



**Avaliação do potencial de flexibilidade da procura de energia em
cenários de elevada variabilidade na geração**

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Lúcio Flávio Nunes Moreira

Leiria, novembro de 2020



Avaliação do potencial de flexibilidade da procura de energia em cenários de elevada variabilidade na geração

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Lúcio Flávio Nunes Moreira

Dissertação realizada sob a orientação do Professor João Miguel Charrua de Sousa e do Professor Hermano Joaquim dos Santos Bernardo.

Leiria, novembro de 2020

Originalidade e Direitos de Autor

A presente Dissertação é original, elaborada unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para a elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado o Autor e feita a referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual a mesma foi realizado, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia de Energia e do Ambiente, no ano letivo 2019/2020, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação desta Dissertação.

Dedicatória

Para elaborar essa Dissertação, muitos colaboraram de formas diferentes.

Os meus filhos Renata, Bruno e Arthur deixaram de conviver comigo a partir do dia que vim para o Instituto Politécnico de Leiria. Do Brasil, me deram todo o incentivo necessário para eu suportar suas ausências.

As minhas netas Júlia e Bianca deixaram de ir almoçar aos domingos na casa do vovô.

Os meus professores sempre tiveram muita paciência com quem já não sentava num banco escolar há muitos anos.

Os meus colegas de turma me ajudaram a superar o “medo” do Excel.

O meu enteado/filho Fernando me ensinou a utilizar tópicos do Office, necessários para produzir este trabalho.

A minha esposa Suely deixou mãe, filhos, irmãos e amigos no Brasil para compartilhar esta aventura de mãos dadas comigo.

Apesar da consciência que o trabalho não é “perfeito”, mas com o coração repleto de realizações, dedico o resultado obtido, a todos eles.

E por fim, deixo duas mensagens : o ser humano nunca está muito velho para fazer algo novo e mesmo em tempos difíceis a vida é BELA.

“Adoramos a perfeição, porque não a podemos ter;

repugna-la-íamos, se a tivéssemos.

O perfeito é desumano, porque o humano é imperfeito.”

Fernando Pessoa

Agradecimentos

Por mais de quarenta anos dediquei minha vida ao ensino, quer como professor quer como gestor. Concluí que não há bem maior do que olhar para a expressão de um aluno e perceber sua alegria por ter entendido uma explicação.

Percebi também que para ensinar não é necessário ser professor e que para aprender basta ser um bom ouvinte.

Meu agradecimento vai para aqueles que têm o dom de transmitir algo, e com os quais aprendi muito.

Aprendi, com tantos, a falar, a ouvir, a sorrir, a chorar, a amar, a dar, a receber, a perdoar, a discernir, a ensinar e principalmente a aprender.

A todos vocês o meu mais profundo agradecimento pelos ensinamentos que me tornaram um pouco melhor a medida que os anos se passaram.

Este trabalho foi apoiado por fundos FEDER e fundos Nacionais através da FCT no âmbito dos projetos ESGRIDS (POCI-01-0145-FEDER-016434) e MAnAGER (POCI-01-0145-FEDER-028040).

Resumo

Com o aumento do uso de energia de fontes renováveis e o desejado aumento de oferta de energia elétrica em Portugal, há que se procurar alternativas de um melhor aproveitamento das energias cuja geração seja intermitente e variável, nomeadamente a energia eólica.

Esta dissertação pretendeu avaliar o potencial de flexibilização da procura de energia em cenários de variabilidade da geração de energias intermitentes e dos excessos na geração de energia. O que se desejou foi diminuir a diferença entre a geração e a procura de energia através da gestão temporal das cargas, implementando algumas ações de gestão do lado da procura ao consumo residencial.

Neste trabalho foi apresentada uma proposta de elaboração de diagrama de carga do consumo residencial utilizando-se uma metodologia que se situa entre as duas metodologias tradicionais “bottom-up” e “top-down”. Para tal foi utilizado o diagrama de carga médio do setor residencial obtido através do perfil do consumidor tipo BTN C definido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal e desagregando-o utilizando as percentagens de utilização dos equipamentos domésticos apresentadas no documento Eficiência Energética em Equipamentos e Sistemas Elétricos no Sector Residencial, elaborado pela Direção Geral de Geologia e Energia.

A este diagrama obtido foram aplicadas ações de gestão do lado da procura cujo objetivo principal não foi a redução do consumo de cargas no sector residencial, mas sim o desvio de parte das cargas do horário fora do vazio para o horário do vazio.

Deste modo a proposta de elaboração do diagrama de carga residencial apresentada e as ações de gestão do lado da procura constituíram-se como alternativas para flexibilizar a procura de energia face à variabilidade de geração de energias intermitentes e dos eventuais excessos na geração de energia.

Palavras chave: diagramas de carga, energias renováveis, gestão da procura, veículos elétricos.

Abstract

Following the increase in the use of energy from renewable sources and the desired increase in electricity supply in Portugal, alternatives are sought for a better use of energies whose generation is intermittent and variable, namely wind energy.

This work intended to evaluate the flexibility potential in the demand for energy in scenarios of variability in the generation of intermittent energies and excesses in energy supply. The goal was to reduce the difference between energy generation and demand through the temporal management of loads, implementing some Demand Side Management actions for residential consumption.

In this work, a proposal for the elaboration of a load diagram for residential consumption was presented using a methodology that lies between the two traditional methodologies “bottom-up” and “top-down”. For this purpose, the average load diagram of the residential sector obtained through the BTN C consumer profile defined by the Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal was used and disaggregating it using the percentages of use of domestic equipment presented in the document Energy Efficiency in Equipment and Systems In the Residential Sector, prepared by the Direção Geral de Geologia e Energia.

To this diagram, obtained as explained, Demand Side Management actions were applied whose main objective was not to reduce the consumption of loads in the residential sector, but rather the deviation of part of the loads from peak hours to off-peak hours.

Thus, the proposal to elaborate the residential load diagram presented and the Demand Side Management actions constituted alternatives to make the demand for energy more flexible in the face of the variability in the generation of intermittent energy and of possible excesses in energy generation.

Keywords: Load diagrams, renewable energy, Demand Response, electrical vehicles,

ÍNDICE

Originalidade e Direitos de Autor.....	iii
Dedicatória.....	iv
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vi
Abstract.....	vii
Lista de siglas e acrónimos.....	xvi
1 Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Fontes de energia de natureza variável.....	3
1.2.1 Energia eólica.....	4
1.2.2 Energia solar.....	6
1.2.3 Energia hídrica.....	7
1.3 Objetivos.....	9
1.4 Organização e estrutura.....	10
2 Caracterização da oferta de energia elétrica em Portugal.....	11
2.1 Caracterização do sistema eletroprodutor de Portugal.....	11
2.2 Análise dos diagramas do Sistema Elétrico Nacional.....	20
2.3 Desagregação da produção de energia elétrica de natureza variável.....	26
2.4 Variabilidade das energias renováveis.....	32
3 Caracterização do consumo.....	33
3.1 Setor residencial.....	33
3.2 Consumo associado ao carregamento de veículos elétricos.....	43

3.3	Gestão dinâmica da procura.....	45
3.3.1	Identificação de medidas de flexibilidade de procura aplicáveis ao setor residencial.....	45
3.3.2	Diagrama de cargas do setor residencial – modelo misto.....	47
3.3.3	Medidas de gestão dinâmica da procura no setor residencial.....	52
3.4	Carregamento e consumo nos veículos elétricos.....	57
3.4.1	Tipologia e tempo de carregamento.....	59
3.4.2	Diagramas de carga contemplando carregamento de veículos elétricos.....	62
4	Casos de estudo.....	65
4.1	Descrição dos casos de estudo.....	65
4.1.1	Excesso de geração de energia.....	65
4.1.2	Excesso de geração de energia intermitente.....	67
4.1.3	Variabilidade de geração de energia intermitente.....	69
4.2	Indicadores para análise de resultados após aplicação de DSM.....	71
4.3	Análise dos resultados obtidos.....	72
4.3.1	Resultados para excesso de geração de energia.....	73
4.3.2	Resultados para excesso de geração de energia intermitente.....	75
4.3.3	Resultados para variabilidade de geração de energia intermitente.....	77
5	Conclusões e trabalhos futuros.....	79
5.1	Conclusões.....	79
5.2	Trabalhos futuros.....	81
	Referências bibliográficas.....	83
	Anexos.....	87

Anexo A.....	87
Anexo B.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Tecnologias de acumulação e sua capacidade [2].....	2
Figura 1.2 - Turbinas eólicas [5].....	4
Figura 1.3 - Painéis solares [6].....	7
Figura 1.4 - Vista aérea de Itaipu Dam, Paraguay/Brazil por International Hydropower Association (IHA) [7].....	8
Figura 2.1 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental (TWh).....	12
Figura 2.2 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental por setor de atividade.....	13
Figura 2.3 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2017 por setor de atividade.....	13
Figura 2.4 - Evolução do peso da eletricidade no consumo final de energia em Portugal. Fonte: DGEG [9].....	14
Figura 2.5 - Evolução da produção de eletricidade Renovável e Não Renovável em Portugal Continental (GWh).....	16
Figura 2.6 - Energia produzida por tipo de central.....	16
Figura 2.7 - Repartição da produção.....	17
Figura 2.8 - Potência instalada por tecnologia.....	19
Figura 2.9 - Rácio entre produção real e procura. Fonte DGEG [9].....	20
Figura 2.10 - Evolução do consumo semanal em 2017 [10].....	21
Figura 2.11 - Pontas de carga na RNT e de consumo na rede Pública em 2017 [10].....	21
Figura 2.12: Diagramas de carga dos dias característicos [10].....	22
Figura 2.13 - Diagramas de carga e geração do dia 19/01/2017.....	23
Figura 2.14 - Diagramas de carga e geração do dia 20/06/2017.....	24

Figura 2.15 - Diagramas de carga e geração do dia 19/04/2017.....	25
Figura 2.16 - Diagramas de carga e geração do dia 18/10/2017.....	26
Figura 2.17 - Diagrama de geração de energia hídrica do dia 19/01/2017.....	27
Figura 2.18 - Diagrama de geração de energia hídrica do dia 20/06/2017.....	28
Figura 2.19 - Diagrama de produção de energia eólica no dia 19/01/2017 [10].....	29
Figura 2.20 - Previsão de produção de energia eólica para o dia 20/06/2017 [10].....	29
Figura 2.21 - Diagrama de geração de energia eólica do dia 19/01/2017.....	30
Figura 2.22 - Diagrama de geração de energia eólica do dia 20/06/2017.....	30
Figura 2.23 - Diagrama de geração de energia solar do dia 19/01/2017.....	31
Figura 2.24: Diagrama de geração de energia solar do dia 20/06/2017.....	32
Figura 3.1 - Consumo no setor residencial na União Europeia – Adaptado de [11].....	34
Figura 3.2 - Diagrama de carga médio de uma residência em Portugal [11].....	35
Figura 3.3 - Repartição do consumo de eletricidade por uso final [15].....	35
Figura 3.4 - Estrutura do diagrama de carga diário para o setor residencial [15].....	36
Figura 3.5 - Caracterização das cargas [16].....	38
Figura 3.6 - Cenário básico sem DR [16].....	38
Figura 3.7 - Perfil típico de um dia útil em BTN C [18].....	40
Figura 3.8 - Perfil típico de um sábado em BTN C [18].....	41
Figura 3.9 - Perfil típico de um domingo/feriado em BTN C [18].....	42
Figura 3.10 - Diagrama de carga médio do setor residencial em Portugal no dia 19/01/2017.....	43
Figura 3.11 - Objetivos dos programas DSM [22].....	46
Figura 3.12 - Repartição do consumo de eletricidade recalculada por uso final.....	49

Figura 3.13 - Diagrama de carga médio desagregado do setor residencial.....	50
Figura 3.14 - Desagregação de consumos por utilização final/equipamentos na União Europeia.....	51
Figura 3.15 - Diagrama de carga médio desagregado do setor residencial.....	52
Figura 3.16 - Caracterização das cargas de acordo com seu grau de controle e consumo elétrico anual [16].....	53
Figura 3.17 - Distribuição das Horas de Vazio e Horas Fora de Vazio para um consumidor BTN do setor residencial.[16].....	54
Figura 3.18 - Efeito de "payback" [25].....	56
Figura 3.19 - Diagrama de carga médio desagregado do setor residencial com DR.....	56
Figura 3.20 - Consumo Residencial sem DR versus Consumo Residencial com DR.....	57
Figura 3.21 - Diagramas de carga comparativos em 2030.....	63
Figura 4.1 - Diagrama de geração e consumo do dia 19/01/2017.....	66
Figura 4.2 - Diagrama de geração total e intermitente, consumo total e consumo residencial sem DSM do dia 19/01/2017.....	67
Figura 4.3 - Diagrama de geração e consumo do dia 15/02/2016.....	68
Figura 4.4 - Diagrama de geração total e intermitente, consumo total e consumo residencial sem DSM do dia 15/02/2016.....	69
Figura 4.5 - Diagrama de geração e consumo do dia 21/02/2017.....	70
Figura 4.6 - Diagrama de energia intermitente e consumo residencial sem DSM do dia 21/02/2017.....	70
Figura 4.7 - Diagrama de carga de consumo total sem DSM e consumo total com DSM Ação I e Ação IV do dia 19/01/2017.....	73
Figura 4.8 - Diagrama de carga de consumo residencial sem DSM, com DSM Ação I e Ação IV e geração intermitente.....	74

Figura 4.9 - Diagrama de carga de consumo total sem DSM e consumo total com DSM Ação I e Ação IV do dia 15/02/2016.....	75
Figura 4.10 - Diagrama de carga do consumo residencial sem DSM, com DSM Ação I e Ação IV.....	76
Figura 4.11 - Diagrama de carga de consumo total sem DSM e consumo total com DSM Ação I e Ação IV do dia 21/02/2017.....	77
Figura 4.12 - Diagrama de carga de consumo residencial sem DSM, com DSM Ação I e Ação IV, geração intermitente e eólica.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Dados gerais de consumo e produção no SEN[10].....	15
Tabela 2.2 - Potência instalada em 2017 [10].....	18
Tabela 3.1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipos A, B e C [19].....	39
Tabela 3.2 - Tipologias de Carregamento [26].....	59
Tabela 3.3 - Consumo Total e Tempo de Carregamento [26].....	60
Tabela 4.1: Resultados do dia 19/01/2017.....	74
Tabela 4.2: Resultados do dia 12/02/2016.....	76
Tabela 4.3: Resultados do dia 21/02/2017.....	78

Lista de siglas e acrónimos

AQS	Águas quentes sanitárias
BTN	Baixa tensão normal
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DB	Dumb Charging
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FVS	Fill-Valley-Strategy
GEE	Gases com efeito de estufa
INESC-TEC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciências
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade
RNT	Rede Nacional de Transporte
RMSA-E-2019	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040
SEN	Sistema Elétrico Nacional
UE	União Europeia
VE	Veículo Elétrico

1 Introdução

1.1 Enquadramento

A crescente procura por fontes energéticas, a crescente busca de soluções sustentáveis e renováveis em sistemas de geração de energia elétrica e a crescente eletrificação das utilizações finais de energia estão sugerindo e exigindo novas tipologias dos sistemas elétricos. Toda a energia elétrica gerada deve ser consumida em tempo real, assim como a geração deve satisfazer a carga instantaneamente. Com a maior diversificação de fontes de energia, como a inserção das fontes eólicas e fotovoltaicas, os períodos de recurso renovável disponível e os períodos de maior solicitação de carga, podem não ser, e muitas vezes não são coincidentes.

O aproveitamento energético baseado em fontes renováveis, no Sistema Elétrico Português, tem crescido continuamente a partir do início deste século. Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [1] a produção de eletricidade renovável em Portugal Continental, em 2017, correspondia a cerca de 40% da produção total e a capacidade instalada de energia renovável correspondente a cerca de 65% da capacidade total.

Entre os benefícios da instalação de geração renovável podemos nomear o aproveitamento dos recursos naturais do próprio país, a redução da importação de combustíveis fósseis e a consequente redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE). No entanto, é necessário, além do aumento da capacidade instalada, o desenvolvimento de soluções para o problema da intermitência das fontes renováveis, nomeadamente a energia eólica.

A complexidade da gestão do sistema eletroprodutor com energias renováveis força a necessidade de simulações de Sistemas Elétricos futuros, de forma a minimizar os problemas associados à intermitência das energias renováveis.

A tecnologia de armazenamento de energia desponta como uma das alternativas tecnológicas para mitigar os impactos na operação do sistema elétrico, como solução que permite mover a energia através do tempo, admitindo assim o melhor aproveitamento das tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis.

Porém, a energia não pode ser armazenada eletricamente, devendo esta ser convertida e armazenada de outras maneiras, principalmente na forma eletromagnética, eletroquímica, cinética ou potencial, e assim, no instante desejado ou solicitado ser convertida igualmente em energia elétrica.

A Figura 1.1 [2] expõe todas as principais tecnologias de armazenamento de energia, assim como suas variações, por exemplo, o caso das diferentes baterias, e também as tecnologias emergentes. Além disso, traz informações de aplicações destas tecnologias, como suprimento de potência, qualidade da energia, suporte em redes de transmissão e distribuição, gestão da procura e gestão de energia em grandes quantidades.

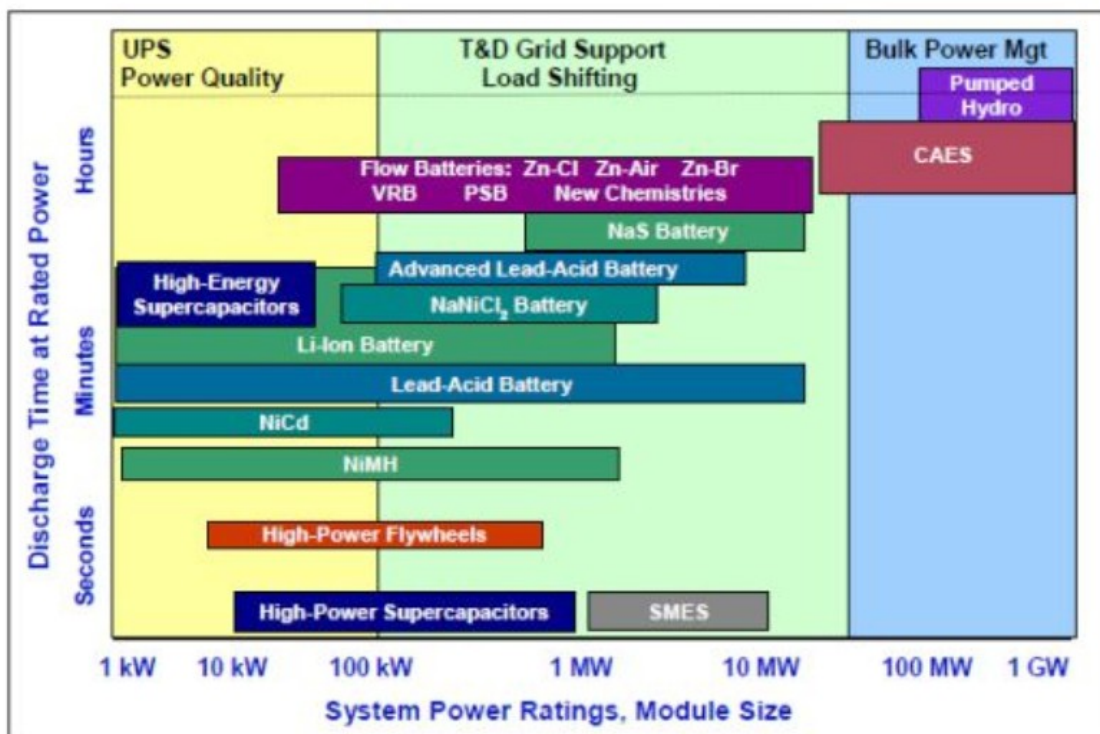


Figura 1.1 - Tecnologias de acumulação e sua capacidade [2].

Para aplicações em suprimento de potência, o sistema armazenador de energia tem por função o fornecimento ininterrupto de energia no caso de falhas na rede, como faltas e cortes no fornecimento. Sendo estes sistemas indispensáveis em unidades como hospitais, centros de telecomunicação, aeroportos e indústrias com cargas sensíveis. Esta aplicação também pode ser direcionada para gerações fotovoltaicas e eólicas a fim de compensar flutuações rápidas na geração. No segmento de qualidade de energia, o sistema deve municiar o suporte de energia, suprimindo cavas de tensão, flutuações de tensão efeito “flicker” e suprimento de energia em interrupções. Em relação à gestão de procura de energia em massa, a utilização principal diz respeito ao balanço de potência, onde se enquadram os cortes de picos de procura, armazenamento de energia em determinado período, geralmente quando há menor procura e preços mais baixos da energia, para uma posterior injeção de potência durante os períodos de maior preço, assim como armazenar o excesso de produção das gerações renováveis, entre elas a geração elétrica ocorrida próxima dos consumidores, para utilização nos períodos de pico. [3]

1.2 Fontes de energia de natureza variável

Nos dias de hoje, a energia é um bem essencial no desenvolvimento económico e social. De modo a que as gerações futuras possam ter acesso a este bem, a geração presente tem que ter o cuidado de não esgotar as fontes de energia. Assim, é essencial o desenvolvimento de tecnologias sustentáveis, bem como uma utilização eficiente das tecnologias atuais. Além do risco de esgotamento das fontes tradicionais, também têm que ser tidas em conta questões ambientais. Na sua maioria, as fontes tradicionais são poluentes e não sustentáveis.

As fontes renováveis de energia são geralmente consideradas como fontes sustentáveis de energia, uma vez que permitem a sua renovação em tempo útil. Como fontes de energia renovável temos, por exemplo, a biomassa, o sol (energia solar), o vento (energia eólica), o

mar (energia das ondas e a energia das marés), a energia hídrica e a energia geotérmica. Há ainda quem considere que a energia de fusão nuclear seja sustentável.[4]

Para além do facto de que as fontes de energia não sustentáveis correrem o risco de se esgotarem, Portugal não é um país rico neste tipo de recursos. Assim, a produção de energia primária depende fortemente de importações e dos preços de mercado. As energias renováveis são portanto, um modo de combater esta dependência energética porque, como já foi referido, as fontes de energia renovável não se esgotam [4].

1.2.1 Energia eólica

Energia eólica é a energia produzida a partir da energia cinética do vento (massas de ar em movimento) que movimenta as pás de captadores. A energia cinética do vento normalmente é convertida em energia mecânica por moinhos e cata-ventos, ou em energia elétrica por turbinas eólicas (ou aerogeradores), tal como se ilustra na Figura 1.2.



Figura 1.2 - Turbinas eólicas [5].

A principal vantagem da energia eólica é que se trata de uma fonte de energia renovável e “limpa”, pois não emite GEE, que contribuem para o aquecimento global, e não produz resíduos ao gerar eletricidade. A energia eólica depende da ocorrência de vento em densidade e velocidade ideais, e esses parâmetros sofrem variações anuais e sazonais. Portanto, para a energia eólica ser considerada aproveitável do ponto de vista técnico, a turbina eólica (ou conjunto de turbinas num parque eólico) deve ser implantada em um local em que a densidade da massa de ar seja maior ou igual a 500 Watts por metro quadrado (W/m^2) a uma altura de 50 metros, e a velocidade do vento seja de 7 a 8 metros por segundo (m/s). [5]

A construção de um parque eólico não pode partir apenas do atendimento a fatores técnicos relacionados com a disponibilidade dos ventos. O procedimento também requer a realização de Estudos de Impacto Ambiental (EIA), que servem para definir a melhor localização não somente do ponto de vista estratégico, mas também em termos socioambientais. A implantação de parques eólicos pode influenciar a mudança nas rotas de fluxos migratórios de populações de aves. Além disso, parques eólicos também podem impactar negativamente o ecossistema local e as populações humanas envolvidas devido ao alto ruído que as turbinas produzem ao operarem.

A energia eólica é uma alternativa para diversificar a matriz elétrica de um país e assim aumentar a segurança neste setor. É interessante que face ao aumento da procura por eletricidade, o país se mantenha no caminho das tecnologias limpas em vez de optar por fontes não renováveis, que provocam impactos socioambientais ainda mais agressivos.

Uma alternativa aos impactos da poluição sonora e visual é a instalação de parques eólicos “off-shore”, ou seja, no mar. Além disso, avanços tecnológicos podem ainda ser concretizados no sentido de minimizar outros impactos, como por exemplo o desenvolvimento de turbinas menos prejudiciais ao ecossistema [5].

1.2.2 Energia solar

Energia solar corresponde à energia proveniente da luz e do calor emitidos pelo Sol. Essa fonte de energia pode ser aproveitada de forma fotovoltaica ou térmica, gerando energia elétrica e térmica, respetivamente. Por ser considerada uma fonte de energia limpa, a energia solar é uma das fontes alternativas mais promissoras para integrar no “mix” energético. A energia solar pode ser usada na produção de energia elétrica por meio de dois sistemas: fotovoltaico e helio térmico.

Energia solar fotovoltaica nada mais é do que a conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Essa conversão é realizada pelas chamadas células fotovoltaicas, mostradas na Figura 1.3 compostas por material semicondutor, normalmente o silício. No sistema helio térmico, a energia proveniente do Sol é transformada em calor, aquecendo, principalmente, a água de residências, hotéis e clubes. Para que isso seja possível, são utilizados painéis solares (espelhos, coletores, helióstatos), que refletem a luz solar, concentrando-a em um único ponto no qual há um recetor.

As vantagens da energia solar são: fonte renovável, não poluente, pouca manutenção e viabilidade em locais de difícil acesso. Por outro lado, as desvantagens são os preços elevados associados à instalação, a produção variável de acordo com as condições atmosféricas, o facto de não produzir energia à noite e a pouca eficiência para armazenamento de energia.[6]



Figura 1.3 - Painéis solares [6].

1.2.3 Energia hídrica

A energia hídrica representa o aproveitamento da energia cinética contida no fluxo de massas de água. A energia cinética promove a rotação das pás das turbinas que compõem o sistema da central hidroelétrica para, posteriormente, ser transformada em energia elétrica pelo gerador do sistema.

Uma central hidroelétrica ilustrada na Figura 1.4, representa uma infraestrutura usada para produzir energia elétrica a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio. O potencial hidráulico é dado pelo caudal hidráulico e pela concentração dos desníveis existentes ao longo do curso do rio. Os desníveis podem ser naturais ou construídos na forma de albufeiras.

Apesar de ser considerada por muitos como uma fonte de energia “limpa” por não estar associada à queima de combustíveis fósseis, a geração de energia hídrica contribui para a emissão de dióxido de carbono e metano, dois gases potencialmente causadores do aquecimento global. A emissão de dióxido de carbono (CO_2) dá-se devido à decomposição das árvores que permanecem acima do nível da água dos reservatórios, e a libertação de metano (CH_4) ocorre pela decomposição da matéria orgânica presente no fundo do reservatório [7].



Figura 1.4 - Vista aérea de Itaipu Dam, Paraguay/Brazil por International Hydropower Association (IHA) [7].

1.3 Objetivos

Portugal tem apresentado um significativo número de propostas em matéria de política climática nas últimas décadas. O governo assumiu em 2016 o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Em 6 de junho de 2019 promulgou a Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019 e elaborou um Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) [8].

Todos os setores da economia deverão dar o seu contributo para a neutralidade em 2050, nomeadamente os setores de produção de energia, mobilidade e transporte e de edifícios (residencial e de serviços). O setor de energia deverá ter uma redução do consumo entre 22% e 25% face a 2015, além de ter mais de 65% do consumo de energia final sendo eletricidade. O setor de mobilidade e transporte deverá ter uma representatividade de 72% de veículos elétricos (VE). O setor de edifícios deverá atingir algo em torno de 90% de eletrificação. [8]

O futuro da energia e das correspondentes emissões perigosas pode ser melhorado com o aumento da percentagem de geração de energia de fontes limpas e redução do montante da energia necessária e, por consequência, da energia gerada.

O consumo de eletricidade nos setores residencial e de serviços em 2017, em Portugal Continental, foi de 26% e de 30% respetivamente, totalizando 56% do consumo total.

Fica claro que se houver redução no consumo de um destes dois setores haverá grande contribuição para a redução do consumo total.

O objetivo desta dissertação é avaliar o potencial de flexibilização da procura de energia em cenários de variabilidade e excesso na geração. Nos edifícios residenciais, é possível aplicar “Demand Side Management” (DSM) nas cargas reprogramáveis e/ou provocar uma mudança no horário de aquecimento. No entanto, há necessidade de entender como o DSM torna este potencial em realidade e como poderá mudar o planeamento dos futuros sistemas elétricos.

1.4 Organização e estrutura

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos.

No Capítulo 1 é apresentado o enquadramento do trabalho, uma breve descrição das energias renováveis e os principais objetivos.

No Capítulo 2 é realizada a caracterização do sistema eletroprodutor de Portugal utilizando dados para o ano de 2017 retirados do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040 (RMSA-E-2019).

No Capítulo 3 é realizada a caracterização do consumo residencial em Portugal tomando como base os dados disponibilizados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e considerações a respeito da inclusão dos Veículos Elétricos(VE), no sistema de Baixa Tensão Normal (BTN) de Portugal. São tratadas, também, as estratégias de gestão da procura de energia, “Demand Side Management” (DSM) nomeadamente no setor residencial, e proposta a elaboração de diagrama de carga a partir de ambas as considerações “bottom-up” e “top-down” aplicando-se DSM a este diagrama de carga proposto.

No Capítulo 4 são propostos estudos de caso e os seus resultados, utilizando a ferramenta proposta no Capítulo 3.

No Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões da dissertação e propostas linhas de investigação futuras.

2 Caracterização da oferta de energia elétrica em Portugal

Compete a DGEG [1] a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN). O Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040 (RMSA-E-2019), [9] é peça fundamental para caracterizar a oferta e a procura de energia elétrica em Portugal no médio e longo prazo. Entre outros requisitos o RMSA-E deve descrever: o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional para um período de cinco anos e o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis.

No caso de produção de energia a partir de fontes renováveis, o RMSA-E-2019 considerou a informação mais recente disponível a 28 de fevereiro de 2019 relativamente à capacidade instalada. No caso da procura foi considerada uma evolução média de 1,3% por ano. Foi considerada também a mobilidade elétrica com previsão de aumento em torno de 40% de veículos ligeiros de passageiros totalmente elétricos.

A estimativa para os níveis de contribuição das fontes de energia renovável para abastecimento dos consumos de eletricidade é em torno de 62% para o ano de 2020. Funcionando o SEN num ambiente de mercado liberalizado, compete a REN garantir a segurança de abastecimento, adotando medidas adequadas, se se verificar um desequilíbrio entre oferta e a procura.

2.1 Caracterização do sistema eletroprodutor de Portugal

O consumo de eletricidade em Portugal Continental registou uma redução significativa de 2010 a 2014. Em 2017, o consumo total de eletricidade foi cerca de 49 TWh [10] representando um aumento de 0,6% em relação a 2016. O gráfico da Figura 2.1 representa a evolução do consumo de eletricidade de 1995 a 2017.

