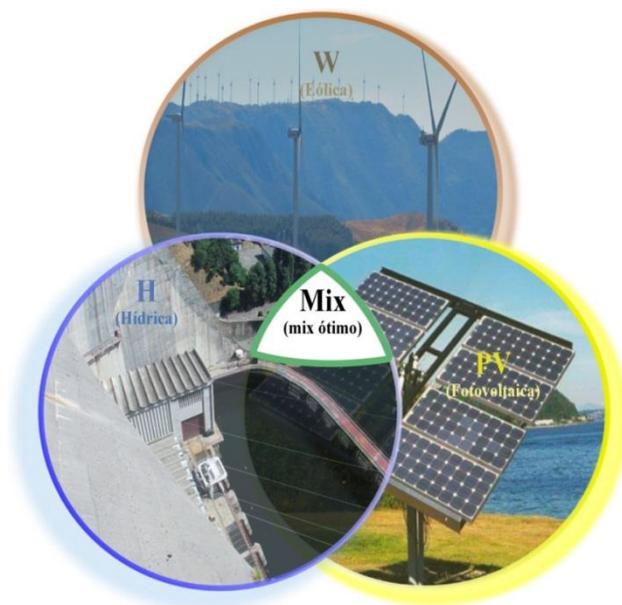




ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Identificação da combinação ótima das fontes de energia renovável de origem hídrica, eólica e fotovoltaica para a integração no sistema elétrico português

Rúben Aires Fonseca Paz Ferreira
(Licenciado)

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

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

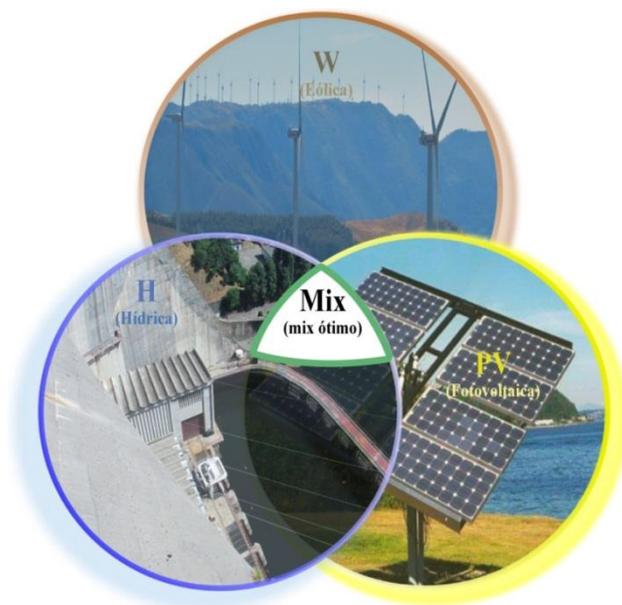
Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professora Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

novembro de 2014



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Identificação da combinação ótima das fontes de energia renovável de origem hídrica, eólica e fotovoltaica para a integração no sistema elétrico português

Rúben Aires Fonseca Paz Ferreira
(Licenciado)

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

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professora Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

novembro de 2014

“The only place where success comes before work is in the dictionary”
O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.
(Albert Einstein)

AGRADECIMENTOS

Quero aproveitar este espaço para agradecer às pessoas que me acompanharam durante a realização deste trabalho e peço desde já desculpas às que tiveram presentes mas que não se encontram aqui mencionadas.

As primeiras palavras de agradecimento vão para os meus orientadores, o Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa e a Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins, pela sua disponibilidade para as reuniões semanais que permitiram o esclarecimento de dúvidas e o acompanhamento evolutivo do trabalho, para além do incentivo demonstrado na conclusão desta dissertação.

Um agradecimento aos meus colegas de curso, em especial ao João Pereira o meu colega na realização do artigo referente a esta tese, cujo artigo levantou ideias e problemas fundamentais para as nossas teses.

Por fim não posso deixar de agradecer à minha namorada pelo apoio prestado e aos meus pais pela compreensão e o apoio dado ao longo deste processo.

Resumo:

A energia dos séculos passados encontrava-se monopolizada pelas energias fósseis, uma opção que conduziu ao desgaste do meio ambiente e do planeta. Atualmente estudam-se alternativas a essas energias com objetivos como a redução dos impactos ambientais – como o efeito estufa – ou a autossuficiência dos países na redução das suas importações de energia, para além dessas energias permitirem a execução das normas e diretivas impostas pela união europeia como a 20-20-20.

Esses estudos despertaram interesse e contribuíram para a escolha do tema do trabalho. O tema aborda as potencialidades que advêm da combinação de três energias renováveis – hídrica; eólica e fotovoltaica – que resultam numa combinação energética. A procura da combinação de energia renovável ótima é feita de maneira a ser integrado no sistema de energia elétrica, alcançando as metas propostas pelas diretivas da união europeia numa forma mais eficiente.

Uma energia por si só não possibilita o acompanhamento entre o perfil da energia renovável e o perfil do consumo. No entanto a combinação de três energias já o permite, devido à maior complementaridade entre as fontes tornando o diagrama do perfil renovável mais constante.

O trabalho foca-se apenas em Portugal – apesar do crescimento de uso destas energias no estrangeiro – para os anos de 2011 e 2012 na tentativa de compreender a situação em que se encontrava e de que forma poderá melhorar com base na identificação do mix ótimo e das energias renováveis.

De acordo com esse aspeto o trabalho começa por ter em conta a variância da produção térmica e a análise dos seus custos. O objetivo para ambos os casos é a minimização destes dois fatores de forma a saber quais as capacidades instaladas para cada uma das fontes renováveis em estudo.

Para se conseguir alcançar os objetivos traçados neste trabalho foi necessário fazer-se uma análise matemática e estatística. Essa foi seguida de uma investigação dos recursos renováveis estudados e da análise do modelo utilizado para se obter os resultados da otimização e para a criação dos cenários testados.

Palavra-chave: energia; renovável; mix; Portugal.

Abstract:

In the late centuries the energy was monopolized by the fossil energy, an option that led to the wear out of the environment and the planet. In the present time alternatives are being studied with other purposes, like searching for other energies that will reduce environmental impacts – like greenhouse effect – or it will allow the countries to be self-sufficiency by reducing their energy imports. Those energies also allow the execution of the standards and directives imposed by the European Union, such as the 20-20-20.

These studies drew attention and contributed to the choice of the thesis theme. That theme focuses the arising potential from the combination of three renewable energies - hydro; wind and photovoltaic - resulting in an energy combination. The search for the optimal combination of renewable energy is done with the purpose of being integrated in the electricity system and accomplishes the proposals for the European Union directives in order to achieve more efficient goals.

A sole energy does not allow tracking between the profile of renewable energy and the demand profile. But the combination of three energies allows that, due to a greater complementarity between the sources that makes more constant the diagram of the profile of renewable energy.

This work focuses only on Portugal - in spite of the growing use of these energies in foreign countries- for the years of 2011 and 2012, in an attempt to understand the situation in these years and how it can be improved, based on the identification of the optimal mix and renewable energy.

According to this line of work it begins by taking account of the variance of the thermal production and by analyzing its costs. The aim in both cases is the minimization of these two factors in order to know what is the installed capacity for each renewable source under study.

To be able to achieve the aims for this work it was necessary to do a mathematical and statistical analysis. That was followed by an investigation of the renewable resources already studied and by the analysis of the model used in order to obtain the results of the optimization and for the creation of test scenarios.

Keywords: energy; renewable; mix; Portugal.

ÍNDICE

Capítulo 1- Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	2
1.2 Motivação.....	18
1.3 Estado da arte.....	19
Capítulo 2- Metodologia.....	32
2.1 Modelo da minimização da variância.....	33
2.2 Modelo da minimização dos custos.....	36
Capítulo 3- Resultados.....	41
3.1 Algumas medidas de estatística descritiva.....	43
3.2 Dados de entrada.....	45
3.3 Resultados da minimização da variância.....	52
3.4 Resultados da minimização dos custos.....	59
3.5 Procura residual.....	60
3.6 Cenários.....	62
3.6.1 Ano 2011 vs ano 2012.....	63
3.6.2 Variação da quota de geração renovável.....	66
3.6.2.1 Comportamento das potências instaladas.....	66
3.6.2.2 Comportamento do desvio padrão da produção térmica.....	69
3.6.2.3 Comportamento do coeficiente de variação da produção térmica.....	70
3.6.3 Análise comparativa dos anos de 2011 e 2012.....	72
3.6.4 Comportamento do modelo com e sem restrições.....	74
Capítulo 4- Conclusões e desenvolvimentos futuros.....	78
Capítulo 5- Referências bibliográficas.....	82
Capítulo 6- Anexos.....	86

Índice de tabelas

Tabela 1 – Dados de produção de energia (GWh) adaptado de [5].....	11
Tabela 2 – Consumo de energia elétrica por tipo de consumo em 2011 adaptado de [7]	12
Tabela 3 – Contribuição de cada setor (2011) para as emissões de gases de efeito de estufa, adaptado de [4].....	15
Tabela 4 – Áreas estudadas e correspondentes referências utilizadas.....	31
Tabela 5 – Preço e potência dos pontos mínimos e máximos adaptado de [27]	39
Tabela 6 – Valores dos parâmetros característicos do grupo térmico	40
Tabela 7 – A capacidade ótima (MW), a variância estimada (MW^2), a correlação com a procura residual e o fator de capacidade de cada perfil de geração renovável para o ano de 2012.....	52
Tabela 8 – Coeficiente de correlação entre perfis de geração renováveis para o ano de 2012	53
Tabela 9 – Matriz de variâncias e covariâncias iniciais	55
Tabela 10 – Capacidade ótima (MW), variância estimada (MW^2), correlação com a procura residual e fator de capacidade de cada perfil de geração renovável para o ano de 2012. Minimizando a função de custos	59
Tabela 11 – Valores de quota, de potências instaladas (MW) e do desvio padrão da produção térmica (MW) para o caso real e otimizado de 2011 e 2012.....	63
Tabela 12 – Valores de quota, de potências instaladas (MW) e do desvio padrão da produção térmica (MW) para diferentes casos: ano de 2012 com valores reais de 2011; ano de 2012 com valores ótimos de 2011; forçar a quota obtida em 2012 com valores ótimos de 2011 no ano de 2012	64
Tabela 13 – Resultados otimizados para o ano de 2011 e 2012.....	72
Tabela 14 – Valores obtidos para a minimização da variância com e sem restrições	74
Tabela 15 – Valores obtidos para a minimização da função de custos com e sem restrições.....	76
Tabela 16 – Custos associados a produção térmica com e sem restrições	77

Índice de figuras

Figura 1 – Procura mundial da energia, em que a unidade utilizada é QUADS (quadrilhões de BTU), adaptado de [3]	4
Figura 2 – Produção de energia (Mtoe, Milhões de toneladas equivalentes de petróleo) por fonte na União Europeia, adaptado de [4]	5
Figura 3 – Consumo de energia (Mtoe) por fonte na União Europeia, adaptado de [4]	5
Figura 4 – Dependência energética por cada estado membro da UE, adaptado de [4]	6
Figura 5 – Importação de eletricidade (TWh), adaptado de [4]	7
Figura 6 – Consumo de energia final por setor (Mtoe), adaptado de [4]	8
Figura 7 – Capacidade instalada de centrais de geração de energia elétrica (GW) adaptado de [4]	8
Figura 8 – Repartição da produção de energia elétrica por fonte, adaptado de [5]....	9
Figura 9 – Repartição da produção de energia elétrica, adaptado de [5]	9
Figura 10 – Satisfação do consumo nacional por cada fonte de produção, desde 2003 até 2012 [5].....	10
Figura 11 – Produção de renovável (TWh) [6]	11
Figura 12 – Quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia e metas para 2020 (%), adaptado de [4]	13
Figura 13 – Índices de emissões dos gases de efeito de estufa em 2011, adaptado de [4]	14
Figura 14 – Evolução das emissões por setor (milhões de toneladas de CO ₂), adaptado de [4]	14
Figura 15 – Políticas energéticas, adaptado de [9]	16
Figura 16 – Impactos negativos das fontes de energia renováveis em sistemas de energia, adaptado de [13]	20
Figura 17 – Diminuição do erro de previsão para o agregado de energia eólica produzida devido ao efeito de alisamento, adaptado de [20]	23
Figura 18 – Evolução mensal da produção hídrica (azul), eólica (verde), fotovoltaica (vermelho) em Portugal para o mês de janeiro de 2011	25
Figura 19 – Função do custo de produção em função da potência elétrica [26]	38
Figura 20 – Curva dos custos marginais para a produção térmica, adaptado de [27]	38
Figura 21 – Retta correspondente ao custo marginal de produção em função da potência elétrica.....	39

