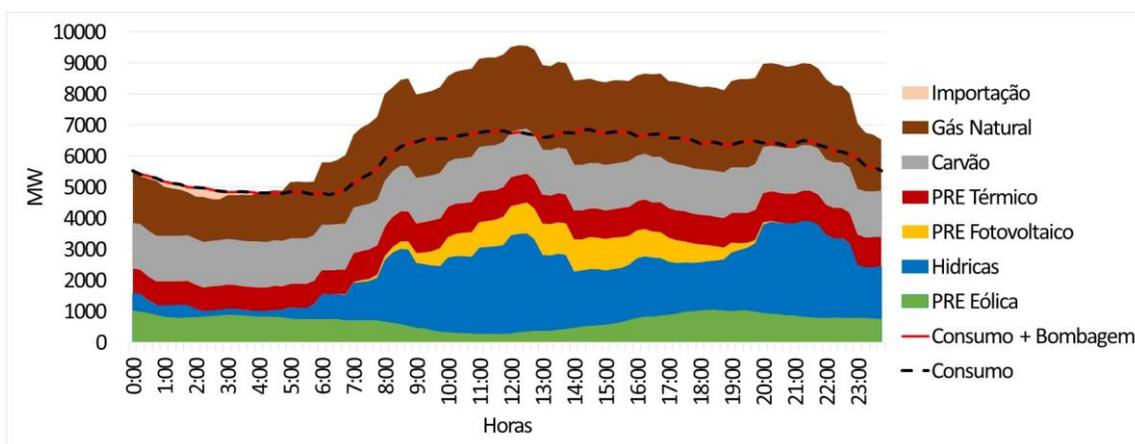


Figura 5-11. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 1600 MW.

De seguida segue-se a análise quando a potência PV é 6 GW. Na Figura 5-12 é possível visualizar o respetivo diagrama de carga em que o PV foi responsável por 28,9 % do total de produção proveniente das energias renováveis. Na totalidade existe um excesso de produção em relação ao consumo de 58,98 GWh. Mantendo os níveis de exportação seria possível reduzir em 25,41 GWh na produção das centrais a gás natural em relação ao caso real, 45,1% do total da produção a gás natural. De notar a rampa formada pelo aumento

de PV a partir das 6:30h até às 14h, onde existe uma variação crescente na produção de 514,4 MW/h. Este caso será analisado em maior detalhe no próximo capítulo.

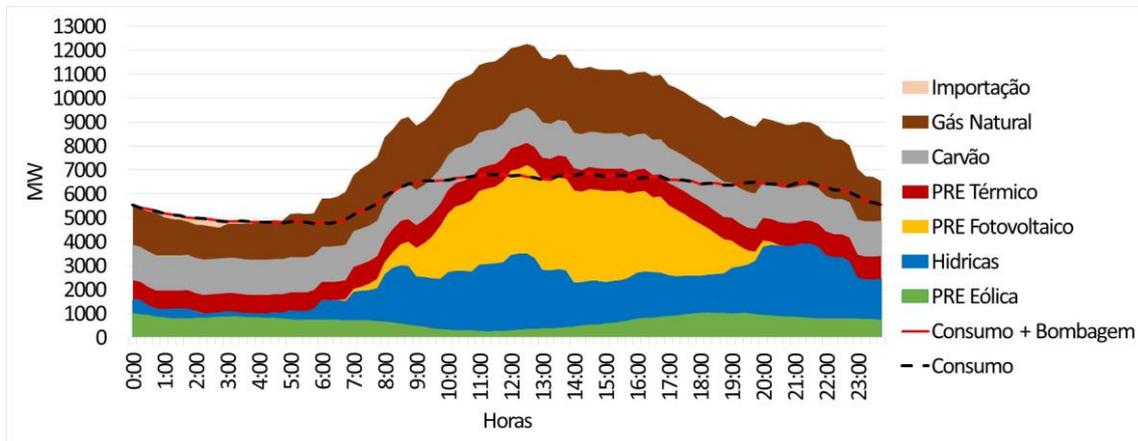


Figura 5-12. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

6 Análise de Opções de Mitigação da Variabilidade

Neste capítulo será feita uma análise detalhada para os casos em que a potência instalada de PV é 6 GW. Serão apresentadas soluções de gestão do sistema nomeadamente o deslocamento de carga e a redução de excessos de produção renovável através do armazenamento. Será feito o dimensionamento das baterias necessárias na satisfação dos consumos.

6.1 Inverno

- 22 de janeiro de 2018

No capítulo anterior calculou-se que o aumento do PV permitiria uma redução de 11,78 GWh de produção das centrais a gás natural entre as 7:30h e as 17:00h, 26% do total da produção a gás natural e que existiria também uma possível redução de 1474 MWh de importação. Na Figura 6-1 é possível observar o novo diagrama de carga com as reduções de produção e importação aplicadas.

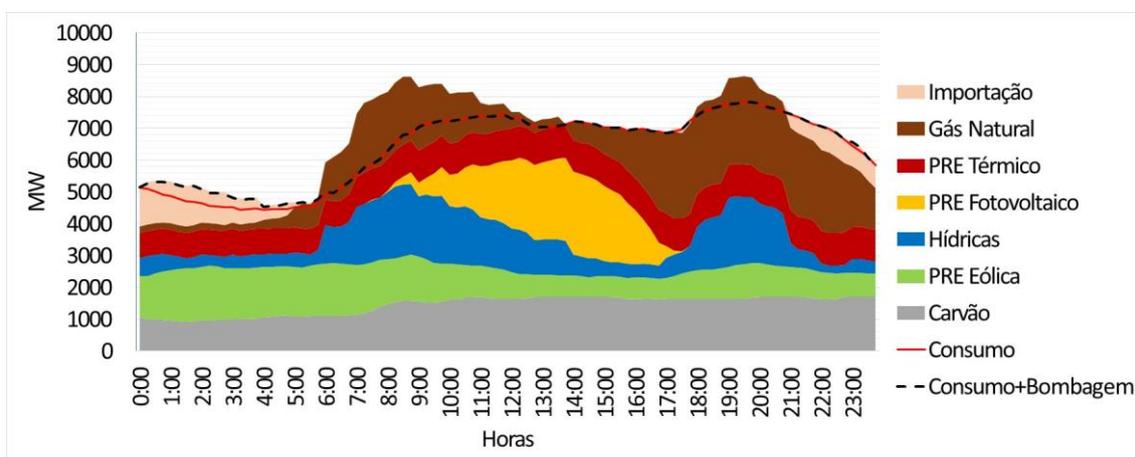


Figura 6-1. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 22 de janeiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

Na Figura 6-2 é possível visualizar as linhas de caracterização do impacto do aumento de PV. A linha azul representa o consumo líquido de PV e eólica, que é a subtração dos valores de PV e eólica ao consumo. Observa-se a formação do “Duck Chart” com o PV a engordar a barriga do pato. A linha verde representa o consumo líquido de renováveis que é a subtração de todas as renováveis ao consumo. A linha castanha representa o consumo acrescido de bombagem líquido de renováveis e base que é a subtração de todas as renováveis e a base de carvão ao consumo acrescido de bombagem. Consta-se que

em nenhum instante a linha castanha atinge valores negativos não existindo necessidade de armazenamento ou deslocamento de carga para este caso.

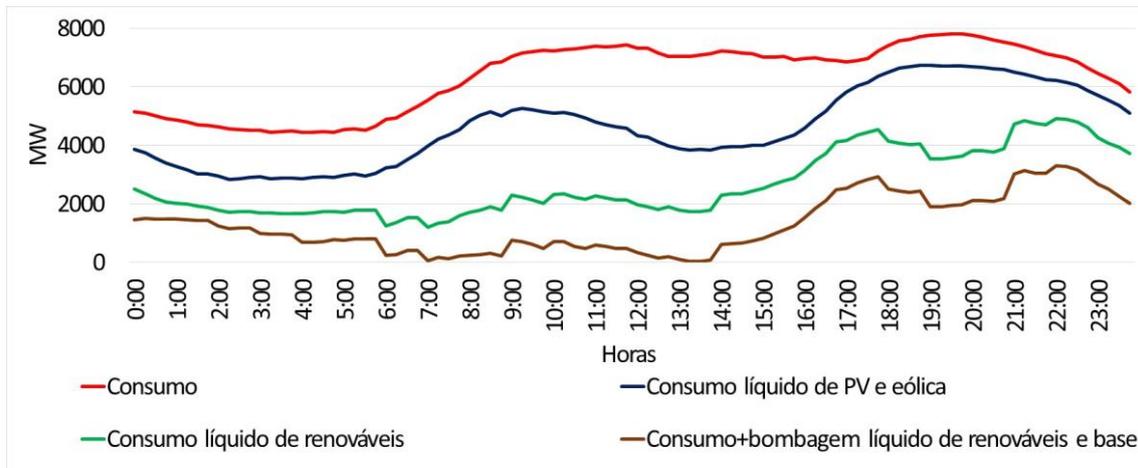


Figura 6-2. Linhas de caracterização do impacto do aumento de PV.