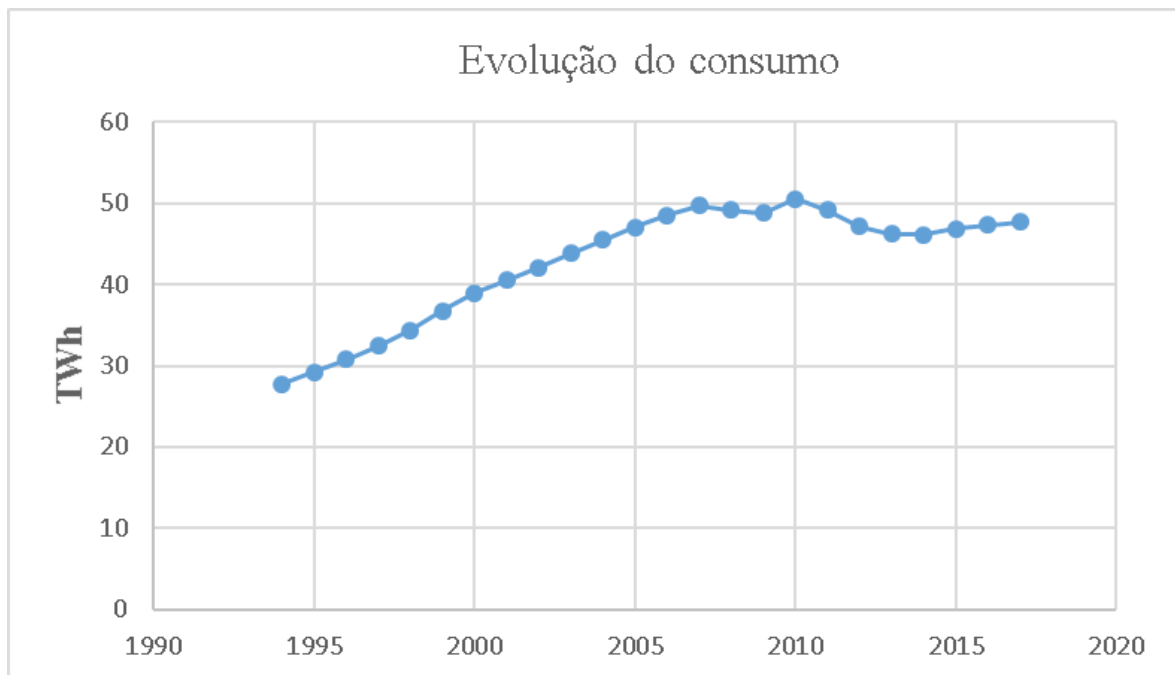


Figura 2.1 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental (TWh).

O setor da indústria representou a maior parte de consumo elétrico (40%), seguido do setor de serviços (30%) e do setor doméstico (26%) [9]. A Figura 2.2 representa a evolução do consumo por setor de atividade, verificando-se um aumento importante nos consumos doméstico e de serviços. A Figura 2.3 representa o consumo por setor de atividade em 2017.

A evolução da importância da participação da eletricidade no consumo de energia final está representada no gráfico da Figura 2.4. Em 2017 a eletricidade representou cerca de 26% do consumo total, o que demonstra o seu peso no “mix” de consumo.

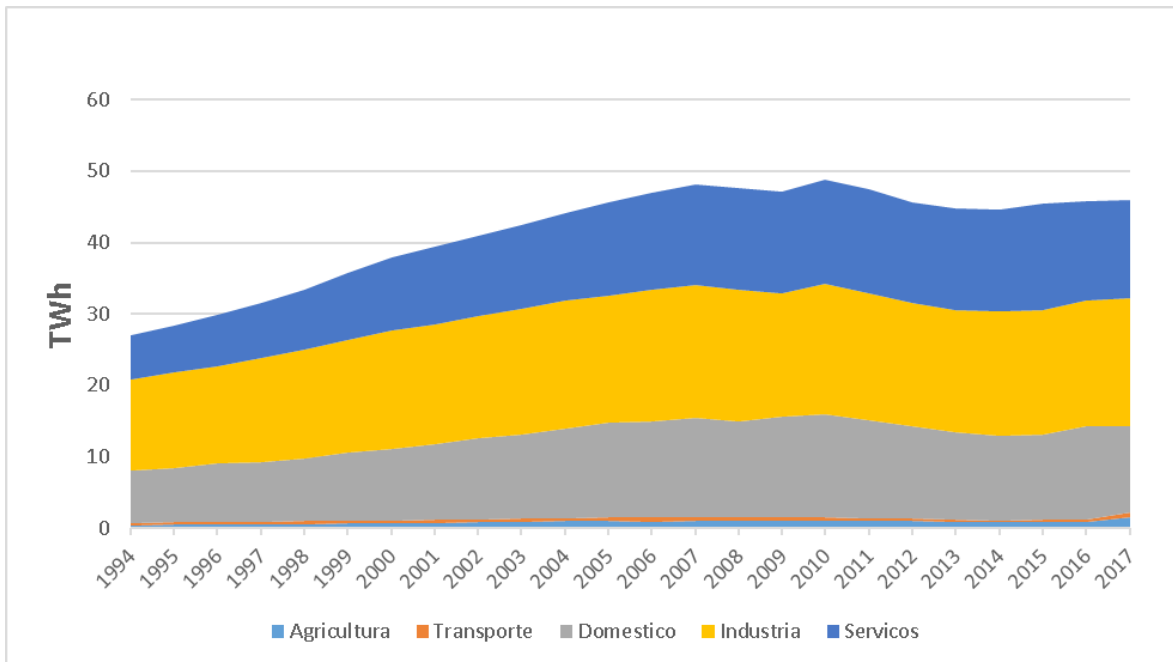


Figura 2.2 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental por setor de atividade.

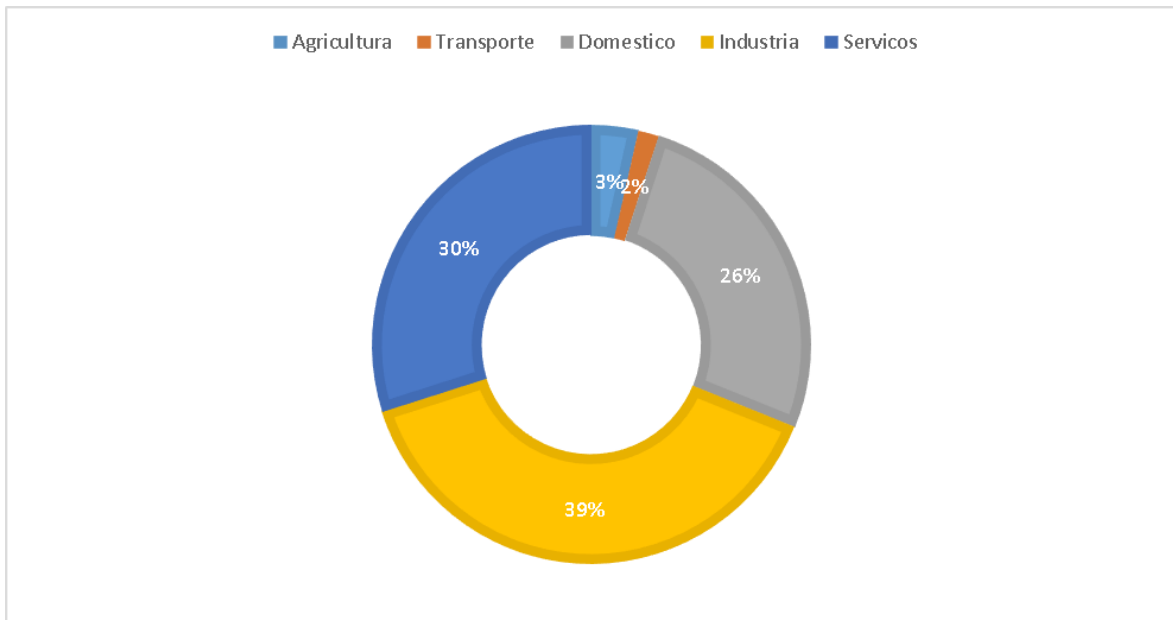


Figura 2.3 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2017 por setor de atividade.

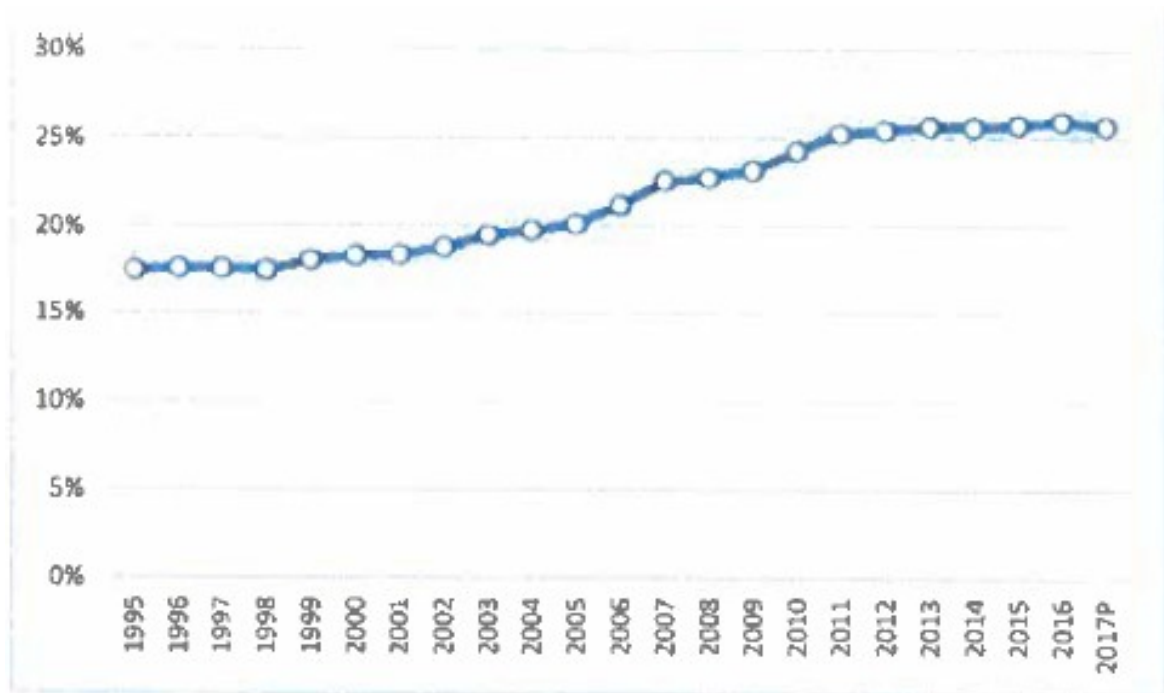


Figura 2.4 - Evolução do peso da eletricidade no consumo final de energia em Portugal.
Fonte: DGEG [9].

Na Tabela 2.1 constata-se que a produção líquida de eletricidade em 2017 foi 2,4% menor que a de 2016 e que houve uma expressiva queda na produção hídrica (64%). Assim foi necessário compensar com aumento da produção de energia não renovável, nomeadamente carvão e gás natural. Em 2016 as fontes renováveis representaram 56% da produção de eletricidade e a queda na produção hídrica no ano seguinte, fez com que este índice reduzisse para 40%, tendo como consequência não haver excesso de geração de fontes renováveis em 2017. A energia eólica foi responsável por 57% da produção renovável. [10]

A produção bruta de eletricidade em Portugal Continental em 2017 foi cerca de 58,0 TWh e a produção líquida de 54,5 TWh. Em 2007, a produção foi de 49,6 TWh o que representa, em uma década, um aumento de 16%. A Figura 2.5 representa a evolução da produção de 1994 a 2017.

Tabela 2.1 - Dados gerais de consumo e produção no SEN[10].

Consumo Referido à Produção Líquida [GWh]	2017	2016
Produção Total	54 544	55 878
Produção Renovável	21 174	31 054
Hídrica	5 536	15 413
Eólica	11 974	12 188
Térmica	2 812	2 668
<i>Cogeração</i>	1 570	1 472
Solar	852	786
Produção não Renovável	31 568	23 607
Carvão	13 608	11 698
Gás Natural	17 648	11 572
<i>Cogeração</i>	4 169	4 199
Outros	312	336
<i>Cogeração</i>	66	92
Produção por bombagem	1 803	1 217
Bombagem Hidroelétrica	2 223	1 519
Saldo Importador	-2 684	-5 085
Importação (valor comercial)	3 072	1 973
Exportação (valor comercial)	5 756	7 055
Consumo Total	49 638	49 274
Produção Despachável	33 812	34 369
Produção não Despachável	20 733	21 509

Na Figura 2.6 é representada a energia produzida por fonte energética em 2017 e a Figura 2.7 apresenta a repartição da produção de energias renováveis e não renováveis. [10].

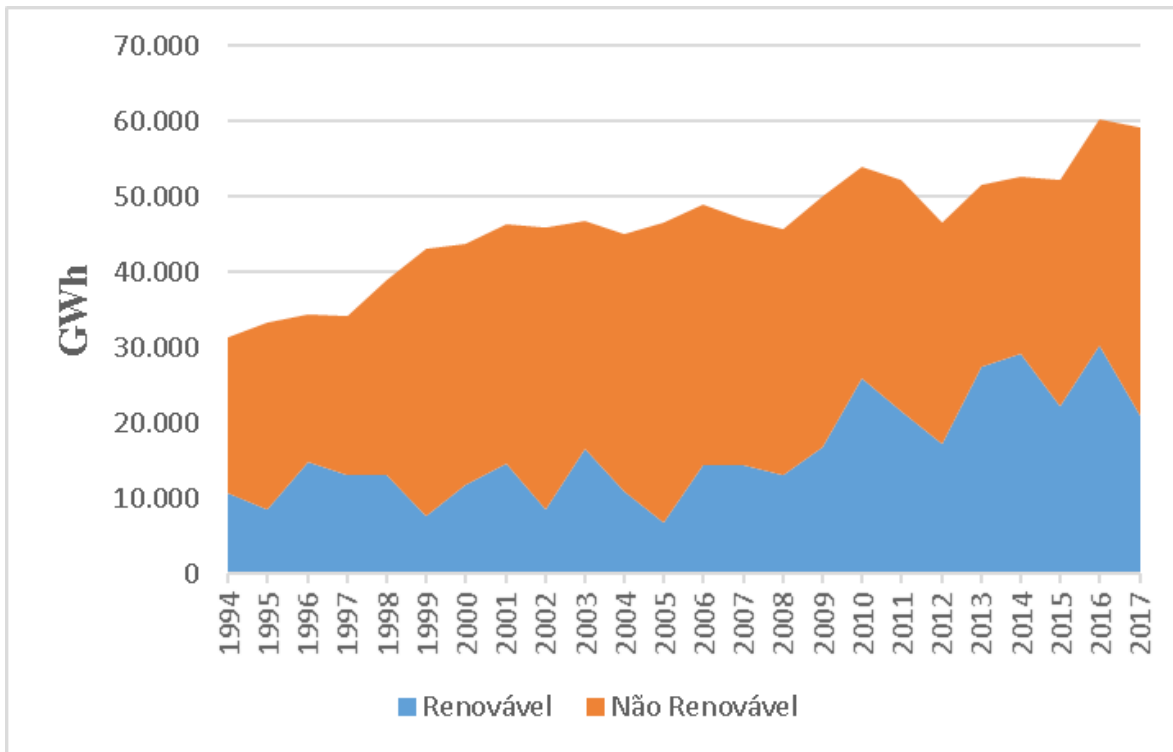


Figura 2.5 - Evolução da produção de eletricidade Renovável e Não Renovável em Portugal Continental (GWh).

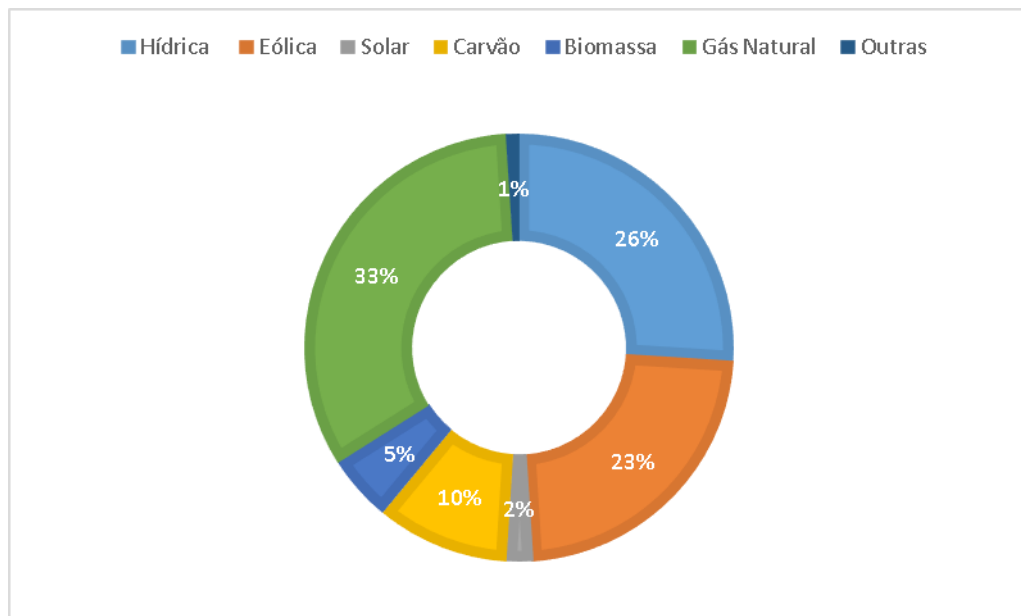


Figura 2.6 - Energia produzida por tipo de central

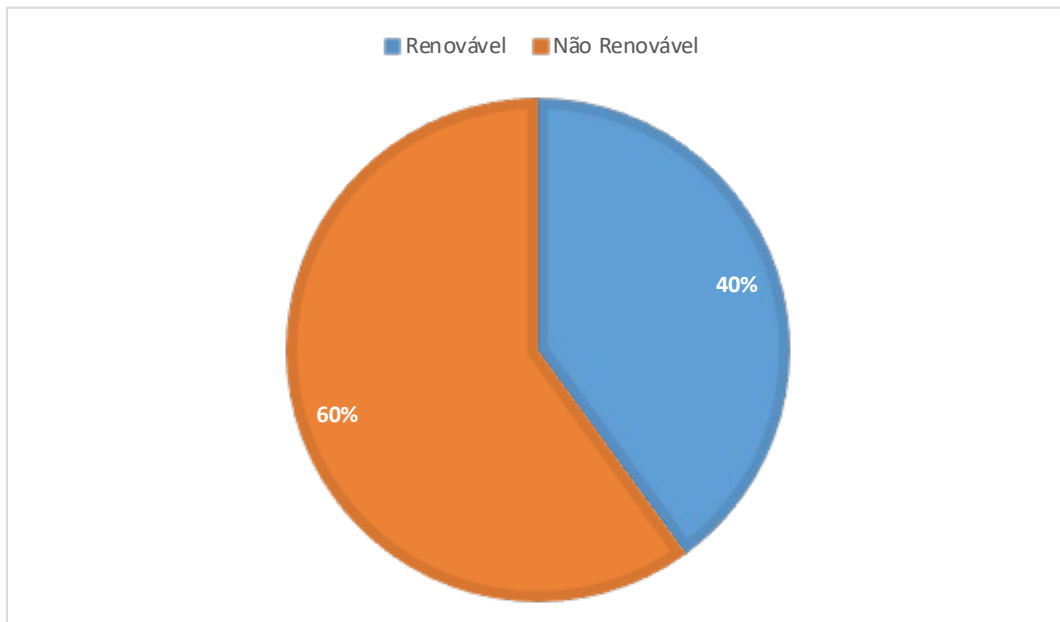


Figura 2.7 - Repartição da produção

A capacidade instalada em 2017, foi de 19 800 MW e aumentou 1,4% face a 2016, sendo que o parque renovável aumentou em 2,4% passando para 13 397 MW. A potência total instalada e a discriminação das potências de todas as tecnologias estão apresentadas na Tabela 2.2 e na Figura 2.8.

Tabela 2.2 - Potência instalada em 2017 [10].

Potência Instalada no Final do Ano [MW]	2017	2016
Total	19 800	19 539
Renovável	13 397	13 087
Hídrica	7 193	6 945
Eólica	5 090	5 070
Biomassa	624	613
<i>Cogeração</i>	<i>351</i>	<i>351</i>
Solar	490	459
Não Renovável	6 403	6 452
Carvão	1 756	1 756
Gás Natural	4 607	4 636
<i>Cogeração</i>	<i>778</i>	<i>807</i>
Outros	40	60
<i>Cogeração</i>	<i>27</i>	<i>47</i>
Bombagem	2 698	2 437
Produção Despachável	12 368	12 108
Produção não Despachável	7 432	7 432

Potências de ligação à Rede Pública ou Potência instalada nos Produtores térmicos aderentes à Portaria 399/2002

Nos eólicos inclui-se a potência adicional ao abrigo do DL 94/2014

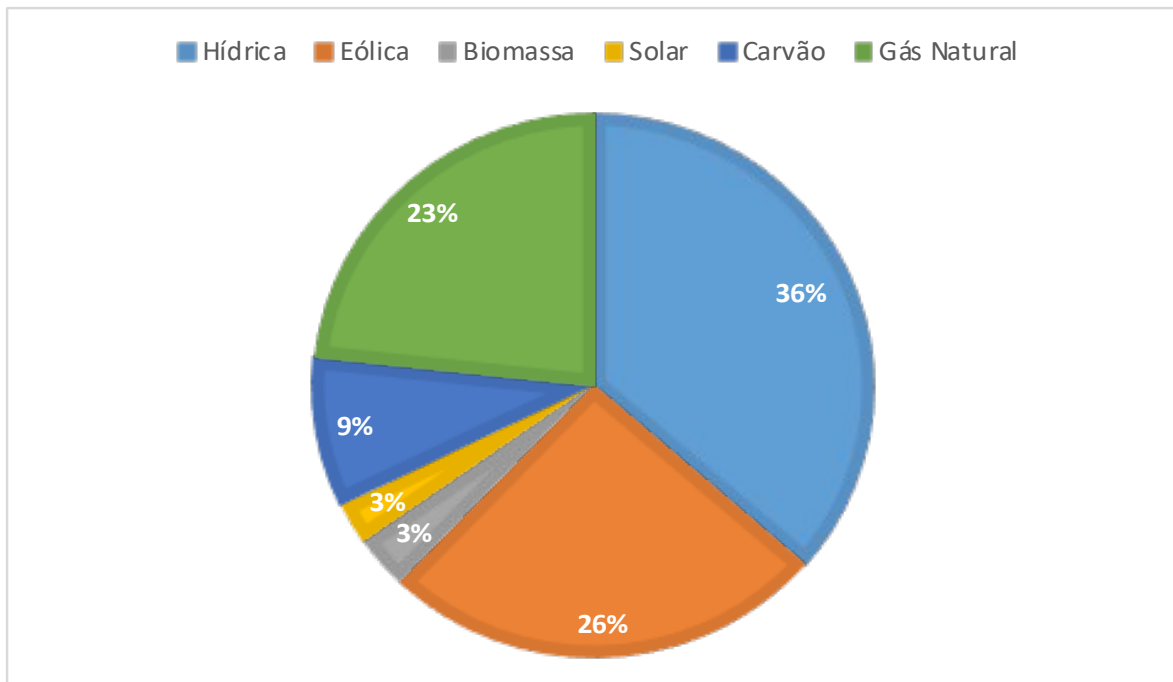


Figura 2.8 - Potência instalada por tecnologia.

Analisando a evolução da produção, Figura 2.5 e a evolução da procura, Figura 2.1 verifica-se que nos últimos anos a relação produção/procura tem oscilado entre 93% e 128%, como se observa na Figura 2.9. Este atual excesso de produção deve-se a dois fatores principais: à redução do consumo de eletricidade e ao crescimento das renováveis, principalmente da eólica. As centrais térmicas e as cogerações podem trabalhar na sua capacidade máxima e as renováveis funcionam em regime médio, de acordo com a procura. Devido à intermitência do regime hídrico, do vento e do sol, é importante projetar sistemas elétricos que tenham a capacidade de antever o problema do excesso de produção de energia elétrica. Isto é, procurar intervir na procura com o devido conhecimento dos diagramas de carga, de tal forma que se possa transferir cargas das horas de ponta para as horas de vazio.

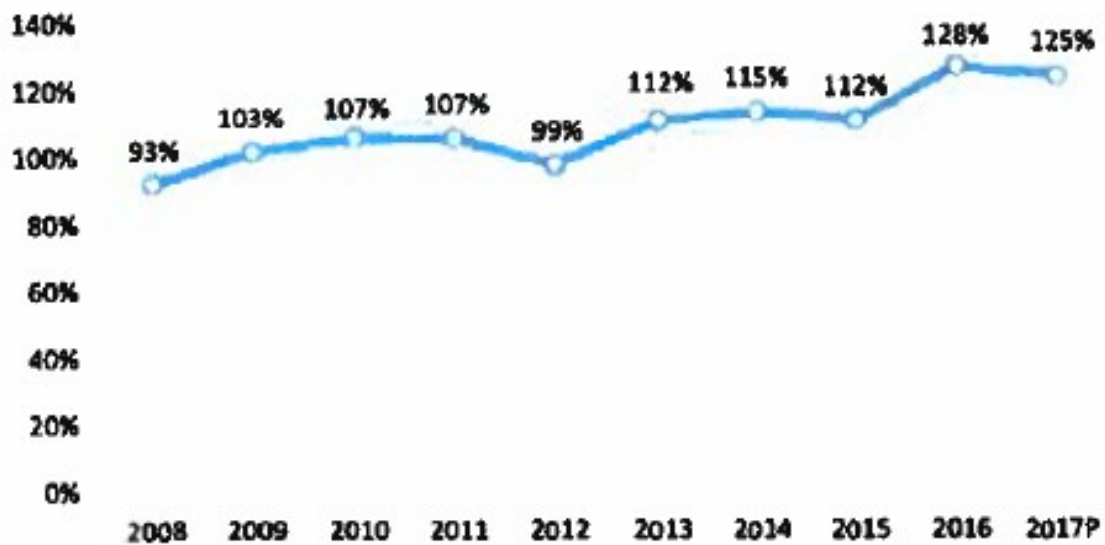


Figura 2.9 - Rácio entre produção real e procura. Fonte DGEG [9].

2.2 Análise dos diagramas do Sistema Elétrico Nacional

O gráfico da Figura 2.10 representa a evolução semanal do abastecimento do consumo por tipo de fonte primária da energia utilizada em 2017. Neste ano a ponta de carga de consumo verificada no SEN foi de 8 771 MW, ocorrido no dia 19 de Janeiro. A Figura 2.11 apresenta os valores máximos de potência elétrica ativa da Rede Nacional de Transporte (RNT) e de consumo na rede Pública.

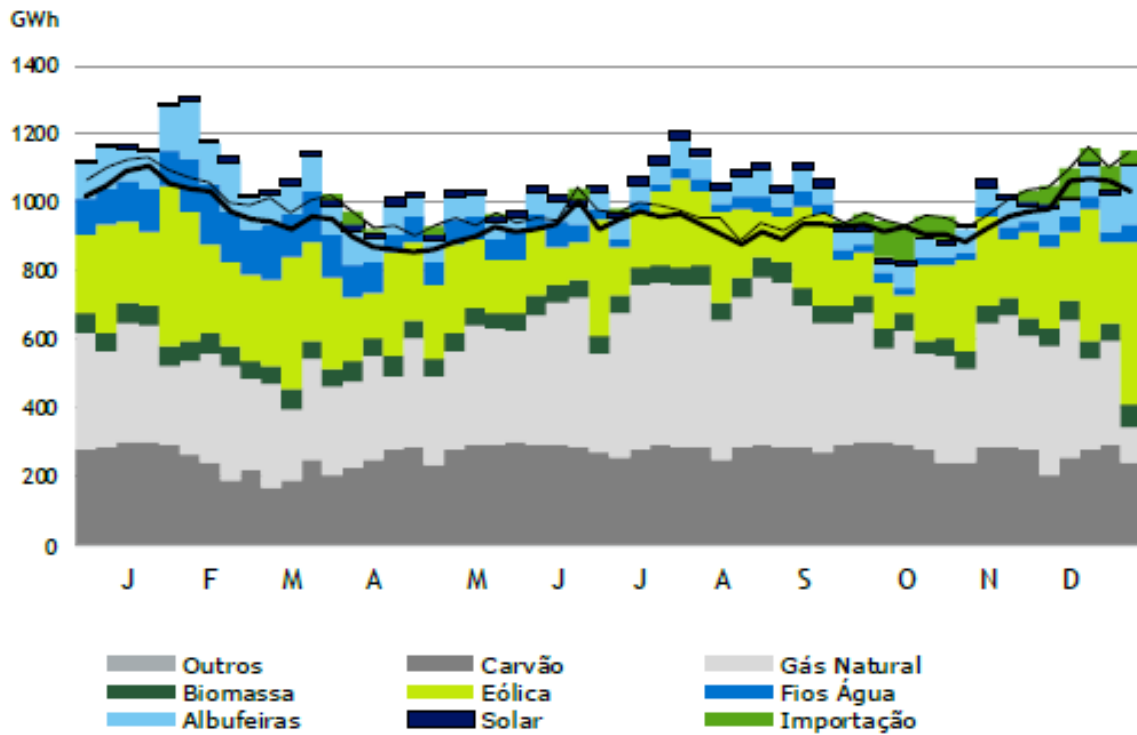


Figura 2.10 - Evolução do consumo semanal em 2017 [10].

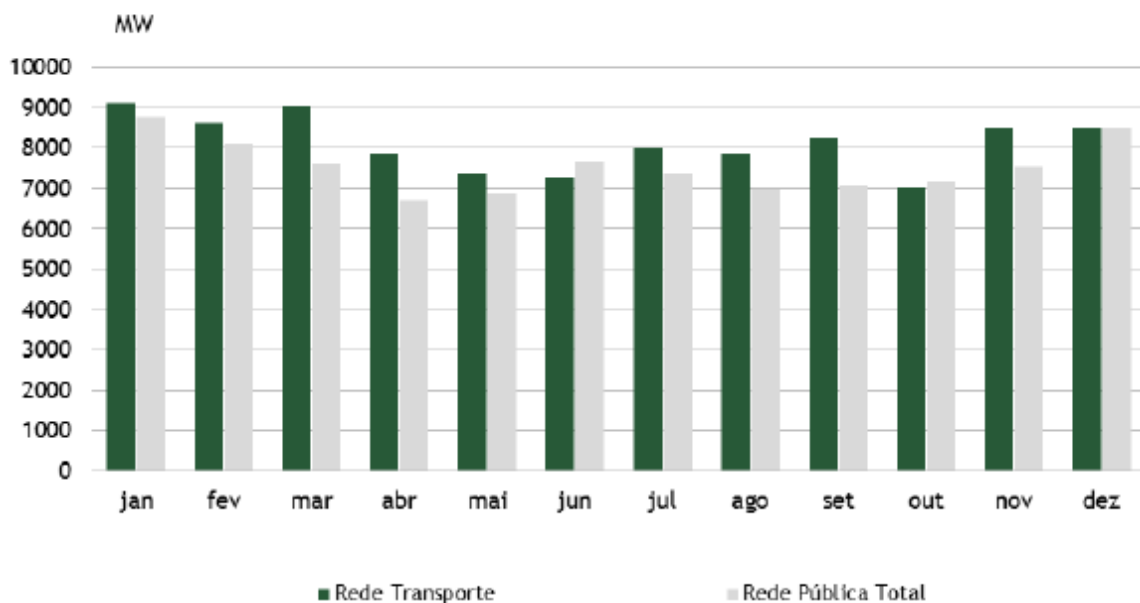


Figura 2.11 - Pontas de carga na RNT e de consumo na rede Pública em 2017 [10].

A Figura 2.12 contém diagramas de carga representativos do consumo, referentes ao dia da ponta anual (inverno) e a três outros, respetivamente, das épocas sazonais de primavera, verão e outono.

Os diagramas de carga dos dias característicos representados na Figura 2.12 estão detalhados, separadamente nos diagramas das figuras 2.13 à 2.16, discriminando os tipos de energia consumidas nestes dias.