Figura 22 – Diagrama de caixas para o agregado de produção de energia eólica no mês de agosto de 2011	44
Figura 23 – Natureza da geração hídrica, eólica e fotovoltaica, ampliando o ano 2011 tornando apenas visível o mês de janeiro de 2011	45
Figura 24 – Natureza da geração hídrica, eólica e fotovoltaica, ampliando o ano 2012 tornando apenas visível o mês de janeiro de 2012	46
Figura 25 – Produção de energia elétrica de origem eólica em janeiro de 2011, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro	46
Figura 26 – Produção de energia elétrica de origem eólica em janeiro de 2012, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro	47
Figura 27 – Produção de energia elétrica de origem eólica em janeiro de 2011, apresentando o agregado de eólica em janeiro de 2011 e 2012	47
Figura 28 – Produção de energia elétrica de origem fotovoltaica em janeiro de 2011, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro	48
Figura 29 – Produção de energia elétrica de origem fotovoltaica em janeiro de 2012, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro	48
Figura 30 – Produção de energia elétrica de origem hídrica em janeiro de 2011, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro	49
Figura 31 – Produção de energia elétrica de origem hídrica em janeiro de 2012, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro	49
Figura 32 – Histograma da produção real das renováveis em 2011	50
Figura 33 – Histograma da produção real das renováveis em 2012	50
Figura 34 – Capacidade instalada real e otimizada de cada tecnologia renovável para o ano de 2012	54
Figura 35 – Procura e geração total de renovável. Resultados reais e otimizados para o ano de 2012	57
Figura 36 – Procura e geração total de renovável. Resultados reais e otimizados para o mês de agosto de 2012	57
Figura 37 – Curva Residual da Procura para o ano de 2012	60
Figura 38 – Desvio padrão da produção térmica [MW] para os diferentes casos	65
Figura 39 – Coeficiente de variação da produção térmica para os diferentes casos	65
Figura 40 – Capacidade instalada de eólica e fotovoltaica para diferentes valores de quota renovável	67
Figura 41 – Energia produzida em excesso fazendo variar a quota renovável em percentagem	68
Figura 42 – Energia produzida em excesso fazendo variar a quota renovável com valores absolutos	68

Figura 43 – Desvio padrão otimizado (sT) e inicial (sTo) fazendo variar a quota ...	69
Figura 44 – Desvio padrão otimizado (sT) e inicial (sTo), em percentagem, fazendo variar a quota	70
Figura 45 – Coeficiente de variação otimizado (cv) e inicial (cvo) fazendo variar a quota	71
Figura 46 – Capacidades reais e otimizadas instaladas para o ano de 2011.....	73
Figura 47 – Corte de produção renovável, com e sem restrições	75

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Este capítulo pretende ser uma primeira abordagem ao tema do trabalho realizado.

Inicia-se com um enquadramento onde é demonstrado o porquê de se trabalhar este tema: a identificação do mix ótimo de energias renováveis no setor elétrico português. Para completar essa ideia é referido e explicado, de forma sucinta, a evolução das energias renováveis, a sua importância e de que forma se inserem no nosso quotidiano.

Após o enquadramento são apresentadas as motivações pessoais que impulsionaram a escolha e realização deste tema.

Conclui-se este capítulo introdutório com o estado da arte. Neste tópico pretende-se realçar os aspetos mais técnicos desta dissertação, para isso são destacados alguns estudos esta área e que impulsionaram para o desenvolvimento deste trabalho. É realizada uma análise crítica a esses estudos como forma de perceber qual o seu papel para a identificação do mix ótimo e da integração em grande escala das energias renováveis no setor elétrico português.

1.1 ENQUADRAMENTO

Para se compreender a evolução da energia até aos dias de hoje é necessário começar por perceber o que ela significa. A energia permite-nos produzir trabalho ou transferir calor. Ela reflete-se em tudo o que fazemos no nosso dia-a-dia, desde um simples mexer dos dedos até ao funcionamento de um motor como o de um carro. Torna-se por isso importante compreender como surgiu e de que forma o Homem atual consegue manipulá-la em seu proveito.

O primeiro vestígio de que há registo do Homem ter produzido energia remonta ao período da pré-história em que o *Pitecantropo* ou *Homo Erectus* [1] se apropriou do fogo – uma fonte de calor – e a partir do seu uso traçou um novo capítulo na história humana. Permitiu-lhe vencer as adversidades do meio ambiente – como o frio glacial que se fazia sentir nessa altura – construir instrumentos e serviu como meio de unificação de indivíduos, criando-se assim aquilo que hoje designamos como comunidade [1]. Mais tarde numa época conhecida como os Descobrimentos, o Homem parte em busca de novos horizontes necessitando de recorrer a outra energia – a eólica – que foi o principal combustível para a navegação.

Após estes primeiros indícios de aproveitamento de diferentes energias será na revolução industrial, com a criação das máquinas a vapor, que o uso de energia se fará sentir mais, tendo como principal agente de produção o carvão.

No século passado o Homem descobriu o petróleo, cujo uso em grande escala levantou questões preocupantes ao nível da sustentabilidade conduzindo ao conceito das fontes de energia renovável.

Ao longo do tempo desenvolveram-se diferentes tipos de energia, sendo importante definir e diferenciar a noção de energias renováveis e não renováveis, das quais fazem parte os combustíveis fósseis. As energias renováveis são as provenientes de recursos naturais, ou seja, não se encontra estabelecido um fim temporal para a sua utilização. Temos como exemplo o sol, que está diretamente associado à energia solar, o vento associado à energia eólica, entre outras fontes renováveis. Consideradas como alternativas ao modelo energético tradicional, estas fontes para além de fornecerem uma maior disponibilidade de uso, apresentam menos impactos ambientais.

Por outro lado nas energias não renováveis, assim designadas porque a taxa de utilização a que estão sujeitas é superior à sua taxa de geração. Ao colocar em causa o equilíbrio sustentável da nossa sociedade surge a necessidade de encontrar alternativas,

fazendo assim parte deste grupo os combustíveis fósseis. Como exemplo dos principais e mais utilizados combustíveis fósseis temos: o carvão, o petróleo e o gás natural.

Regressando ao nosso enquadramento histórico, foi no século XIX, mais especificamente na segunda revolução industrial, que ocorreu uma grande evolução em termos energéticos, onde se torna útil a utilização da energia elétrica. Ao ter sido alcançado esse objetivo, o homem nunca mais prescindiu deste tipo de energia, evidenciando-se um crescimento do uso de derivados do petróleo como fonte energética para a iluminação e outras aplicações.

Mais tarde, por força da segunda guerra mundial (1939-1945), foi descoberta e desenvolvida a energia nuclear. Nessa época tinha apenas o propósito militar, contudo veio a tornar-se útil para a sociedade, apresentando-se como uma nova fonte para a produção de eletricidade.

Atualmente, estamos perante uma conjuntura energética mundial onde existem vários tipos de preocupações, em que uma delas passa por encontrar alternativas eficazes aos combustíveis fósseis. É por isso importante aferir as vantagens e desvantagens das energias renováveis face às não renováveis. Uma vantagem imediata é a ausência de emissões dos gases de efeitos de estufa, assim como como outro tipo de emissões, o que não se verifica com os combustíveis fósseis. Porém não se está a considerar as emissões provenientes das construções e operações que estas fontes limpas exigem. Outra vantagem é o fato de serem inesgotáveis quando comparadas com a longevidade das fontes fósseis, permitindo a redução da dependência energética tornando cada país mais autónomo e oferecendo menos riscos do que a energia nuclear.

Na outra face da moeda, temos as desvantagens em relação às energias renováveis: custos de produção elevados; grandes impactos ambientais; destruição da paisagem e no caso da fotovoltaica e da eólica os custos iniciais podem ser muito elevados [2].

Explicado de uma forma geral os conceitos das fontes renováveis e não renováveis, convém aprofundar quais as energias renováveis que vão ser utilizadas nesta combinação ótima. Elas são: energia eólica, hídrica e fotovoltaica. Em relação à eólica, esta é gerada pelo vento, devido às diferenças de pressão que fazem com que o ar se desloque, originando ventos, cujo aproveitamento é realizado através de turbinas.

No que toca à energia hídrica recorre-se à energia cinética das águas e à ação de uma turbina hidráulica, em que a rotação permite obter energia elétrica. Todo este processo ocorre em barragens localizadas nos cursos de água.

Quanto à energia fotovoltaica esta resulta da captação da luz solar, através de painéis fotovoltaicos que convertem a energia solar em energia elétrica. Portugal ao estar exposto ao sol durante grande parte do ano, permite a exploração e o aproveitamento desta fonte apesar das suas limitações, como a ausência de produção de energia durante o período noturno.

Tudo isto nos leva a refletir sobre o uso consciente que devemos ter quando falamos dos nossos recursos, sendo importante fazer um enquadramento em relação à procura e ao consumo de energia tanto a nível mundial, como europeu e nacional.

Na figura 1 é possível observar como poderá estar distribuída a procura mundial de energia até 2040. Enquanto que na Europa esta procura irá encontrar-se praticamente parada, nos países como a China a sua procura estará constantemente a aumentar, devido ao crescimento tecnológico em que estes países se encontram, levando a uma maior procura de energia para corresponder às suas necessidades.

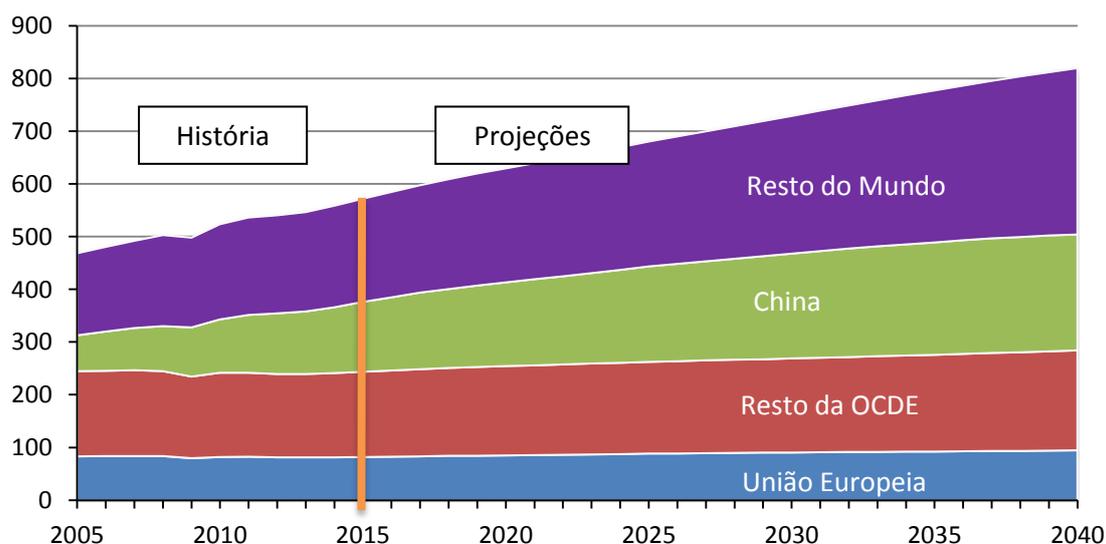


Figura 1 – Procura mundial da energia, em que a unidade utilizada é QUADS (quadrilhões de BTU), adaptado de [3].

Focando-nos agora na produção de energia primária na UE (União Europeia), apesar de existir uma clara estabilidade em termos de procura percebemos que existe um esforço para diminuir a produção e a consequente dependência pelo gás, carvão e petróleo, que terá como consequência um aumento dos consumos das renováveis. Esta análise é feita olhando para a figura 2 (adaptada de [4]), cujos dados disponíveis vão até 2011.

Entre 2001 e 2009 houve uma redução de 13% da energia primária total produzida na União Europeia, à qual se segue um aumento entre 2009 e 2010, que acabou por ter uma queda, em 2011, de 4% em termos de produção.

De todos estes dados é importante realçar que durante a última década a produção a partir de fontes de energia renováveis (FER) aumentou cerca de 63%, o que permitiu a diminuição da produção de outras fontes, nomeadamente as fósseis [4].