- **28 de fevereiro de 2018**

No capítulo anterior calculou-se que o aumento do PV permitiria uma redução de 6,02 GWh de produção das centrais a gás natural em relação ao caso real, 29% do total da produção a gás natural. Na Figura 6-3 é possível observar o diagrama de carga com as reduções de produção de gás natural aplicadas.

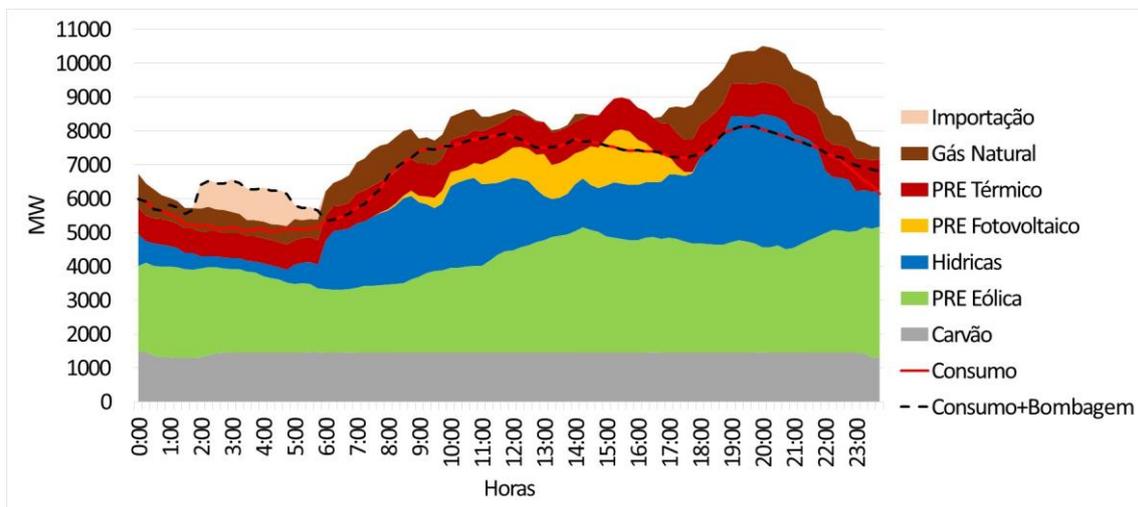


Figura 6-3. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

Na Figura 6-4 é possível visualizar o impacto que os 6 GW de PV têm na satisfação do consumo. A linha azul representa o consumo líquido de PV e eólica. Observa-se que o PV engorda novamente a barriga do pato aumentando a acentuação das rampas. A linha

verde representa o consumo líquido de renováveis onde é possível visualizar uma evolução estável ao longo do dia devido ao contributo das hídricas nas horas de maior consumo. É visível alguma intermitência ao longo do dia devido à variabilidade da eólica e do solar.

A linha castanha permite quantificar a energia que se produziu em excesso e que pode ser armazenada para uso posterior. Para este caso, de modo a se fazer uma análise diária e para se ver de uma forma mais compacta o impacto utilizando um único diagrama, a energia armazenada durante o dia será utilizada para satisfazer o consumo acrescido de bombagem que ocorreram na noite anterior. Para um caso real o mesmo já não se verifica visto que a energia armazenada durante o dia será utilizada na noite seguinte. Para uma bateria com *state of charge* (SOC) mínimo de 20%, a capacidade necessária a armazenar toda a energia disponível neste período de elevada produção renovável seria de 14,39 GWh com potência igual a 1541 MW. A energia a satisfazer no período noturno anterior, considerando um rendimento de 90% na descarga da bateria e o SOC mínimo de 20% seria de 9,110 GWh. Contudo, como o valor de energia a satisfazer é inferior ao valor total disponível para armazenamento, não existiria necessidade de uma bateria com uma capacidade tão elevada, sendo suficiente considerar o armazenamento numa bateria com capacidade de 9,11 GWh.

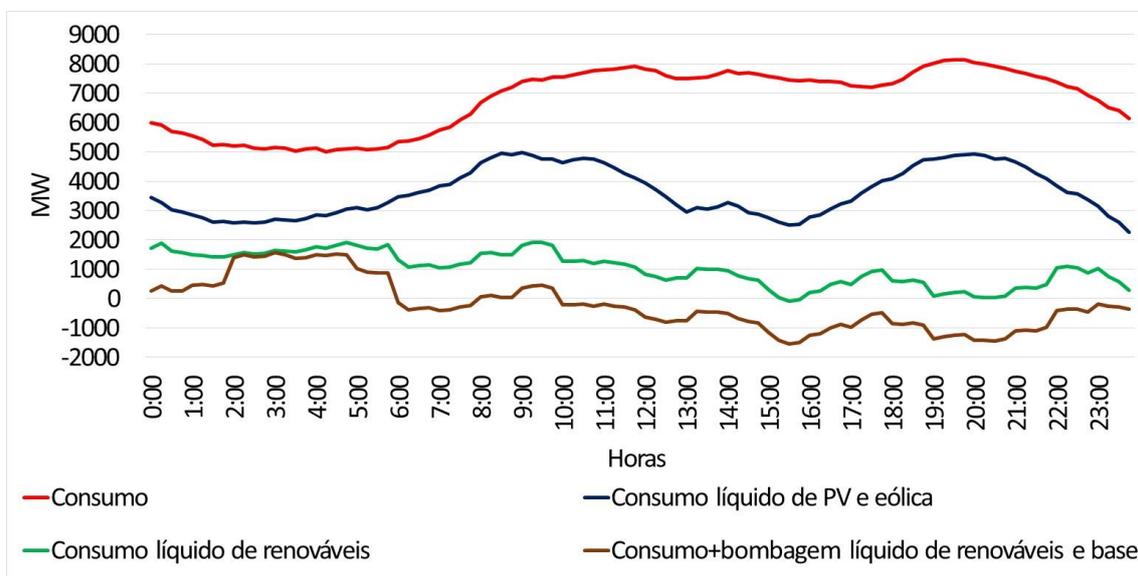


Figura 6-4. Variação do consumo líquido em função das renováveis.

Na Figura 6-5 pode-se observar as alterações que o diagrama de satisfação do consumo sofre com a introdução do armazenamento no sistema. A linha branca a tracejado representa a evolução da carga e descarga da bateria de capacidade 9,11 GWh. Quando

esta linha é maior que a linha de consumo mais bombagem significa que a bateria está a ser carregada. Quando a linha toma valores inferiores à linha de consumo mais bombagem a bateria está a descarregar. Como é possível verificar, a descarga das baterias permite substituir 3097 MWh de importação noturna usados na bombagem das hídricas e foi possível reduzir o excesso de geração renovável em 4223 MWh, 36,69% do excesso renovável inicial.

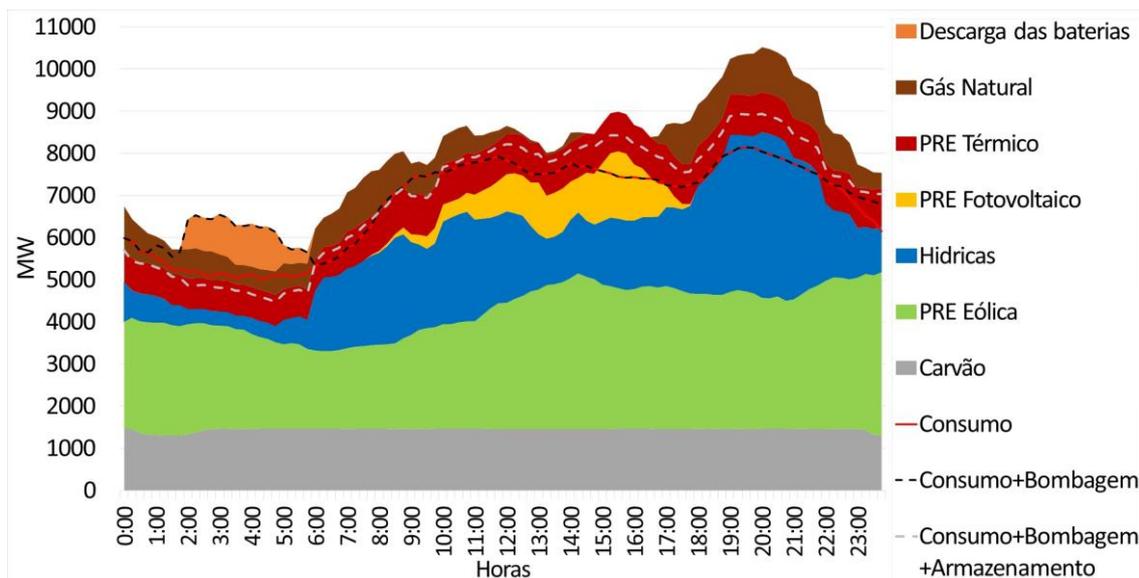


Figura 6-5. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções e armazenamento, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

No entanto o cenário anterior não expõe a forma mais eficiente de utilizar a energia armazenada nas baterias. Isto porque a energia armazenada é utilizada para bombagem das hídricas para essa energia ser utilizada posteriormente durante a ponta do diagrama, processo que tem perdas energéticas associadas que podem ser evitadas descarregando a energia nessas horas. Na Figura 6-6 é possível observar o caso em que deixa de existir bombagem e há uma consequente redução na produção das hídricas a partir das 18:00h.