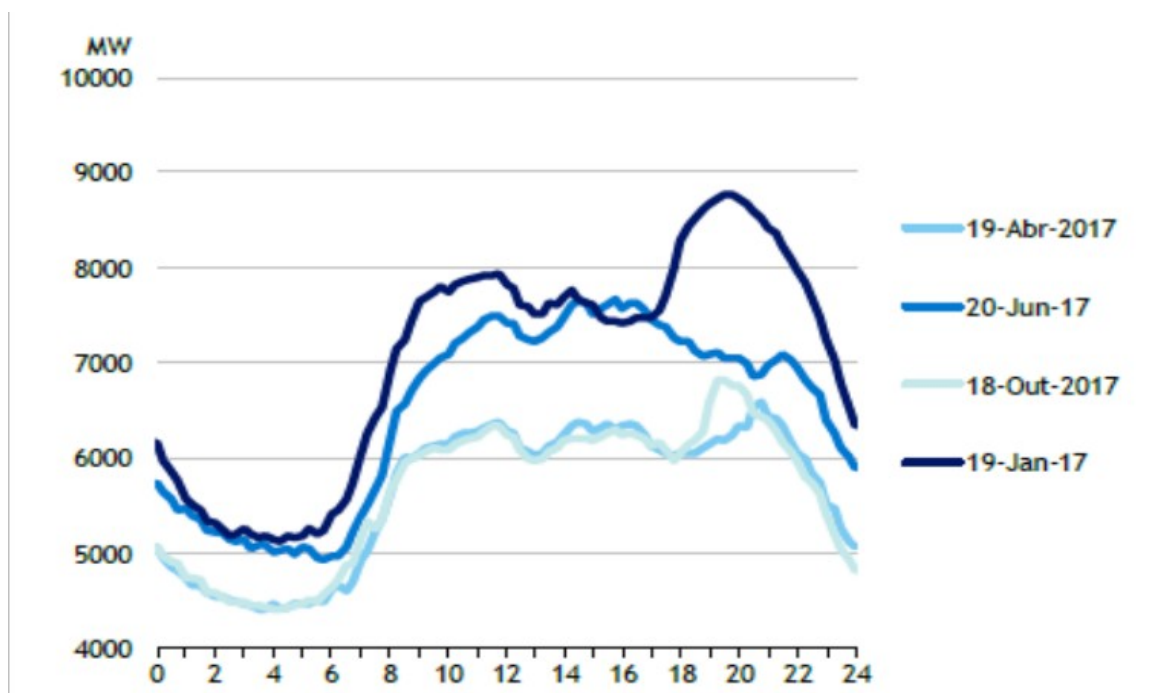


Figura 2.12: Diagramas de carga dos dias característicos [10].

O diagrama referente ao dia da ponta anual, Figura 2.13 evidencia uma contribuição elevada da componente não renovável, bem como de hídrica e de eólica. Neste dia há um excesso de geração por quase todas as 24 horas.

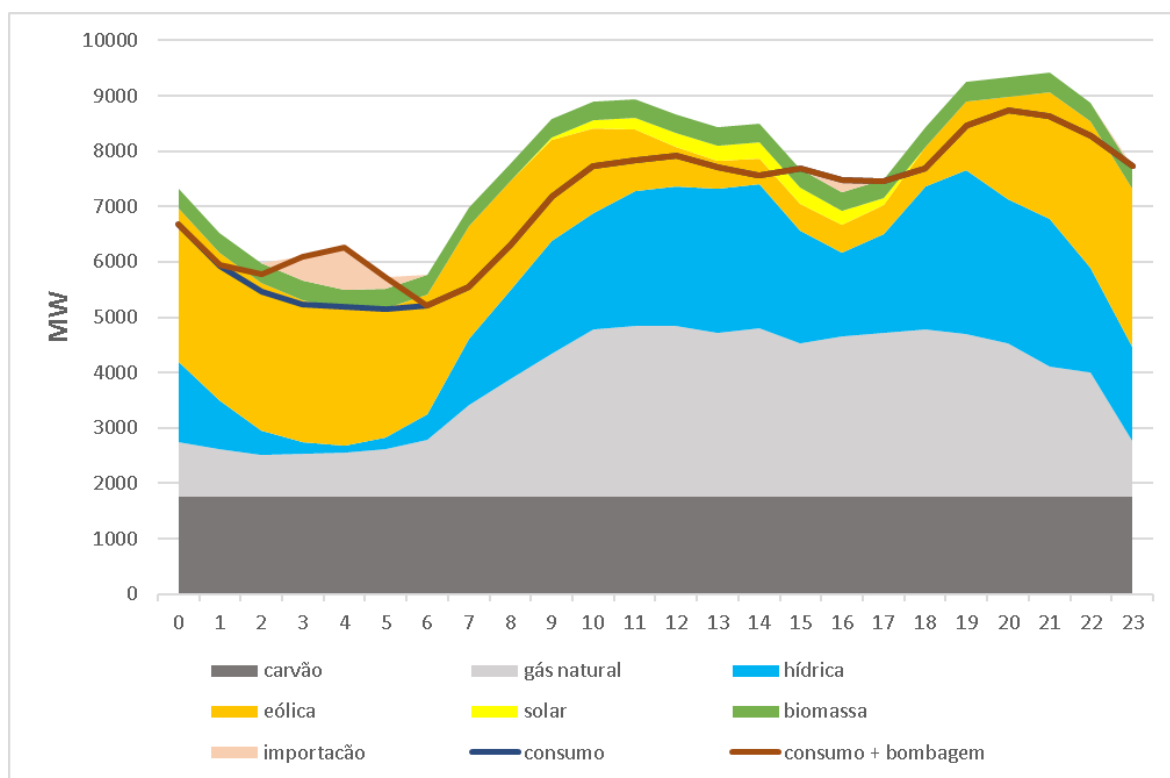


Figura 2.13 - Diagramas de carga e geração do dia 19/01/2017.

No diagrama do dia típico relativo ao verão, 20 de junho, Figura 2.14 a componente não renovável tem um comportamento semelhante ao diagrama anterior. A contribuição das renováveis não é suficiente para evitar a importação, que ocorre na maior parte do dia.

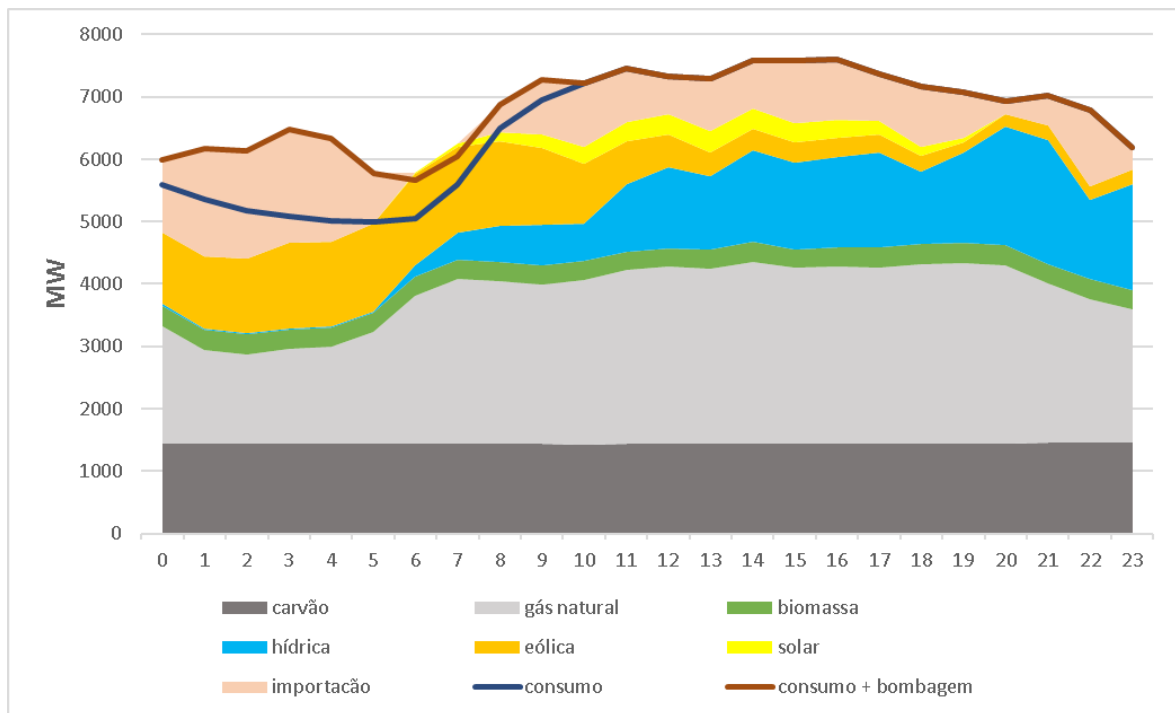


Figura 2.14 - Diagramas de carga e geração do dia 20/06/2017.

Na primavera, 19 de abril, Figura 2.15 a contribuição da componente não renovável é bem menor que às dos diagramas anteriores e há uma grande contribuição das renováveis, nomeadamente a eólica. Neste dia também há um excesso de geração, mas há importação durante algumas horas do dia.

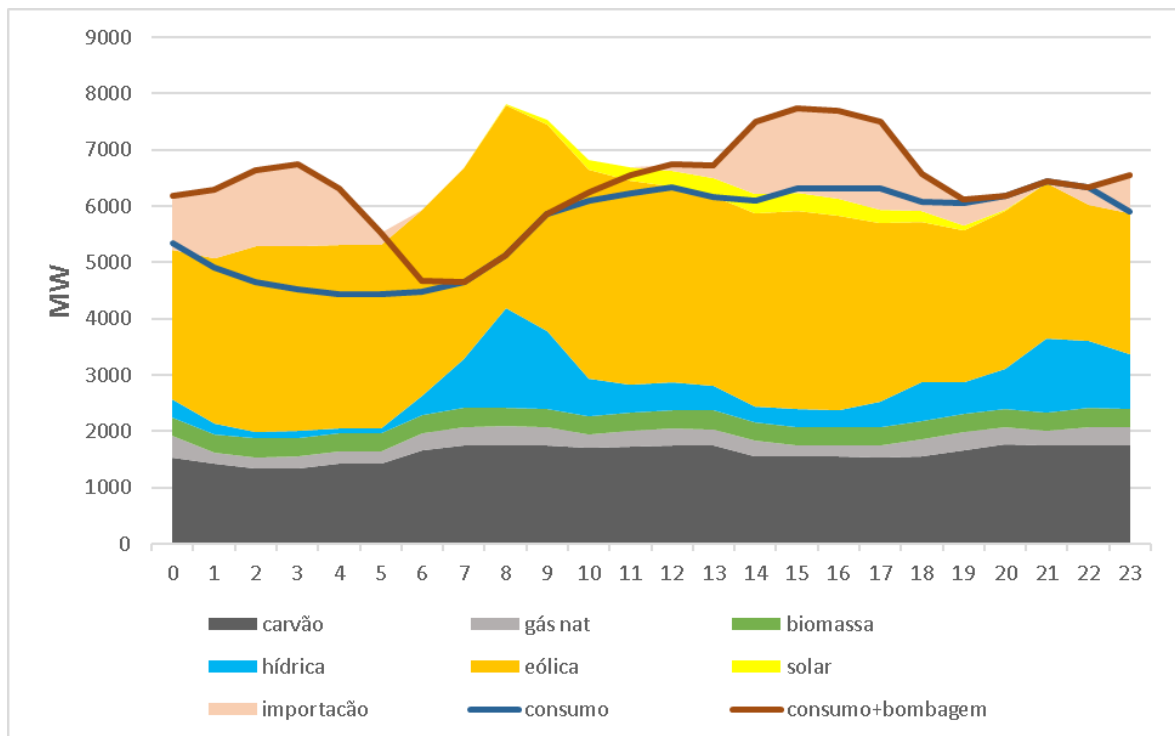


Figura 2.15 - Diagramas de carga e geração do dia 19/04/2017.

No outono, 18 de outubro, Figura 2.16 a contribuição da componente não renovável fica semelhante ao verão e há pouca contribuição das renováveis, acarretando assim importação em algumas horas do dia.

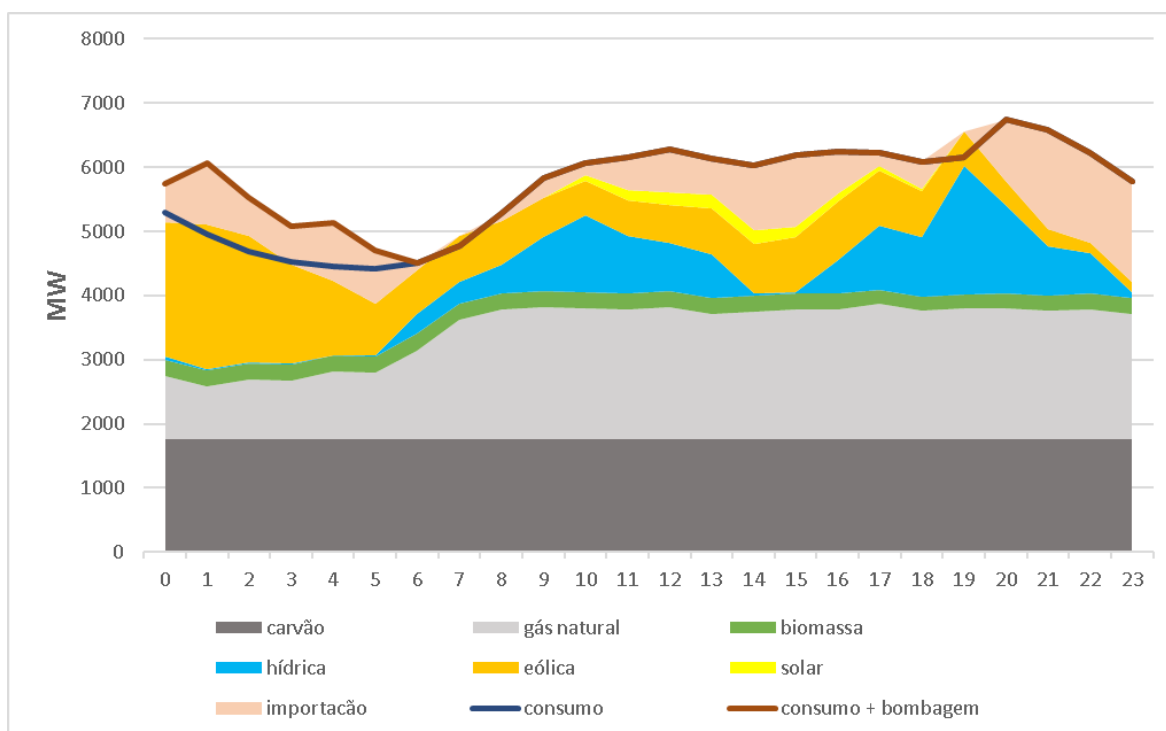


Figura 2.16 - Diagramas de carga e geração do dia 18/10/2017.

2.3 Desagregação da produção de energia elétrica de natureza variável

As energias eólica, solar e hídrica, têm em comum a intermitência em sua produção e portanto, em geral não são despacháveis. Nos diagramas de carga mostrados nas figuras 2.13 a 2.16 fica evidenciado que, em certas ocasiões, há excesso de produção de energia elétrica e, como consequência, a exportação deste excedente.

A energia eólica só está disponível quando o vento sopra em determinados níveis de velocidade e a energia solar varia com o nível de radiação do sol, que muda a cada dia, mês e ano devido ao movimento do planeta. A produção de energia hídrica depende do regime hidráulico do rio, se existe uma albufeira ou se é de fio de água. Portanto, quanto maior a participação dessas fontes na matriz energética, maior será o risco de intermitência na geração de energia elétrica.

No inverno a produção de energia hídrica é maior do que no verão, como se pode constatar comparando o dia da ponta anual, com o dia característico de verão. No dia da ponta anual houve uma produção 40 613 MWh, tal como evidenciado no gráfico da Figura 2.17.

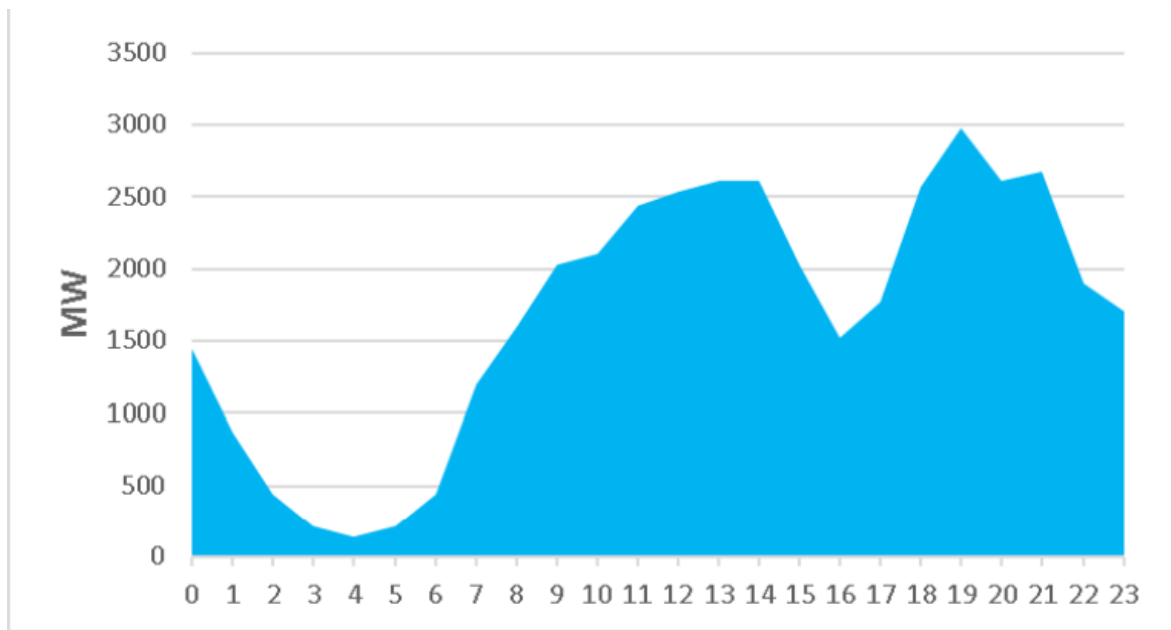


Figura 2.17 - Diagrama de geração de energia hídrica do dia 19/01/2017.

No dia característico de verão a produção foi de 21 384 MWh. Neste dia é notório o efeito de despacho associado à energia hídrica, uma vez que a produção de eletricidade a partir de fonte hídrica foi praticamente nula entre as 0h e as 5h. Somente a partir das 6h é que houve contributo da energia hídrica na injeção para a rede, de acordo com a Figura 2.18. Dispondo o SEN de barragens com reserva suficiente e de ciclo reversível, esta energia hídrica pode desta forma ser encarada como controlável e permitir uma modelação que permita coincidir melhor com as horas de maior consumo elétrico.

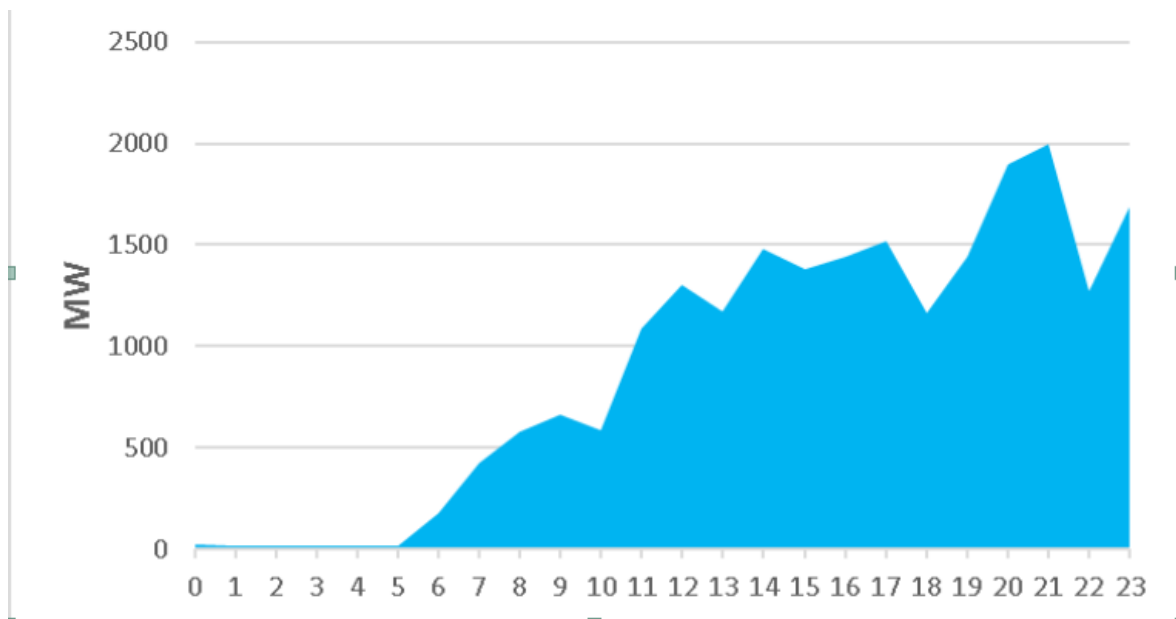


Figura 2.18 - Diagrama de geração de energia hídrica do dia 20/06/2017.

A potência eólica varia com o cubo da velocidade do vento e esta velocidade varia a todo o instante, portanto a geração de energia pode sofrer variações bruscas. No diagrama da Figura 2.19, [10] observa-se uma grande variação da geração. Das 8h até às 16h há um decréscimo acentuado de energia gerada sendo que a partir da 17h a geração volta a crescer, mas sem atingir o nível anterior. Situação semelhante ocorre no dia 20/06/2017, sendo que neste dia a partir das 18h a geração é quase nula, Figura 2.20 [10].

Estas variações bruscas tornam difícil a previsão da geração da energia eólica, o que acarreta, em certas situações um excesso de energia gerada.

Além da intermitência há que existir preocupação com os possíveis erros de previsão de geração, figuras 2.19 e 2.20. No entanto, em [11] foram calculados erros médios e absolutos para o ano de 2014 e foi constatado que estes erros não são relevantes.

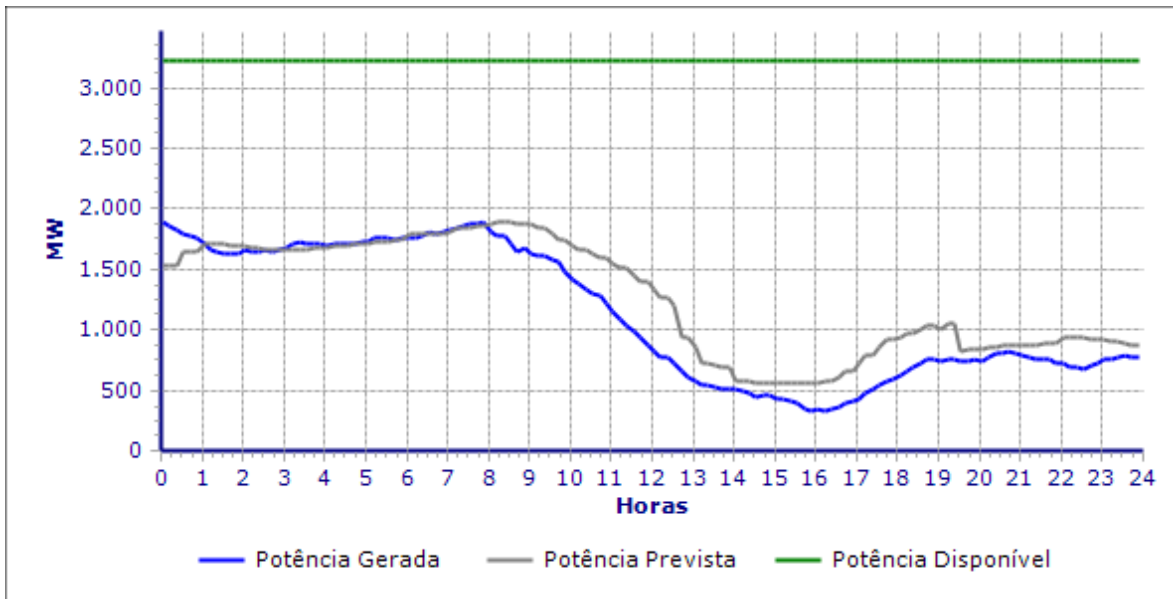


Figura 2.19 - Diagrama de produção de energia eólica no dia 19/01/2017 [10].

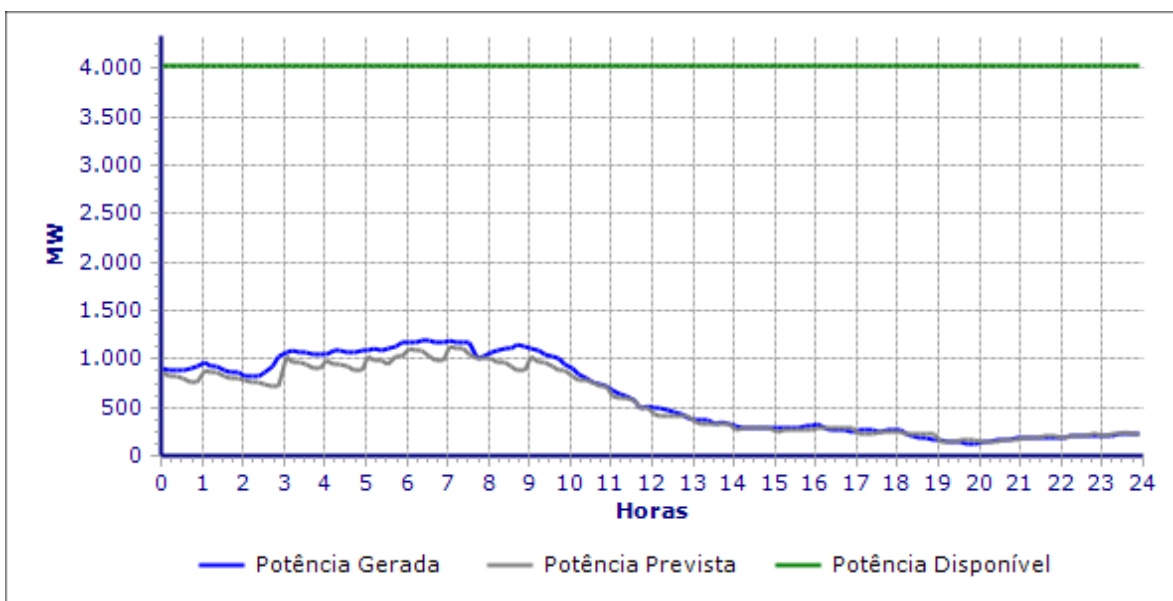


Figura 2.20 - Previsão de produção de energia eólica para o dia 20/06/2017 [10].

Em geral no inverno ocorrem ventos mais fortes fazendo com que, nesta época, a produção de energia eólica seja maior, como se pode verificar comparando os dias 19/01/2017 (Figura 2.21) e 20/06/2017 (Figura 2.22), sendo produzidos 40 878 MWh no primeiro e 18 197 MWh no segundo.

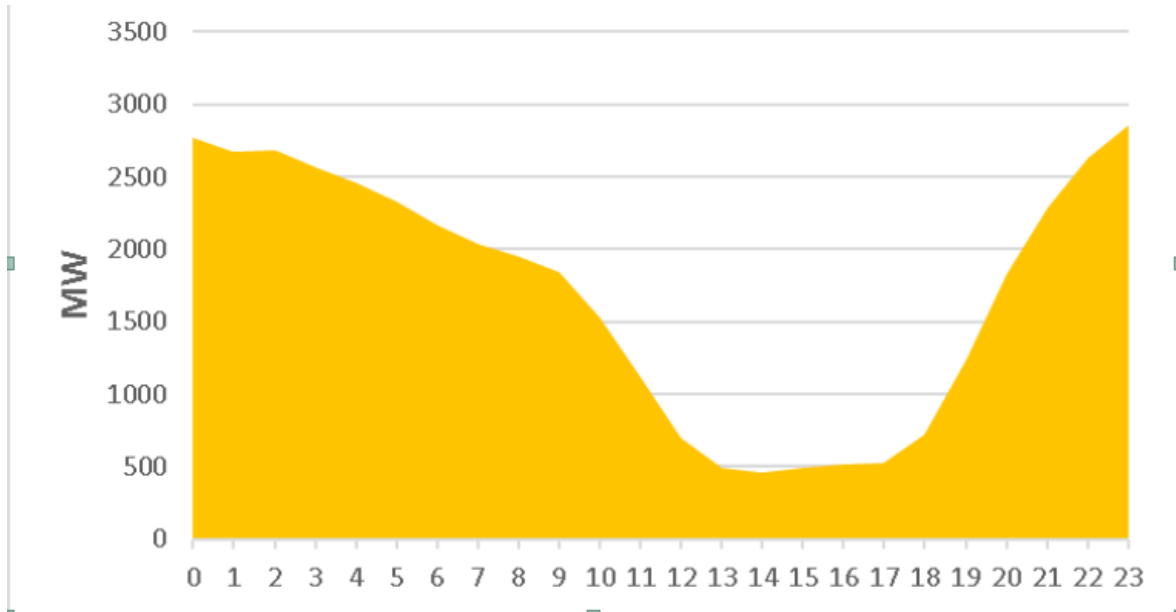


Figura 2.21 - Diagrama de geração de energia eólica do dia 19/01/2017.

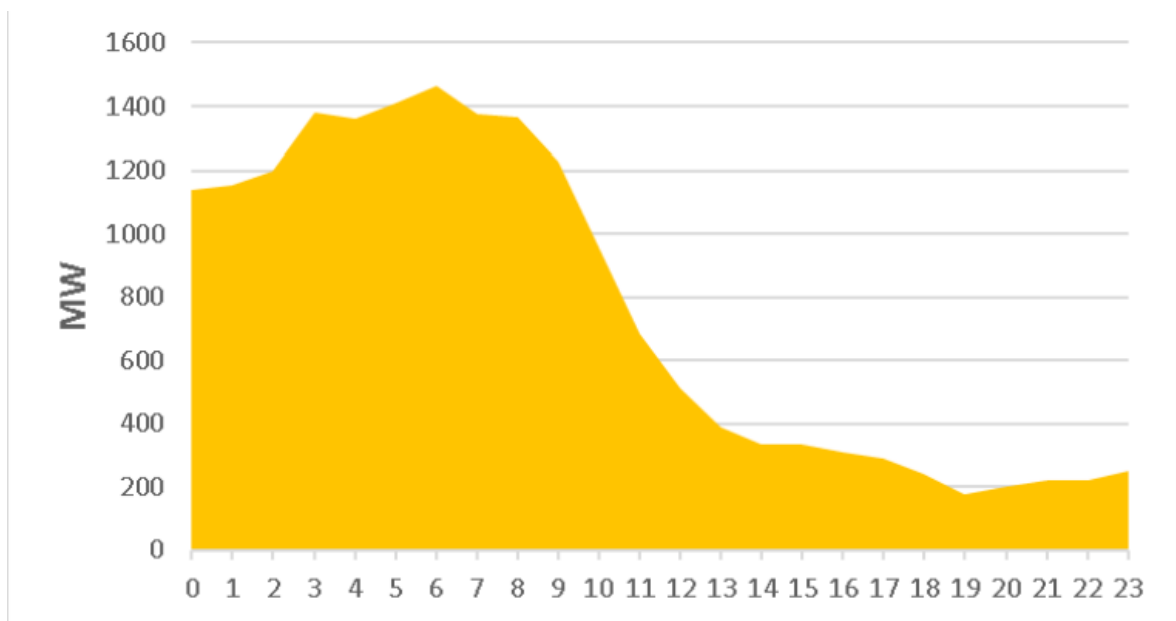


Figura 2.22 - Diagrama de geração de energia eólica do dia 20/06/2017.