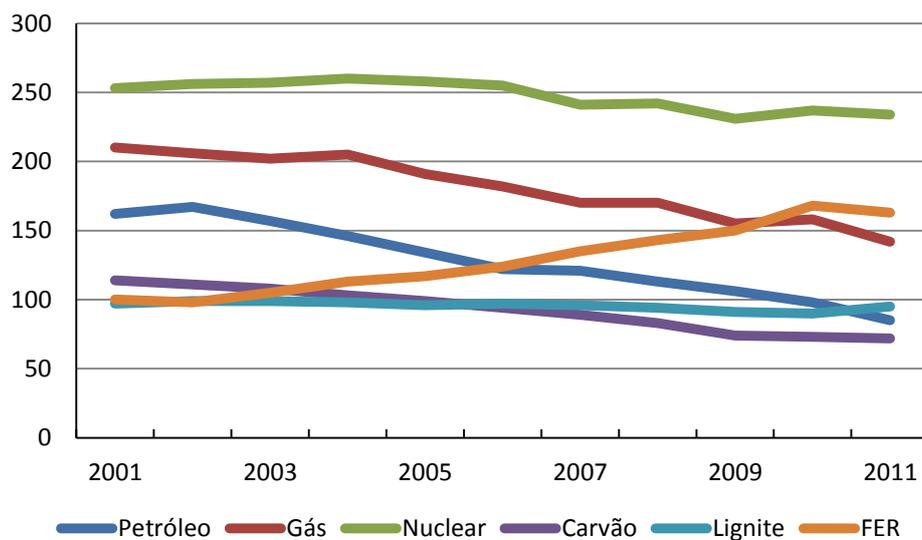


Figura 2 – Produção de energia (Mtoe, Milhões de toneladas equivalentes de petróleo) por fonte na União Europeia, adaptado de [4].

Ainda na UE é necessário observar em cada fonte o comportamento do consumo, como se pode ver e analisar na figura 3. É possível observar o esforço feito no aumento do consumo de energia proveniente de fontes renováveis, tendo em conta um crescimento de 69% no seu consumo [4].

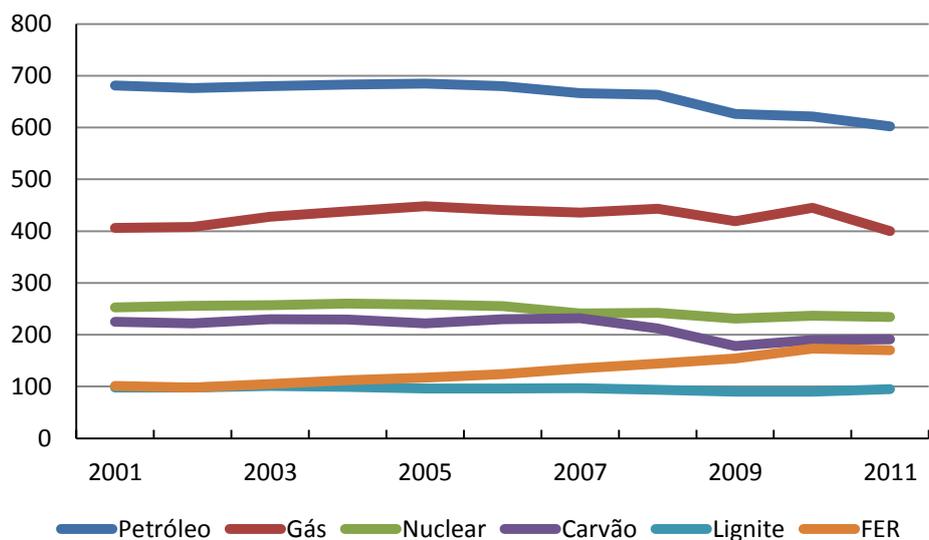


Figura 3 – Consumo de energia (Mtoe) por fonte na União Europeia, adaptado de [4].

Ligado a este assunto temos a importação de energia. Um tema delicado, pois coloca em causa a dependência dos países em termos energéticos, onde sob o ponto de vista económico é valorizada uma maior exportação em detrimento da importação. Assim sendo, como se pode observar na figura 4, vemos que na União Europeia só a Dinamarca é que é considerada como um país exportador. No caso de Portugal, destacado a laranja, vemos que a dependência energética é cerca de 80% [4].

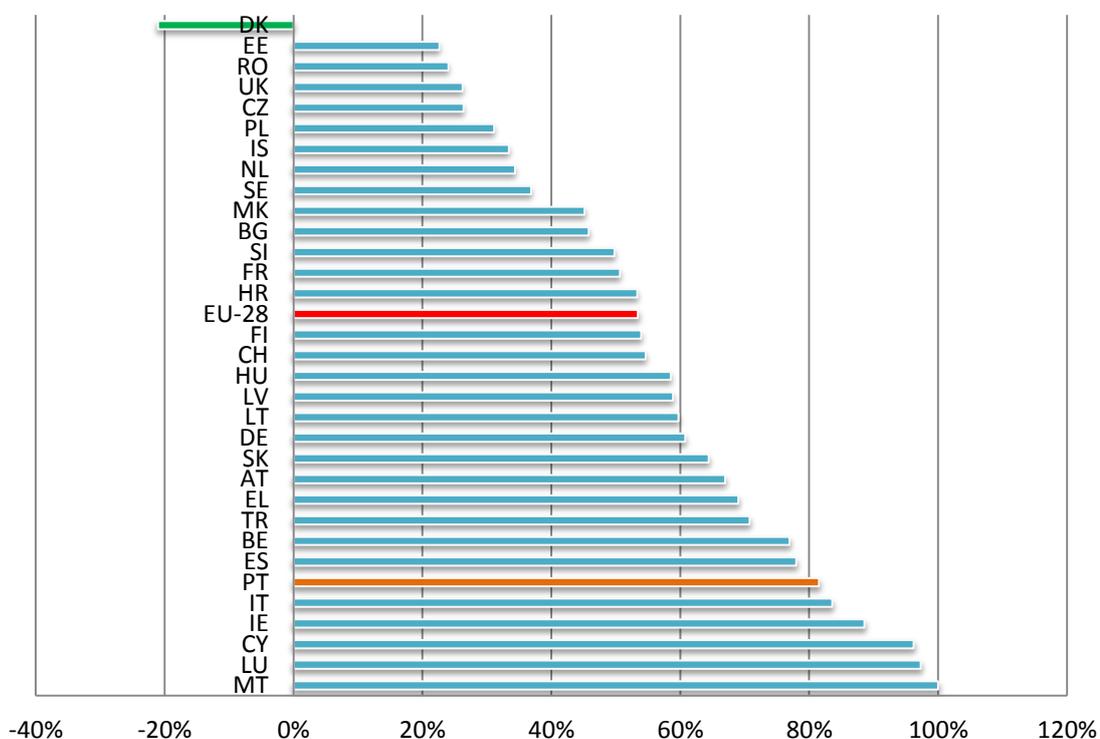


Figura 4 – Dependência energética por cada estado membro da UE, adaptado de [4].

Analisando os dados de 2011 e passando para a importação de eletricidade, deparamo-nos com cenários bastante diferentes, como se verifica na figura 5, onde países como a Itália e a Finlândia se encontram muito dependentes das importações de energia elétrica. Por outro lado surge o caso da França que exporta cerca de 47.7 TWh de energia elétrica. No caso português, representado a laranja, ao existir uma interligação com a Espanha (a verde), os níveis de importação estão na ordem dos 4.6 TWh [4] em oposição com os nossos vizinhos que são um dos principais exportadores europeus.

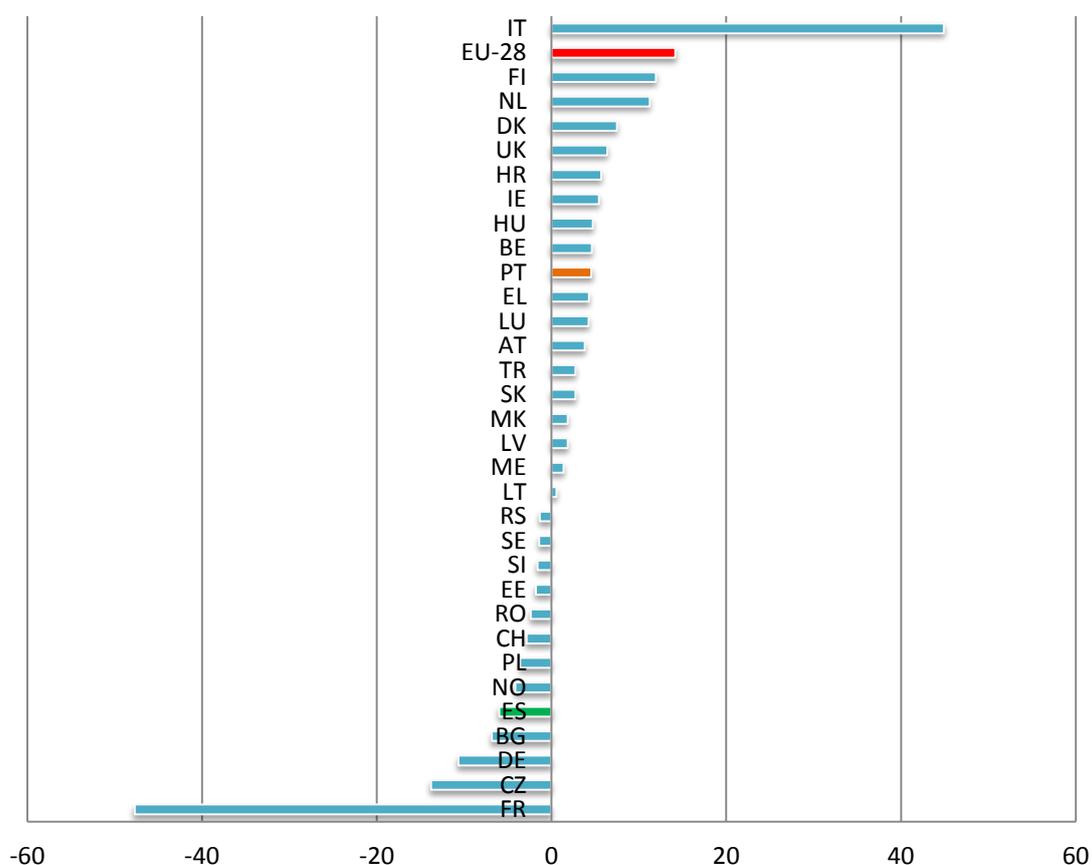


Figura 5 – Importação de eletricidade (TWh), adaptado de [4].

Depois de se ter analisado os indicadores energéticos em termos de procura, produção, consumo, dependência energética e importação de energia elétrica é conveniente saber quais os setores que exigem um maior consumo. A figura 6 reflete esse mesmo estudo, apresentando em termos gerais uma redução de consumo na ordem dos 4% [4] em que os setores como a habitação, transportes e indústria apresentam os maiores valores de consumo.

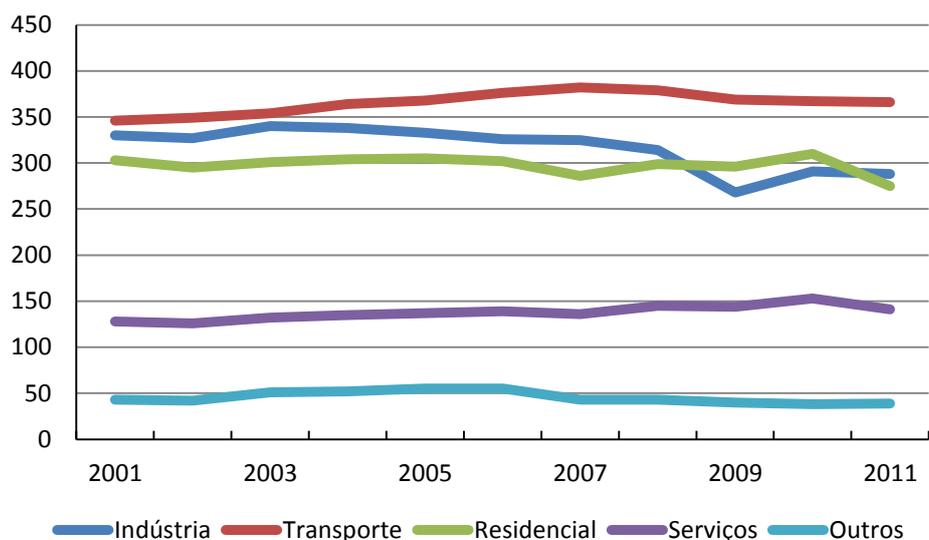


Figura 6 – Consumo de energia final por setor (Mtoe), adaptado de [4].

A figura 7, abaixo ilustrada, demonstra a capacidade instalada de centrais de geração de energia elétrica focando-se em quatro tipos. Ao nível da UE, observamos a importância e o peso das centrais térmicas, ao representarem 53% da capacidade instalada. Seguem-se as fontes renováveis com 17%, um valor que tem crescido graças a países como Portugal, Espanha, Dinamarca e outros. Resta-nos a hídrica com 16% e as centrais nucleares que apresentam uma quota de 14% da capacidade total instalada, devido a países como a França em que quase metade da sua capacidade elétrica tem origem nuclear [4].