Esta redução de produção é substituída pela descarga das baterias. Assim as perdas associadas ao processo de bombagem deixam de existir ficando apenas as perdas relativas à descarga das baterias. Conclui-se que com a introdução do armazenamento o excesso de renováveis foi reduzido em 2568 MWh, 22,31% do excesso renovável inicial durante as horas de possível carregamento. Aqui a redução é menor que no caso anterior pois durante a ponta as baterias não carregam. Tal como referido acima a importação de 3097 MWh deixou de ser necessária e a produção hídrica diminuiu em 3097 MWh.

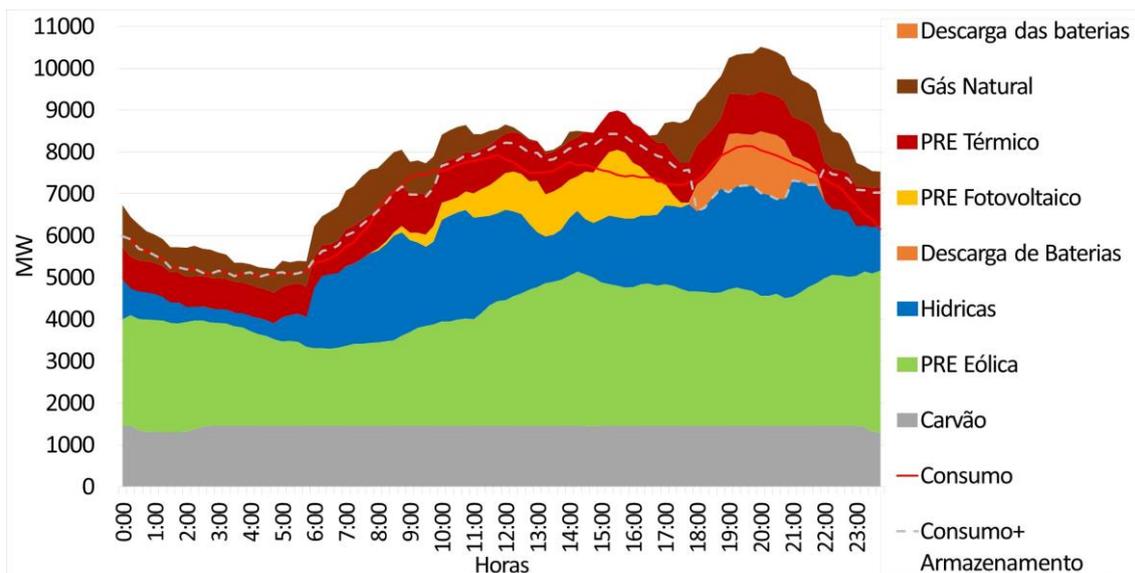


Figura 6-6. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, armazenamento e sem bombagem, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

6.2 Primavera

No capítulo anterior calculou-se que, mantendo os níveis de exportação, o aumento do PV permitiria a redução de 6,65 GWh na produção das centrais a gás natural em relação ao caso real, 64% do total da produção a gás natural e a redução de 1,3 GWh na importação. Na Figura 6-7 é possível observar o diagrama de carga com as reduções de produção de gás natural e importação aplicadas.

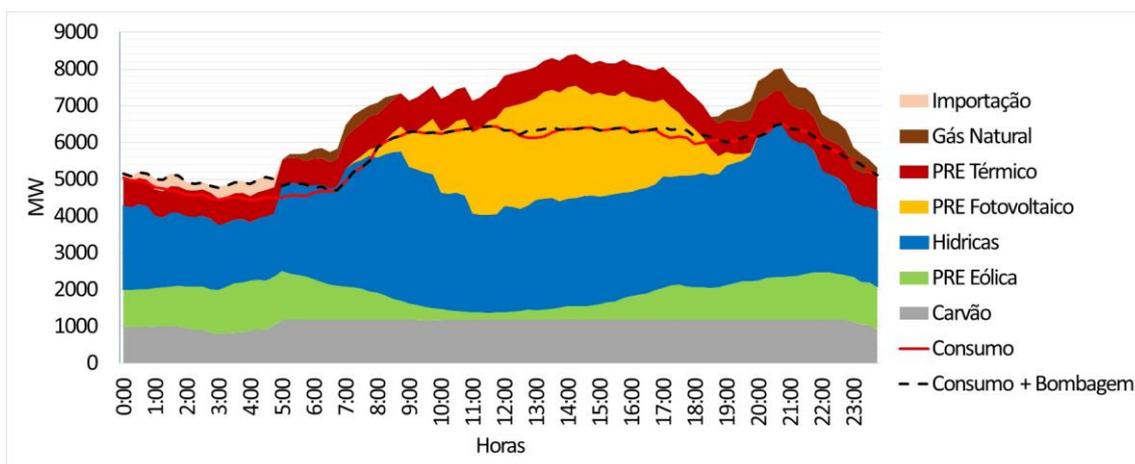


Figura 6-7. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

Na Figura 6-8 é visível a complementaridade existente entre as fontes de energia renovável. A existência de maior produção de energia eólica durante a noite

complementa-se com a forte produção de PV durante o dia. As hídricas permitem satisfazer nas horas de maior consumo. A intermitência ao longo do dia deve-se à variabilidade da energia eólica e solar. Observa-se na linha a castanho o consumo acrescido de bombagem líquido de renováveis e base, onde se pode visualizar os instantes em que existe possibilidade de armazenamento de energia. Para uma bateria com *state of charge* (SOC) mínimo de 20%, a capacidade necessária para armazenar toda a energia disponível neste período de forte produção renovável, maioritariamente solar e hídrica, seria de 24,96 GWh com 2036 MW de potência elétrica. A energia a satisfazer no período noturno anterior, considerando um rendimento de 90% na descarga da bateria e o SOC mínimo de 20%, seria de 1,866 GWh. Contudo, como o valor de energia a satisfazer é inferior ao valor total disponível para armazenamento, não existiria necessidade de uma bateria com uma capacidade tão elevada, sendo suficiente considerar o armazenamento numa bateria com capacidade de 1,866 GWh.

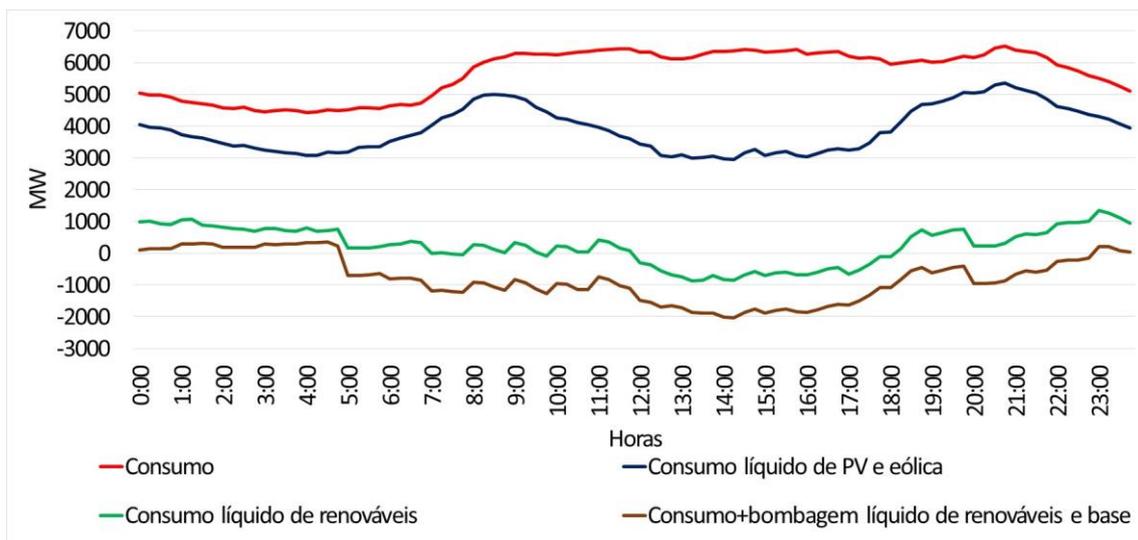


Figura 6-8. Variação do consumo líquido em função das renováveis.