A produção de energia solar no verão é maior do que no inverno, não só pela maior potência de pico bem como pela maior duração da radiação solar. No dia 19/01/2017 a produção foi de 1 855 MWh durante aproximadamente 11 horas de radiação e no dia 20/06/2017 foi de 3 034 MWh, durante aproximadamente 15 horas, como pode ser observado nas figuras 2.23 e 2.24. A contribuição da produção de energia solar em relação à produção total de energia, em 2017, foi cerca de 2,0%, demonstrando que a sua participação na matriz energética ainda não é representativa e por consequência a sua intermitência não é relevante. Registe-se que é fundamental existirem investimentos futuros na produção de energia solar, pois esta ocorre, em geral no período de horas fora do vazio, quando a procura é maior.

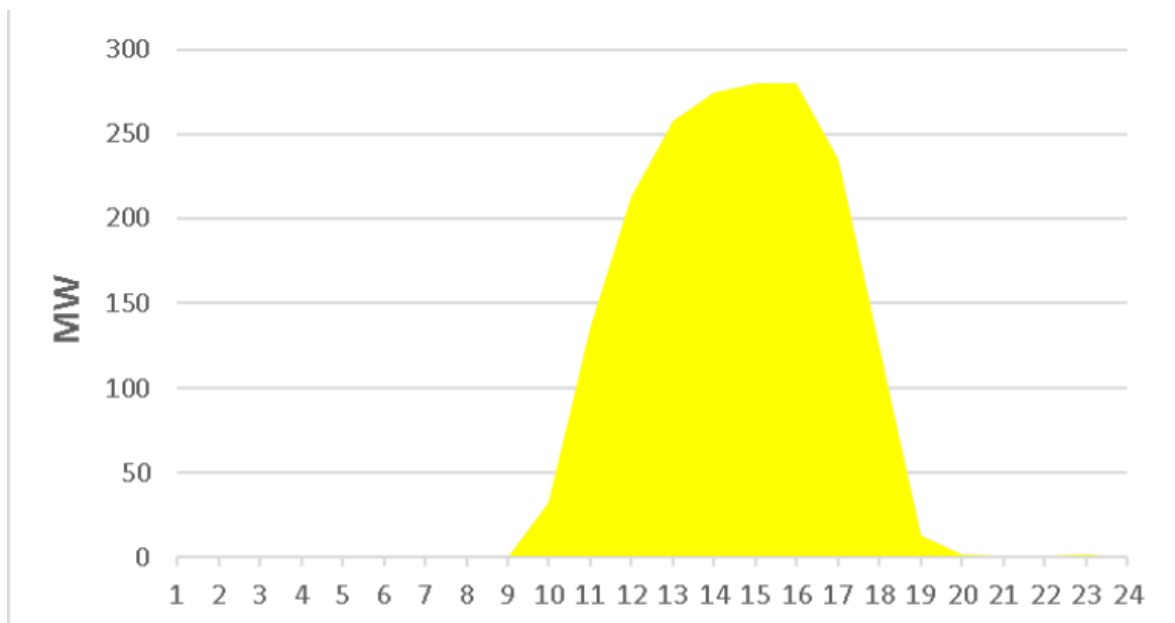


Figura 2.23 - Diagrama de geração de energia solar do dia 19/01/2017.

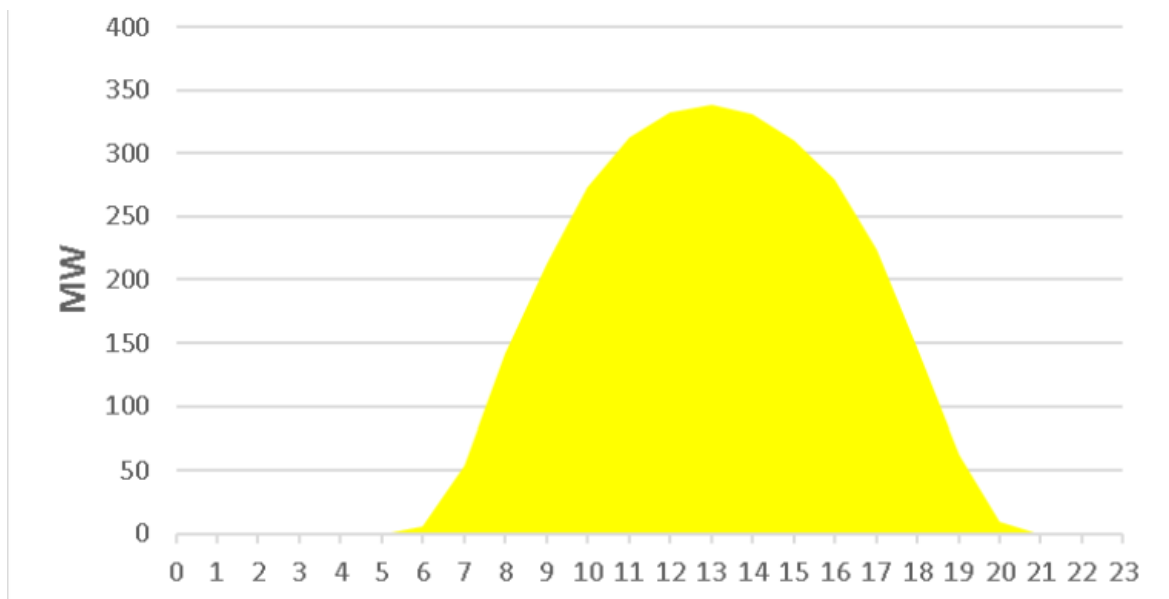


Figura 2.24: Diagrama de geração de energia solar do dia 20/06/2017.

2.4 Variabilidade das energias renováveis

Existem alguns problemas relacionados com as energias renováveis, nomeadamente sua intermitência e variabilidade durante as 24hs do dia. Um dos objetivos dos mecanismos de resposta da procura, “Demand Response”, (DR) é transferir consumo de cargas das horas fora de vazio para as horas de vazio. Mas se houver uma previsão correta do fornecimento das energias hídrica, eólica e solar a DR pode ser utilizada, também, para que nas horas em que haja pouca produção de energia renovável o consumo seja menor e quando há grande produção de energia variável o consumo possa ser desviado para estes instantes. Portanto quando se tem um estudo apurado do fornecimento das energias renováveis e uma boa aplicação da DR é possível minimizar os problemas, tanto da intermitência quanto da variabilidade. Neste tipo de análise é importante verificar o que ocorre com os diagramas de carga representativos do consumo total de energia variável, do consumo de energia do setor doméstico sem DR e do consumo total de energia do setor doméstico com DR.

3 Caracterização do consumo

3.1 Setor residencial

O conhecimento exato das cargas do consumidor doméstico é importante para o planeamento das redes de média e baixa tensão em áreas residenciais e para entender a dinâmica entre a geração intermitente e os momentos de maior consumo, garantindo a segurança do sistema diante da alta participação deste tipo de fonte [12].

A procura e o nível de carga horária ou mensal dependem de diversos fatores, como os climáticos, económicos e culturais, que influenciam no comportamento do consumidor. Planear o sistema elétrico não apenas pelo mapeamento do consumo energético, mas também pelo mapeamento da curva de carga traz diversos aspetos positivos para a operação e distribuição do sistema. O conhecimento da procura horária de energia elétrica permite que se realize uma previsão de contratação de energia, principalmente na ponta, buscando maior eficiência do sistema e garantindo o funcionamento fiável da rede [13].

O setor residencial em Portugal Continental respondeu, em 2017, por aproximadamente 26% do consumo de energia elétrica, como pode ser observado na Figura 2.3, sendo este consumo heterogéneo, pois pressupõe o uso de eletricidade para diferentes tipos de usos finais, bem como diferentes tipos de famílias. A energia elétrica pode ser utilizada para diferentes utilizações finais, desde a iluminação até a confeção alimentar. Em função desta diversidade de aplicações, governadas por procuras completamente distintas entre si, a modelação da utilização residencial de energia elétrica torna-se uma tarefa complexa.

De modo geral, modelos de consumo de energia do setor residencial podem ser agrupados em duas abordagens distintas, “bottom-up” e “top-down”. A diferença entre elas está na hierarquia de caracterização do setor. Modelos “bottom-up” partem do consumo individualizado por uso final ou unidade residencial para extrapolar os resultados para o país e obter o consumo total [13]. As cargas dos equipamentos domésticos podem ser

agrupadas de diversas formas, e podemos separá-las em quatro categorias: não controláveis, interruptíveis, reconfiguráveis e comutáveis.

Com uma abordagem “bottom-up” [11], foram utilizados dados do projeto REMODECE – “Residential Monitoring to Decrease Energy Use Carbon Emissions in Europe” [14] e as taxas de posse de equipamentos domésticos em Portugal. Em [14] foram determinados os valores percentuais de consumo de energia elétrica por equipamento doméstico no setor residencial da União Europeia (U.E.), conforme mostrado no gráfico da Figura 3.1.

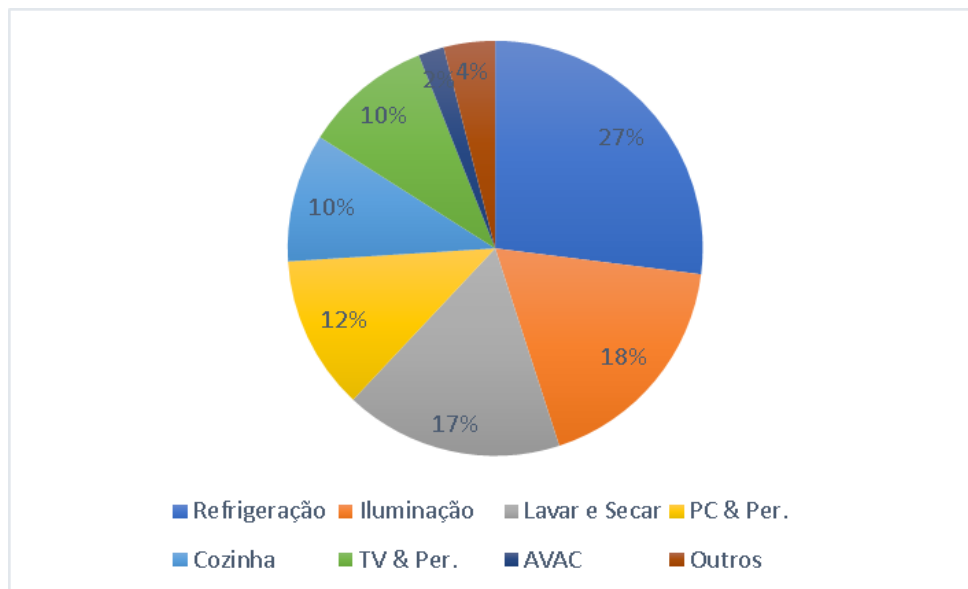


Figura 3.1 - Consumo no setor residencial na União Europeia – Adaptado de [11].

Com a taxa de posse dos equipamentos domésticos em Portugal foi determinado o diagrama de carga médio de uma residência em Portugal, mostrado no diagrama da Figura 3.2.

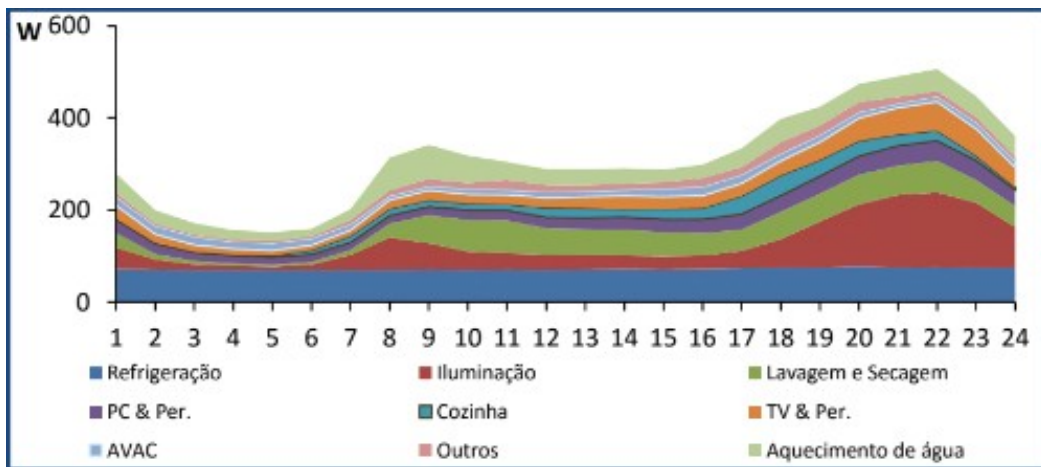


Figura 3.2 - Diagrama de carga médio de uma residência em Portugal [11].

Também, com uma abordagem “bottom-up” [15] as cargas eléctricas dos equipamentos domésticos em Portugal foram desagregadas conforme mostrado no gráfico da Figura 3.3.

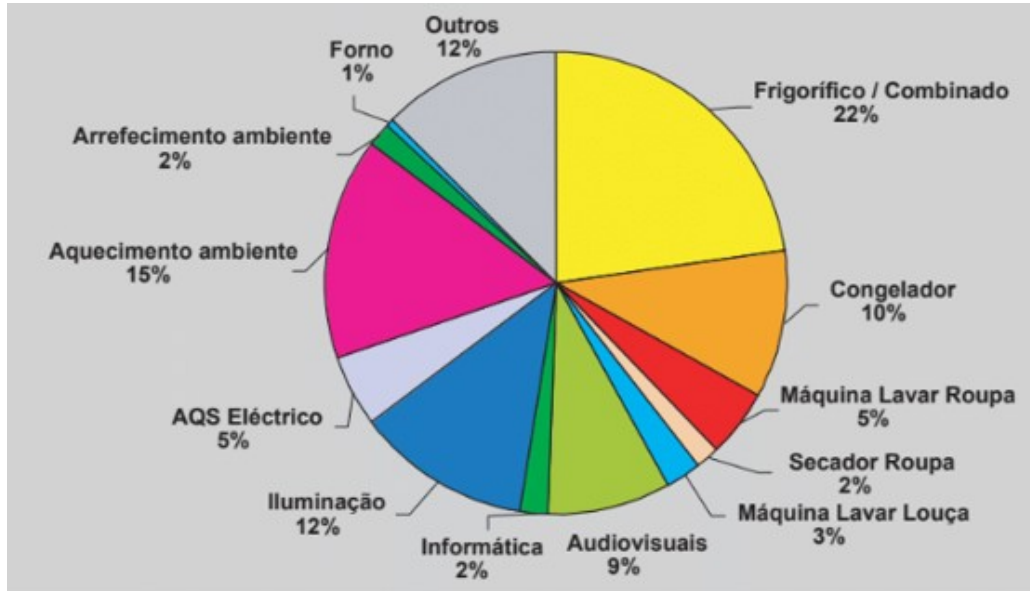


Figura 3.3 - Repartição do consumo de electricidade por uso final [15].

E considerando a taxa de posse de equipamentos domésticos em Portugal obteve-se o diagrama de carga mostrado na Figura 3.4, observando-se que, no diagrama, as cargas foram reagrupadas.

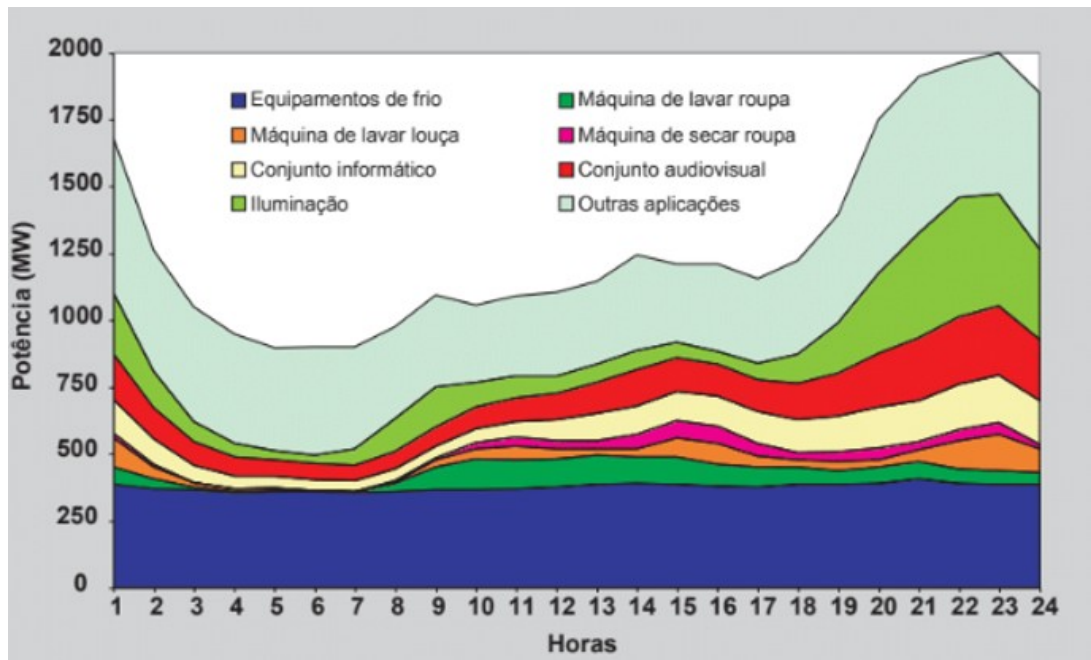


Figura 3.4 - Estrutura do diagrama de carga diário para o setor residencial [15].

É interessante observar as diferenças entre os agrupamentos de equipamentos, considerados para as desagregações das cargas, feitos por [11] e por [15], pois para um estudo de DR, as cargas representadas na Figura 3.1 e na Figura 3.3 podem ser classificadas em quatro categorias, de acordo com o grau/tipo de controlo:

- a) cargas não controláveis: cargas que quando controladas podem causar desconforto para o utilizador ou perturbação nas atividades usuais (iluminação, equipamentos de escritório e entretenimento e equipamentos de cozinha);

- b) cargas reconfiguráveis: cargas que são controladas termostaticamente e permitem a redefinição do ajuste do termostato sem causar desconforto ao utilizador (congelador, frigorífico, ar-condicionado e aquecedor);
- c) cargas interruptíveis: cargas que podem ser interrompidas durante um curto período de tempo sem diminuir a qualidade dos serviços energéticos (congelador, frigorífico, ar-condicionado e aquecedor);
- d) cargas comutáveis: cargas cujo funcionamento pode ser adiado ou antecipado de acordo com as preferências do utilizador mas sem causar desconforto (máquinas de lavar e de secar roupas, máquina de lavar loiça e aquecedor) [16].

Além destas categorias existem as cargas que não são desagregadas e por isto, é importante o agrupamento das cargas pois, a aplicação de DR poderá ser diferente para cada escolha feita. Na Figura 3.5 são mostradas as quatro categorias acima citadas e as cargas que não são desagregadas, e em [11] e [15], são mostrados dois tipos de agrupamentos diferentes.

Outro diagrama de carga com abordagem “bottom-up”, mas com outro agrupamento de equipamentos é encontrado em [16], e o resultado está mostrado na Figura 3.6. Pode-se observar que neste diagrama de carga elaborado por [16] foram relacionadas as cargas de frigorífico, congelador, máquina de lavar roupa, máquina de lavar loiça, secadora de roupa, equipamentos de escritório, equipamentos de entretenimento, iluminação, AQS elétrico, ar-condicionado e equipamentos cujas cargas não foram desagregadas, (aquecimento ambiente, forno e outras foram agrupadas).

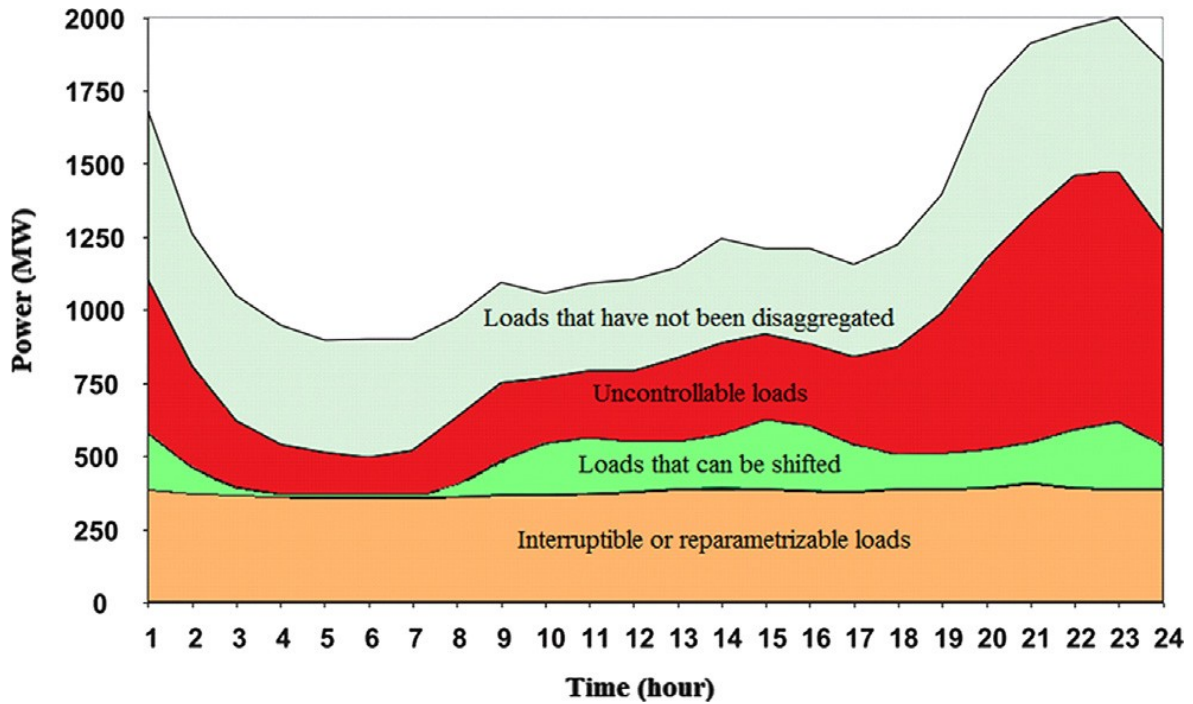


Figura 3.5 - Caracterização das cargas [16].

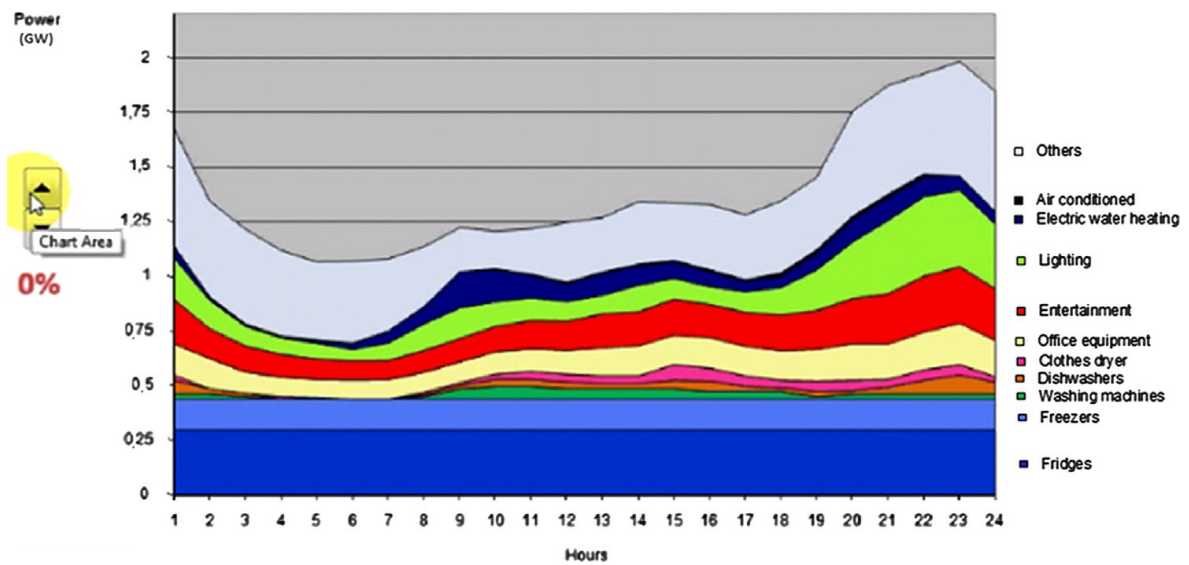


Figura 3.6 - Cenário básico sem DR [16].

Baseado no diagrama representado na Figura 3.6, os conceitos apresentados em [16] serão utilizados para propor, no próximo item, uma nova abordagem de construção de diagrama de carga do setor residencial de Portugal.

Modelos “top-down” partem do total da energia consumida pelo setor residencial, não distinguindo entre tecnologias utilizadas e nem o comportamento individual ou de grupos familiares, assumindo os consumidores como um grupo homogéneo geral. Este modelo é importante para avaliar impactos de políticas macroeconómicas, fiscais e de regulação [17]. Os perfis de consumo energético em Baixa Tensão Normal (BTN) são descritos em [18], separando-os em três classes, a saber, perfil A, perfil B e perfil C. Os consumidores que pertencem ao perfil A contratam uma potência superior a 13,8 kVA, com qualquer consumo anual, os que pertencem ao perfil B contratam uma potência inferior ou igual a 13,8 kVA com um consumo anual superior à 7 140 kWh e os que pertencem ao perfil C contratam uma potência inferior ou igual a 13,8 kVA com um consumo anual igual ou inferior a 7 140 kWh. A ERSE, [19] define os consumidores em BTN, com os perfis A, B e C , conforme mostrado na Tabela 3.1, validando a descrição acima.

Tabela 3.1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipos A, B e C [19].

Perfil	Potência contratada (kVA)	Energia (kWh/ano)
A	> 13,8	qualquer
B	≤ 13,8	> 7140
C	≤ 13,8	≤ 7140

Ao segmento A pertencem os consumidores com alta potência contratada e ao segmento B pertencem os consumidores com baixa potência contratada e com elevado consumo anual, já o segmento C é diferente dos perfis anteriores, tendo um diagrama de carga característico altamente influenciado pelo padrão de consumo dos clientes domésticos [18].

O perfil BTN C, apesar de ser muito influenciado pelos consumidores domésticos, abriga outros setores de atividade, como comércio, pequenas indústrias, entre outros. Apesar do perfil C, por tipo de dia, ser semelhante ao longo do ano, nos meses de inverno (dezembro, janeiro e fevereiro) o consumo destaca-se dos restantes meses, por ser mais elevado, o que significa que estes meses terão um peso maior na distribuição do consumo. Também se verifica que o consumo ao fim de semana é praticamente equivalente ao dos dias úteis.

Num dia útil o consumo mínimo é atingido entre as 4h e 6h da manhã, aumentando consideravelmente até às 8h. Entre as 8h e 13h o consumo estabiliza, com tendência para aumentar, atingindo um máximo local às 13h e depois diminui até às 16h/17h. Finalmente, o consumo volta a aumentar até às 21h, em que atinge o seu máximo diário, voltando a diminuir até ao final do dia. Os consumos mais elevados ocorrem entre as 20h e as 22h (hora do jantar) em todos os meses do ano, conforme pode ser constatado na Figura 3.7, sendo que os valores apresentados no eixo das ordenadas estão normalizados.

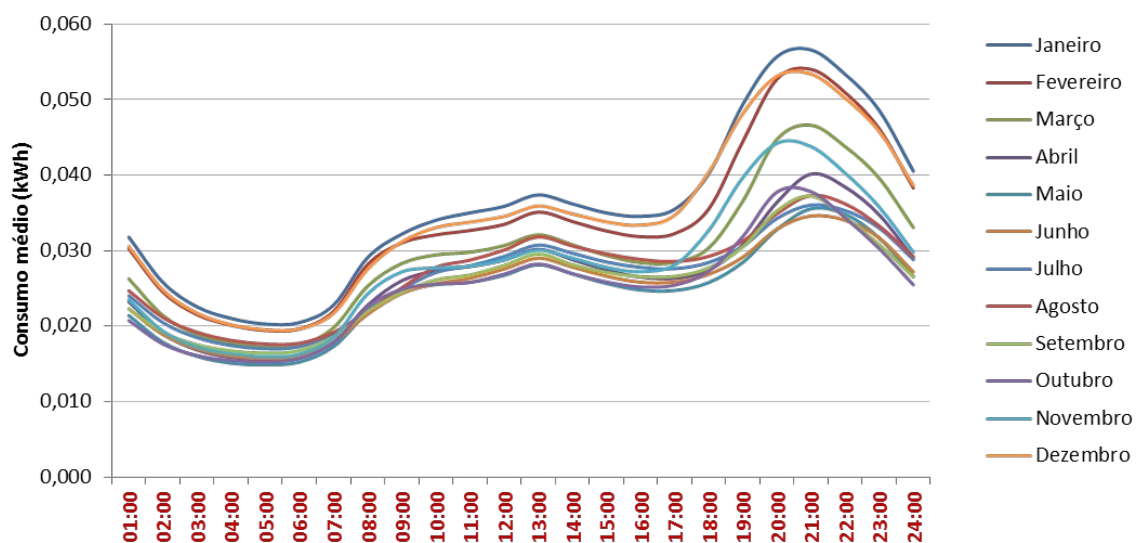


Figura 3.7 - Perfil típico de um dia útil em BTN C [18].

No sábado o perfil é muito semelhante ao dos dias úteis, sendo que o consumo é mais elevado durante todo o dia, com exceção do pico por volta das 8h/9h e o valor máximo

observado às 20h/21h, para os quais o consumo é ligeiramente inferior. O consumo mínimo é atingido entre as 4h e as 6h da manhã entre abril e novembro, como nos dias úteis, mas ocorre mais tarde, entre as 5h e as 7h da manhã em janeiro, fevereiro, março e dezembro. Destaca-se ainda o pico de consumo na hora do almoço que se apresenta mais acentuado nos sábados que nos dias úteis. Tal como nos dias úteis, os consumos mais elevados ocorrem no período entre as 20h e as 22h (hora do jantar), sendo antecipado para o período entre as 19h e as 21h em meses frios (janeiro, outubro, novembro e dezembro), conforme observado na Figura 3.8, sendo que os valores apresentados no eixo das ordenadas estão normalizados.

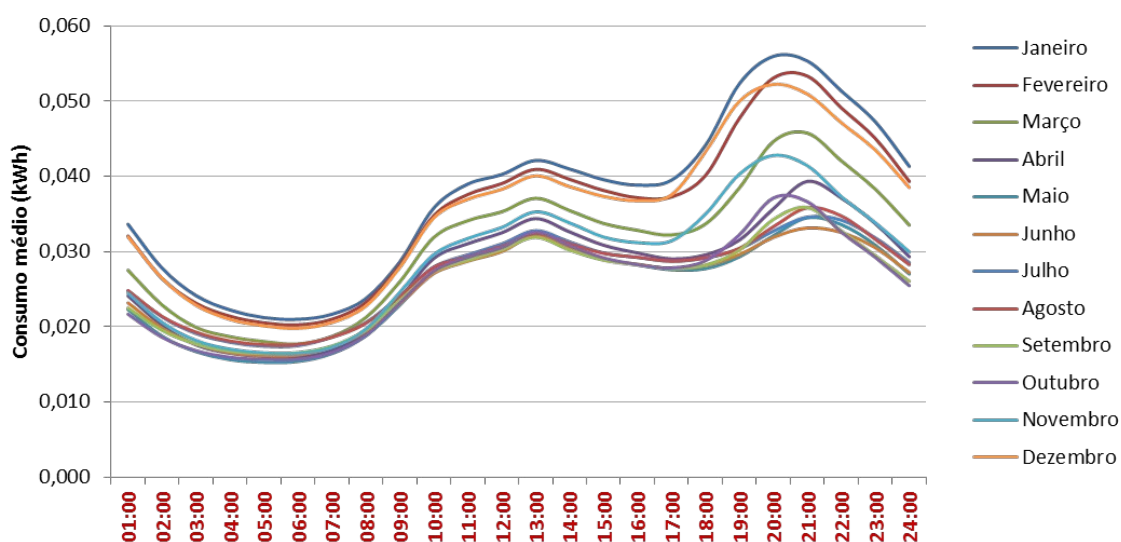


Figura 3.8 - Perfil típico de um sábado em BTN C [18].