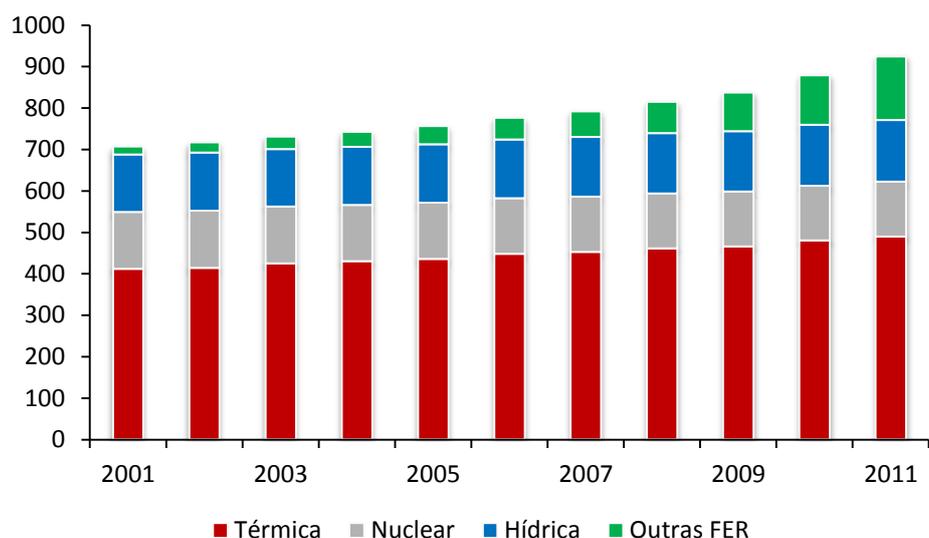


Figura 7 – Capacidade instalada de centrais de geração de energia elétrica (GW) adaptado de [4].

Particularizando o nosso estudo para Portugal podemos analisar alguns indicadores, entre os quais a repartição da produção e cobertura do consumo de eletricidade e a produção de energia renovável [5].

Tendo por base os gráficos que se seguem começamos por dar conta da repartição da produção no ano de 2011 e de 2012. É de salientar que de 2011 para 2012 a percentagem de renovável passou dos 46% para os 37%. Esta redução deve-se ao fato do ano de 2011 ter sido um ano húmido, permitindo atingir-se 22% na produção hídrica enquanto o ano de 2012, ao ter sido mais seco, condicionou essa mesma produção que não ultrapassou os 10%. Para completar o quadro, as restantes tecnologias renováveis mantiveram praticamente os seus valores percentuais de produção [5].

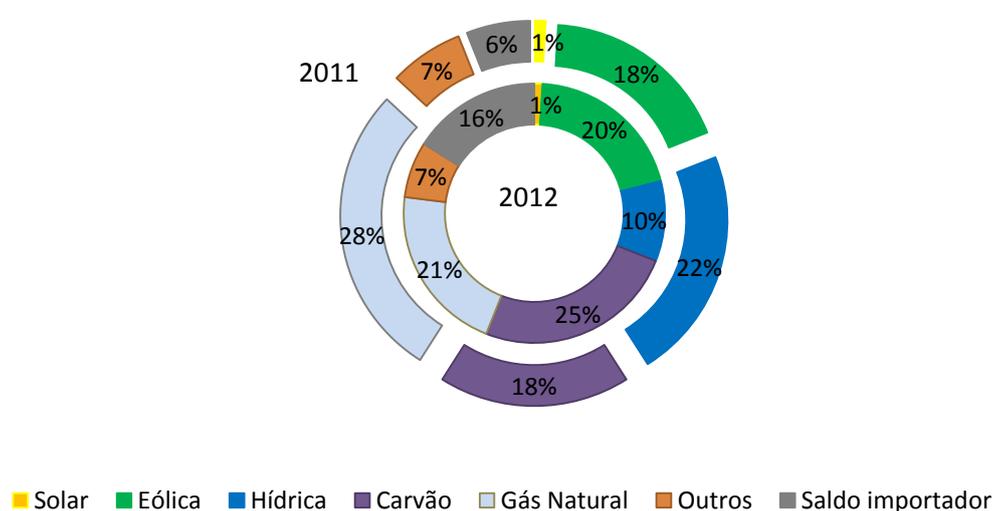


Figura 8 – Repartição da produção de energia elétrica por fonte, adaptado de [5].

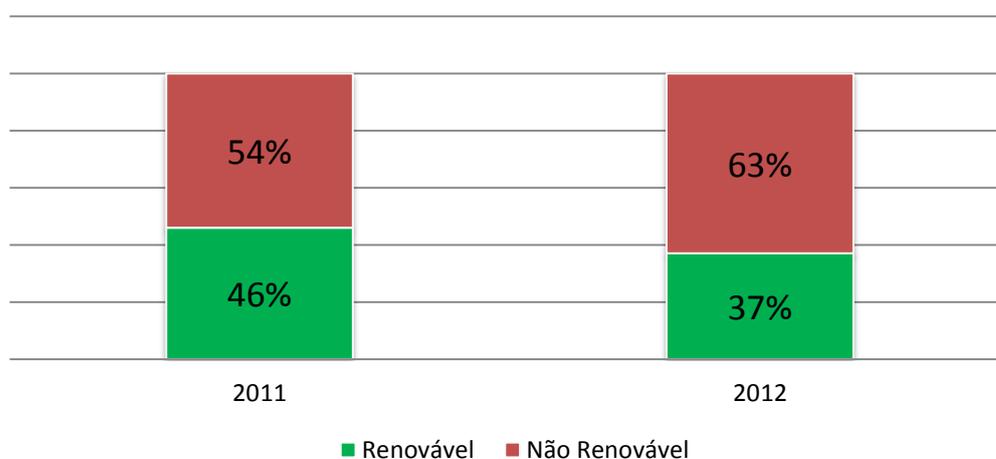


Figura 9 – Repartição da produção de energia elétrica, adaptado de [5].

Um facto evidente é a redução de produção de energia a partir de fontes renováveis de 2011 para 2012, isto é visível na figura 9, passando de 46% para 37%. Isto acontece porque em 2012 tivemos um ano mais seco, reduzindo em grande parte a contribuição da fonte de energia hídrica, que por sua vez afeta o valor da produção renovável total.

No que diz respeito á satisfação do consumo que é feita por cada uma das fontes de produção, podemos analisar o seu comportamento até 2012, com base na figura 8. Existe uma clara evolução e um aumento do contributo que as energias renováveis fornecem ao consumo, com especial destaque para um aumento da energia eólica e para a importância da energia hídrica, visto que em anos mais secos como os de 2005, 2008 e 2012, uma grande parte do consumo foi alcançado pela importação, pelo carvão e pelo gás natural.

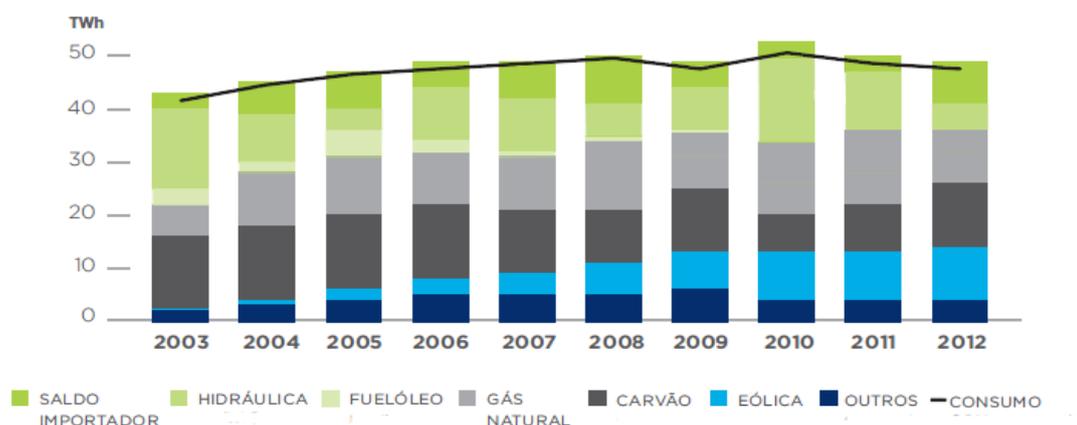


Figura 10 – Satisfação do consumo nacional por cada fonte de produção, desde 2003 até 2012 [5].

Outro parâmetro a ter em consideração é a produção de renovável em termos absolutos como se pode ver na tabela 1. Em 2012 a produção de renovável foi de 18401MW, isto corresponde a 43.2% da produção total. Tal como já foi justificado no ano de 2011 a produção de renovável foi superior à do ano seguinte. Na tabela 1 essa ideia é reforçada visto que os valores apresentados por parte da produção da eólica, da térmica e da solar não tiveram grandes variações de um ano para o outro, ao contrário da hídrica que passou de 11239 MW para 5403 MW, ou seja menos de metade, justificando que em 2011 a percentagem da produção de renovável seja de 47.7%.

Tabela 1 – Dados de produção de energia (GWh) adaptado de [5].

	2011	2012
Produção Total	48424	42553
Produção Renovável	23104	18401
Hídrica	11239	5403
Mini-Hídrica	1019	623
Eólica	9003	10012
Térmica	2600	2630
Cogeração	1502	1488
Solar	262	357
Produção Não Renovável	24733	23107

Para reforçar as conclusões retiradas e como complemento dos dados da tabela 1, conseguimos ver como tem evoluído a produção de renovável desde 2012 através da figura 11. Aqui vemos a distribuição da produção renovável, onde as fontes hídrica e eólica têm uma maior contribuição face ao total produzido.

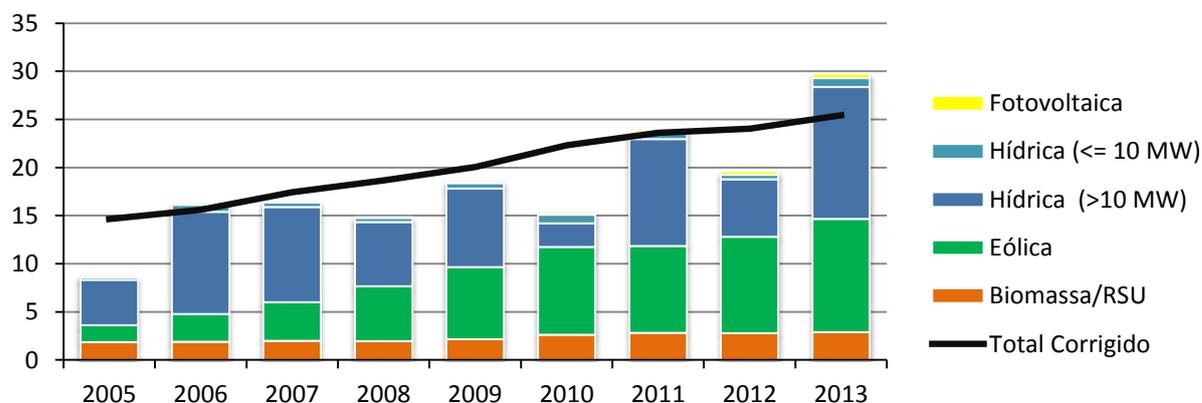


Figura 11 – Produção de renovável (TWh) [6].

Outro aspeto a abordar no que concerne ao consumo de energia elétrica nacional é saber quais os tipos de consumo com um maior peso na nossa sociedade. Ao depararmo-nos com a tabela 2 ficamos a saber que é a indústria e o setor doméstico que ocupam a maior parcela do consumo, atingindo mais de 50%. Os dados disponíveis são referentes a 2011 [7].

Tabela 2 – Consumo de energia elétrica por tipo de consumo em 2011 adaptado de [7].

Setores	Percentagem do consumo [%]
Indústria	36
Doméstico	29
Não-doméstico	24
Iluminação interior de edifícios	5
Iluminação pública	3
Agricultura	2
Outros	1

A apresentação destes dados tem como principal objetivo situar as necessidades energéticas em termos nacionais, europeus e mundiais, de forma a entendermos o quão dependente estamos da energia.

É assim necessário tomar certas medidas para não colocarmos em causa a nossa sustentabilidade. Foi com base nesta mesma sustentabilidade que o Conselho Europeu defendeu os objetivos, com um espaço temporal até 2020, onde se estipulou o seguinte: uma redução das emissões de gases com efeito de estufa, no mínimo em 20%, em relação às emissões de 1990.