Na Figura 6-9 pode-se observar as alterações que o diagrama de satisfação do consumo sofre com a introdução do armazenamento no sistema. A linha branca a tracejado representa a evolução da carga e descarga da bateria de capacidade 1,866 GWh. Quando esta linha é maior que a linha de consumo mais bombagem, significa que a bateria está a ser carregada. Quando a linha toma valores inferiores à linha de consumo mais bombagem, a bateria está a descarregar. Como é possível verificar, a descarga das baterias permitiu substituir em 1317 MWh a importação noturna usada na bombagem das hídricas e o excesso de renováveis foi reduzido em 2952 MWh, 14,78% do excesso renovável inicial.

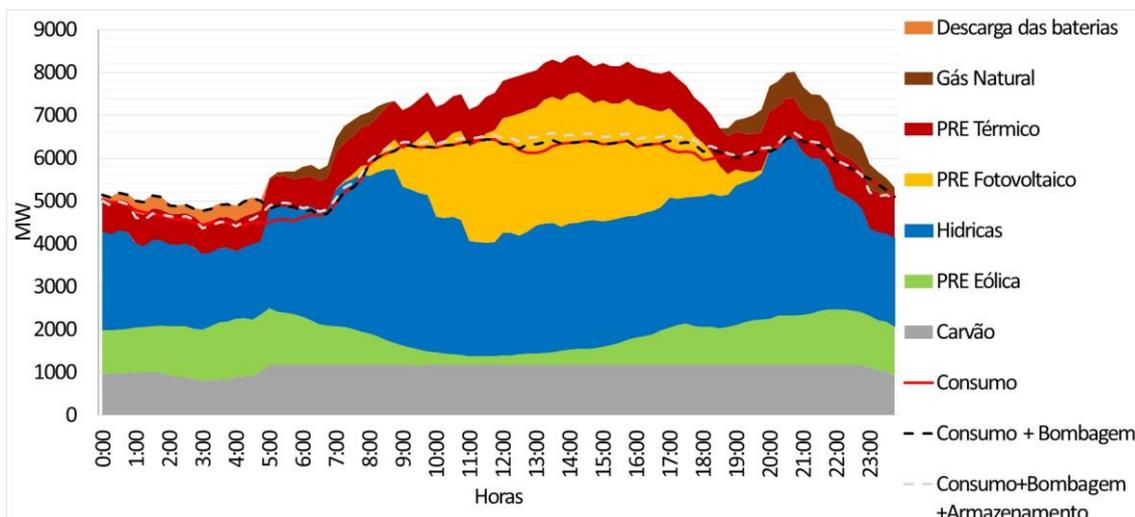


Figura 6-9. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas e armazenamento, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

Na Figura 6-10 pode-se ver o caso de maior eficiência energética onde deixa de existir a bombagem noturna. A consequente redução aplicada na produção de energia hídrica a partir das 18:00h é compensada pela descarga das baterias representada pela área laranja. Conclui-se que a inexistência de bombagem permite poupar as perdas inerentes ao processo, que a adição de armazenamento reduz 1317 MWh de importação e que o excesso de renováveis reduz 2634 MWh, 13,19% do excesso renovável inicial. Aqui a redução é menor que no caso anterior pois durante a ponta as baterias não carregam.

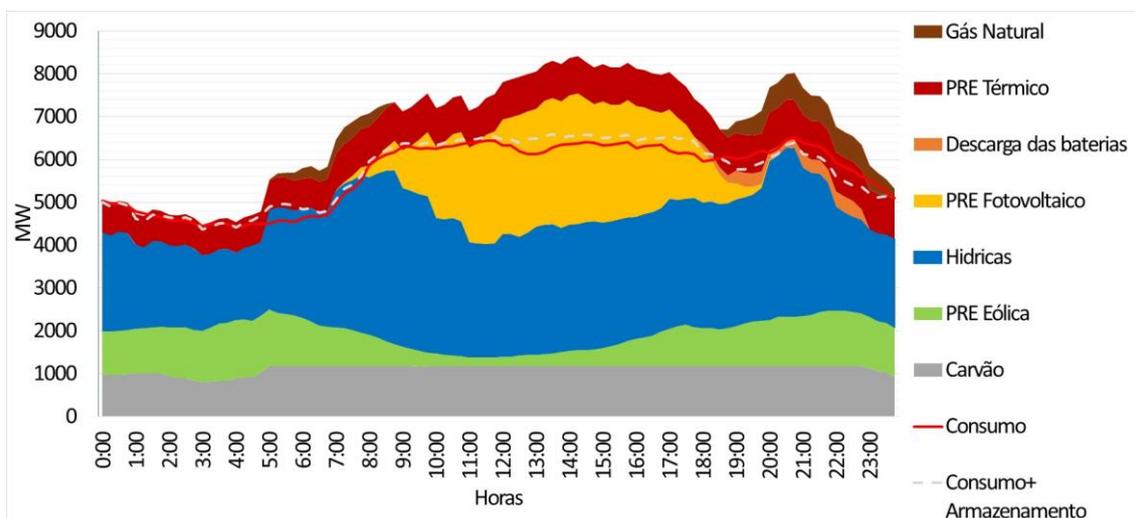


Figura 6-10. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, armazenamento e sem bombagem, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

6.3 Verão

No capítulo anterior calculou-se que, mantendo os níveis de exportação, o aumento do PV permitiria a redução de 25,41 GWh na produção das centrais a gás natural em relação ao caso real, 45,1% do total da produção a gás natural. Na Figura 6-11 é possível observar o diagrama de carga com as reduções de produção de gás natural. Para este caso é visível que a importação noturna foi usada para satisfazer o consumo.

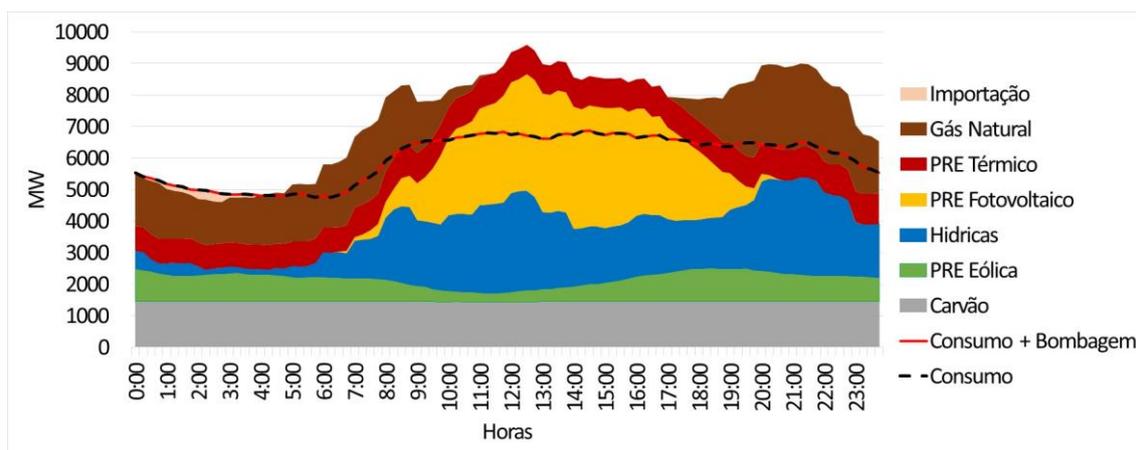


Figura 6-11. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

Na Figura 6-12 pode-se observar, através da linha azul, a fraca influência de energia eólica neste dia e a elevada produção solar a engordar a barriga do pato. Devido ao facto de se tratar de um dia típico de verão as barragens não tem caudal suficiente e assim as hídricas também não permitem satisfazer o consumo nas horas de maior procura. Os instantes em que existe possibilidade em armazenar energia são visíveis na linha castanha. Da mesma forma que foi explicado acima neste trabalho, sempre que a linha toma valores negativos existe a possibilidade de armazenar energia. A intermitência ao longo do dia foi baixa, com exceção do solar que proporcionou fortes rampas e às hídricas que foi variável, mas propositadamente. Para uma bateria com *state of charge* (SOC) mínimo de 20%, a capacidade necessária para armazenar toda a energia disponível no período de maior produção renovável, maioritariamente solar, seria de 18,95 GWh com 2877 MW de potência elétrica. A energia a satisfazer, considerando um rendimento de 90% na descarga da bateria e o SOC mínimo de 20%, seria de 18,32 GWh.