Nos domingos e feriados o perfil é semelhante ao observado nos sábados, apesar do consumo no período do almoço ter um peso ainda maior do que o verificado nos sábados. O valor mínimo é atingido entre as 5h e as 7h da manhã, conforme observado na Figura 3.9, sendo que os valores apresentados no eixo das ordenadas estão normalizados.

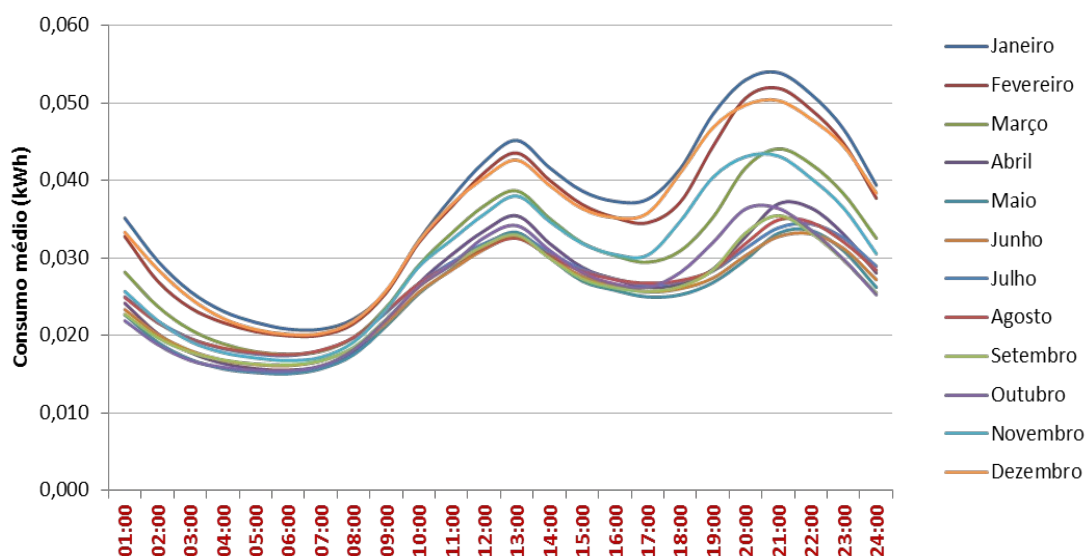


Figura 3.9 - Perfil típico de um domingo/feriado em BTN C [18].

Utilizando os coeficientes de consumo do perfil BTN C, definidos pela ERSE [19], e multiplicando-os pelo consumo total de energia elétrica do setor residencial em 2017 obtêm-se os valores da energia consumida por dia, a cada 15 minutos. Se dividirmos esta energia pelo tempo obtêm-se a potência, já que o diagrama de carga é a representação gráfica da potência em função do tempo. A área abaixo da curva representada no gráfico corresponde à energia consumida. O diagrama de carga do setor residencial de Portugal, de acordo com os índices da ERSE, está representado na Figura 3.10, para o dia 19/01/2017, quinta feira, quando se verificou a ponta máxima anual. Este diagrama mantém uma grande semelhança com o diagrama de carga representado na Figura 3.7, dia útil, inclusive em relação à hora de maior consumo que é entre 20h e 21h, diferentemente dos resultados obtidos nas abordagens de [11] e [16], onde o maior consumo ocorreu às 23h. No dia 19/01/2017, o consumo residencial de energia elétrica foi aproximadamente 42 800 MWh.

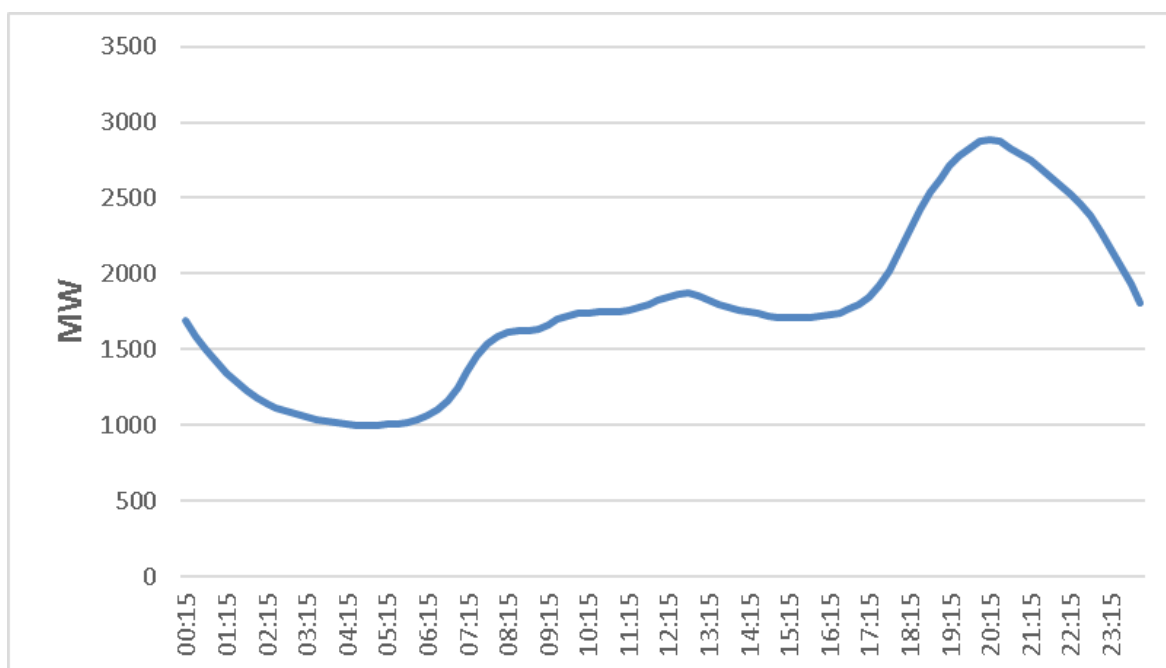


Figura 3.10 - Diagrama de carga médio do setor residencial em Portugal no dia 19/01/2017.

3.2 Consumo associado ao carregamento de veículos elétricos.

A União Europeia (UE) possui objetivos ambiciosos em relação à produção de energias renováveis, pretendendo que em 2030, 27% da energia total produzida seja proveniente de fontes renováveis e que haja uma redução em cerca de 40% (em relação a 1990) não só da emissão de GEE, mas também do consumo de energia em geral, através de medidas de eficiência energética. A utilização de transportes públicos é um vetor para atender tais pretensões, mas a utilização massiva de veículos pessoais ainda é um fator negativo para alcançar os objetivos pretendidos. É importante tirar partido deste aspeto negativo e torná-lo positivo eletrificando a mobilidade e continuar apostando na produção de energia elétrica com base em fontes de energia renováveis, em detrimento de fontes que promovam a emissão de GEE. Um fator importante que encoraja a mudança para a mobilidade elétrica é o preço dos combustíveis fósseis. Até ao ano de 2000 havia uma tendência para veículos movidos a gasolina que rapidamente se alterou para gasóleo. Posteriormente houve a inserção no mercado dos veículos híbridos, movidos a combustível e a eletricidade, sendo

o motor de combustão interna responsável pelo acionamento das rodas e também pelo carregamento de baterias alojadas no veículo. Atualmente os compradores já têm outra alternativa à altura dos rivais, o veículo puramente elétrico. A intermitência das energias renováveis bem como a dificuldade de controlar o nível de produção de energia, que depende das condições do clima, podem ser consideradas como inconvenientes para a decisão de adotar o veículo elétrico (VE). [20].

Nos diagramas de carga dos dias característicos, representados na Figura 2.12 verifica-se que em Portugal, no intervalo das 2h às 6h, há um consumo médio de energia de no mínimo 4 000 MWh e no entanto, a capacidade total instalada de energia renovável que pode funcionar neste horário, é bem superior a este valor. Esta capacidade instalada é necessária durante o dia, mas, durante a noite há diversas situações em que satisfaz totalmente a procura e até excedendo-a em algumas horas de maior abundância de energias renováveis.

Para uma adequada utilização dos VEs, o problema que se coloca é a criação de uma nova ponta de procura no diagrama de carga. Atualmente a maioria dos proprietários de VEs carrega o seu veículo após o período laboral, no início da noite. Como a quantidade de VEs ainda é baixa, o impacto atual é insignificante. Futuramente, os VEs podem conduzir a complicados problemas na gestão das redes causando um grande desequilíbrio nos SEE.

Os VEs podem ser divididos em três categorias: veículos puramente elétricos, híbridos e veículos de célula de combustível. O nome da categoria em si explica o conceito: veículos puramente elétricos apenas possuem motores elétricos alimentados por baterias, sendo seu carregamento efetuado através da ligação a uma tomada, “Plug-in”. Os veículos híbridos possuem um motor de combustão interna (MCI) aliado a um motor elétrico. O carregamento das baterias é efetuado pelo MCI ou, nos mais recentes, pode também ser carregado diretamente por uma tomada. Atualmente, quase todos os veículos híbridos vendidos são “Plug-in”. Os veículos de célula de combustível produzem a energia necessária para a locomoção a partir do hidrogénio, eliminando alguns inconvenientes das baterias comuns. São os veículos “fuel cell” que em vez de se movimentarem com a

eletricidade que retiram da rede, produzem-na a bordo, sem ter que ligar na rede e sem emitir qualquer emissão nociva. A produção destes VEs ainda é muito incipiente, mas há intenção da Toyota de produzir , até 2021, 2 000 unidades em Portugal.

3.3 Gestão dinâmica da procura

3.3.1 Identificação de medidas de flexibilidade de procura aplicáveis ao setor residencial

As estratégias de DSM são vistas como uma importante ferramenta para combater o desafio da flexibilidade de oferta de energias renováveis. A DSM pode diminuir a assimetria existente entre oferta e procura em determinados períodos críticos para o sistema [21]. Os setores residencial e de serviços representam uma proporção considerável do consumo energético em Portugal, cerca de 56% do consumo total [9]. Portugal carece de combustíveis fósseis e produz cerca de 60% de sua energia dependendo da importação deles, tendo uma elevada dependência de importação de energia primária do exterior. Torna-se, então, importante o aumento da eficiência energética em Portugal, não apenas para reduzir a procura por energia primária, bem como para poupança económica e redução dos impactos negativos no ambiente.

A gestão do lado da procura por energia elétrica tem importante papel na obtenção de uma melhor eficiência energética. A DSM tem importância por potenciar benefícios em termos económicos, ambientais e de segurança energética. A DSM deve procurar identificar a procura fisicamente ineficiente e seletivamente aumentar sua eficiência. São ações definidas por estratégias aplicadas ao consumo para alterar a quantidade de energia consumida ou quando está sendo consumida [22]. Podemos citar seus principais objetivos: maior fiabilidade do sistema, redução no custo da energia para o consumidor, redução de impactos ambientais, redução de picos de consumo, etc.

As empresas produtoras e fornecedoras de energia têm diversas estratégias para seus consumidores: sensibilização, tele contagem, ativação remota de cargas, tecnologias que permitem a supervisão e o controlo, etc. Estas ações devem influenciar a procura de energia de forma a modificar o diagrama de carga e os padrões de consumo, tal como expresso na Figura 3.11:

- a) Redução do pico;
- b) Redução de energia consumida;
- c) Estratégia de aumento de carga, com conseqüente redução de outros tipos de energia;
- d) Preenchimento das horas de vazio;
- e) Controle de carga;
- f) Desvios de consumo das horas de ponta para o vazio;

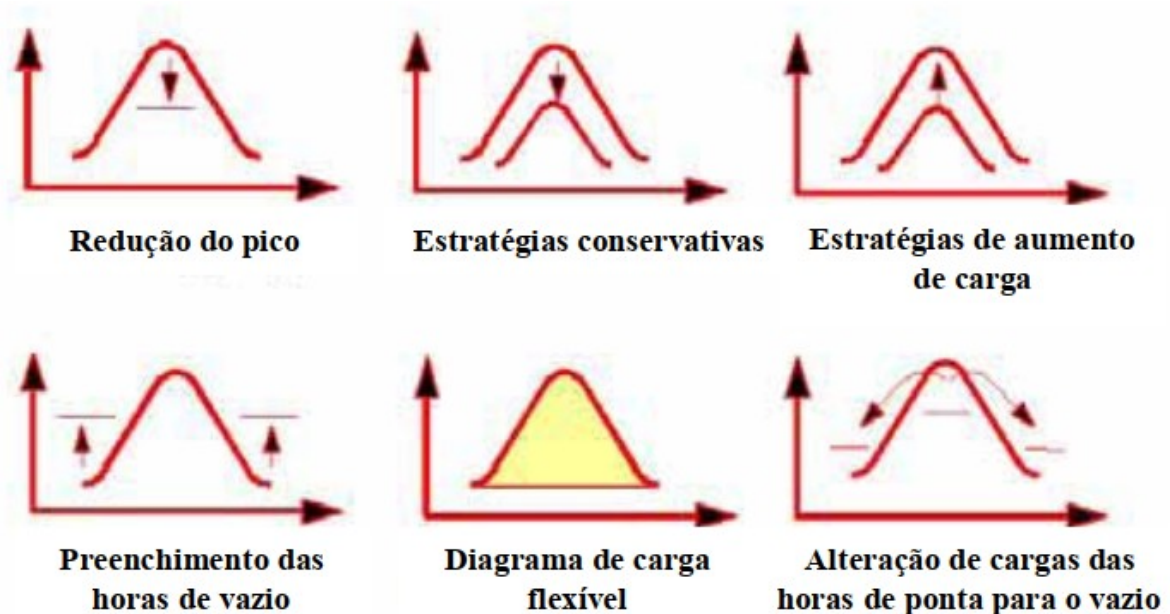


Figura 3.11 - Objetivos dos programas DSM [22].

O Serviço Elétrico Nacional (SEN) tem cerca de 67% de capacidade instalada de energias renováveis [9] e passa a ser necessário analisar estratégias para projetar sistemas com grande participação deste tipo de energia. O maior problema surge com a intermitência de geração através dos recursos renováveis, já que a geração poderá não estar alinhada com o consumo. Deste modo, estratégias relacionadas com DR podem prover flexibilidade da procura [23]

Demand Response (DR) é um conjunto de medidas adotadas, que podem passar por estímulos tarifários, de modo a induzir alterações ou reduções do consumo de eletricidade quando a rede ou unidades de produção estão perto do limite de sua capacidade ou o preço real da eletricidade é maior. Assim, a DR é um conceito que pode ser incluído no DSM, mas direcionado principalmente para consumidores residenciais e de serviços. Existem dois tipos de DR, um baseado em comercialização de energia e outro baseado em incentivos [22]. Apesar de seu potencial, a implementação de DR não é um processo simples, já que para mudar múltiplas rotinas de um sistema ou organização é necessário aprofundar e validar esse inexplorado potencial.

A aplicação de DR no setor residencial é um grande desafio, pois a previsibilidade do diagrama de carga é baixa, tornando difícil o controlo da quantidade de carga que deve ser transferida dos períodos de ponta para os períodos de vazio.

Já no setor de serviços é comum haver programas de gestão de picos de carga, pois nesse setor há um elevado uso de sistemas de ar-condicionado, aquecimento e iluminação passíveis de ser controlados em função da ocupação, das horas do dia, das condições atmosféricas e da luminosidade.

3.3.2 Diagrama de cargas do setor residencial – modelo misto

Neste item será proposto a construção do diagrama de carga residencial, a partir do diagrama médio obtido através do perfil BTN C da ERSE, ("top-down"), representado na Figura 3.10 com desagregação das cargas elétricas consumidas pelos equipamentos

elétricos residenciais conforme as percentagens de consumo por equipamento, ("bottom-up"), representadas nas figuras 3.1 e 3.3.

Na abordagem feita por [16] os frigoríficos e congeladores permanecem em funcionamento 24h por dia e têm um consumo anual cerca de 2 450 GWh e 1 140 GWh, respectivamente [16], [21]. Calculado o consumo médio diário destes equipamentos, resulta num valor de cerca de 6 710 MWh para os frigoríficos e de 3 120 MWh para os congeladores. Assim, o diagrama de carga da Figura 3.10 será desagregado por meio dos seguintes passos:

- a) o consumo elétrico conjunto dos frigoríficos e dos congeladores terá um valor constante de cerca de 9 830 MWh.
- b) os consumos dos demais equipamentos serão distribuídos de acordo com as percentagens especificadas na Figura 3.3.
- c) o valor do consumo total dos frigoríficos e dos congeladores ,indicado no item a, será subtraído dos valores horários do diagrama da Figura 3.10.
- d) as diferenças obtidas no ítem c serão repartidas entre os demais equipamentos com novas percentagens, recalculadas, sem considerar os frigoríficos e congeladores, Figura 3.12.
- e) o diagrama obtido para o dia 19 de janeiro de 2017, está representado na Figura 3.13, apresentando o maior consumo às 20h com um consumo total de cerca de 42 800 MWh.

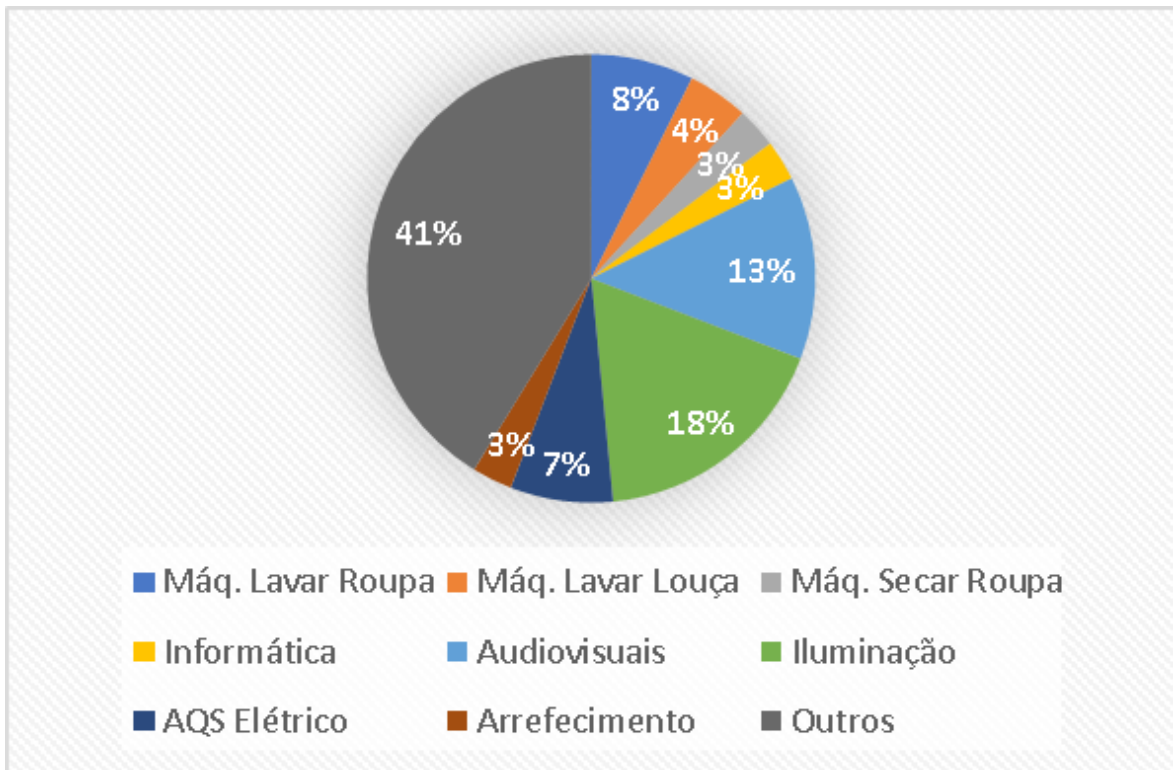


Figura 3.12 - Repartição do consumo de eletricidade recalculada por uso final.

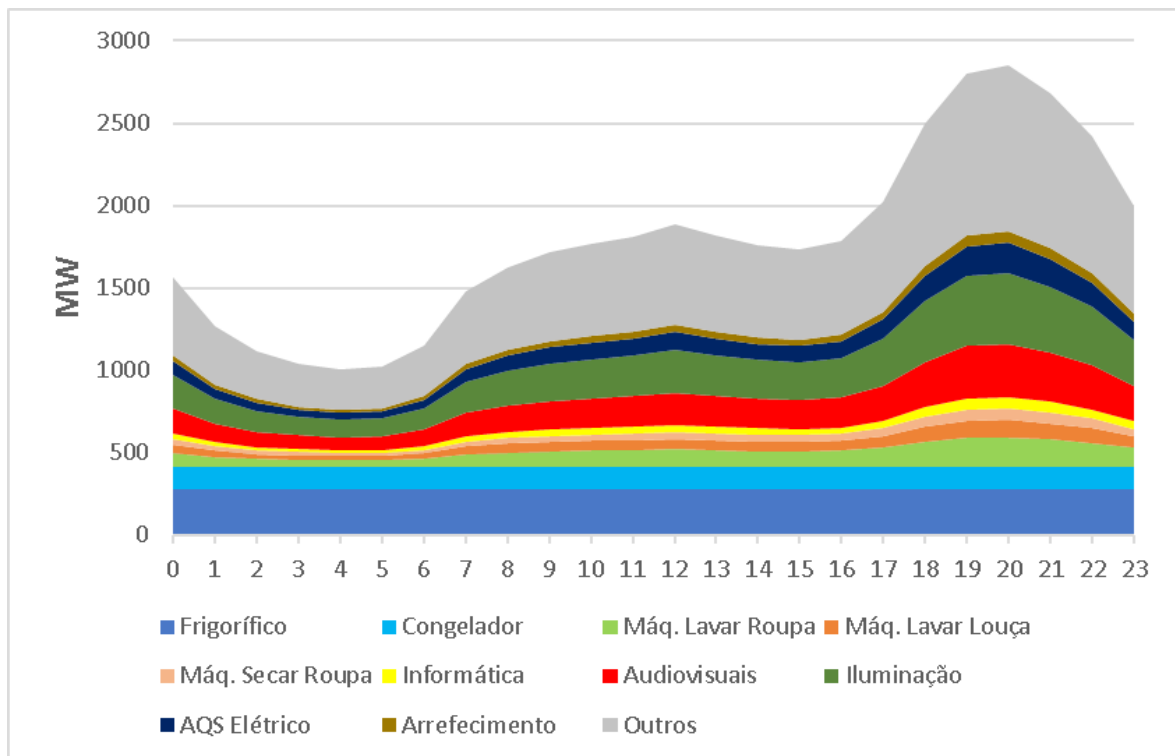


Figura 3.13 - Diagrama de carga médio desagregado do setor residencial.

Na abordagem feita por [11] os refrigeradores (frigorífico mais congelador) também ficam ligados durante 24h por dia e têm um consumo anual cerca de 9 830 MWh [15],[4]. O diagrama de carga representado na Figura 3.10 será desagregado seguindo os mesmos passos anteriores, respeitando os agrupamentos e percentagens mostradas na Figura 3.1, mas recalculadas sem os valores referentes aos refrigeradores. A desagregação de consumos por equipamentos resulta na distribuição expressa na Figura 3.14.

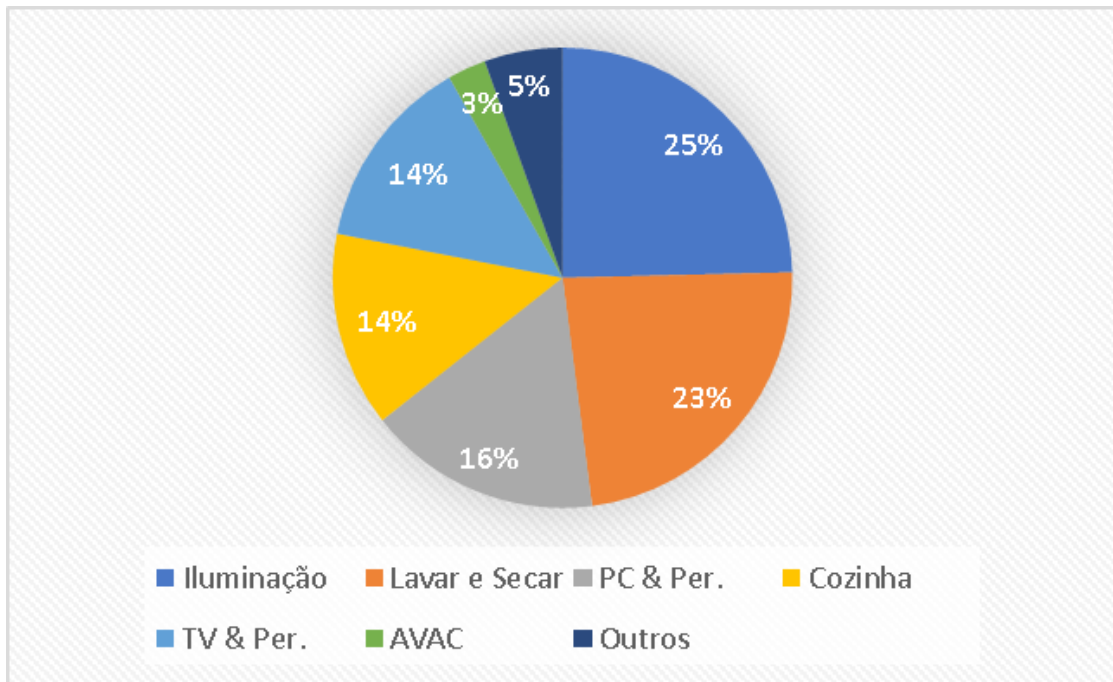


Figura 3.14 - Desagregação de consumos por utilização final/equipamentos na União Europeia.

O diagrama obtido para o dia 19 de janeiro de 2017, está representado na Figura 3.15, apresentando o maior consumo às 20h com um consumo total cerca de 42 800 MWh.

Comparando o diagrama da Figura 3.15 com o diagrama da Figura 3.2 e o diagrama da Figura 3.13 com o da Figura 3.6, verifica-se que são muito semelhantes. A diferença marcante é em relação à hora do pico de consumo. Nos dois diagramas elaborados com a abordagem "bottom-up" o pico ocorreu às 23h e nos dois diagramas elaborados neste item o pico ocorreu às 20h. O pico de consumo nos diagramas representados na Figura 3.7 e até à Figura 3.10 também ocorre às 20h. Na próxima seção será aplicado DR no diagrama de carga da Figura 3.13, pois este diagrama é o que mais se assemelha ao diagrama de carga previstos pela ERSE e pela EDP.

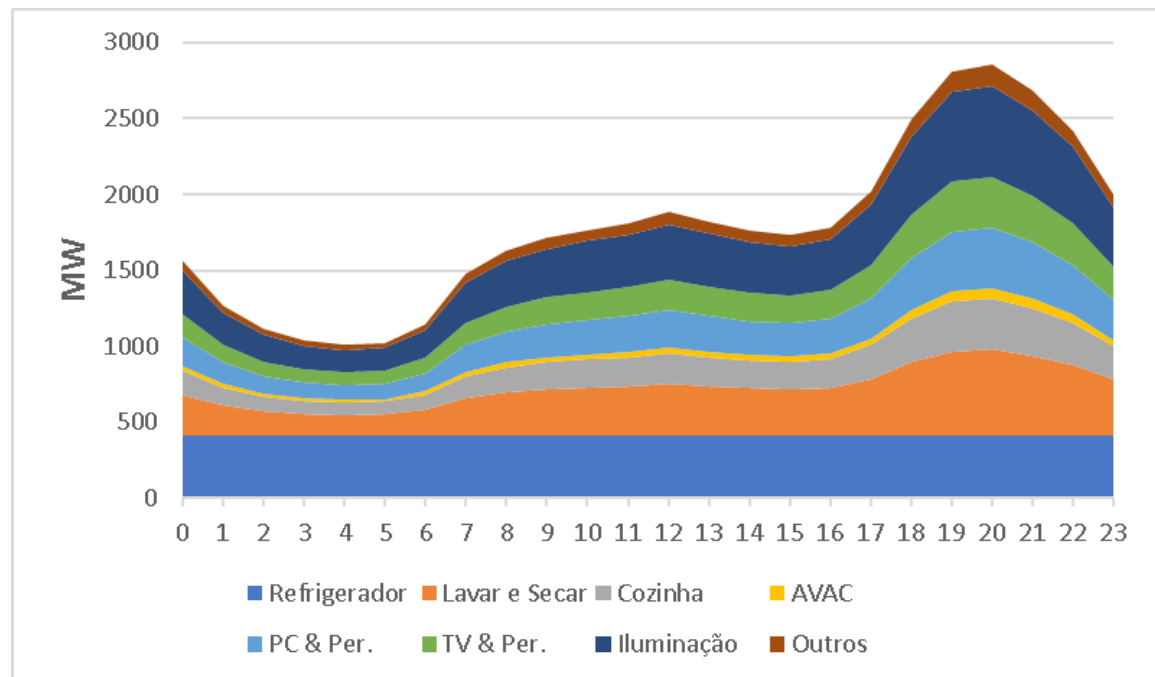


Figura 3.15 - Diagrama de carga médio desagregado do setor residencial.

3.3.3 Medidas de gestão dinâmica da procura no setor residencial

Os sistemas elétricos são sobredimensionados em função de terem que suportar o consumo durante o período de pico de energia, que ocorre por poucas horas durante o ano. Geralmente, 20% da capacidade de geração é utilizada para suprir a procura durante as horas de pico que ocorrem, aproximadamente, em 5% do tempo. [24]

Em geral, soluções para atender uma procura irregular de eletricidade podem ser aumento da capacidade de geração, desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento de energia e DR. Para aumento de geração, inevitavelmente, haverá investimentos em novas centrais, tecnologias de armazenamento de energia que ainda estão em fase de desenvolvimento e testes. Não optar por ideias convencionais de aumento de oferta para suprir a demanda dependerá de adoção de DR, cujo objetivo principal contradiz estas ideias, gerindo a procura para atender à energia disponível. DR atende as empresas produtoras e comercializadoras de energia, bem como o utilizador final.

Um dos grandes obstáculos para DR é garantir o balanço de energia conseguindo uma redução de encargos tanto para os produtores de energia como para os utilizadores. O utilizador quer minimizar o custo da energia que recebe, enquanto o produtor quer apresentar preços competitivos da energia que entrega. Portanto o fator mais importante para DR é manter o balanço entre os benefícios requeridos por ambos. [24]

As cargas elétricas do setor residencial de Portugal podem ser separadas, conforme mostrado no item 3.3.2, em quatro categorias, de acordo com o grau/tipo de controlo. Algumas delas podem ser controladas com objetivo de reduzi-las por algum período de tempo, ou para reduzir o valor da fatura de eletricidade ou ainda contribuir para maximizar a integração com as energias renováveis. As cargas reconfiguráveis, interruptíveis e as comutáveis podem fazer parte de uma ação de DR, buscando alcançar os objetivos mencionados. Em [16] é proposto um gráfico onde são representados os equipamentos domésticos com seus consumos anuais e o grau de controlo das cargas, como mostrado na Figura 3.16.