Outra medida foi aumentar a quota de renováveis em 20%, isto é no mínimo 20% da energia tem de ser proveniente das fontes renováveis, com base nisto podemos observar as metas propostas por cada país da EU na figura 12. Para o caso português a quota de renováveis a atingir situa-se nos 31%, como se pode ver na figura 12 indicado a laranja.

Como última medida temos o aumento em 20% da eficiência energética [8].

Esta é a conhecida como a diretiva 2009/28/CE ou então a 20-20-20 [8], por causa das percentagens a cumprir em cada objetivo.

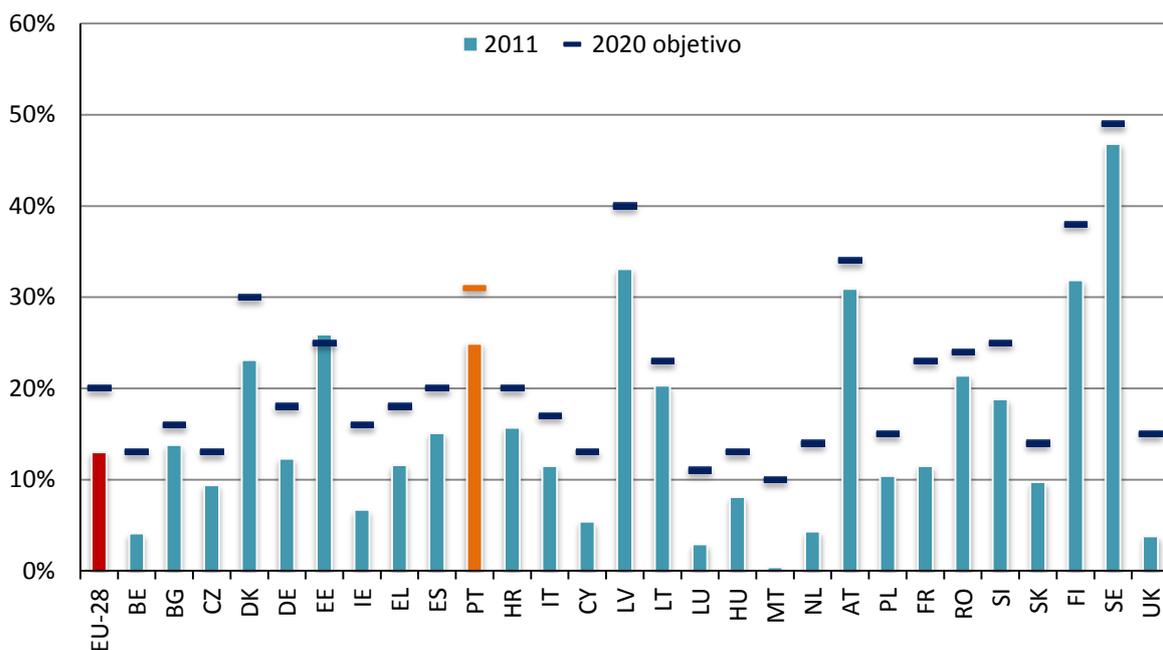


Figura 12 – Quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia e metas para 2020 (%), adaptado de [4].

Aprofundando o assunto das emissões de gases que tem sido muito discutido, podemos apontar algumas estatísticas interessantes que nos alertam para as mudanças face às nossas exigências e necessidades.

A figura 13 contempla os índices de emissões de gases de efeito de estufa de 2011, com os objetivos a atingir. Estes objetivos foram propostos e estipulados no Protocolo de Quioto [6], no qual se estabelece que face a 1990 os países deveriam de ter uma redução deste tipo de gases, em pelo menos 5%. Este protocolo esteve em vigor de 2008 a 2012, permitindo aos países inseridos na UE a diminuição em termos médio das emissões em 15%. Países como a Letónia, Lituânia, Roménia por sua vez conseguiram reduções acima dos 50% [6], no entanto países como Portugal, Espanha e Grécia podiam e aumentaram as suas emissões em 15 %, 24% e 10% respetivamente.

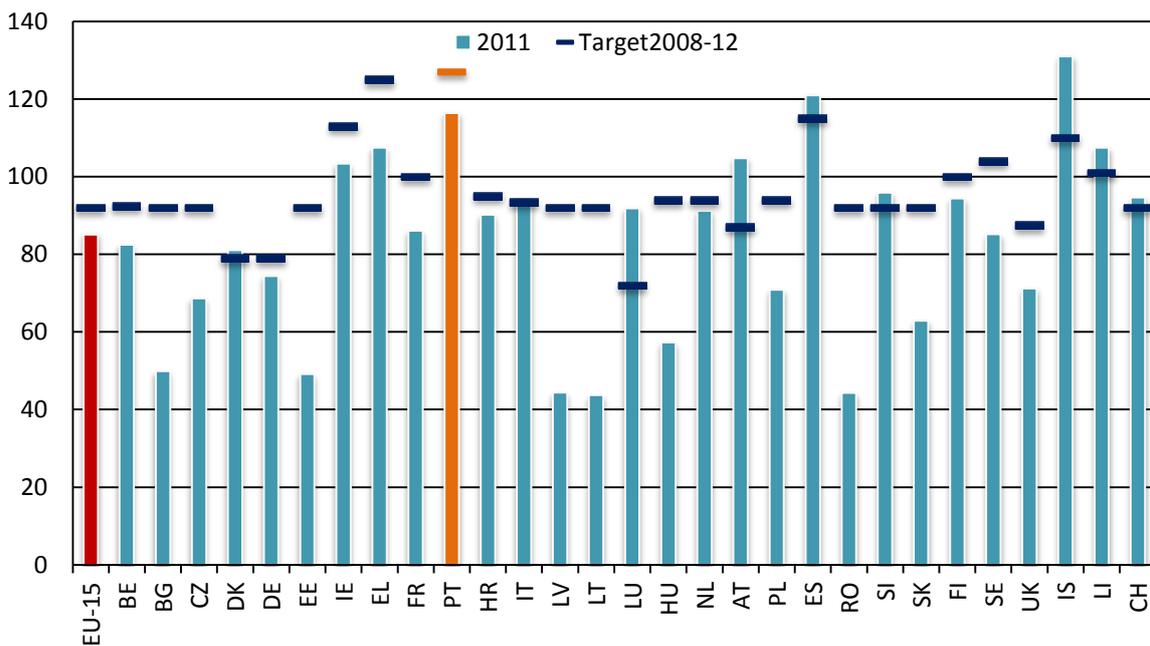


Figura 13 – Índices de emissões dos gases de efeito de estufa em 2011, adaptado de [4].

Para reforçar e compreender a existência do protocolo Quioto, é necessário saber quais os setores que são mais pejorativos no agravamento das emissões destes gases, prejudiciais para a UE.

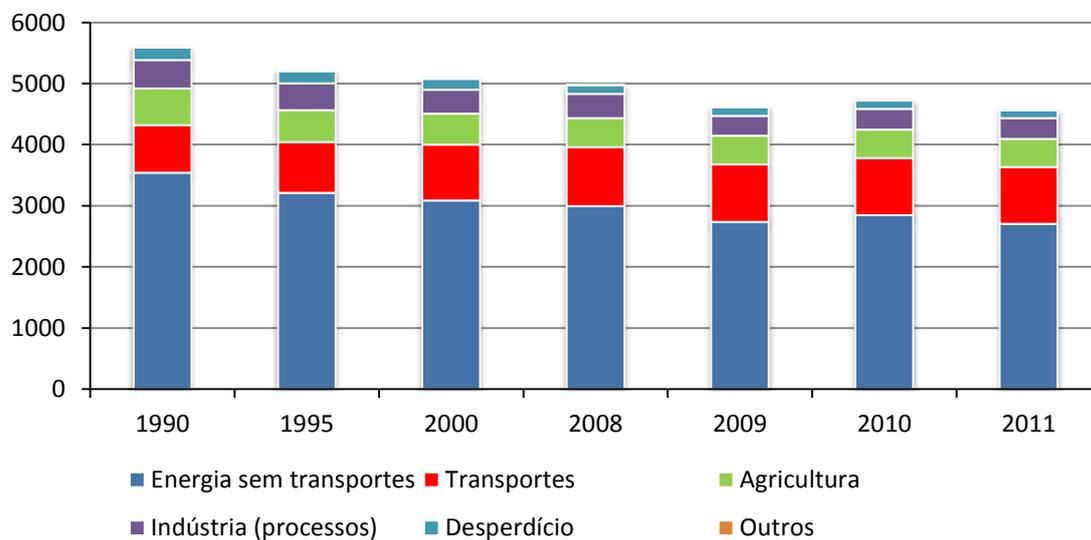


Figura 14 – Evolução das emissões por setor (milhões de toneladas de CO2) na UE, adaptado de [4].

Tabela 3 – Contribuição de cada setor (2011) para as emissões de gases de efeito de estufa, adaptado de [4].

Setor	Percentagem de cada setor [%]
Combustão de combustível das indústrias energéticas	31
Combustão de combustíveis de indústrias de construção	12
Transportes	20
Emissão de fugas de combustíveis	2
Outros (energia)	14
Processos industriais	7
Agricultura	10
Resíduos	3

Tendo em conta a figura 14 e na tabela 3 é no setor da energia excluindo os transportes, que está concentrada a maior parte dos gases emitidos. Apesar disso, em termos absolutos este valor tem vindo a diminuir. Contudo, nos transportes – excluindo os transportes aéreos e marítimos – o seu valor tem vindo a subir à volta de 20%, entre 1990 e 2011.

Para concluir este assunto a figura 15, representada de seguida, mostra quais os objetivos necessários para termos um equilíbrio entre desenvolvimento sustentável, competitividade e segurança no fornecimento.



Figura 15 – Políticas energéticas, adaptado de [9].

Abordados os vários tópicos relacionados com a procura, o consumo de diversos tipos de energia ou a produção, devemos agora olhar e perceber como é que o Sistema Elétrico Nacional (SEN) está organizado. O SEN tem em conta as alterações provenientes do mix ótimo, que se pretende identificar, de forma a manter a sua estabilidade face às características voláteis e imprevisíveis das fontes renováveis.

Como tal, no seguimento da Lei Base de Eletricidade, os setores vinculados e não vinculados do SEN acabaram por ser substituídos pelo sistema de mercado único [10]. A divisão do SEN assenta em seis áreas de trabalho: produção; transmissão; distribuição; comercialização; operação dos mercados de eletricidade e logística na mudança de comercializador. De forma breve, passamos a destacar cada uma destas áreas.

A produção de eletricidade encontra-se dividida em dois regimes: o regime ordinário e o regime especial. O regime especial está ligado à produção a partir de fontes renováveis, com a exceção das grandes centrais hidroelétricas. Quanto ao regime

ordinário este abrange todas as outras fontes não mencionadas estando incluídas as grandes centrais hidroelétricas [10].

Na transmissão de eletricidade é a REN (Redes Energéticas Nacionais) que está responsável pelo planeamento, implementação e operação da rede, devido à REN possuir a concessão exclusiva da transmissão de eletricidade, segundo o artigo nº69 do Decreto-Lei 29/2006 [10].

Em termos de distribuição de eletricidade e com base no artigo nº 70 do Decreto-Lei 29/2006, é o setor EDP distribuição que detém a concessão exclusiva. No entanto em termos de redes de baixa tensão, os acordos de concessão são feitos através de um concurso público.

No capítulo da comercialização de eletricidade temos uma concorrência aberta, estando apenas sujeito a um regime de licenciamento. Contudo é a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) que vai fixar as tarifas de acesso, para que os comercializadores possam comprar e vender energia [10].

A operação de mercados de eletricidade consiste nos seguintes órgãos: o Ministério das Finanças e o Ministro responsável pelo setor de energias. Assim surgiram os mercados de eletricidade organizados, que por sua vez devem de ser incluídos noutros mercados organizados de Portugal. Este mercado apresenta vários métodos de contratação, o que permitiu uma maior oferta. Como exemplo temos o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) que desde 2007 está a funcionar em pleno com as transições diárias na Península Ibérica. Atualmente, o MIBEL apresenta dois operadores de mercado: o operador do Mercado espanhol (OMEL) e o operador de Portugal (OMIP) [10].

Para terminar, temos a logística na mudança de comercializador, em que os consumidores têm a possibilidade de escolher os fornecedores de eletricidade que desejam, sem custos adicionais [10].

1.2 MOTIVAÇÃO

Neste trabalho abordam-se assuntos de extrema importância cujo tema central se foca no mix de energia renovável, uma combinação de três tecnologias renováveis: hídrica; eólica e fotovoltaica. Esse mix de energia renovável é integrado no sistema elétrico português tendo em conta as dificuldades de integração associadas às fontes renováveis. A existência desse mix tem como uma das consequências a redução das emissões de gases de efeitos de estufa.