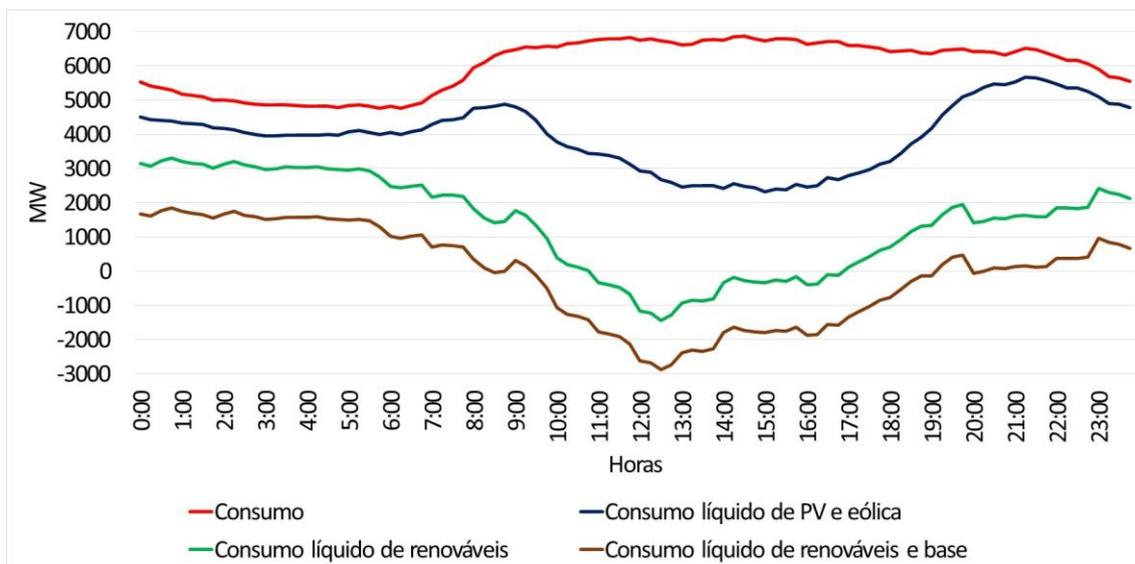


Figura 6-12. Variação do consumo líquido em função das renováveis.

Nas figuras anteriores foi possível verificar que a satisfação do consumo durante a noite só foi possível devido à produção de centrais a gás natural, centrais térmicas e importação.

Na Figura 6-13 pode-se visualizar o diagrama de satisfação do consumo onde a energia armazenada é usada na substituição destas fontes de energia. Conclui-se que usando armazenamento é possível reduzir em 687 MWh a importação, em 5084 MWh a produção de PRE térmica e em 12,55 GWh a produção a gás natural, 22,28% do total da produção a gás natural. O excesso de renováveis decresceu 96,83% em relação ao caso anterior, reduzindo-se em 14,66 GWh.

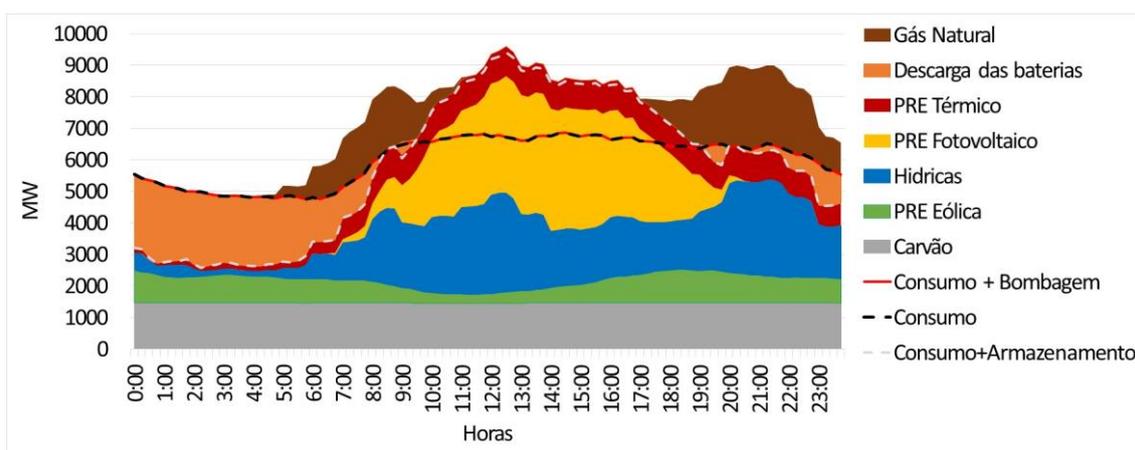


Figura 6-13. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas e armazenamento, do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

6.4 Gestão da Procura

O projeto REMODECE - *Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe*, teve como objetivo contribuir para o conhecimento mais detalhado da forma como se processa o consumo de energia elétrica no sector residencial da EU. Com base nas estatísticas do projeto, foram estimados os diagramas de carga médios do sector residencial, com desagregação de consumos para os dias úteis em Portugal. Na Figura 6-14 pode-se observar o diagrama de carga médio do sector residencial para os dias úteis. Consta-se que há um decréscimo na utilização dos sistemas de lavagem e secagem entre as 2h e as 7h [34]. Este decréscimo é a evidência necessária para que se possa implementar uma medida de DSM por forma a deslocar cargas para horários em que o consumo é menor ou que a produção renovável seja mais elevada.

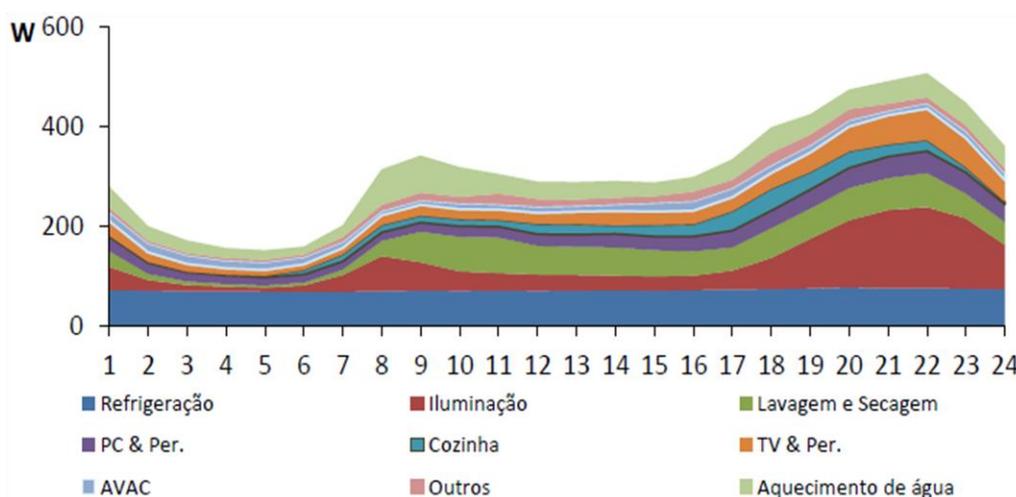


Figura 6-14. Diagrama de carga médio do sector residencial para os dias úteis [34].

Para este tipo de medida é necessário o conhecimento do tipo de cargas que compõem o diagrama. As cargas não controladas tais como iluminação e eletrodomésticos como máquinas de café, torradeiras entre outros, não podem ser deslocadas para outro horário pois tratam-se de cargas responsáveis por proporcionar condições necessárias à boa utilização dos espaços e pelo conforto. Por outro lado, as cargas controláveis permitem que o período de funcionamento seja regulado, sendo possível modificar a intensidade de funcionamento como por exemplo os sistemas AVAC ou desviar o seu funcionamento para horas de maior geração de renováveis e de menor consumo tais como as máquinas de lavar e secar. Na Figura 6-15 é possível visualizar a agregação dos consumos em cargas controláveis e não controláveis, extrapolados para o total dos edifícios residenciais em Portugal. As cargas controláveis foram divididas entre cargas interruptíveis e

programáveis. Consta-se que através do controlo de cargas é possível desviar funcionamento de cargas programáveis, para as horas de menor consumo ou maior geração. As cargas interruptíveis podem ser interrompidas durante curtos períodos de tempo de forma compensar fenómenos de “ramping” que podem ter origem na variabilidade da geração solar e eólica.