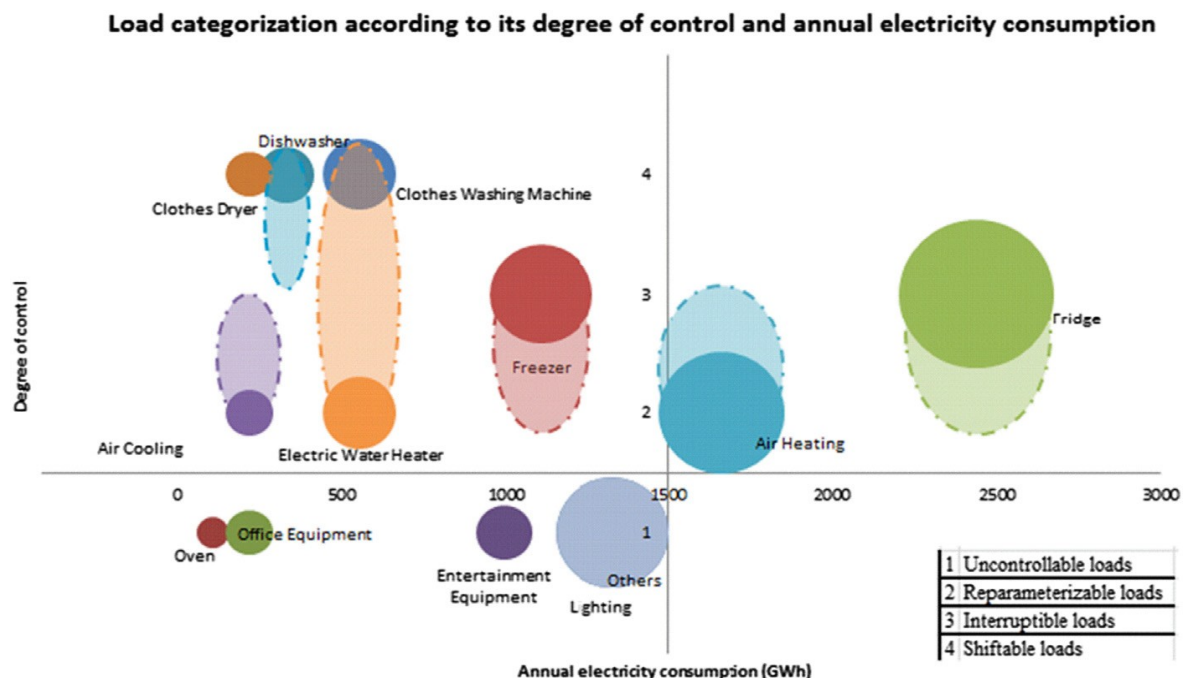


Figura 3.16 - Caracterização das cargas de acordo com seu grau de controle e consumo elétrico anual [16].

No eixo das abcissas estão representados os consumos anuais de eletricidade em GWh e no eixo das ordenadas estão representados os graus de controlo das cargas. Na Figura 3.16 as cargas referentes a escritório, entretenimento e iluminação são consideradas não controláveis, as cargas referentes a máquina de lavar e secar roupas e lavadora de loiças são cargas comutáveis e as cargas referentes a frigorífico, congelador, aquecimento e arrefecimento podem tanto serem consideradas como interruptíveis ou como reconfiguráveis. Sendo assim torna-se possível fazer um estudo de DR controlando de alguma forma as cargas associadas às máquinas de lavar e secar, da máquina de lavar loiça, do frigorífico, do congelador, do aquecimento e do arrefecimento. Pode-se considerar as horas de vazio e as horas fora de vazio sendo as horas mostradas na Figura 3.17, as horas de vazio das 22h às 8h e as horas fora de vazio das 9h às 22h.

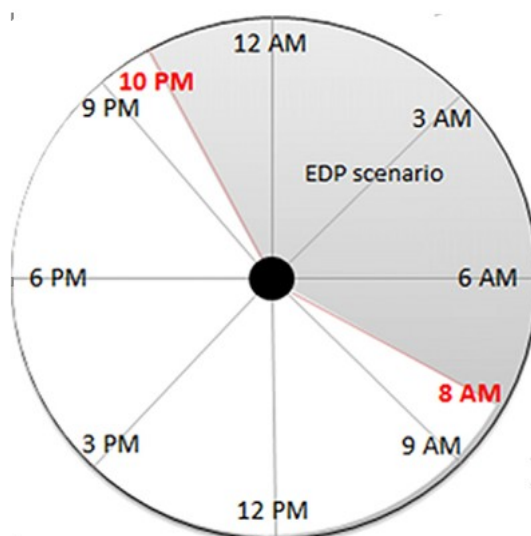


Figura 3.17 - Distribuição das Horas de Vazio e Horas Fora de Vazio para um consumidor BTN do setor residencial.[16].

Segundo [16], as cargas referentes ao aquecimento e arrefecimento sendo controladas através de termostato podem atingir uma redução no consumo de até 5%, nas horas fora de vazio. As cargas referentes ao frigorífico e ao congelador, que têm pequenas interrupções,

podem atingir uma redução em torno de 10% nas horas fora de vazio mas, terão um acréscimo de 15% nas horas de vazio devido ao efeito de “payback”, que ocorre quando a carga é interrompida e posteriormente restaurada, como demonstrado na Figura 3.18. Este efeito gera o aumento da potência consumida devido a restauração da energia.[25] As máquinas de lavar e secar a roupa e a máquina de lavar loiça, por serem vistas como cargas comutáveis, podem funcionar no horário de vazio.

Aplicando as condições descritas acima, nos valores que foram utilizados para determinar o diagrama de carga da Figura 3.13, obtém-se o diagrama de carga representado na Figura 3.19, onde se nota que houve um deslocamento das cargas das horas fora de vazio para as horas de vazio, inclusive deslocando o maior consumo diário para as 22h, como mostrado na Figura 3.20. O diagrama de carga com DR equilibra melhor as cargas entre os horários de vazio e fora de vazio. Ainda pode-se salientar que o consumo total de energia em ambos os casos é o mesmo, no entanto o consumo sem DR, nas horas de vazio é 15 696 MWh e o consumo nas horas fora de vazio é 27 132 MWh. O consumo com DR, nas horas de vazio é 19 564 MWh e o consumo nas horas fora de vazio é 23 260 MWh. Nas horas de vazio com DR o consumo é 25% maior do que quando não há DR e nas horas fora de vazio o consumo com DR é 14% menor do que quando não há DR. Apesar do consumo total não ter variado com ou sem DR, os valores dos consumos referentes às horas de vazio e fora de vazio demonstram que com DR podem-se atingir alguns importantes objetivos como reduzir as cargas por algum período de tempo, reduzir o valor da fatura de eletricidade, contribuir para a fiabilidade do sistema e ainda contribuir para maximizar a integração com as energias renováveis, entre outros.

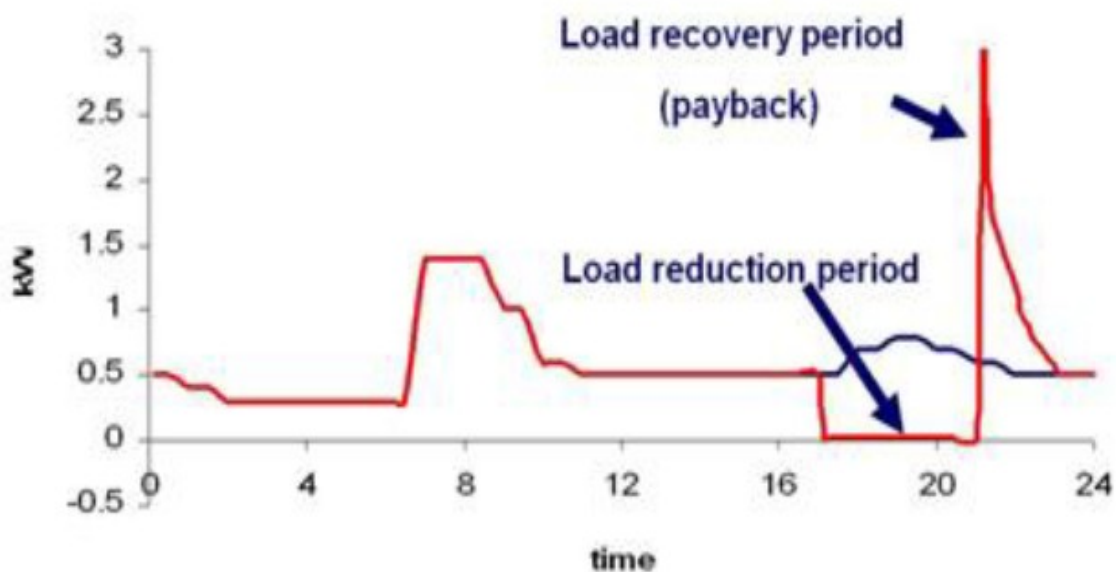


Figura 3.18 - Efeito de "payback" [25].

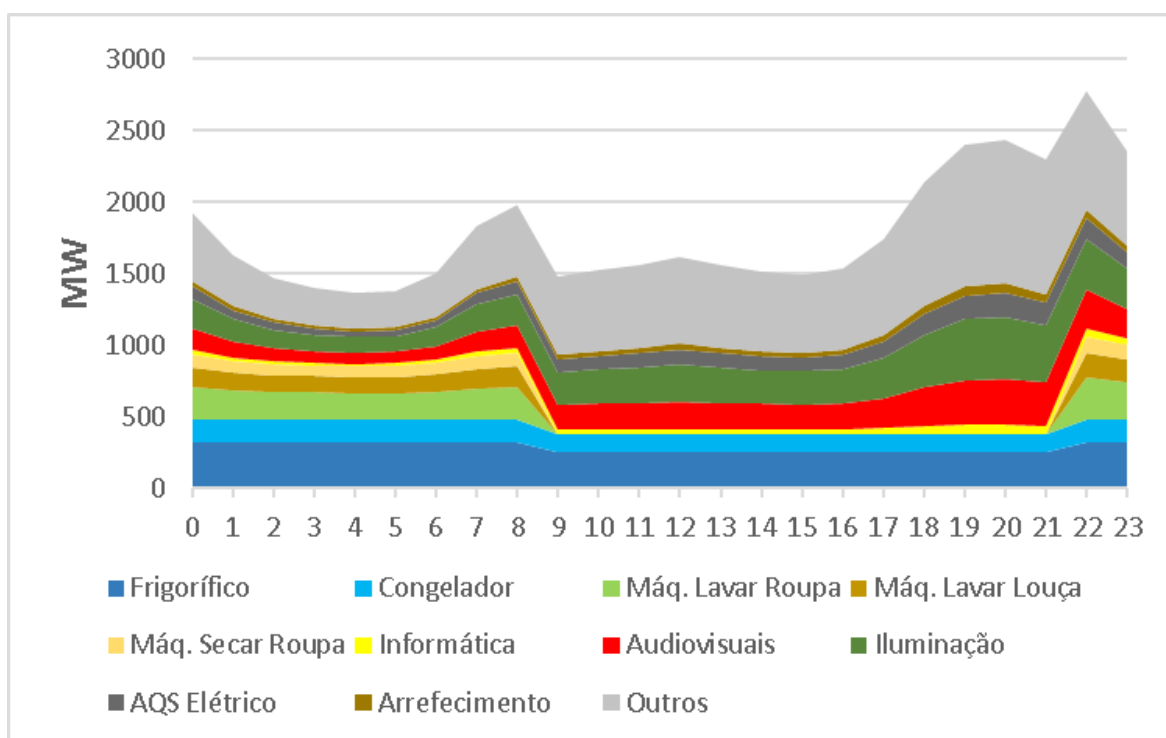


Figura 3.19 - Diagrama de carga médio desagregado do setor residencial com DR.

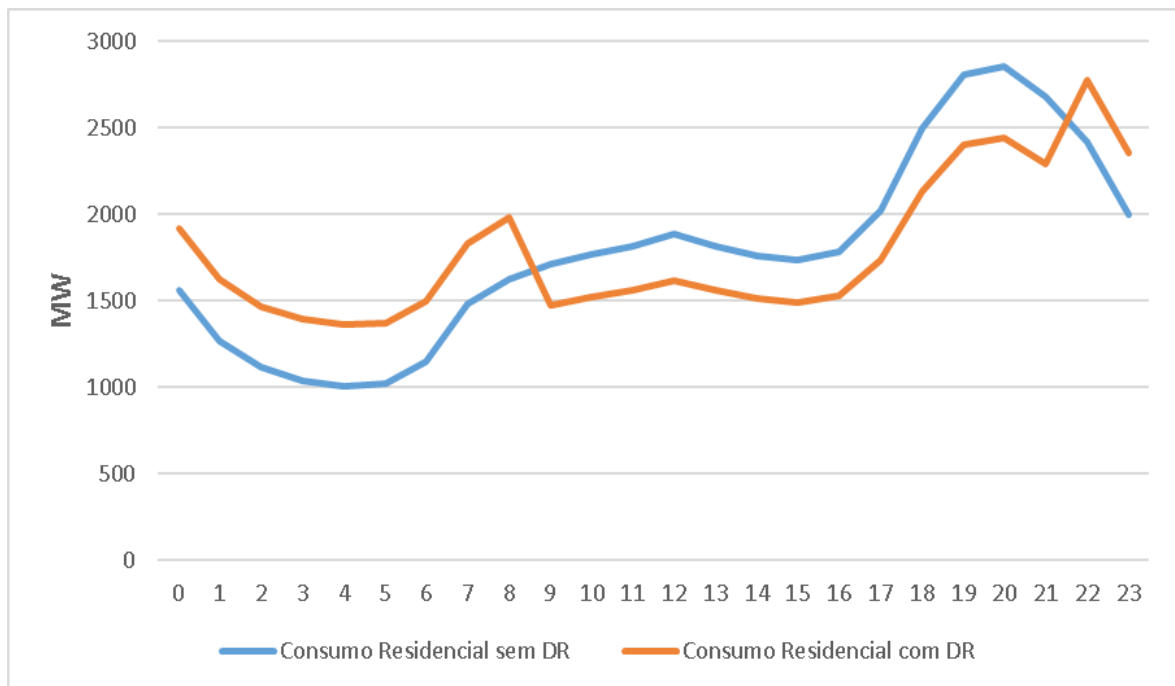


Figura 3.20 - Consumo Residencial sem DR versus Consumo Residencial com DR.

3.4 Carregamento e consumo nos veículos elétricos

Um assunto que merece especial atenção é relativo ao impacto que os VEs irão produzir nos diagramas de carga. Por outras palavras, será imprescindível efetuar uma previsão do número de veículos elétricos a curto e longo prazo de modo a poderem ser tomadas previamente as medidas necessárias para garantir a qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica. Isto conduzirá também a uma melhor eficiência naquilo que é a previsão da oferta de energia necessária para responder à procura. O carregamento dos veículos elétricos deverá ser então controlado segundo medidas que estimulem o seu efeito ao longo das horas de menor consumo e desencorajando esse carregamento nas horas de maior consumo [26].

Apesar de haver um grande conhecimento e experiência na otimização da produção e distribuição da energia elétrica, o setor da procura é o que merece, atualmente, maior atenção. Este assunto torna-se, assim, extremamente relevante quando é abordada a penetração dos veículos elétricos no sistema energético. Neste sentido, com o crescimento da procura de eletricidade em detrimento dos combustíveis fósseis o consumo de eletricidade irá aumentar e assim, também, como a necessidade de desenvolvimento de uma estratégia que mitigue o ponto de rutura da rede elétrica aquando da procura excessiva de eletricidade.

Tradicionalmente, é no momento da alta procura por eletricidade, no pico do diagrama de carga de consumo, que a rede elétrica estará mais vulnerável. Assim, o objetivo das investigações que estudam o DR é o desenvolvimento de projetos que possam reduzir esse pico de consumo através das estratégias que se inserem neste âmbito. O desenvolvimento de estratégias DR como resposta à penetração dos veículos elétricos no mercado é imprescindível, uma vez que uma adicional carga associada ao carregamento dos VEs irá criar um impacto na rede elétrica que poderá ser maior ou menor consoante a estratégia adotada para mitigar o problema do aumento do pico da procura de eletricidade. Os benefícios associados a este tipo de estratégias podem ser categorizados em três grupos: clientes finais, mercado de energia e a fiabilidade do sistema.

Neste sentido, os benefícios económicos associados aos clientes finais poderão ser impulsionados por incentivos financeiros que promovam o ajuste da procura de energia, por esses clientes, tendo em conta as tarifas dinâmicas. Noutra ponto de vista, o preço da eletricidade pode ser reduzido, se o ajuste acima referido acontecer, uma vez que é evitado o recurso à produção de eletricidade por recursos mais dispendiosos para satisfação da procura. Por fim, na ótica da fiabilidade do sistema, a probabilidade da capacidade da rede elétrica não ser suficiente para garantir a procura de eletricidade diminui, bem como possíveis inconvenientes para os clientes finais [26].

Em [26] é descrito o impacto dos perfis de carregamento no pico de procura de energia, concluindo que é necessário criar uma abordagem descentralizada do problema, dando ao

utilizador do VE o poder da escolha do perfil de carregamento, com o objetivo de obter um cenário de carregamento noturno, que não aumente o pico de consumo de energia. Sendo dinâmico o custo de energia para o utilizador, haveria um mecanismo de comunicação entre a rede e o posto de carregamento inteligente que o utilizador do VE iria utilizar.

De modo a colocar em prática esta estratégia que mitiga os impactos referentes à penetração dos VEs acima descritos é importante conhecer o mercado do parque automóvel elétrico e a sua decorrente conversão em energia. Assim, é necessário entender qual será a procura de energia para ser possível providenciar uma oferta da mesma à medida da necessidade.

Os VEs são mais flexíveis que as cargas tradicionais. Isto, porque os proprietários dos VEs chegarão a casa próximo do horário de pico e podem não ter preferência acerca do momento exato no qual o seu VE é carregado, desde que as baterias dos seus VEs estejam totalmente carregadas na manhã seguinte. Assim, com recurso aos dados fornecidos pelos diagramas de carga é possível aplicar uma estratégia de DR, possibilitando uma transferência horária da carga associada ao carregamento dos VEs, para as horas de vazio.

3.4.1 Tipologia e tempo de carregamento

Segundo [26] há hoje em Portugal um programa de mobilidade elétrica que tem como principal objetivo desenvolver uma rede de carregamento para VEs, distribuída por 25 municípios, contabilizando 1350 postos de carregamento, sendo que 1300 são de carregamento lento e 50 são de carregamento rápido, sendo a diferença entre os dois modelos representada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Tipologias de Carregamento [26].

Carregamento	Tensão	Corrente	Potência
Lento	230-400V AC	16-32A	3,6-7,2 kVA
Rápido	500V DC	Até 200A	43 kW AC

Há também um estudo, com três cenários, onde são previstos o número de VEs, em Portugal, de 2017 a 2030. Em um destes cenários o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência, INESC-TEC, previu que a frota de VEs seria de cerca de 6 300 veículos em 2017 e 310 016 veículos em 2030.

Para a determinação do consumo diário de energia de um VE foi utilizado o veículo "Nissan Leaf" como modelo. Nas especificações do "Nissan" está estabelecido o consumo de 12 kWh/100km, no entanto os cálculos realizados em [26] determinaram um valor de 14,35 kWh/100km. Na sequência foi determinado o tempo de carregamento, considerando-se dois tipos de utilização, a saber, veículos citadinos que percorrem em média 60 km por dia e os veículos de percurso longo que percorrem em média 120 km por dia. Os resultados estão na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Consumo Total e Tempo de Carregamento [26].

Tipos de Utilização	Modelo de Carregamento	Consumo Total (kWh)	Tempo de Carregamento
Citadinos	Lento (3,6 kW) - CL	9,7	T1=03:09:00
	Rápido (43 kW) - CR	9,7	T2=00:23:00
Percurso Longo	Lento (3,6 kW) - CL	19,4	T3=05:38:00
	Rápido (43 kW) - CR	19,4	T4=00:45:00

São apresentadas duas possibilidades de carregamento dos VEs. A primeira denomina-se "Dumb Charging", que não exige nenhum sistema de gestão de carregamento pois o utilizador irá carregar seu veículo, tendencialmente à hora do jantar, ou seja pelas 20h. A segunda denomina-se "Fill-Valley-Strategy", sendo que esta exige um sistema de gestão e é considerada uma das soluções "smart" para o carregamento dos VEs.

No carregamento "Dumb Charging" o veículo é carregado no período noturno utilizando a tipologia carregamento lento, sendo um carregamento rápido no período diurno. Ficou estabelecido em [26] que 20% dos VEs realizam o carregamento no período diurno e que os 80% restantes realizam o carregamento no período noturno e, também que 80% dos VEs

realizam o percurso citadino e os restantes 20% realizam o percurso longo. Os tempos de carregamento são divididos em duas fases, sendo a primeira de 1h às 18h (diurno), $[P_d]$ e a segunda das 18h até finalizar o carregamento (noturno), $[P_n]$. Os valores dos consumos durante o dia, $[P_d]$ e os consumos durante a noite, $[P_n]$ são determinados pelas expressões seguintes:

$$P_d = (C_R \times T_2 \times 0,8 + C_R \times T_4 \times 0,2) \times Pq_{ve} \times 0,2 / 17 \quad (1)$$

$$P_n = (C_L \times T_1 \times 0,8 + C_L \times T_3 \times 0,2) \times Pq_{ve} \times 0,8 / 6 \quad (2)$$

Os valores de C_L , C_R , T_1 , T_2 , T_3 , e T_4 são retirados da Tabela 3.3 e Pq_{ve} representa a quantidade de VEs, neste caso 6 300 unidades em 2017. Utilizando-se as expressões (1) e (2) os valores diários calculados para este ano são, $P_d = 0,86$ MW e $P_n = 9,78$ MW.

No carregamento "Fill-Valley-Strategy" a estratégia é aproveitar as horas de menor consumo no diagrama de carga e assim reduzir custos de produção energética tornando a política de inserção dos VEs no mercado mais viável. Neste caso, 80% dos VEs realizam o carregamento no período de menor consumo, enquanto os restantes 20% realizam o carregamento no período de maior consumo. E como no caso anterior, 80% dos VEs realizam um percurso citadino e 20% realizam o percurso longo. O dia será dividido em dois períodos, o de maior consumo, de 7:30h às 24h, (horas de ponta e de cheia) e o de menor consumo, de 24h às 7:30h, (horas de vazio e super vazio). Os valores dos consumos nas horas de vazio $[Phv]$, e nas horas de fora de vazio $[Phc]$, são determinados pelas expressões seguintes:

$$Phv = (C_L \times T_1 \times 0,8 + C_L \times T_3 \times 0,2) \times Pq_{ve} \times 0,8 / 7,5 \quad (3)$$

$$Phc = (C_R \times T_2 \times 0,8 + C_R \times T_4 \times 0,2) \times Pq_{ve} \times 0,2 / 16,5 \quad (4)$$

Os valores de C_L , C_R , T_1 , T_2 , T_3 , e T_4 são retirados da Tabela 3.3, e $P_{q_{ve}}$ representa a quantidade de VEs, 6300 unidades em 2017. Utilizando-se as expressões 3 e 4, os valores diários calculados para este ano são $P_{hv} = 7,84$ MW e $P_{hc} = 0,89$ MW.

3.4.2 Diagramas de carga contemplando carregamento de veículos elétricos

De posse dos valores das potências consumidas por dia pelos VEs é possível determinar sua influência no diagrama de carga do setor residencial. Em 2017, a quantidade de VEs em Portugal ainda não era significativa, portanto os valores calculados acima representam no caso do carregamento "Dumb Charging", um acréscimo de 9,78 MW no pico de consumo diário de energia e no caso do carregamento "Fill-Valley-Strategy", um acréscimo de 0,89 MW. Estes valores representam, aproximadamente, 0,39% e 0,05% do pico de consumo, respectivamente.

O INESC-TEC, prevê que a frota de VEs será cerca 310 016 veículos em 2030 e em [9] a DGGE e a REN, descrevem, cenários para o aumento de consumo de energia em Portugal prevendo para 2030, no cenário central de continuidade, uma evolução de 1,1% por ano, no consumo de energia total.

O aumento da frota de VEs em 2030 implica um aumento de consumo de energia por parte desta frota. Com as equações 1, 2, 3 e 4 obtêm-se os seguintes valores para o consumo diário de energia em 2030, sendo $P_d = 42,34$ MW, $P_n = 481,14$ MW, $P_{hv} = 385,04$ MW e $P_{hc} = 43,71$ MW. Com estes dados é possível fazer uma comparação entre quatro diagramas de carga em 2030. Serão considerados todos os diagramas de carga com o aumento do consumo de energia de 1,1% citado acima. O primeiro sem DR e sem VEs; o segundo com DR e sem VEs; o terceiro com DR e com VEs com carregamento "Dumb Charging"; o quarto com DR e com VEs com carregamento "Fill-Valley-Strategy". O resultado está representado na Figura 3.21, tomando como base o dia 19 de janeiro de 2017.

O consumo residencial de energia em 2030 sem DR e com DR será cerca de 48 800 MWh e o consumo incluindo os VEs será, em ambos os tipos de carregamento, cerca de 52 800 MWh, 8% maior que sem VEs. O importante a salientar é que com o carregamento "Dumb Charging", há um aumento grande de consumo de energia entre as 21h e as 24h, o que não ocorre com o carregamento "Fill-Valley-Strategy", que praticamente acompanha o diagrama de carga com DR sem VEs, a partir das 8h e das 0h até às 8h há aumento de consumo, mas é em horário de vazio.

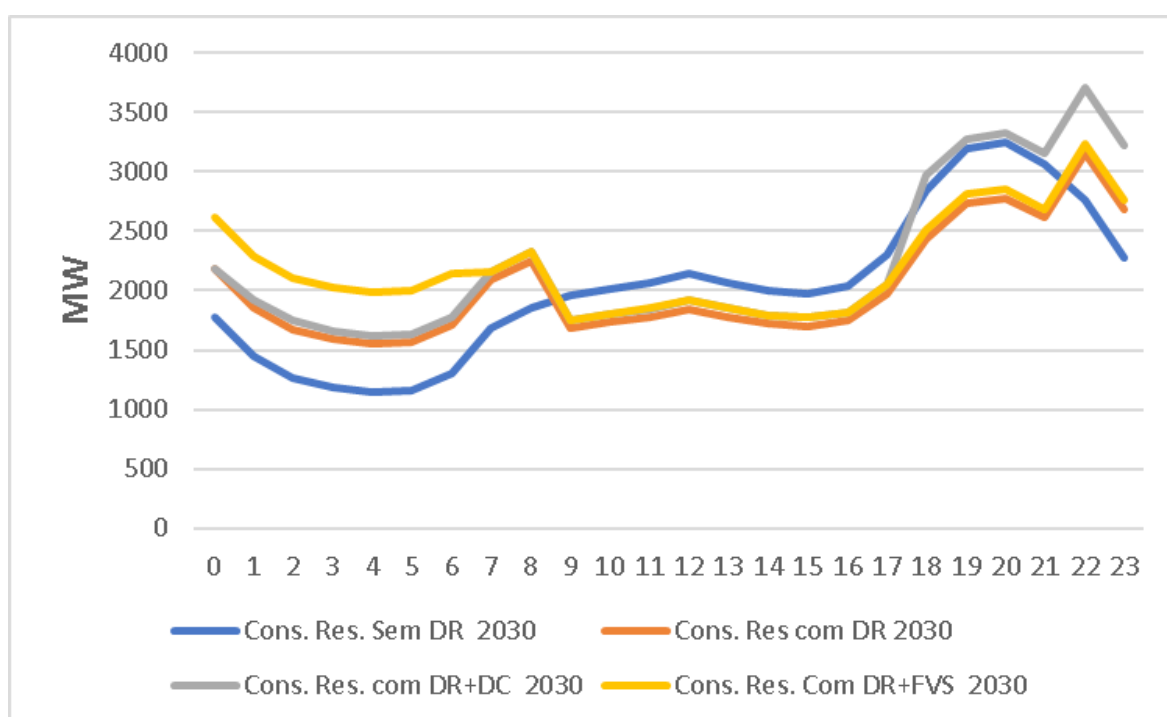


Figura 3.21 - Diagramas de carga comparativos em 2030.

A utilização do carregamento "Fill-Valley-Strategy" tornar-se-á importante no futuro, no sentido de deslocar cargas que ocorrem nas horas fora de vazio para as horas de vazio.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

4 Casos de estudo

No capítulo 2 foram estudados os diagramas de carga representativos do consumo, referentes ao dia da ponta anual (inverno) e a três outros, das épocas sazonais de primavera, verão e outono do ano de 2017. Os diagramas de carga dos dias característicos foram detalhados, separadamente, discriminando os tipos de energia consumidas nestes dias.

Como visto, em geral, nos meses de inverno há um maior excesso de geração de energia e uma maior variabilidade na geração das energias renováveis. Quando ocorrem excessos, poderá haver desperdício de energia e quando há muita variabilidade, poderá haver necessidade de acionar centrais que dependem de combustíveis fósil. A seguir serão apresentados casos de estudo decorrentes de excesso de geração de energia ou variabilidade na geração intermitente. A estes casos serão aplicadas as ações de DSM, apresentadas nesta dissertação, com a intenção de deslocar consumo residencial das horas fora de vazio para as horas de vazio. O perfil do consumo residencial, sem DSM, é o característico dos consumidores com o perfil BTN C

4.1 Descrição dos casos de estudo

4.1.1 Excesso de geração de energia

Na Figura 4.1 e na Figura 4.2 é mostrado que no dia 19 de janeiro de 2017, durante praticamente todo o dia, houve excesso de geração de energia e variabilidade na geração de energia intermitente, nomeadamente a energia eólica. O consumo total foi maior que a geração intermitente e esta aproximou-se do consumo residencial pelas 16h, quando a geração eólica estava no menor patamar. Detectou-se ainda importação de energia das 3h às 4h.

A produção total foi de 198,79 GWh, a geração intermitente 83,35 GWh e o consumo total 171,57 GWh, sendo que a produção total representou 115,87% do consumo total. O consumo residencial foi de 42,82 GWh, sendo 15,69 GWh no período de horas de vazio e 27,13 GWh no período fora do vazio. O consumo residencial representou 25% do consumo total.