O mix ótimo possibilita o cumprimento dos acordos e regras estabelecidas como: o aumento da eficiência energética; a redução das emissões e o aumento da satisfação do consumo através de fontes renováveis. Para além de cumprir estas metas também ajuda a diminuir os impactos causados pela introdução em grande escala das energias renováveis. Estas energias renováveis apresentam características muito imprevisíveis colocando em causa a estabilidade do sistema devido à produção das centrais térmicas que precisam de índices de produção estáveis para evitar as grandes oscilações de produção. Consequentemente várias soluções têm de ser tidas em conta como o armazenamento, os sistemas de back-up, a gestão da procura e outros que serão referidos neste estudo.

Em termos ambientais é preciso ter noção das consequências da poluição proveniente da produção de energia elétrica, sobretudo com a utilização dos combustíveis fósseis. Esta poluição faz com que muitos ecossistemas possam ser afetados, muitas espécies tanto vegetais como animais venham a ser extintas e fenómenos ambientais raros se possam tornar mais comuns como: furacões; cheias e o aquecimento global que trás consigo o aumento do nível médio das águas do mar. Este conjunto de problemas deverá servir como motivação na procura de soluções face à má gestão que tem vindo a ser feita para a utilização em grande escala das energias renováveis podendo contribuir para a diminuição deste problema.

1.3 ESTADO DA ARTE

A introdução das energias renováveis a uma grande escala possibilita o cumprimento de determinadas metas, tais como as que resultam da *Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho* de 23 de Abril de 2009 [8]. Esta diretiva consiste em: na redução dos gases de efeito de estufa nomeadamente em 20%; num aumento de 20% da eficiência energética e num aumento em 20% da energia proveniente das fontes renováveis. No que toca ao caso português estima-se um aumento de 39% da energia proveniente de fontes renováveis.

Para se atingirem estes objetivos é importante a existência de medidas que permitam cumprir todas estas propostas. Neste âmbito a União Europeia aponta diversas medidas de incentivo para a utilização de energias renováveis como por exemplo: o subsídio sobre o investimento de capital; a redução dos impostos; os contratos a longo prazo; a fixação das tarifas e outras medidas. Estas medidas pressionam os países para que alcancem os seus objetivos, de forma a encontrar soluções para os diversos entraves que existem com a integração em grande escala das fontes renováveis.

A área de estudo com principal destaque neste trabalho é a identificação da combinação ótima de geração renovável. Apesar dos trabalhos já realizados sobre o tema ainda existem questões que têm de ser analisadas e melhoradas. De acordo com [11] e [12], o ponto ótimo baseia-se na otimização de uma função objetivo acompanhada por restrições na tentativa de se integrar a produção de renovável no sistema elétrico português. Será demonstrado que para a integração no sistema elétrico é mais vantajoso a combinação de três fontes de energia renovável – hídrica, eólica e fotovoltaica – do que o uso de uma destas fontes por si só, devido à baixa ou nula capacidade de controlar qualquer uma destas fontes renováveis.

Posto isto e antes de se identificar qual é a melhor combinação das três tecnologias em estudo, convém entender um pouco mais sobre os aspetos negativos associados à inserção em grande escala de fontes renováveis. Começam por surgir problemas intrínsecos ao campo operacional, tendo em conta que o operador tem de equilibrar a geração de energia com a procura da mesma. O problema reside na flutuabilidade, na imprevisibilidade e na instabilidade das fontes de energia renovável, porque está-se a falar de fontes que dependem das condições climatéricas, podendo sofrer alterações ao longo do dia.

No trabalho de [13] temos presente os impactos afetos ao sistema nos setores: das operações; da segurança e da eficiência. Tendo isso em conta é apresentada a figura 16 que demonstra os diferentes tipos de impactos para além dos já mencionados.

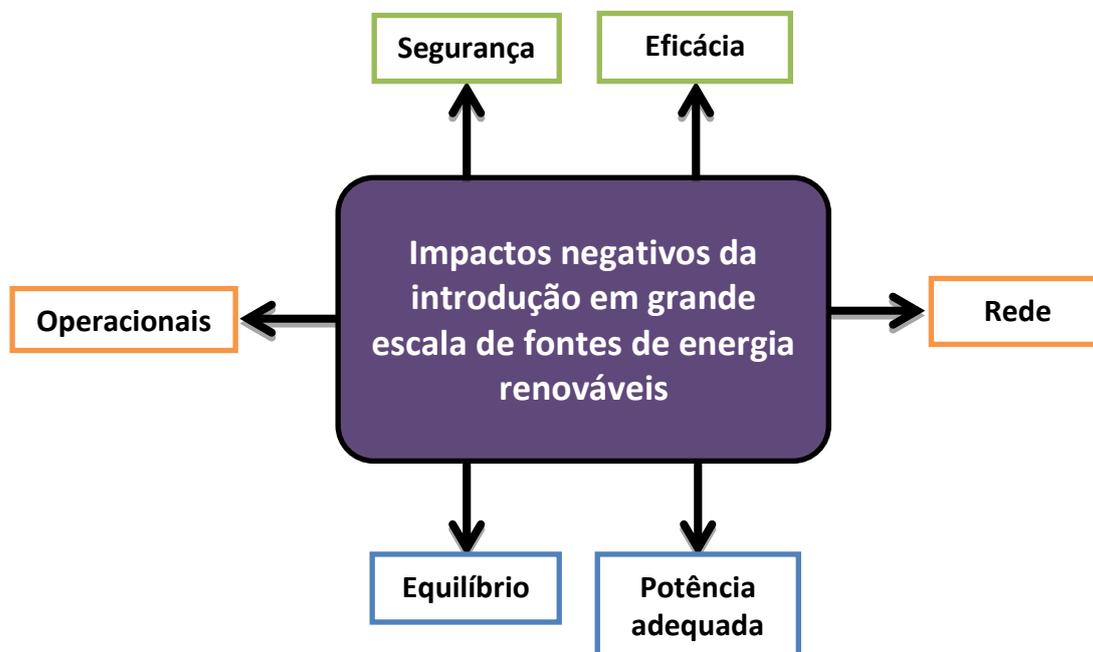


Figura 16 – Impactos negativos das fontes de energia renováveis em sistemas de energia, adaptado de [13].

Segundo [14], existem problemas técnicos como a capacidade de transporte disponível para acomodar fontes de energia renovável. No caso da energia eólica torna-se complicado a sua integração em grande escala devido à natureza incerta do vento que traz alguns problemas técnicos como a regulação/variação da frequência e da tensão. Todos estes fatores se encontram em estudo.

Apesar da evolução técnica das turbinas eólicas continuam a existir algumas limitações, entre as quais o controlo do poder mecânico que está dependente das condições climáticas. Este controlo pode ser classificado como controlo *pitch* e *stall*, sendo a tecnologia *pitch* mais moderna e apresenta várias vantagens. Outro tipo de classificação é o da velocidade que pode ser fixa ou variável. A velocidade fixa é utilizada em geradores assíncronos diretamente ligados à rede elétrica. Quanto à velocidade variável esta permite não só controlar a velocidade como a potência reativa permitindo diminuir o *stress* mecânico e melhorar a qualidade de energia. Como

sabemos a frequência e a tensão são os dois aspetos essenciais a controlar em que as turbinas eólicas apresentam mais vantagens para que esta tarefa seja cumprida possibilitando uma melhor integração de energia eólica no setor elétrico.

Tal como é apontado em [14] o acompanhamento da carga é uma das principais restrições para a introdução da eólica no sistema elétrico, devido ser necessário ter um grande poder de regulação para se manter a frequência estável. A solução passa por ter uma boa capacidade de reserva, proveniente das centrais térmicas, combinada com as turbinas eólicas, mas para implementar esta solução têm-se de ter em consideração o elevado investimento financeiro. As centrais térmicas apresentam diversas restrições, como por exemplo o mínimo técnico dos geradores térmicos que surge como um entrave na combinação com a energia eólica. Para além destes problemas temos também os custos associados ao ligar e desligar das centrais térmicas.

No campo da entrada de energia eólica está a expansão de infra-estruturas para a transmissão de energia elétricas como: as linhas, subestações e outras. Contudo, surgem obstáculos à expansão pretendida no que diz respeito: aos custos; aos problemas de espaço e às áreas habitacionais.

Os problemas aqui apresentados juntamente com as incertezas quanto ao consumo e a produção irão pesar na economia da energia elétrica. A eólica ao ser uma fonte de energia limpa provocará alterações nos preços de mercado com a sua entrada, para além de diminuir os custos de emissões de gases de efeito estufa.

No que toca à introdução em grande escala da tecnologia eólica as principais dificuldades deste setor são causadas pelo mesmo. É essa grande capacidade de produção que pode provocar problemas no sistema elétrico. O sistema tem de ser capaz de lidar com as especificidades da produção eólica em grandes quantidades. Os operadores do sistema de transmissão têm aqui um papel muito importante em termos do *design* e controlo da produção global do sistema, para além de terem de ajustar a produção face aos consumos [15]. Durante este processo tem de se salvaguardar a qualidade técnica.

Após terem sido identificadas falhas, que podem originar grandes quedas de tensão, vai-se selecionar parte da capacidade eólica existente que poderá ser adaptada de forma a manter o paralelo, permitindo assim que haja uma continuidade de serviço em caso de falha. Por último em caso extremo a energia eólica poderá ter que funcionar de forma a regular o sistema, como por exemplo controlar a frequência.

Um sinal notório de que a tecnologia eólica está a afirmar-se cada vez mais perante outras fontes foi a sua capacidade ter alcançado números elevados na Europa. Por este motivo surgem algumas obrigações em que os parques eólicos – pelo menos os de grande dimensão que estejam conectados com a rede de transmissões – necessitam de ser desenvolvidos de maneira a terem operadores de transmissão para simulação permitindo assim ter-se uma integração em rede.

Assim sendo debruçemo-nos agora na estabilidade transitória. Da capacidade de eólica introduzida se quisermos avaliar de forma segura aquela que pode ser conectada às redes de distribuição de transmissão portuguesas, é preciso ter em conta os riscos que se correm quando se desconecta uma determina quantidade de geração eólica, devido à queda de tensão originada pelos curto circuitos. A falha de equipamento tal como os disjuntores também pode ser prejudicial e em casos mais extremos poderá dar-se a perda de sincronismo [16]. Estas falhas podem ter repercussões nas interligações com Espanha [15].

De forma a contornar estas possíveis lacunas estão previstas nos planos de expansão da rede de transmissão de renováveis novas subestações de 400kV e 220kV em áreas anteriormente não abrangidas pela rede de transmissão, mas com grande potencial para a energia eólica. Está também previsto um reforço de equipamento que vai abranger a modernização das linhas de 220kV já existentes.

Até hoje a gestão dos diferentes sistemas de energia tem tido uma receção favorável, graças à inexistência de incidentes nos locais onde o vento teve uma ação direta ou indireta que pudesse provocar problemas operacionais. Em contrapartida determinadas regiões onde existe uma grande integração da eólica, o operador do sistema de transmissão teve que aumentar significativamente as medidas corretivas para diminuir a carga do sistema nos períodos em que a alimentação – através de energia eólica – era feita em grande escala.

Atualmente umas das principais preocupações do sistema elétrico português é o excesso de geração eólica nos dias mais ventosos, como já ocorreu em invernos rigorosos, nomeadamente os de 2009-2010. De forma a suplantar este problema prevê-se um aumento de capacidade hídrica para 2020 em cerca de 4GW [17].

Observando ao pormenor quais são os problemas que mais preocupam o setor elétrico, devido à integração em grande escala das fontes renováveis no setor, já existem condições para apresentar várias medidas que visam solucionar estas questões. Dessas

soluções algumas ainda precisam de ser melhoradas, encontrando-se em estudo, estando outras já implementadas e com boa eficácia.

É necessário haver uma flexibilidade do sistema para se conseguir responder às mudanças da procura e da geração [18].

As ferramentas de previsão (*forecast*) têm um papel importante na penetração em grande escala das energias renováveis, porque permitem melhorar o comportamento da rede dos geradores das turbinas eólicas. Existem modelos que permitem otimizar a energia renovável da rede com base no modelo meteorológico de mesoescala de alta resolução do clima atual [19]. No entanto para que conseguíssemos dar um uso mais eficaz destas previsões era importante que a incerteza das previsões – que ronda os 30% a 40% para 36 horas – passasse para os 10% de incerteza, um valor ideal que conduz a uma redução dos custos de regulação [14].