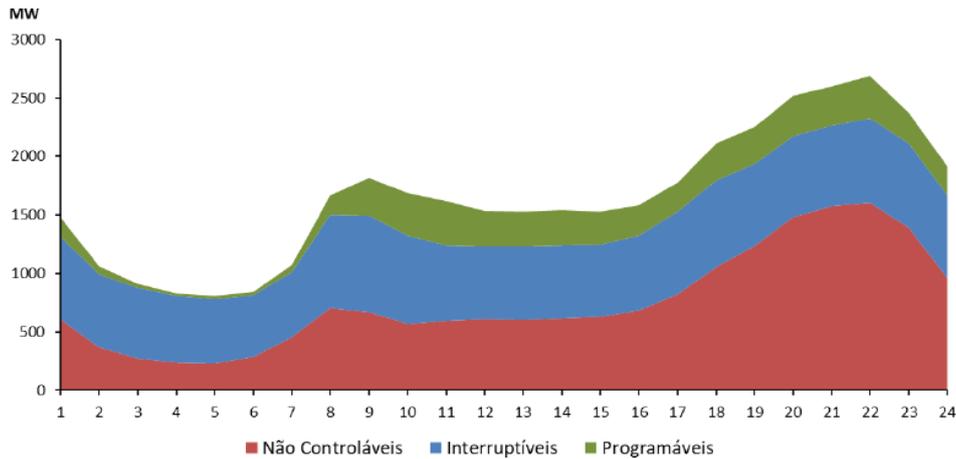


Figura 6-15. Diagrama de carga médio agregado de cargas não controláveis, interruptíveis e programáveis dos dias úteis.

Utilizou-se o controlo de cargas programáveis de forma a deslocar as cargas programáveis para as horas de maior produção de energia solar fotovoltaica. Na Figura 6-16 é possível verificar o novo diagrama com o controlo aplicado em que se deslocaram as cargas programáveis das 18h às 24h para o período entre as 11h e 17h.

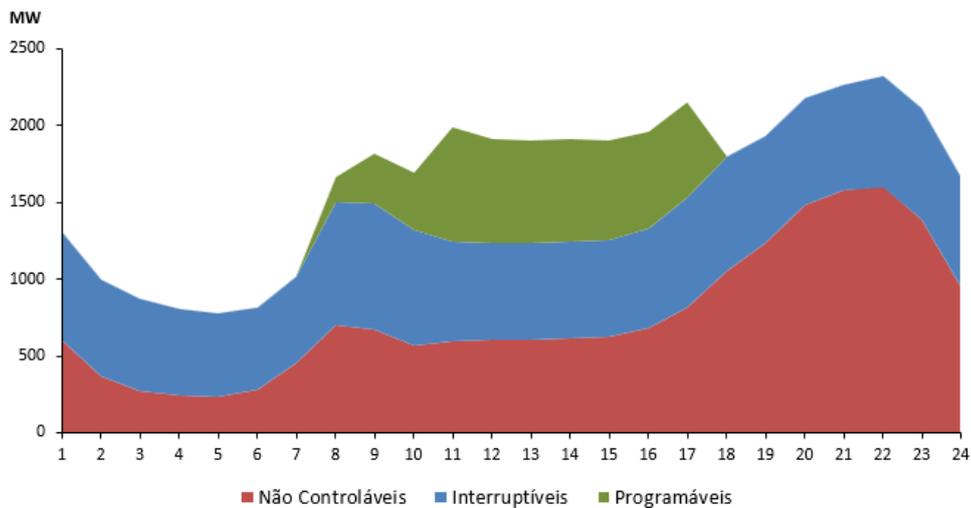


Figura 6-16. Diagrama de carga médio agregado de cargas não controláveis, interruptíveis e programáveis dos dias úteis com deslocamento de carga aplicado.

Esta medida foi aplicada ao diagrama de carga do dia 28 de fevereiro com potência instalada fotovoltaica de 6 GW. Na Figura 6-17 é possível ver como o deslocamento de cargas programáveis reduziu a linha de consumo na ponta do diagrama entre as 18h e as 7h e aumentou entre as 11h e 17h, horas em que se verificou maior produção solar. Foi possível constatar que esta medida permitiu reduzir a capacidade necessária das baterias em aproximadamente 2527 MWh (redução de 27,7%).

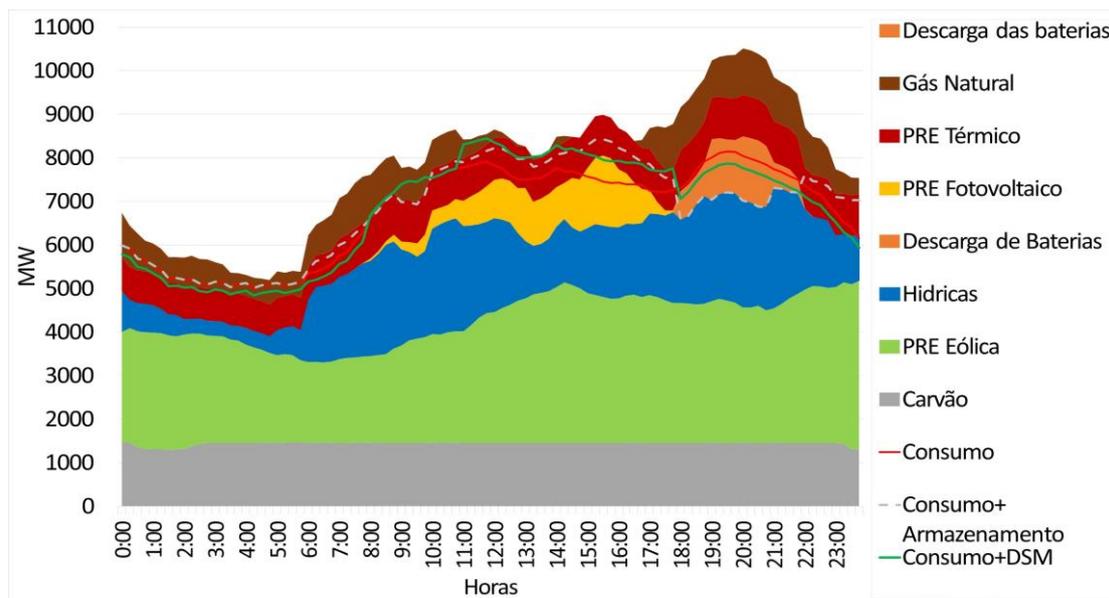


Figura 6-17. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, com armazenamento e deslocamento de carga, do dia 28 de fevereiro de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

Esta medida foi aplicada ao diagrama de carga do dia 24 de abril com potência instalada fotovoltaica de 6 GW, apresentando-se na Figura 6-18 o impacto conseguido. Foi possível constatar que esta medida permitiu reduzir a capacidade necessária das baterias em aproximadamente 1453 MWh (redução de 77,9%).

No dia 18 de julho, com potência instalada fotovoltaica de 6 GW, foi aplicada a mesma medida, apresentando-se na Figura 6-19 o impacto conseguido. Foi possível constatar que esta medida permitiu reduzir a capacidade necessária das baterias em aproximadamente 3150 MWh (redução de 17,2%). Conclui-se que este controlo de cargas é benéfico para a gestão do sistema, é uma medida rentável que permite complementar as soluções de armazenamento reduzindo a necessidade de elevados investimentos na capacidade das baterias.

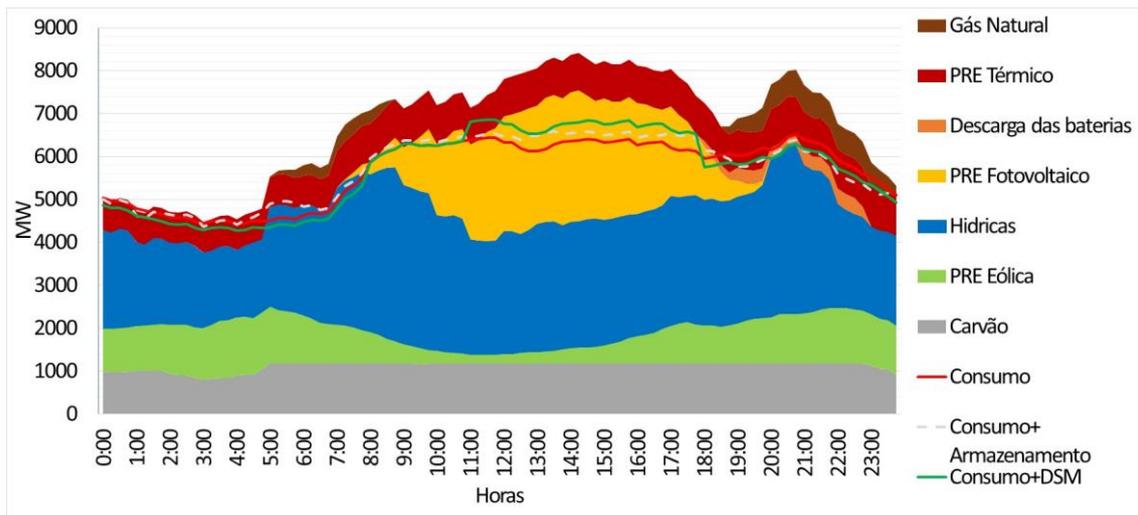


Figura 6-18. Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, com armazenamento e deslocamento de carga, do dia 24 de abril de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