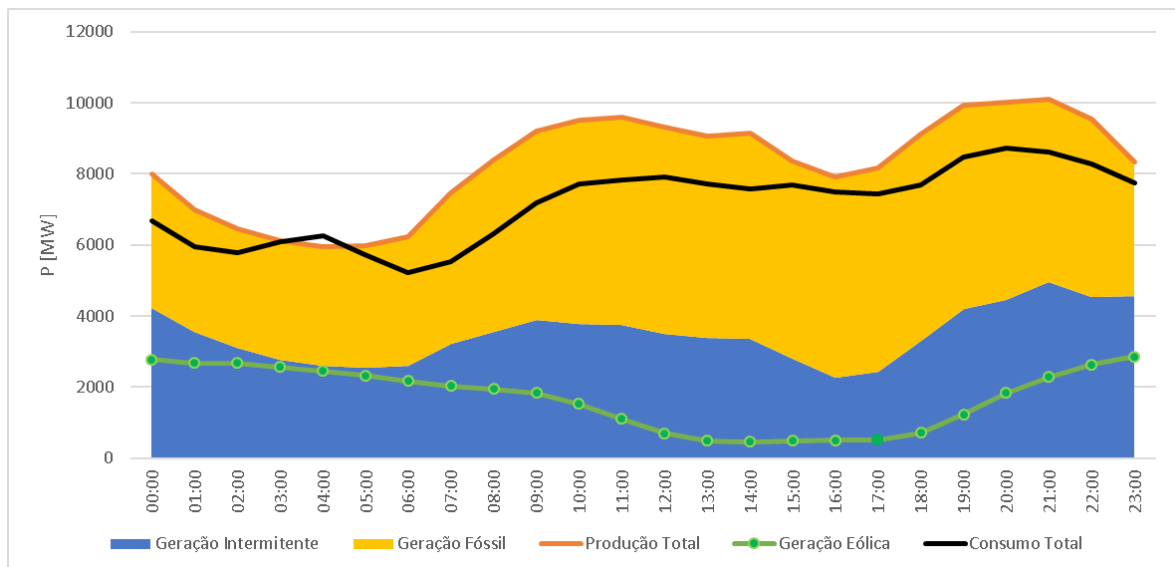


Figura 4.1 - Diagrama de geração e consumo do dia 19/01/2017.

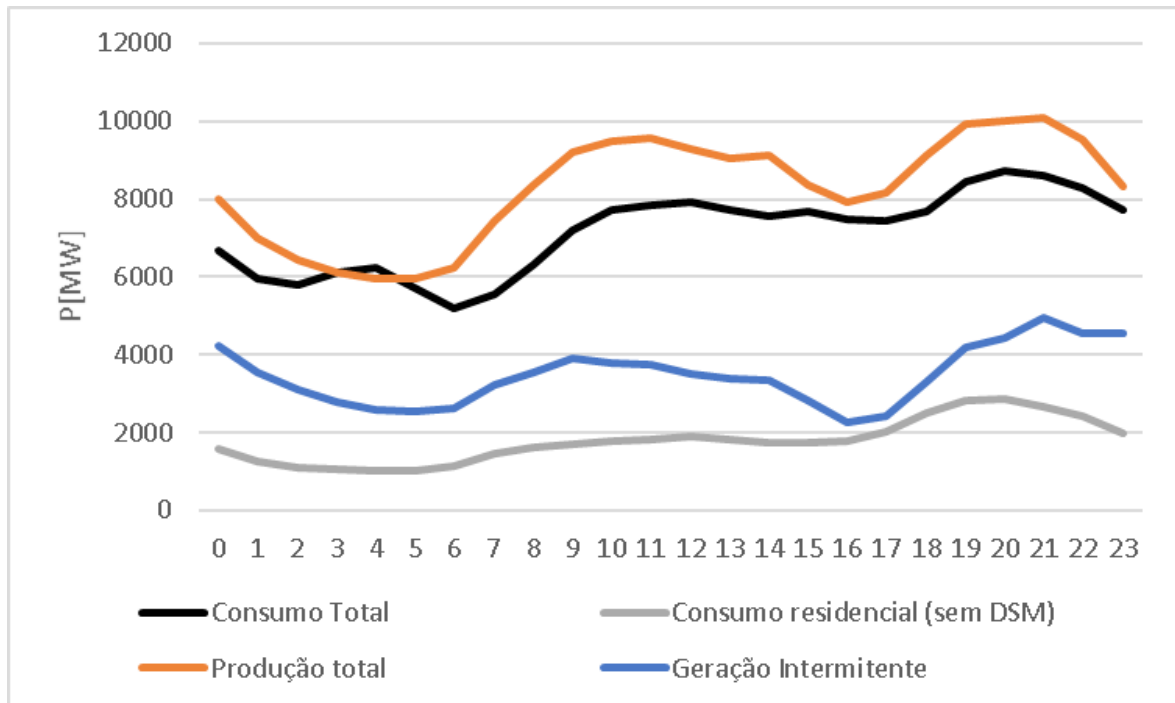


Figura 4.2 - Diagrama de geração total e intermitente, consumo total e consumo residencial sem DSM do dia 19/01/2017.

4.1.2 Excesso de geração de energia intermitente

Na Figura 4.3 e na Figura 4.4 é mostrado, durante todo o dia de 15 de fevereiro de 2016, que houve excesso de geração de energia intermitente, com pequenas variações durante o dia e a geração de energia eólica permaneceu praticamente constante. O consumo total acompanhou a geração de energia intermitente, exceto a partir das 9h, quando o consumo tende a aproximar-se da geração, coincidindo com as horas fora do vazio.

A produção total foi de 227,44 GWh, a geração intermitente 190,78 GWh e o consumo total 153,08 GWh, sendo que a geração intermitente representou 124,60% do consumo total. O consumo residencial foi de 41,78 GWh, sendo 15,57 GWh no período de horas de vazio e 26,21 GWh no período fora do vazio. O consumo residencial representou 27% do consumo total.

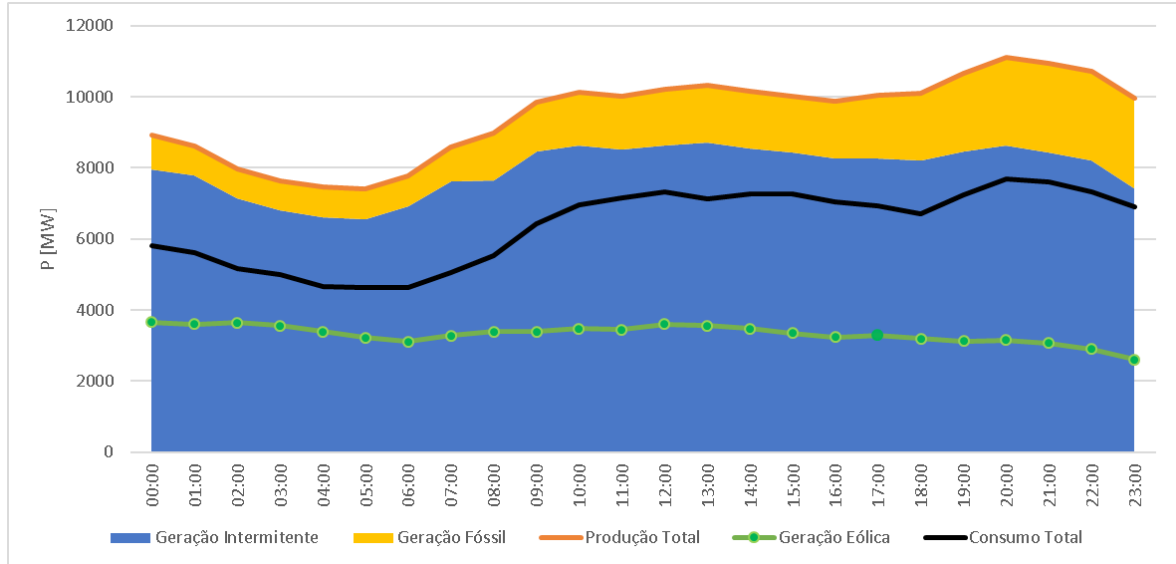


Figura 4.3 - Diagrama de geração e consumo do dia 15/02/2016.

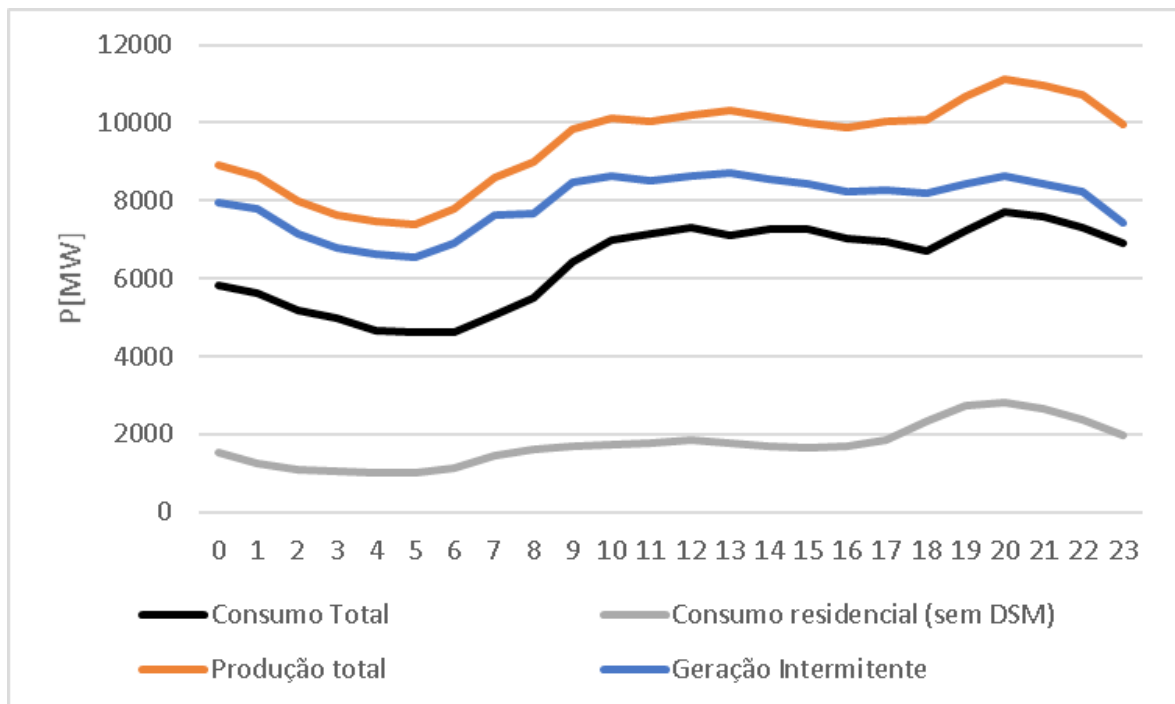


Figura 4.4 - Diagrama de geração total e intermitente, consumo total e consumo residencial sem DSM do dia 15/02/2016.

4.1.3 Variabilidade de geração de energia intermitente

Na Figura 4.5 e na Figura 4.6 é mostrado que no dia 21 de fevereiro de 2017 houve grande variabilidade na geração de energia intermitente e que a geração de energia eólica foi constante das 0h às 7h e decrescente até às 17h, voltando a aumentar até às 23h. O consumo residencial, sem DSM foi maior que a geração eólica no intervalo das 12h às 21h, no entanto, foi menor que a geração intermitente o dia todo.

A produção total foi de 176,94 GWh, a geração intermitente 93,10 GWh e o consumo total 150,76 GWh, sendo que a produção total representou 117,36% do consumo total. O consumo residencial foi de 39,92 GWh, sendo 14,88 GWh no período de horas de vazio e 25,04 GWh no período fora do vazio. O consumo residencial representou 26% do consumo total.

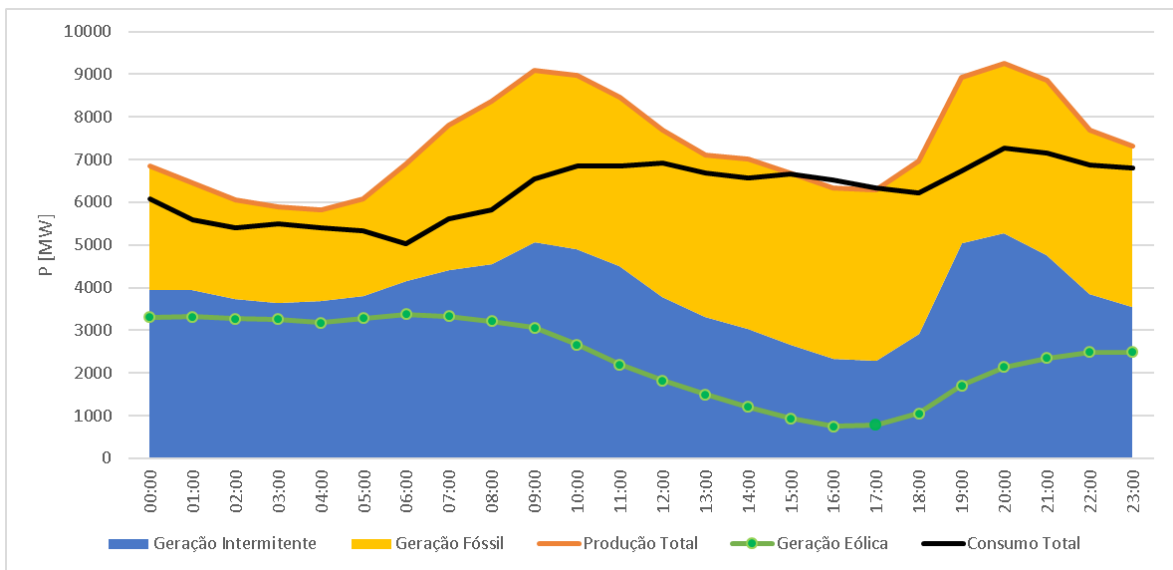


Figura 4.5 - Diagrama de geração e consumo do dia 21/02/2017.

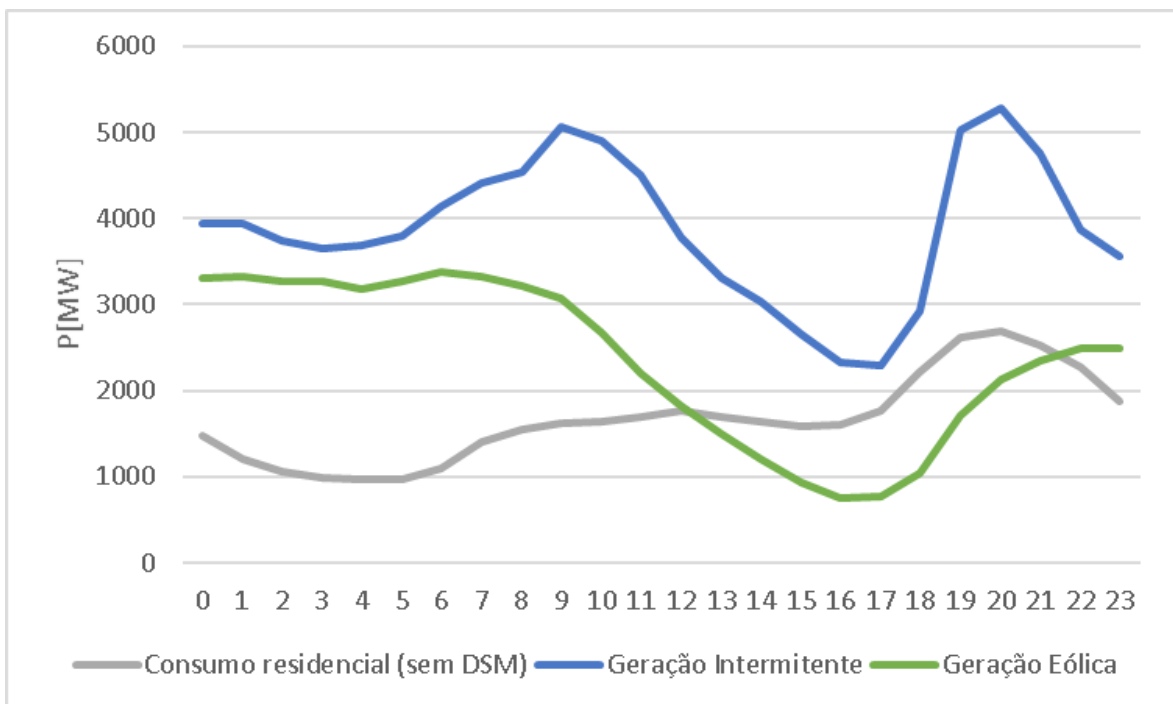


Figura 4.6 - Diagrama de energia intermitente e consumo residencial sem DSM do dia 21/02/2017.

4.2 Indicadores para análise de resultados após aplicação de DSM

Em capítulos anteriores foram mencionadas as diversas variáveis que devem ser consideradas para a aplicação de DSM. Após criterioso estudo feito através desta dissertação, acerca da oferta e da procura de cargas elétricas, bem como dos diagramas de carga residencial, cenário base e com ações DSM, no período de 01 de janeiro de 2014 a 15 de julho de 2020 é importante destacar alguns indicadores para a análise dos resultados obtidos:

- a) excesso de geração de energia elétrica.(E.G.E.): a intermitência e a difícil previsão na geração renovável leva à dificuldade de prever a geração de energia num determinado momento, e de recorrer a fontes fósseis se as renováveis não forem capazes de satisfazer o consumo, podendo haver desperdício de energia, se a produção desta for maior que a procura.
- b) excesso de geração de energia intermitente. (E.G.I.): a geração de energia renovável, por ser variável, pode ser maior que a procura. Pode neste caso haver também, geração de energia fóssil, que por menor que seja, origina emissões de CO₂, indesejáveis.
- c) a variabilidade da geração de energia intermitente. (V.G.I.): a intermitência da geração renovável, nomeadamente a geração eólica, pode fazer com que estas tenham um valor elevado nas horas de vazio mas diminuam de sobremaneira nas horas fora do vazio.
- d) peso da geração de energia intermitente no consumo. (P.G.I.): a geração renovável, sendo maior que o consumo, pode implicar em desperdício de energia ou necessidade de recursos a mercado para exportar excedente e emissões desnecessárias.

- e) valores dos encargos da energia em diversos períodos do dia. (Poup.): as ações de DSM transferem energia consumida nas horas fora do vazio para horas do vazio. Sendo os encargos da energia consumida nas horas fora do vazio maior que os encargos das horas de vazio, poderá haver poupança na aquisição da energia transferida, dependendo dos valores estabelecidos pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade. (OMIE)[27]
- f) a redução de emissões de CO₂. (R.E.): o futuro da geração de energia deve passar pelas fontes de geração renováveis, desde que sejam tecnicamente viáveis, devido às preocupações ambientais e defesa do ecossistema. É desejável a redução de geração fóssil com a consequente redução das emissões de CO₂. Para se calcular a redução de emissões, foram utilizados os fatores de emissão de 356 g/kWh para o gás natural e de 960 g/kWh para o carvão[28], reduzindo-se primeiro o uso de centrais a gás natural e posteriormente o uso de centrais a carvão.
- g) o controlo do consumo das cargas residenciais (D.S.M.): nesta dissertação foram aplicadas ações de DSM em diferentes setores do consumo elétrico residencial. Primeiramente aplicaram-se as ações somente aos frigoríficos e congeladores (Ação I), depois, somente às máquinas de lavar e secar roupas e máquinas de lavar louças (Ação II), depois somente aos setores de aquecimento e arrefecimento (Ação III) e, finalmente, a todas estas cargas em conjunto, que foi denominado DSM Total (Ação IV). No item 3.4.2 foi apresentado estudo referente a inclusão dos veículos elétricos no consumo residencial, no entanto, ficou demonstrado que para o período de 2014 a 2020, o acréscimo do consumo resultante, não é relevante.

4.3 Análise dos resultados obtidos

Para cada caso de estudo serão mostradas duas ações de DSM, a primeira nas cargas dos frigoríficos e congeladores, Ação I e a segunda em todas as cargas possíveis, Ação IV.

4.3.1 Resultados para excesso de geração de energia

O diagrama do dia 19 de janeiro de 2017 representado na Figura 4.7, mostra a produção total de energia, o consumo total sem DSM, o consumo total com DSM, Ação I e Ação IV. Com ambas as ações de DSM há um aumento de importação de energia das 2h as 5h.

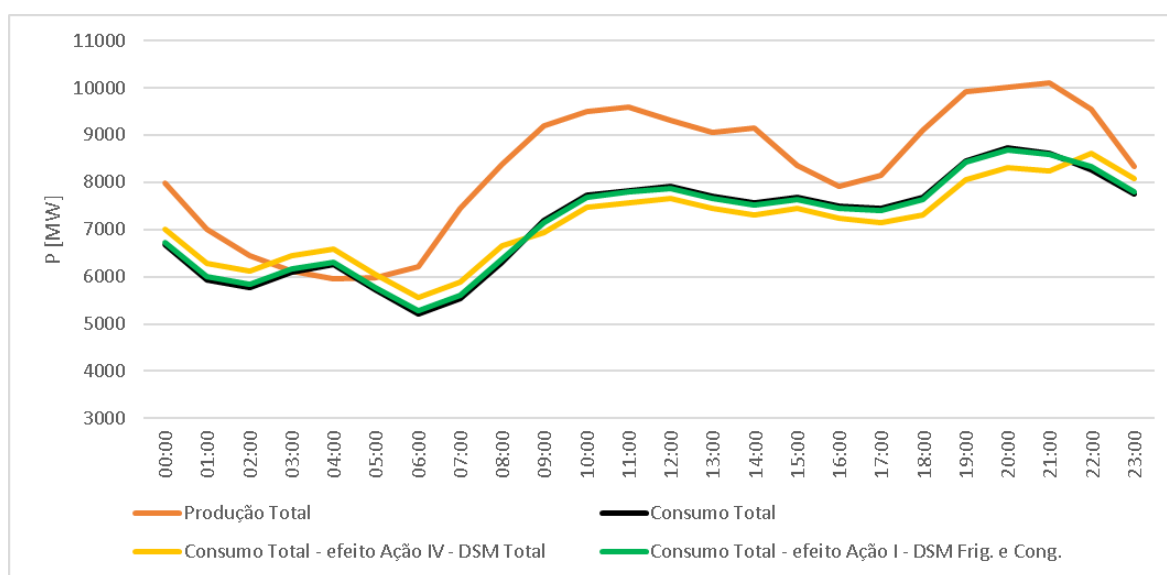


Figura 4.7 - Diagrama de carga de consumo total sem DSM e consumo total com DSM Ação I e Ação IV do dia 19/01/2017

Quando se aplicam as duas ações de DSM detalhadas nesta dissertação há um desvio das cargas do horário fora do vazio para o horário de vazio, conforme mostrado na Figura 4.8. Após a Ação I as cargas no horário fora do vazio passaram de 27,13 GWh para 26,60 GWh havendo um desvio de carga de 0,53 GWh. O facto de haver o efeito de “payback” nas cargas referentes a Ação I explica o pequeno desvio de cargas e como consequência não haver redução de encargos. Após a Ação IV o desvio foi de 3,92 GWh, passando de 27,13 GWh para 23,21 GWh havendo redução de encargos associados ao consumo de energia, apesar do aumento de importação de energia. Neste caso de estudo, em ambas as ações o consumo residencial permaneceu menor que a geração intermitente. A redução das emissões, obtida com Ação I e com a Ação IV ocorreu somente nas centrais a

gás e representou 0,46% da geração total de energia fóssil com a Ação I, e 3,40% com a Ação IV. Os resultados obtidos neste caso de estudo estão apresentados na Tabela 4.1.

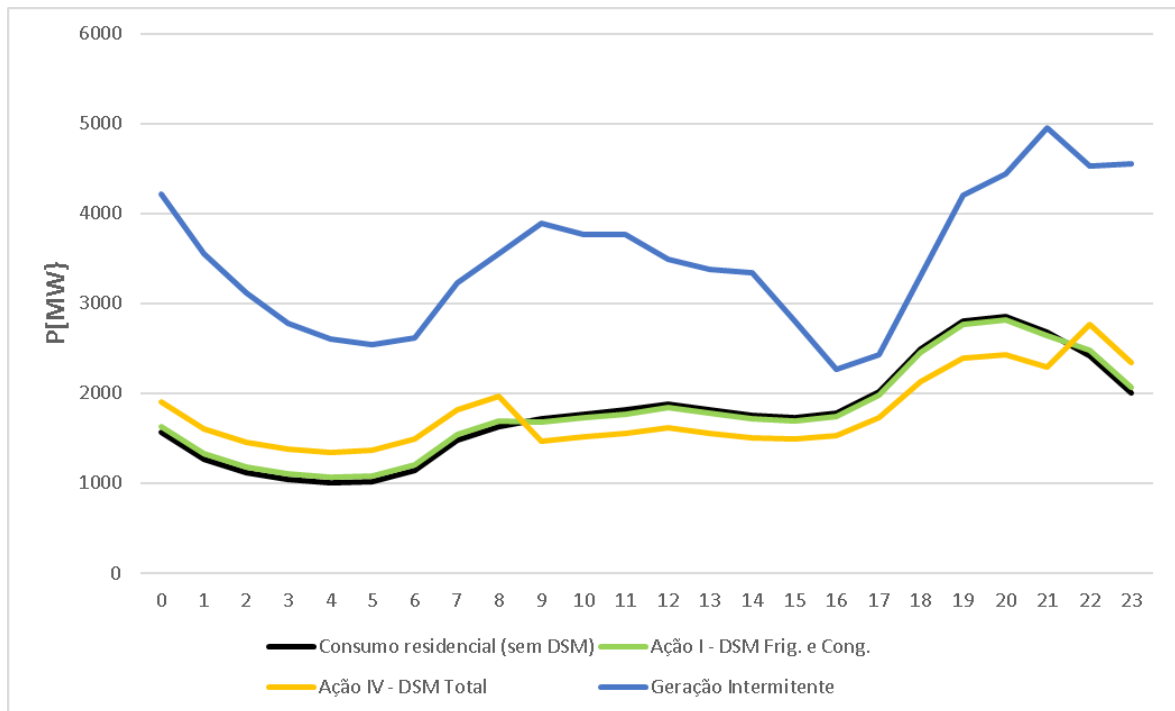


Figura 4.8 - Diagrama de carga de consumo residencial sem DSM, com DSM Ação I e Ação IV e geração intermitente

Tabela 4.1: Resultados do dia 19/01/2017

INDICADOR	AÇÕES		UNIDADE
	Ação I	Ação IV	
E.G.E.	27,08	27,19	GWh
E.G.I.	0	0	GWh
V.G.I.	sim	sim	
P.G.I.	48,50	48,60	%
Poup.	-2.341,92	60.310,35	Euros
R.E.	190	1.371	Ton. CO2

4.3.2 Resultados para excesso de geração de energia intermitente

O diagrama do dia 15 de fevereiro de 2016 representado na Figura 4.9, mostra a produção total de energia, o consumo total sem DSM, o consumo total com DSM, Ação I e Ação IV.

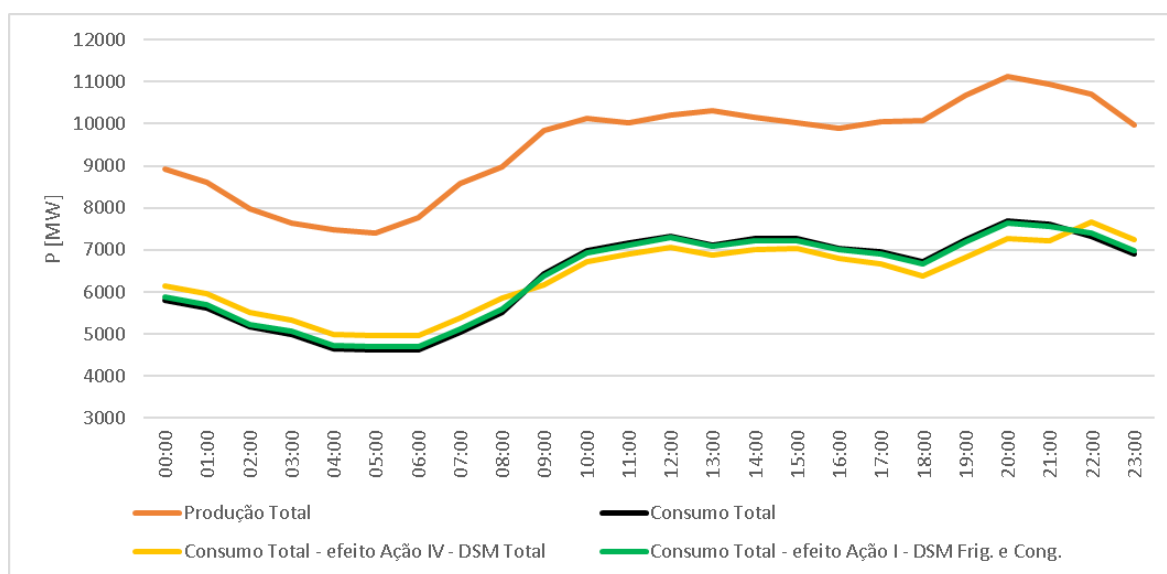


Figura 4.9 - Diagrama de carga de consumo total sem DSM e consumo total com DSM Ação I e Ação IV do dia 15/02/2016.

Quando se aplicam as ações de DSM detalhadas nesta dissertação há um desvio das cargas do horário fora do vazio para o horário de vazio, conforme mostrado na Figura 4.10. Após a Ação I as cargas no horário fora do vazio passaram de 26,21 GWh para 25,68 GWh havendo um desvio de carga de 0,53 GWh, valor idêntico ao caso de estudo anterior. Após a Ação IV o desvio foi de 3,78 GWh passando de 26,21 GWh para 22,43 GWh, havendo redução de encargos associados ao consumo de energia. A redução das emissões, com a Ação I e com a Ação IV ocorreu somente nas centrais a gás e representou 1,45% da

geração total de energia fóssil com a Ação I, e 10,28% com a Ação IV. Os resultados obtidos neste caso de estudo estão apresentados na Tabela 4.2.

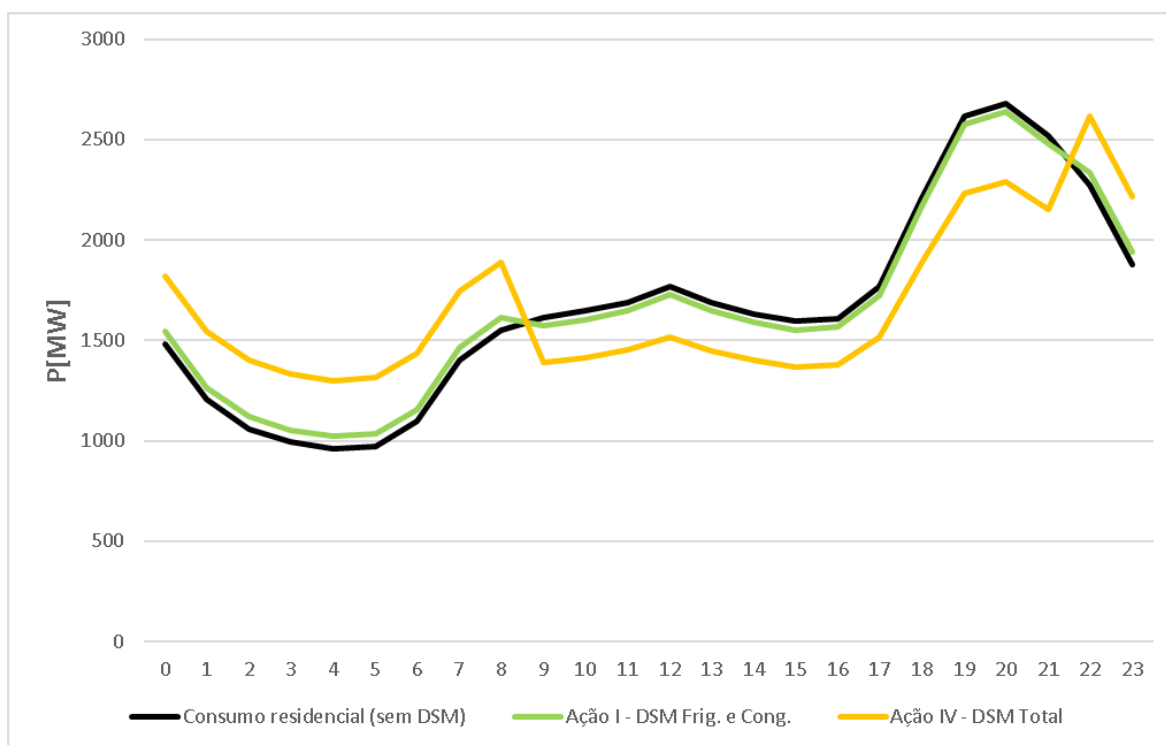


Figura 4.10 - Diagrama de carga do consumo residencial sem DSM, com DSM Ação I e Ação IV

Tabela 4.2: Resultados do dia 12/02/2016

INDICADOR	AÇÕES DSM		UNIDADE
	Ação I	Ação IV	
E.G.E.	74,22	74,32	GWh
E.G.I.	37,56	37,66	GWh
V.G.I.	não	não	
P.G.I.	124,50	124,60	%
Poup.	4.982,12	50.458,17	Euros
R.E.	190	1.321	Ton. CO2

4.3.3 Resultados para variabilidade de geração de energia intermitente

O diagrama do dia 21 de fevereiro de 2017 representado na Figura 4.11, mostra a produção total de energia, o consumo total sem DSM, o consumo total com DSM, Ação I e Ação IV. O consumo total de energia supera a produção total no intervalo das 16h às 18h, quando a geração intermitente atinge o seu valor mínimo do dia.