Ainda relativo ao tema da previsão, atendendo ao caso da energia eólica, esta energia vai apresentar sempre flutuações de acordo com as condições climáticas. Contudo quanto mais preciso é o modelo de previsão menor será a margem de erro, facilitando assim as manobras operacionais e mantendo o equilíbrio energético.

Se as previsões abrangerem grandes áreas dá-se um aumento do nível de precisão em que o erro cai de forma exponencial tal como se pode ver na figura 17. Por outro lado se em termos temporais a previsão for aumentada o erro associado vai ser maior.

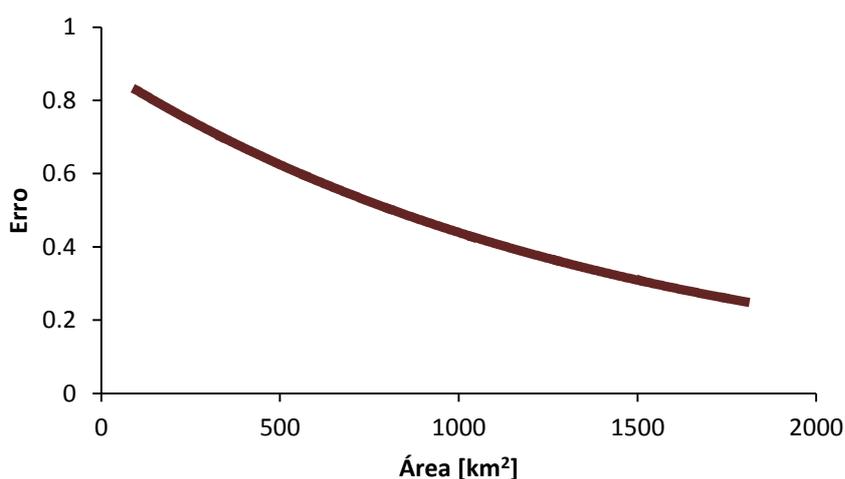


Figura 17 – Diminuição do erro de previsão para o agregado de energia eólica produzida devido ao efeito de alisamento, adaptado de [20].

No que toca a agregação e distribuição é possível afirmar que quanto mais dispersos e localizados numa área de controlo estiverem, menor serão as restrições

para a introdução desta energia. Ou seja com um maior número de turbinas eólicas a funcionar, num determinado período de tempo, menor será a variabilidade de produção. Por outro lado quanto maior for a área geográfica, na qual as turbinas estão distribuídas, mais previsível e menos variável será a geração total de eólica. Nas áreas maiores a correlação entre os geradores eólicos e a energia térmica produzida é maior, originando o efeito conhecido como o efeito de suavização na produção de energia eólica. Por fim quanto menor for o intervalo de tempo maior será a correlação, reduzindo a variação de produção da energia eólica.

Para se conseguir uma introdução em grande escala das renováveis e evitar ou diminuir alguns problemas é necessário o melhoramento de alguns aspetos, como: a intermitência do vento; a agregação e distribuição; a interligação com outras redes; o fornecimento de reserva pelas centrais; a redução dos parques eólicos; a geração distribuída; a complementaridade entre fontes; a gestão do lado da procura; a resposta da procura e o armazenamento de energia.

Começando pelas consequências da elevada variabilidade do vento, estas podem ser reduzidas se forem melhoradas as técnicas de previsão – tal como a interligação entre as redes – e se for tido em atenção a distribuição geográfica dos geradores. Isto vai permitir um aumento da previsibilidade da produção eólica reduzindo assim as suas variações. Estas técnicas vão ser importantes porque ajudam a resolver os problemas de curto-médio prazo. Em relação aos problemas de longo prazo já se tem que ter em consideração a gestão de operação e uma capacidade flexível de reserva.

Já a interligação com outras redes permite exportar energia eólica quando se encontra em excesso. Por outro lado permite a sua importação quando a produção da mesma é reduzida. Todas estas decisões têm que ser tomadas tendo em consideração os preços de mercado mais convenientes.

Em relação às centrais que podem fornecer capacidade de reserva, elas devem de ser flexíveis e devem ter tempos de resposta curtos, podendo-se assim repor rapidamente a capacidade eólica que se perde.

Olhando para o corte de energia eólica, este pode ser importante para reduzir os custos globais do sistema de interligação. Quando a capacidade de transmissão ou de distribuição está congestionada perto do parque eólico poderá ser necessário uma redução da energia eólica. A redução da energia produzida pode ser conseguida através da limitação da saída de um grupo aerogerador, ao fechar-se algumas ou até mesmo

todas as turbinas. Isto poderá trazer custos adicionais porque demorará um certo tempo até que o parque eólico volte a funcionar plenamente.

A utilização de outros tipos de geração distribuída poderá ajudar a rede em que, ao dar-se uma diminuição do congestionamento da rede, as perdas de transmissão são reduzidas. Tanto a geração distribuída, como a integração da energia eólica poderão ser facilitadas.

Na complementaridade entre os recursos renováveis, apesar destas três tecnologias serem intermitentes, variáveis e dependentes das condições climáticas, sabemos que elas não variam da mesma forma, tal como é ilustrado na figura 18.

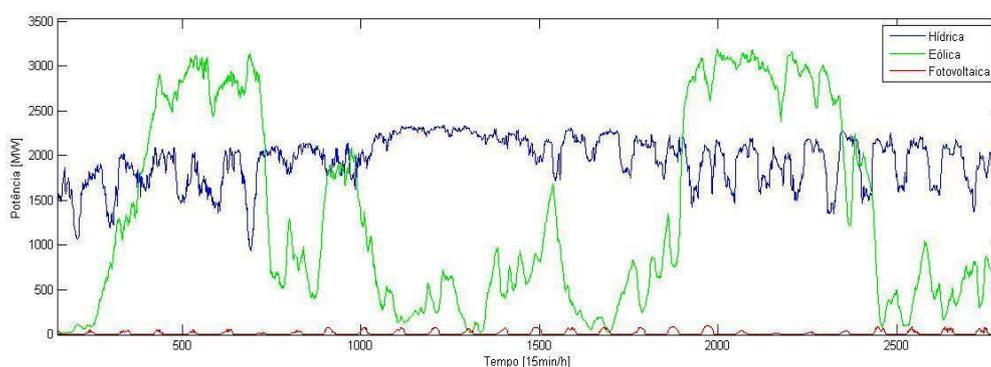


Figura 18 – Evolução mensal da produção hídrica (azul), eólica (verde), fotovoltaica (vermelho) em Portugal para o mês de janeiro de 2011.

Se associarmos às *smarts grids* o despacho prioritário da energia eólica, teremos outra solução devido a facilitarem as operações a realizar.

Em termos do mix energético, entende-se que o uso das três tecnologias renováveis irá facilitar a integração em grande escala no sistema elétrico, tendo em conta que apresenta melhores valores e resultados do que se for escolhida apenas uma fonte para introduzir no sistema. Para além do mix se juntarmos novas formas de armazenar energia – como a energia armazenada em barragens, o ar comprimido, as baterias eletroquímicas ou os volantes de inercia – ao uso de novas tecnologias de gestão do lado da procura, será possível reduzir as necessidades de intermitência, ajustando-se o consumo em tempo real através da partilha de informação.

Voltando à introdução em grande escala das renováveis, há que ter em conta algumas recomendações para a integração da eólica: uma maior flexibilidade do sistema; uma capacidade de armazenamento; a redução do vento (“*wind curtailment*”); a mitigação da taxa de rampa; a utilização de interligações eficazes; o uso de melhores técnicas de previsão e ter uma maior diversidade geográfica. Tudo isto permitirá

diminuir ou suavizar os efeitos de imprevisibilidade que esta fonte carrega. Outras recomendações a ter em conta consistem na examinação da variação do vento, juntamente com as variações da carga; na obtenção de características do sistema e de respostas através de simulações; na análise dos custos reais e por último fazer um balanço entre os custos e os benefícios da energia eólica.

Para finalizar esta questão referente às soluções a utilizar, os resultados obtidos evidenciam que a combinação das fontes renováveis vai permitir uma melhor integração no sistema elétrico do que apostando numa só tecnologia. Nomeadamente se utilizarmos um mix distribuído pela energia eólica, solar e hídrica, as necessidades de reserva são menores comparativamente à utilização de uma só fonte renovável.

Apontadas quais as principais preocupações e entraves à introdução de fontes renováveis no nosso sistema, bem como as possíveis soluções a estes problemas, passamos agora a analisar o comportamento sazonal destas fontes.

Seguindo a linha de raciocínio de [21] a geração de energia eólica é mais intensa no inverno do que no verão, por outro lado a energia solar tem um comportamento totalmente oposto. No entanto esta oposição não deve ser encarada como uma adversidade, mas pelo contrário estes comportamentos opostos podem levar a um equilíbrio de forma a seguir a curva da carga sazonal. Isto poderá levar a um mínimo necessário de energia armazenada.

Como já foi frisado, a energia eólica atingiu valores de produção muito elevados, de tal forma que as fontes de energia eólica encontram-se dispersas por vários pontos do planeta. Contudo, as flutuações climáticas fazem com que esta fonte não seja estável e constante. Por isso aspetos como o equilíbrio e o armazenamento tornam-se relevantes, visto que a medio-longo prazo os valores das quotas das renováveis irão aumentar. Convém por isso analisar e estudar o comportamento das tecnologias, face às diferentes estações do ano.

Na Europa, a geração de eólica está correlacionada com o comportamento da carga sazonal e a geração de solar está anti-correlacionada com o comportamento da carga. Desta forma podemos contrabalançar a geração destas duas tecnologias e adaptá-las às necessidades que a carga exige.

Em suma, consegue-se verificar que tanto a energia eólica como a solar acompanham um ciclo sazonal. Ao contrário da energia solar, a energia eólica apresenta-se mais forte no inverno do que no verão. Desta forma, podemos combinar

estas fontes de maneira a anular mutuamente as suas falhas e assim acompanhar de forma eficiente a curva de carga [22].

Voltando a atenção para o objetivo deste trabalho, a integração de energia renovável não depende apenas das variações das fontes renováveis mas também das variações da procura e da capacidade de resposta do sistema de abastecimento de energia. O objetivo passa por encontrar as capacidades ótimas a instalar para que se consiga estabilizar a produção térmica e reduzir os custos, sendo uma opção o investimento em tecnologias de *back-up* [16].

Têm sido analisadas algumas soluções em que uma delas pretende melhorar a otimização da integração das fontes de energia renováveis no nosso sistema, baseando-se na combinação das três fontes renováveis – hídrica (fios de água e produção em regime especial), eólica e fotovoltaica – em vez de optarmos por uma só fonte. Desta forma atenuam-se os efeitos da variabilidade das fontes renováveis face ao consumo. O artigo [11] serviu de inspiração para desenvolver e estudar mais detalhadamente a identificação da combinação renovável ótima e por isso foi utilizada nesta dissertação uma metodologia baseada nesse artigo.

Importa referir o modelo utilizado neste estudo [11] pois combina a energia hídrica, eólica e fotovoltaica, para o período de um mês. Propôs-se assim a diminuição da variação da procura residual mantendo-se a política de energias renováveis e os seus objetivos. Desta forma proporciona-se uma contribuição importante para a integração em grande escala das fontes renováveis.

O modelo usado em [11] baseia-se na procura do mix ótimo das três fontes renováveis. Para isso minimizou-se a variância da produção térmica e ao mesmo tempo tentou-se cumprir uma determinada quota da renovável que foi estabelecida. Com isto pretende-se minimizar a utilização de energias fósseis.

Associado a esta função objetivo temos uma restrição que permite fazer com que o total da energia renovável produzida não exceda a procura.

Um fator importante nesse artigo são os coeficientes de correlação que quantificam a associação linear de cada uma das energias renováveis com a procura.

Fazendo um paralelo com o trabalho realizado no decorrer desta dissertação, construiu-se um modelo que permitisse obter as capacidades ótimas instaladas de cada uma das fontes renováveis, mas aumentou-se o espaço temporal, em vez de se testar apenas os valores de um só mês estendeu-se para um ano inteiro. Tornou-se o modelo mais simples mas adicionou-se mais uma restrição.

Desta feita a função objetivo vai apenas procurar minimizar a variância da produção térmica, para que esta seja o mais estável possível, respeitando duas restrições: a primeira segue os mesmos princípios de [11], ou seja a geração de renovável não pode ultrapassar uma certa percentagem do consumo. A segunda e última restrição tem como objetivo igualar a geração renovável otimizada com a geração renovável original, assim consegue-se respeitar a quota real renovável, deixando de estar no modelo como em [11].