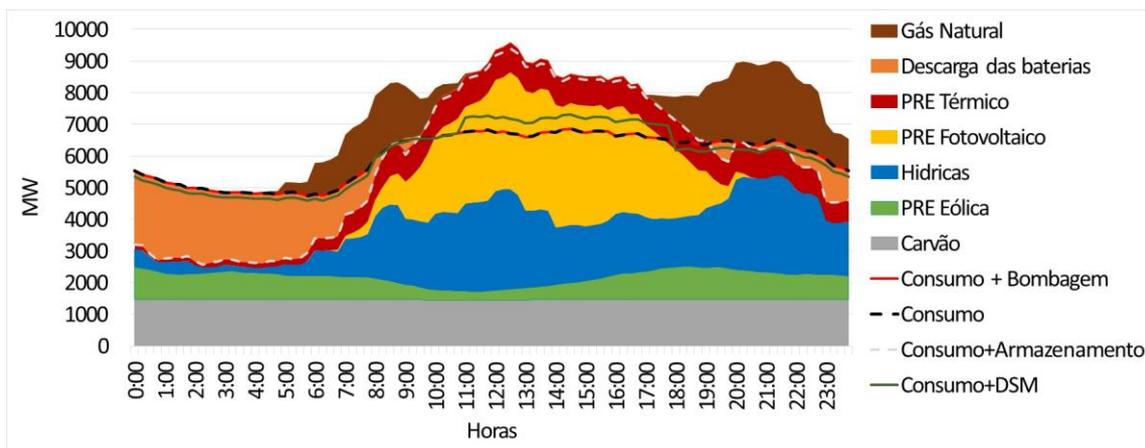


Figura 6-19 Diagrama de satisfação do consumo referente à produção líquida das centrais, com as reduções aplicadas, com armazenamento e deslocamento de carga, do dia 18 de julho de 2018 com potência fotovoltaica instalada igual a 6 GW.

7 Conclusões e Trabalho Futuro

7.1 Conclusões

Esta dissertação teve como objetivo a análise técnica das opções de satisfação do consumo, nomeadamente a introdução de sistemas de armazenamento e de gestão da procura no sistema electroprodutor nacional e consequente redução no volume de produção de centrais a gás natural e de importação de eletricidade para os cenários de crescimento previstos da potência instalada de PV para o ano 2021 e 2030.

Começou-se por fazer uma análise teórica dos problemas que a introdução de geração fotovoltaica pode trazer para a gestão do sistema electroprodutor. A forte influência meteorológica na produção de energia elétrica proveniente do PV e a crescente penetração das renováveis nos sistemas elétrico internacionais requerem um conhecimento técnico dos padrões de produção e consumo de forma a ser feita um planeamento e gestão eficiente do sistema por parte dos operadores de rede. Foram analisados casos reais do impacto que o aumento de capacidade instalada de PV tem nos sistemas elétricos internacionais, como por exemplo na Califórnia onde é analisado o gráfico “Duck Chart” e os fenómenos de “ramping”.

Posteriormente, foram analisados os requisitos de flexibilidade que o sistema electroprodutor deve ter para a integração da energia solar fotovoltaica em larga escala, nomeadamente a capacidade para compensar rampas e oscilações da geração. Foi assim identificada a necessidade de ter, além de previsões precisas, soluções de capacidade operacional, que pode ser assegurada por outras centrais, por armazenamento de energia e por DSM. A análise a soluções como armazenamento de energia, DSM e DR permitiram concluir que com deslocamentos de carga é possível reduzir as pontas de consumo e que por consequência reduzir a necessidade de investimentos em unidades de produção que funcionariam apenas para satisfazer as pontas de procura. Permitem também redução dos preços durante as horas de pico, redução dos excessos de geração face à necessidade para o consumo e de “curtailment” da geração renovável.

Seguiu-se uma análise à situação atual em Portugal em relação à capacidade de PV instalada. Foi feito um enquadramento político que permitiu concluir que a com a publicação do Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de novembro, Portugal funcionou com um mecanismo de *feed-in*, que permitiu o aumento da capacidade instalada de PV de valores

residuais em 2007 para cerca de 419 MW em 2014. Verificou-se que apesar de ainda relativamente baixa, a capacidade PV continua a crescer e há previsões que apontam para cerca de 1600 MW no final de 2021.

Foi feita uma análise ao impacto que este crescimento de potencia instalada teria no diagrama de carga nacional. Para isso foram selecionados quatro dias do ano de 2018 com diagramas de carga distintos. Escolheu-se o dia 22 de janeiro e 28 de fevereiro caracterizando o inverno em períodos com menos ou mais precipitação, o dia 24 de abril que caracterizou a primavera e o dia 18 de julho foi selecionado para representar o verão.

Foram elaborados para cada dia, dois cenários de crescimento. No primeiro caso, a potência instalada fotovoltaica a nível nacional aumentou para 1,6 GW, que foi o valor estimado para o ano de 2021. No segundo caso, a potência instalada fotovoltaica aumentou para 6 GW, com o objetivo de se ter uma potência instalada com a mesma ordem de grandeza que a energia eólica (5,37 GW) e hídrica (7,1 GW) conforme as previsões para 2030.

Para o caso em que a potência instalada considerada foi de 1,6 GW o impacto sentido nos diagramas de carga dos dias de inverno foi redundante visto que a produção de PV é reduzida durante o inverno. Para o dia 24 de abril em que, com 1,6 GW de potencia instalada, a produção solar foi 5,3% do total das renováveis, verificou-se a possibilidade em reduzir 1,057 GWh de importação e 2,96 GWh (28,7%) de produção por gás natural. Para o dia de verão o impacto foi mais significativo visto que é a estação do ano com maior abundância de radiação solar. Nesse caso o PV representou 4,75% do total das renováveis e verificou-se uma possível redução de 5,3 GWh (9,4%) da produção a gás natural.

A mesma análise foi feita para 6 GW de potência instalada de PV e foi possível concluir que o impacto passa a ser significativo para todos os dias selecionados nesta dissertação. Para estes casos o estudo foi mais detalhado e foram criados cenários em que se analisaram soluções para minimizar o impacto, nomeadamente soluções de armazenamento de energia e de gestão da procura.

Para o dia 22 de janeiro, o PV representou 16,43% das renováveis que levou à formação de uma rampa de diminuição da geração de 651,5 MW/h. Verificou-se a possível redução de 1474 MWh de importação e também uma possível redução de 11,78 GWh (26%) produção a gás natural. Concluiu-se que para dia de inverno de fraca produção eólica e

hídrica, não existiu necessidade de armazenar o excesso de energias renováveis visto que todo conjunto foi usado para satisfação do consumo.

Para o dia 28 de fevereiro o PV foi de 5,3% do total de renováveis, o que permitiu uma redução na produção por gás natural de 6,02 GWh (29%). Concluiu-se que a adição ao sistema de baterias com uma capacidade de 9,11 GWh permitiu substituir 3097 MWh de importação noturna e reduzir o excesso de renováveis em 4223 MWh, o que representa 36,69% do excesso renovável inicial. Um caso mais eficiente de gestão do sistema de armazenamento foi analisado nesta dissertação em que a energia armazenada nas baterias não foi utilizada para bombagem, mas sim nas horas de ponta do diagrama. Verificou-se a redução da produção das hídricas em 3097 MWh devido à inexistência de bombagem noturna, valor esse que foi substituído pela descarga das baterias evitando assim as perdas inerentes ao processo de bombagem. Para este caso o excesso de renováveis foi reduzido em 2568 MWh, o que representa 22,31% do excesso renovável inicial. A gestão da procura permitiu reduzir a capacidade da bateria em 2527 MWh (redução de 27,7%).

Quanto ao dia 24 de abril o PV foi de 13,3% do total de renováveis, sendo assim possível a redução de 1,3 GWh de importação e a de 6,65 GWh (64%) do total da produção a gás natural. A forte produção de PV levou à formação de uma rampa que cresceu 406,4 MW/h, que foi compensada pela redução de produção das hídricas ficando clara a complementaridade entre fontes de energia renovável. A adição ao sistema de baterias com capacidade de 1,866 GWh permitiu substituir 1317 MWh de importação noturna e reduzir o excesso de renováveis em 2952 MWh, o que representa 14,78% do excesso renovável inicial. O caso mais eficiente de gestão do sistema de armazenamento foi analisado também e foi possível concluir que a descarga de energia nas horas de ponta reduziu 1317 MWh na produção das hídricas e reduziu o valor de excesso de renováveis em 2634 MWh, representando 13,19% do excesso renovável inicial. As perdas energéticas inerentes ao processo de bombagem foram de igual forma eliminadas. A gestão da procura permitiu reduzir a capacidade da bateria em 1453 MWh (redução de 77,9%).