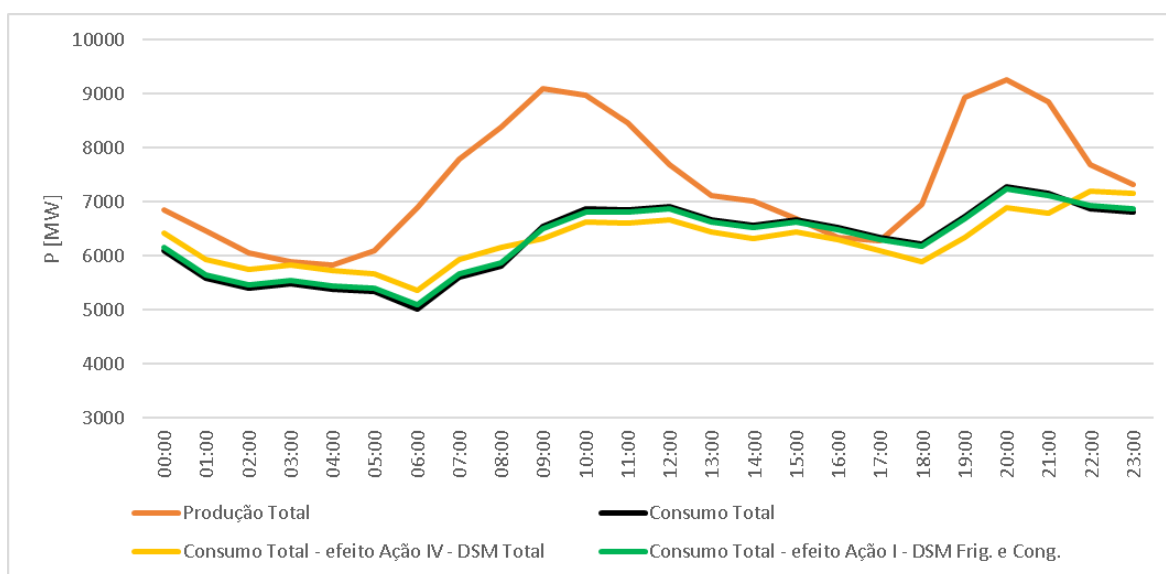


Figura 4.11 - Diagrama de carga de consumo total sem DSM e consumo total com DSM Ação I e Ação IV do dia 21/02/2017.

Quando se aplicam as ações de DSM detalhadas nesta dissertação há um desvio das cargas do horário fora do vazio para o horário de vazio, conforme mostrado na Figura 4.12. Após a Ação I as cargas no horário fora do vazio passaram de 25,04 GWh para 24,51 GWh havendo um desvio de carga de 0,53 GWh, valor idêntico aos casos de estudo anteriores. Após a Ação IV o desvio foi de 3,59 GWh passando de 25,04 GWh para 21,45 GWh, havendo redução de encargos associados ao consumo de energia e o consumo total de energia, com a Ação IV, ficou menor que a produção total, evitando a necessidade de importar energia. A redução das emissões, com a Ação I e com a Ação IV ocorreu somente

nas centrais a gás e representou 0,64% da geração total de energia fóssil com a Ação I, e 4,30% com a Ação IV. Os resultados obtidos neste caso de estudo estão apresentados na Tabela 4.3.

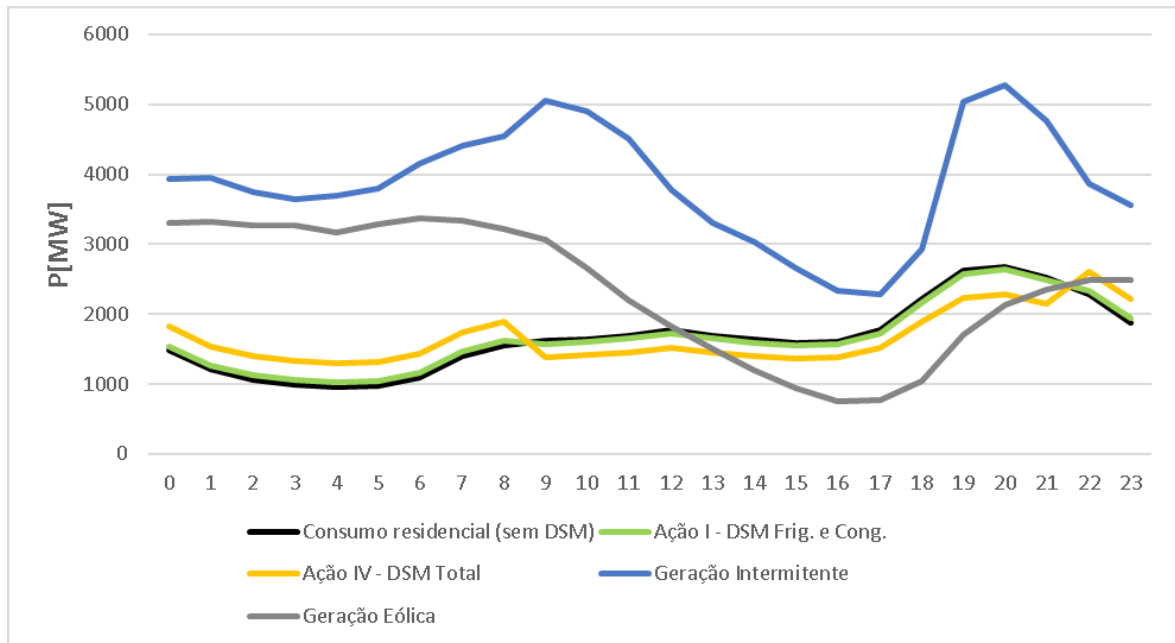


Figura 4.12 - Diagrama de carga de consumo residencial sem DSM, com DSM Ação I e Ação IV, geração intermitente e eólica.

Tabela 4.3: Resultados do dia 21/02/2017

INDICADOR	AÇÕES DSM		UNIDADE
	Ação I	Ação IV	
E.G.E.	26,04	26,14	GWh
E.G.I.	0	0	GWh
V.G.I.	sim	sim	
P.G.I.	61,70	61,70	%
Poup.	-764,24	38.136,85	Euros
R.E.	190	1.258	Ton. CO2

5 Conclusões e trabalhos futuros

5.1 Conclusões

O objetivo desta dissertação foi avaliar o potencial de flexibilização da procura de energia em cenários de variabilidade da geração de energias intermitentes, nomeadamente a geração eólica e dos excessos na geração de energia. O que se pretendeu foi diminuir a diferença entre a geração e a procura de energia através da gestão temporal das cargas, implementando algumas ações de DSM ao consumo residencial.

Uma nova abordagem de operacionalização do SEN deverá ser estudada, de tal forma que a procura de eletricidade seja observada como parte integrante do sistema e que haja um conhecimento detalhado do diagrama de carga.

Como o setor residencial representa 26% da procura total de eletricidade, prever e, se possível, controlar o consumo de energia em residências é uma parte importante da gestão da rede elétrica. A elaboração do diagrama de carga residencial é tarefa complexa e requer grande detalhe, a ponto de se desejar obter não apenas o consumo total da residência mas, sim, do consumo de cada eletrodoméstico com suas especificações de uso. Diversos modelos foram desenvolvidos para entender o comportamento detalhado da procura no nível dos equipamentos, denominados modelos "bottom-up". Outros modelos partem do total da energia consumida pelo setor residencial, não distinguindo entre tecnologias utilizadas e nem o comportamento individual ou de grupos familiares, assumindo os consumidores como um grupo homogêneo geral, denominados "top-down".

O presente trabalho apresentou uma proposta mista entre os dois modelos descritos acima: a construção do diagrama de carga residencial, a partir do diagrama médio obtido através do perfil BTN C da ERSE, ("top-down"), representado na Figura 3.10 com desagregação das cargas elétricas consumidas pelos equipamentos elétricos residenciais conforme as percentagens de consumo por equipamento, ("bottom-up"), representadas nas Figura 3.1 e Figura 3.3.

Com o diagrama de carga residencial obtido de acordo com a proposta deste trabalho foram propostas ações de DSM com o objetivo de flexibilizar a procura da energia, transferindo cargas utilizadas no período horário fora do vazio para o período horário de vazio.

Ainda neste trabalho foi estudada a inserção dos VEs no sistema elétrico de Portugal através de duas hipóteses de carregamento: "Dumb Charging", que não exige nenhum sistema de gestão de carregamento, pois o utilizador irá carregar seu veículo preferencialmente à hora do jantar, e "Fill-Valley-Strategy", que exige um sistema de gestão e pode ser considerada uma aplicação de DSM.

Obtidos e detalhados os resultados dos casos de estudo do Capítulo 4 conclui-se que a proposta de ações de DSM detalhada neste trabalho pode não reduzir o consumo de energia das residências. O que se obtêm é a transferência de carga dos horários de ponta para os horários de vazio. Assim foram conseguidas poupanças nos custos com aquisição da energia, redução nas emissões de CO₂ e redução na importação de energia, além de se aproveitar melhor a energia proveniente de geração intermitente. Cumpre salientar que a proposta deste trabalho requer que as cargas referentes aos frigoríficos, congeladores, aquecimento e arrefecimento tenham controlo automático e independente do utilizador final. No entanto, o controlo das máquinas de lavar e secar roupa e das máquinas de lavar louça dependem da hora em que o utilizador final decidir usá-las. Estas ações dependerão, deste modo mais do comercializador de energia quando for especificar os encargos referentes às horas de vazio e fora de vazio. Neste trabalho verificou-se que se os encargos associados ao consumo de energia nas horas fora do vazio não forem maior que os encargos nas horas de vazio em torno de 12%, não haverá redução de encargos associados ao consumo final de energia. Este facto não invalida a aplicação de DSM, pois como vimos no Capítulo 3 estas ações não visam tão somente a redução dos encargos mas visam também maior fiabilidade do sistema, redução de impactos ambientais, redução de picos de consumo, redução de investimentos do produtor, entre outros.

Deste modo a proposta de elaboração do diagrama de carga residencial apresentada e a aplicação das ações de DSM descritas neste trabalho cumprem o objetivo de flexibilizar a procura de energia face à variabilidade de geração de energias intermitentes e dos eventuais excessos na geração de energia.

Finalizando, a inserção dos VEs não se mostrou significativa no diagrama de carga na época atual, mas ficou demonstrado que já em 2030, com um número de VEs estimado na ordem de 300 000 unidades, haverá alterações significativas no diagrama de carga.

5.2 Trabalhos futuros

O estudo realizado neste trabalho pode ser ampliado com o aumento de equipamentos domésticos a serem desagregados na elaboração do diagrama de carga do consumo residencial. Por outro lado poder-se-ia preparar uma simulação do diagrama de carga residencial, para o ano de 2030, incluindo os veículos elétricos. Por fim estudar uma possível monitorização de outros equipamentos domésticos verificando sua influência nas ações de DSM.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Referências bibliográficas

- [1] DGGE, “Direção Geral de Energia e Geologia,” Lisboa, 2018.
- [2] D. Rastler, *EPRI Project Manager Electricity Energy Storage Technology Options*. 2010.
- [3] F. Peres, “Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.,” Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- [4] J. F. VAZ, “Integração das Energias Renováveis do Sistema Electroprodutor: Uma Análise Crítica,” Universidade do Porto, Porto, 2010.
- [5] “Ecycle,” www.ecycle.com.br/2899-energia-eolica, 2008. [Online]. Available: www.ecycle.com.br/2899. [Accessed: 25-Feb-2020].
- [6] “Ecycle,” *Atlas da Energia Elétrica do Brasil*, 2005. [Online]. Available: www.ecycle.com.br/2890. [Accessed: 25-Feb-2020].
- [7] “Ecycle,” 2009. [Online]. Available: www.ecycle.com.br/2906. [Accessed: 25-Feb-2020].
- [8] “Roteiro para a Neutralidade Carbônica,” Lisboa, 2018.
- [9] “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040,” 2019.
- [10] “REN,” Lisboa, 2018.
- [11] S. Fernandes, “Avaliação de opções de controlo de cargas para a integração em larga escala de geração renovável intermitente na rede portuguesa.,” Universidade de Coimbra, 2016.
- [12] V. Paatero, “A model for generating household electricity load profile,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 30, pp. 273–290, 2006.
- [13] P. Queiroz, “Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para deteção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga,” Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2001.
- [14] “Residential Monitoring to Decrease Energy Use Carbon Emissions in Europe-REMODECE.” Lisboa, 2004.

- [15] DGGE, “Eficiência energética em equipamentos e sistemas elétricos no setor residencial.,” Lisboa, 2004.
- [16] A. Soares, Á. Gomes, and C. H. Antunes, “Categorization of residential electricity consumption as a basis for the assessment of the impacts of demand response actions,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 490–503, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.019.
- [17] T. M. C. Ribeiro, “Análise da Disponibilidade da Potência Instalada no Sector Electroprodutor Portugues,” Universidade de Lisboa, Lisboa, 2018.
- [18] EDP Distribuição, “Atualização dos perfis de consumo , de produção e de autoconsumo para o ano de 2018 Documento Metodológico (artigo 272 . ° do Regulamento de Relações Comerciais),” 2018.
- [19] “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos,” Lisboa, 2020.
- [20] J. M. A. Dias, “Algoritmos para o Carregamento Coordenado de Veículos Elétricos para a Integração em Larga Escala de Energias Renováveis,” Universidade de Coimbra, 2017.
- [21] H. C. Gils, ““Assessment of the theoretical demand response in Europe,”” *Energy*, vol. 67, pp. 1–18, 2014.
- [22] J. M. S. Oliveira, “Medidas de Gestão Eficiente de Consumo Baseadas em Estratégias de Comercialização da Potência Contratada.,” Universidade do Porto, Porto, 2008.
- [23] J. P. S. Anjo, “Assessing the Impact of Demand Response in the Portuguese Electric System,” Lisboa, 2017.
- [24] H. T. Haider, O. H. See, and W. Elmenreich, “A review of residential demand response of smart grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.016.
- [25] V. Silva, V. Stanojevic, M. Aunedi, D. Pudjianto, and G. Strbac, “Smart domestic appliances as enabling technology for demand-side integration: Modelling, value and drivers,” *Futur. Electr. Demand Cust. Citizens Loads*, no. January, pp. 243–281, 2012, doi: 10.1017/CBO9780511996191.012.
- [26] N. F. P. dos Santos, “Impacto dos veículos elétricos nos diagramas de carga até 2030,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2017.

- [27] O. do M. I. de E. (OMIE), “Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) - Outubro 2015.” [Online]. Available: www.omie.es. [Accessed: 20-Jul-2020].
- [28] “ERSE.” [Online]. Available: www.erse.pt/eletricidade/rotulagem/rotulagem. [Accessed: 20-Jul-2020].

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Anexos

Anexo A

Para elaborar este trabalho, foi preparada uma extensa base de dados referente ao período de 01 de janeiro de 2014 a 15 de julho de 2020. Esta base de dados contém a produção diária total de energia elétrica, por fonte energética, por fonte de origem fóssil ou renovável, o consumo total de energia, o consumo residencial baseado no perfil do consumidor tipo BTN C e o diagrama de carga desagregado por equipamentos, proposto neste trabalho. Por fim, para o mesmo período, contém ações de DSM propostas, já descritas no trabalho.

No capítulo 4 foram apresentados três casos de estudos referentes à excesso de geração de energia no dia 19 de janeiro de 2017, excesso de geração de energia intermitente no dia 15 de fevereiro de 2016 e variabilidade de geração de energia intermitente no dia 21 de fevereiro de 2017.

A seguir estão apresentadas cinco tabelas retiradas do base de dados, utilizando o dia 15 de fevereiro de 2016 como modelo.

Na tabela A1 são apresentados os resultados das ações de DSM aplicadas ao diagrama de carga do consumo residencial.

Na Tabela A2 são apresentados os dados de produção total de energia, geração intermitente em horas de vazio e fora de vazio bem como o consumo total para o cenário base e os dois cenários de DSM analisados. Apresenta, também, os pesos da geração intermitente em cada cenário com os excessos de geração.

Na Tabela A3 são apresentados os valores do preço médio do kWh no mercado ibérico [22], as poupanças obtidas com as ações de DSM e as reduções de emissões de CO₂.

Na Tabela 4 são apresentadas a produção total de energia, a geração total de energia intermitente, a geração total de energia fóssil e as gerações das energias eólica, carvão e gás natural.

Tabela A1 – Diagrama de carga diário - Ações de DSM

		Lim Inf.								
Dia Escolhido:	15/02/2016	Código Dia:	776	18601	Dia de semana	2				
DC		Consumo Total	Consumo residencial	Ação I - DSM Frig. e Cong.	Ação II - DSM Máq. Lavar e Secar	Ação III - DSM Aque. E Ar Cond.	Ação IV - DSM Total	Ação V - Dumb Charge	Ação VI - Fill Valley Charge	
00:00	0	5808,15	1549,24	1610,74	1827,40	1549,24	1888,90	1549,24	1554,23	
01:00	1	5624,01	1260,65	1322,15	1538,81	1260,65	1600,31	1261,48	1265,65	
02:00	2	5166,05	1108,55	1170,05	1386,71	1108,55	1448,21	1109,37	1113,54	
03:00	3	4995,30	1037,10	1098,60	1315,26	1037,10	1376,76	1037,92	1042,09	
04:00	4	4658,31	1005,02	1066,52	1283,18	1005,02	1344,68	1005,84	1010,01	
05:00	5	4631,65	1018,47	1079,97	1296,62	1018,47	1358,12	1019,29	1023,46	
06:00	6	4630,43	1146,68	1208,18	1424,83	1146,68	1486,33	1147,50	1151,67	
07:00	7	5047,43	1470,58	1532,08	1748,74	1470,58	1810,24	1471,40	1471,43	
08:00	8	5519,34	1623,04	1684,54	1901,20	1623,04	1962,70	1623,86	1623,89	
09:00	9	6419,35	1690,54	1649,54	1502,23	1680,18	1450,87	1691,37	1691,39	
10:00	10	6969,79	1719,86	1678,86	1527,23	1709,26	1475,64	1720,68	1720,71	
11:00	11	7161,81	1764,26	1723,26	1565,10	1753,30	1513,15	1765,08	1765,11	
12:00	12	7326,91	1844,16	1803,16	1633,26	1832,56	1580,66	1844,99	1845,01	
13:00	13	7119,60	1766,95	1725,95	1567,40	1755,97	1515,42	1767,77	1767,80	
14:00	14	7258,60	1708,01	1667,01	1517,13	1697,52	1465,63	1708,84	1708,86	
15:00	15	7261,43	1667,72	1626,72	1482,76	1657,55	1431,59	1668,54	1668,57	
16:00	16	7047,26	1685,10	1644,10	1497,58	1674,79	1446,27	1685,92	1685,95	
17:00	17	6942,83	1853,25	1812,25	1641,01	1841,58	1588,34	1854,08	1854,10	
18:00	18	6714,55	2321,24	2280,24	2040,17	2305,78	1983,71	2327,48	2322,08	
19:00	19	7236,13	2741,99	2700,99	2399,05	2723,13	2339,19	2748,23	2742,84	
20:00	20	7691,09	2807,52	2766,52	2454,94	2788,13	2394,55	2813,76	2808,37	
21:00	21	7605,76	2640,99	2599,99	2312,90	2622,94	2253,86	2647,23	2641,84	
22:00	22	7328,36	2383,27	2444,77	2661,43	2383,27	2722,93	2389,51	2384,12	
23:00	23	6915,32	1966,98	2028,48	2245,13	1966,98	2306,63	1973,22	1967,82	

centrais a gás natural e a carvão.

Tabela A2 - Produção versus Consumo

Dia em análise:	15/02/2016	Dia de semana	2
PRODUÇÃO			
Produção Geral Diária (em GWh):	227,44	Peso da Geração Intermitente na Pro	84%
Geração Intermitente Diária (em GWh):	190,78		
Geração intermitente em Horas de Vazio (em GWh):	73,03		
Geração intermitente em Horas Fora de Vazio (em GWh)	117,75		
CONSUMO - CENÁRIO BASE			
		Peso de Geração Intermitente no Con	124,6%
Consumo total diário (em GWh)	153,08	Excesso de Geração intermitente (em GWh):	37,70
Consumo em Horas de Vazio (em GWh):	54,81	Excesso de Geração intermitente em Horas de Vazio (em GWh):	18,23
Consumo em Horas Fora de Vazio (em GWh):	98,27	Défice de Geração intermitente em Horas Fora de Vazio (em GWh):	-19,47
CONSUMO - 1º CENÁRIO DR ESCOLHIDO			
		Ação IV - DSM Total	pos.
		Peso de Geração Intermitente no Con	124,7%
Consumo total diário (em GWh)	153,04	Excesso de Geração intermitente (em GWh):	37,74
Consumo em Horas de Vazio (em GWh):	58,20	Excesso de Geração intermitente em Horas de Vazio (em GWh):	14,83
Consumo em Horas Fora de Vazio (em GWh):	94,84	Défice de Geração intermitente em Horas Fora de Vazio (em GWh):	-22,91
CONSUMO - 2º CENÁRIO DR ESCOLHIDO			
		Ação I - DSM Frig. e Cong.	pos.
		Peso de Geração Intermitente no Con	124,5%
Consumo total diário (em GWh)	153,22	Excesso de Geração intermitente (em GWh):	37,56
Consumo em Horas de Vazio (em GWh):	55,42	Excesso de Geração intermitente em Horas de Vazio (em GWh):	17,81
Consumo em Horas Fora de Vazio (em GWh):	97,80	Défice de Geração intermitente em Horas Fora de Vazio (em GWh):	-19,94

Tabela A4 – Produção de energia e preço de mercado

Produção total	Geração Intermitente	Geração Eólica	Geração fóssil	Carvão	Gás Natural	PREÇO DE MERCADO
8925,16	7964,17	3657,18	960,99	0,00	331,90	8,10
8620,01	7790,12	3605,17	829,89	0,00	205,20	5,00
7972,36	7134,82	3639,40	837,54	0,00	205,20	4,90
7638,40	6791,99	3559,17	846,41	0,00	205,10	4,00
7468,13	6622,18	3397,54	845,95	0,00	205,20	4,00
7398,31	6550,10	3224,85	848,21	0,00	205,10	4,90
7774,22	6920,26	3114,72	853,96	0,00	205,20	6,10
8586,13	7621,48	3282,88	964,65	0,00	306,40	22,10
8980,40	7655,25	3388,47	1325,15	0,00	517,30	26,50
9852,42	8460,12	3391,11	1392,30	0,00	540,50	29,00
10115,89	8626,15	3471,28	1489,75	0,00	610,70	26,50
10019,30	8503,32	3453,89	1515,97	25,60	610,80	23,00
10205,06	8614,41	3602,59	1590,65	93,10	610,60	18,50
10308,67	8705,93	3567,83	1602,73	100,50	610,70	18,50
10147,27	8554,35	3472,34	1592,92	102,70	610,80	15,90
10011,97	8422,90	3349,13	1589,07	103,80	610,50	15,90
9881,35	8249,34	3233,39	1632,01	155,50	610,80	17,38
10037,64	8255,44	3279,64	1782,20	198,50	700,50	18,50
10087,46	8197,53	3193,48	1889,93	241,60	761,60	24,31
10670,77	8444,81	3123,35	2225,96	421,50	912,90	36,37
11117,98	8631,55	3154,06	2486,43	453,30	1137,30	36,37
10944,05	8425,52	3073,39	2518,53	482,00	1139,40	30,00
10709,94	8218,87	2898,64	2491,07	487,50	1103,40	24,31
9970,44	7418,26	2614,75	2552,18	394,80	1260,80	15,90

Tabela A5 - Redução de consumo nas centrais à gás natural e à carvão

Carvão (kWh)	Gás Natural (kWh)	Redução consumo Carvão (kWh) - cenário 1	Redução consumo GN (kWh) cenário 1	Redução consumo Carvão (kWh) - cenário 2	Redução consumo GN (kWh) - cenário 2
0,00	331900,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	205200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	205200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	205100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	205200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	205100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	205200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	306400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	517300,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	540500,00	0,00	239672,31	0,00	41000,00
0,00	610700,00	0,00	244220,72	0,00	41000,00
25600,00	610800,00	0,00	251108,92	0,00	41000,00
93100,00	610600,00	0,00	263506,31	0,00	41000,00
100500,00	610700,00	0,00	251526,37	0,00	41000,00
102700,00	610800,00	0,00	242383,04	0,00	41000,00
103800,00	610500,00	0,00	236131,56	0,00	41000,00
155500,00	610800,00	0,00	238827,88	0,00	41000,00
198500,00	700500,00	0,00	264916,39	0,00	41000,00
241600,00	761600,00	0,00	337522,50	0,00	41000,00
421500,00	912900,00	0,00	402801,43	0,00	41000,00
453300,00	1137300,00	0,00	412967,86	0,00	41000,00
482000,00	1139400,00	0,00	387131,11	0,00	41000,00
487500,00	1103400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
394800,00	1260800,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexo B

Esta dissertação iniciou-se em janeiro de 2020 e foi elaborada durante o período da pandemia do COVID 19. Neste anexo será mostrado um estudo comparativo dos meses de maio de 2019 e de 2020, nomeadamente o dia 21 entre a produção e o consumo de energia elétrica.

A Figura A1 representa a produção total de 167 GWh, o consumo total de 137 GWh e o consumo residencial de 30 GWh do dia 21/05/2019. A Figura A2 representa a produção total de 126 GWh, o consumo total de 120 GWh e o consumo residencial de 29 GWh do dia 21/05/2020. Estes valores representam uma redução de 32% na produção total, 15% no consumo total e 5% no consumo residencial. Podemos concluir que a produção e o consumo total tiveram uma redução considerável e o consumo residencial nem tanto. Poder-se-ia esperar um aumento razoável no consumo residencial devido ao confinamento, no entanto isto não ocorreu.

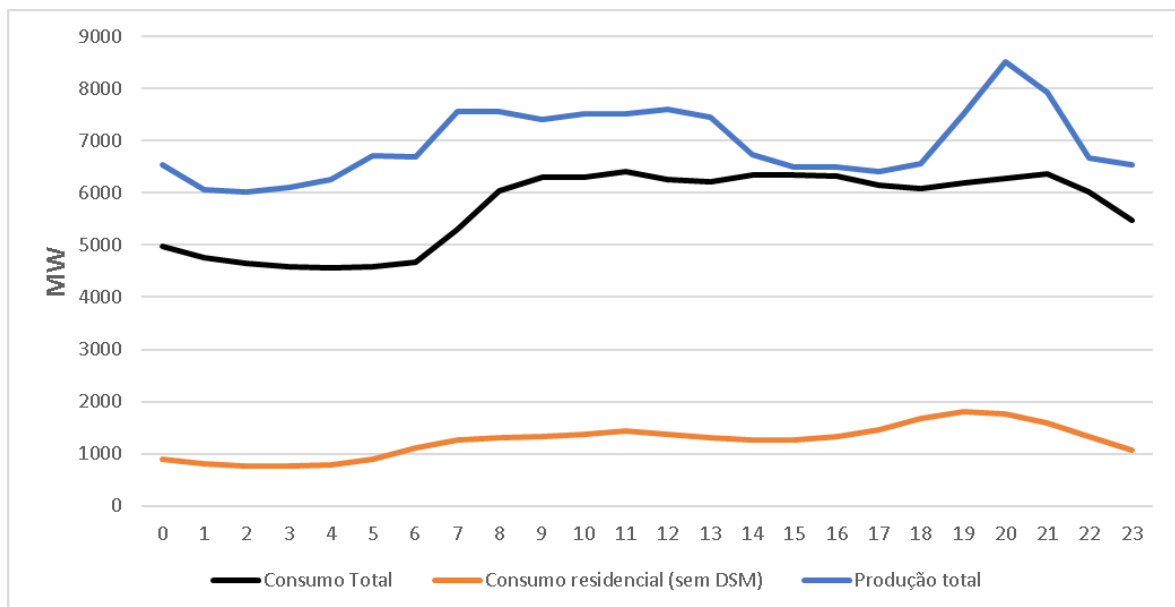


Figura A1 - Diagrama de produção total, consumo total e consumo residencial no dia 21/05/2019

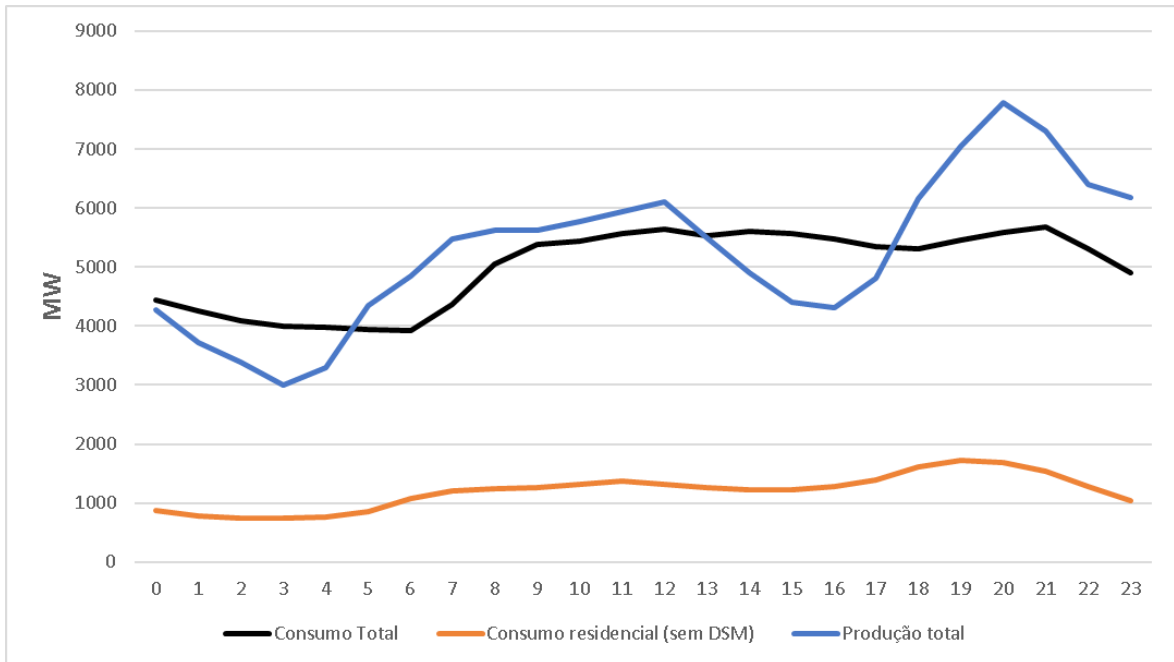


Figura A2 - Diagrama de produção total, consumo total e consumo residencial no dia 21/05/2020