Para o dia de verão, 18 de julho, o PV representou 28,9% do total de renováveis, o que permitiu uma redução na produção por gás natural de 25,41 GWh (45,1%), mas existiu a formação de uma rampa de aumento da geração de 514,4 MW/h. Para este dia a satisfação do consumo durante a noite não foi satisfeita pelas renováveis sendo que para este caso as baterias permitem não só para substituir a importação como também as centrais a gás

natural e térmica. A adição ao sistema de baterias com capacidade de 18,32 GWh permitiu substituir 687 MWh de importação noturna, 5084 MWh de produção PRE térmica e de 15,55 GWh (22,28%) de gás natural. O excesso de renováveis foi reduzido em 14,66 MWh, o que representa 96,83% do excesso renovável inicial. As perdas energéticas inerentes ao processo de bombagem foram de igual forma eliminadas. A gestão da procura permitiu reduzir a capacidade da bateria em 3150 MWh (redução de 17,2%).

Em suma, pode-se afirmar que a introdução de armazenamento no sistema electroprodutor é fundamental para atender às exigências de flexibilidade que a penetração das energias intermitentes impõem. Concluiu-se também e que a gestão da procura permite complementar esta tecnologia reduzindo a capacidade das baterias e por isso o investimento necessário.

7.2 Trabalho Futuro

Para possíveis trabalhos futuros sugere-se a análise do ponto de vista económico para soluções de armazenamento e DSM. Seria pertinente a análise de cenários de expansão a diagramas de carga de outros dias, de várias estações do ano, visto que as alterações climáticas tendem a alterar os dias típicos de cada estação, resultando em desafios emergentes nos padrões de consumo e produção de energia.

Seria interessante realizar o estudo com base os cenários na previsão de expansão da capacidade de produção solar presente no roteiro para a neutralidade carbónica 2050 [35], que foi recentemente divulgado pelo governo, nos quais o PV de larga escala atingirá valores de 11,3 GW de potencia instalada em 2040 e 13,6 GW em 2050 representado no futuro, a maior fonte de geração de eletricidade do país.

O estudo pode também ser melhorado conjugando na análise da previsão da evolução do PV a previsão da evolução da procura. Pode-se desta forma estudar os desafios à satisfação do consumo tendo em conta as mudanças que a evolução tecnológica e as alterações climáticas têm nos padrões de consumo da humanidade.

Bibliografia

- [1] SolarPower Europe, “Global Market Outlook for Solar Power 2017-2021,” *SolarPower Eur.*, p. 60 pp, 2017.
- [2] Eletrosun, “Mesmo em dias nublados o gerador solar gera energia, você sabia disso?,” *Eletrosun.com*, 2018. [Online]. Available: <http://eletrosun.com.br/mesmo-em-dias-nublados-o-gerador-solar-fotovoltaico-gera-energia-voce-sabia-disso/>. [Accessed: 07-Mar-2018].
- [3] P. Moura, “Energia Solar Fotovoltaica,” *FCTUC*, vol. Slides PPE, pp. 1–94, 2016.
- [4] M. Suri, T. Cebecauer, and A. Skoczek, “Cloud Cover Impact on Photovoltaic Power Production in South Africa,” *South. African Sol. Energy Conf. SASEC2014*, p. 8, 2014.
- [5] D. Francisco, N. Ferreira, A. D. E. Tecnologias, and P. A. Integração, “Avaliação de tecnologias para a integração em larga escala de energia solar fotovoltaica,” 2017.
- [6] R. Pena, “Eclipse solar. Tipos e aspectos do eclipse solar,” *Geografia Física*. [Online]. Available: <https://mundoeducacao.bol.uol.com.br/geografia/eclipse-solar.htm>. [Accessed: 24-May-2018].
- [7] M. Libra, V. Beránek, J. Sedláček, V. Poulek, and I. I. Tyukhov, “Roof photovoltaic power plant operation during the solar eclipse,” *Sol. Energy*, vol. 140, pp. 109–112, 2016.
- [8] ScottMadden, “Revisiting the California Duck Curve,” no. October, 2016.
- [9] C. ISO, “What the duck curve tells us about managing a green grid,” *Calif. ISO, Shap. a Renewed Futur.*, vol. Fact Sheet, pp. 1–4, 2012.
- [10] Julian Spector, “Massachusetts Is Staring Down a Duck Curve of Its Own. Storage Could Help | Greentech Media,” 2018. [Online]. Available: https://www.greentechmedia.com/articles/read/massachusetts-is-staring-down-a-duck-curve-of-its-own-storage-could-help#gs.IRFw_kc. [Accessed: 04-Jun-2018].

- [11] Roger Andrews, “The California Duck Curve isn’t confined to California | Energy Matters,” 2017. [Online]. Available: <http://euanmearns.com/the-california-duck-curve-isnt-confined-to-california/>. [Accessed: 05-Jun-2018].
- [12] M. D. Tabone, C. Goebel, and D. S. Callaway, “The effect of PV siting on power system flexibility needs,” *Sol. Energy*, vol. 139, pp. 776–786, 2016.
- [13] Robert Fares, “Renewable Energy Intermittency Explained: Challenges, Solutions, and Opportunities - Scientific American Blog Network,” 2015. [Online]. Available: <https://blogs.scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained-challenges-solutions-and-opportunities/>.
- [14] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation,” no. August, 2011.
- [15] ENTSO-E, “System Development,” 2018. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about/system-development/>. [Accessed: 30-May-2018].
- [16] C. Cardoso, “A Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha,” pp. 1–136, 2011.
- [17] DOE, “The Importance of Flexible Electricity Supply,” *Sol. Integr. Ser. 1 3*, pp. 1–4, 2011.
- [18] P. Denholm, M. O’Connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, “Overgeneration from Solar Energy in California. A Field Guide to the Duck Chart,” no. November, 2015.
- [19] Energy Storage Association, “Energy Storage Technologies | Energy Storage Association.” [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>. [Accessed: 31-May-2018].
- [20] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Portal ERSE - Glossário,” 2018. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=0bbdad2-72cc-4297-9fe8-384b06062f18>. [Accessed: 31-May-2018].
- [21] Energy Market Authority (EMA), “Demand Side Management.” [Online]. Available: https://www.ema.gov.sg/Demand_Side_Management.aspx. [Accessed: 31-May-2018].

- [22] Energy Market Authority (EMA), “EMA : Demand Response Programme,” 2018. [Online]. Available: https://www.ema.gov.sg/Demand_Response_Program.aspx. [Accessed: 31-May-2018].
- [23] “Solar resource maps and GIS data for 180+ countries | Solargis.” [Online]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>. [Accessed: 17-Nov-2018].
- [24] DGEG, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 166 - agosto de 2018.”
- [25] Michael Schmela and SolarPower Europe, “Global Market Outlook For Solar Power: 2018 - 2022,” pp. 1–81, 2018.
- [26] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º68/2002,” *Diário da República*, pp. 2837–2839, 2002.
- [27] M. da E. da I. e do Desenvolvimento, “Decreto-Lei n.º 363/2007. D.R. n.º 211, Série I de 2007-11-02,” pp. 7978–7984, 2007.
- [28] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, “Decreto-Lei n.º 34/2011,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 47, pp. 1316–1325, 2011.
- [29] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia, “Decreto-Lei n.º53/2014,” *Diário da República*, pp. 5298–5311, 2014.
- [30] OMIE, “Informe de precios de 2017,” 2017.
- [31] Eurostat, “Estatísticas das energias renováveis,” 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/pt#Consumo_de_energia_proveniente_de_fontes_renov.C3.A1veis.
- [32] European Commission, “2030 climate & energy framework.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pt. [Accessed: 04-Jan-2019].
- [33] Bárbara Silva e Maria Caetano, “Renováveis. Corrida ao sol português já vale 800 milhões de euros,” 2018. [Online]. Available: <https://www.dinheirovivo.pt/carreiras/renovaveis-corrída-ao-sol-portugues-ja-vale-800-milhoes-de-euros/>. [Accessed: 17-Dec-2018].

- [34] A. De Almeida, P. Fonseca, B. Schlomann, and N. Feilberg, “Characterization of the household electricity consumption in the EU , potential energy savings and specific policy recommendations,” vol. 43, no. 2011, pp. 1884–1894, 2020.
- [35] R. Portuguesa, “Roteiro para a neutralidade Carbónica 2050,” 2019.