Através de uma análise prévia e tendo para já como base os coeficientes de correlação, é plausível dizer que o mix de geração renovável melhora a sua correlação com a procura. Obtém-se uma melhoria em termos destes coeficientes, sendo apresentando valores superiores a qualquer coeficiente obtido quando se considera uma tecnologia isolada, daí a importância do tal mix em estudo.

Outro aspeto analisado e simulado é a comparação entre o caso real e outros cenários, tendo-se variado os pesos de ligação e obtendo-se assim diferentes valores de capacidade instalada para cada uma das fontes renováveis. Verificou-se um aumento da percentagem de hídrica e fotovoltaica e uma diminuição da eólica face ao caso real devido aos fatores de correlação. Isto aconteceu porque as duas primeiras estão mais correlacionadas com a procura, enquanto a eólica tem uma maior variabilidade o que contribui para a diminuição da sua quota. Este resultado vai ser confirmado mais à frente nesta dissertação.

Todas estas simulações serviram para ver e otimizar as correlações entre o mix de geração e a procura de forma a diminuir a variabilidade da procura residual. O mix ao resultar dos valores de capacidade instalada por cada tecnologia utilizada, irá influenciar a procura residual.

Estas simulações permitiram ver e comparar a procura e a geração total de renovável – em MW – para o caso real e para o otimizado, concluindo que este último apresenta um comportamento mais estável em relação à procura residual quando é comparado com o caso real. Verificamos ainda que o mix de geração renovável melhora a sua correlação com a procura. Dá-se uma melhoria em termos do coeficiente de correlação, apresentando valores superiores a qualquer coeficiente obtido quando se considera uma tecnologia isoladamente.

O estudo feito em [23] vem apoiar tudo o que tem vindo a ser referido em relação à utilização da combinação ótima de fontes renováveis. Atendendo à eólica, hídrica e fotovoltaica, neste caso [23] para que houvesse uma maior taxa de integração das fontes

renováveis em questão, em vez de se utilizar apenas uma tecnologia olhou-se para as características temporais e para a variabilidade espacial das mesmas de forma a termos uma melhor combinação e resultados.

De forma semelhante, o trabalho desenvolvido em [20] vai de encontro ao que se tem vindo a falar que uma das melhores maneiras para integrar em grande escala a produção de energia renovável no sistema elétrico português passa por adotar um mix do qual faz parte a eólica, a hídrica e a fotovoltaica. Ao usar esta combinação pode-se compensar de alguma forma as “falhas” de cada uma das tecnologias referidas. A tudo isto junta-se as melhorias não só tecnológicas mas também metodológicas, em relação ao armazenamento de energia, à gestão e à reposta do lado do consumo. Assim vai ser possível influenciar a curva da carga de maneira a mitigar o desequilíbrio entre a intermitência e o consumo.

Vamos tomar atenção agora a alguns exemplos práticos de aplicação desta solução do mix de fontes renováveis. Assim é possível ter consciência da grande utilidade deste método e que não é apenas algo teórico, mas sim algo que hoje em dia é posto em prática.

Na Europa existem diversos países com elevadas taxas de integração de energias renováveis principalmente da eólica. Os países com maior peso nesta área são: Dinamarca, Portugal, Espanha, Irlanda e Alemanha.

No caso dos nossos vizinhos ibéricos, a capacidade anual da fotovoltaica encontra-se acima dos 20% desde 2009 e a eólica situa-se nos 23% há mais de dez anos [24]. Como se pode comprovar Espanha é um bom exemplo da aplicação do mix ótimo onde foi possível diminuir a dependência dos combustíveis fósseis [24].

No caso Português [17] destaca-se a integração de uma quantidade significativa de geração eólica, tendo sido positiva e sem que nenhum acontecimento negativo tenha ocorrido.

No final de 2010, a capacidade total do sistema de geração do nosso país era de 18.164MW, em que 7.407MW provinham de centrais térmicas e 4.578MW de estações hidroelétricas. Em termos de fontes renováveis tínhamos um total de 9.490MW o que representa 52% da capacidade total instalada. Em 2010 a energia eólica contribuía com 17% da energia consumida [17].

O sistema elétrico português está preparado para uma elevada integração de energia eólica. Isso é possível porque as centrais existentes encontravam-se com meios para regular a tensão quando a eólica ainda se encontrava numa fase inicial [17].

A energia eólica tem sido colocada em grupos – os denominados centros de despacho de energia eólica local – permitindo assim um melhor monitoramento e controlo da geração eólica. Em 2007 assinaram-se contratos que exigiam uma capacidade no controlo da frequência, limitando para 5% a potência nominal [17].

Falta só abordar o assunto dos custos que segundo [13] podem ser divididos em duas componentes: uma que diz respeito ao aumento do custo de equilíbrio operacional (aspeto que pretendemos que seja o mais estável possível) e a outra aponta no sentido do reforço da rede.

Ao longo desta dissertação vão ser analisados os custos associados à produção de energia elétrica, cujo principal objetivo será minimizar este resultado. Assim sendo vai ser utilizado um modelo que segue os mesmos moldes do da minimização da variância, mas vai agora contemplar os custos afetos à produção de eletricidade a partir de energia térmica. Desta feita vai-se colocar um pouco de lado o conceito da variância, o que implica que os resultados que se venham a obter penalizem um pouco este fator em prol da minimização total dos custos.

Segue agora uma tabela de resumo, com as principais áreas abordadas neste capítulo do estado da arte, bem como quais os artigos correspondentes a cada uma das áreas.

Tabela 4 – Áreas estudadas e correspondentes referências utilizadas.

Área estudada	Referências utilizadas
Problemas causados pela integração em grande escala das fontes de energia renováveis	[13]; [14]; [15]; [16]; [17]; [19]
Soluções utilizadas e propostas para resolver os principais problemas	[11]; [18]; [20]
Comportamento das fontes de energia renováveis	[21]; [22]
Solução utilizando a combinação ótima	[11]; [12]; [16]; [18]; [20]; [21]
Exemplos de utilização da combinação ótima	[17]; [20]; [24]

CAPÍTULO 2- METODOLOGIA

Neste capítulo pretende-se dar a conhecer e analisar o modelo matemático que permitiu a identificação da combinação ótima e conseqüentemente reduzir a variância da produção térmica. De seguida vai-se fazer o mesmo estudo, mas agora para o modelo que contempla a identificação da combinação ótima de fontes renováveis minimizando a função de custos referentes à produção de energia térmica (carvão, fuel e gás natural).

Serão identificadas e interpretadas as variáveis destes dois estudos de forma a obter-se uma melhor compreensão da função objetivo e das suas restrições.

Será também feito uma análise genérica do funcionamento dos modelos. Ou seja como é que funciona e toma as suas decisões quanto à capacidade instalada para cada tecnologia renovável.

Em suma, com este estudo pretende-se verificar qual o comportamento e as escolhas que o modelo faz em relação às fontes renováveis em estudo, tendo em conta determinadas restrições. Permitirá saber qual o mix ótimo de energias renováveis para o nosso trabalho.

2.1 Modelo da minimização da variância

De forma a identificar o mix ótimo renovável – que permite uma melhor integração das energias renováveis no sistema elétrico português – foi formulado e usado um modelo para minimizar a variância da produção térmica, em que esta corresponde à diferença entre a procura residual e a geração de renováveis. Esta função de otimização pode ser vista na seguinte equação (1):

$$\min_{a_i} \left\{ \text{VAR} \left(Dr_t - \sum_{i=1}^I a_i R_{it} \right) \right\} \quad (1)$$

Onde Dr_t representa a procura residual de eletricidade num período t ($t=1, \dots, X$) e R_{it} ($i=1, \dots, I$) é a produção de renovável de uma determinada tecnologia i num período t . Estes valores são normalizados pelo valor máximo observado nesse determinado tempo t . Quanto aos valores de a_i ($i=1, \dots, I$) este representa a potência ótima instalada escolhida pelo modelo.

É de salientar que Dr_t é diferente de D_t . O primeiro corresponde ao consumo residual que é igual á produção real térmica mais a produção renovável, a partir das três tecnologias utilizadas, $Dr_t = T + Ro_{it}$. O segundo diz respeito aos valores reais nacionais do consumo. O T é a energia elétrica produzida a partir do carvão, do fuel e do gás natural.

A acompanhar esta função de otimização temos duas restrições que são descritas em (2) e (3):

$$\sum_{i=1}^I a_i R_{it} \leq \varepsilon Dr_t \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I a_i R_{it} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I Ro_{it} \quad (3)$$

A restrição em (2) diz que a geração de renovável não pode ultrapassar uma determinada percentagem do consumo D_t em que ε representa essa percentagem de procura que pode ser satisfeita com a produção renovável num período t .

Em relação à restrição em (3) é mencionado que a geração de renovável otimizada tem de ser igual à geração renovável original expressa por Ro_{it} num determinado período t .

A função objetivo em (1) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\sigma_{Dr}^2 + \sum_{i=1}^I a_i^2 \sigma_{R_i}^2 + 2 \sum_{i < j} a_i a_j \sigma_{R_i R_j} - 2 \sum_{i=1}^I a_i \sigma_{Dr R_i} \quad (4)$$

Onde:

σ_{Dr}^2 é a variância da procura residual;

$\sigma_{R_i}^2$ é a variância do perfil da geração renovável i ;

$\sigma_{R_i R_j}$ é a covariância entre o perfil i e j da geração renovável;

$\sigma_{Dr R_i}$ é a covariância entre a procura residual e o perfil de geração renovável i ;

Tendo em conta (3) e (4) podemos dizer que um determinado perfil de geração renovável contribuirá mais para a minimização da variância residual da procura quando temos presente as seguintes características:

- Baixa variância;
- Alta covariância com a procura residual;
- Baixa covariância (de preferência valores negativos) com outros perfis de renováveis;
- Elevado fator de capacidade que é definido como a razão entre a energia produzida por tecnologia durante um período de tempo e a energia total que pode ser produzida nesse mesmo intervalo.

Assim sendo, um perfil de geração renovável que tenha uma baixa variância e uma alta covariância com a procura residual faz com que a correlação entre a produção renovável e a procura seja elevado, contribuindo para uma menor variância da procura residual, o que leva a uma produção térmica mais estável.

Quanto à covariância entre dois perfis de produção renovável é importante que o valor seja baixo. Aliás, quanto menor for a covariância entre duas tecnologias

renováveis maior capacidade instalada poderemos ter, uma vez que têm comportamentos opostos.

Sabendo de ante mão que o fator de capacidade reside na média adimensional de cada tecnologia, este irá ser usado como um indicador da disponibilidade do recurso.

Por sua vez o modelo em causa valoriza as tecnologias com maior capacidade, traduzindo-se numa maior produção de energia com a mesma potência instalada.

Para fazer uma otimização baseada na diversidade temporal – cujos resultados vão ser apresentados no próximo capítulo – é preciso encontrar o mix de geração renovável ótimo das três tecnologias renováveis em estudo.

A equação (1) pode ser rescrita da seguinte forma:

$$\min_{a_i} \text{VAR}(Dr_t - (a_1 H_t + a_2 PV_t + a_3 W_t)) \quad (5)$$

Permitindo especificar os três perfis de geração renovável onde:

a_1 é a capacidade ótima instalada de hídrica;

a_2 é a capacidade ótima instalada de eólica;

a_3 é a capacidade ótima instalada de fotovoltaica;

H_t é o perfil de geração hídrica num período t ;

W_t é o perfil de geração eólica num período t ;

PV_t é o perfil de geração fotovoltaica num período t ;

Isto permitirá rescrever também as restrições (2) e (3) de forma a obtermos o seguinte:

$$a_1 H_t + a_2 PV_t + a_3 W_t \leq \varepsilon Dr_t \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T (a_1 H_t + a_2 PV_t + a_3 W_t) = \sum_{t=1}^T R_{ot} \quad (7)$$

A metodologia descrita foi aplicada ao caso real, sendo considerados os dados do sistema elétrico português para os anos de 2011 e 2012 com dados de 15 em 15 minutos [25], o que permitiu – através da criação de simulações – obter a capacidade ótima instalada para as três tecnologias.

2.2 Modelo da minimização dos custos

À semelhança do capítulo anterior (2.1), também formulou-se um modelo, mas desta vez com outro objetivo. Neste caso o modelo elaborado contempla os custos afetos à produção de eletricidade a partir da energia térmica – o que penaliza a variância – como forma de se identificar a combinação ótima renovável que permite uma melhor integração das energias renováveis no setor elétrico português.

Começamos por minimizar os custos da produção térmica (9) que corresponde à diferença entre a procura residual e a geração renovável (8).

$$P = D_{r_t} - \sum_{i=1}^I a_i R_{it} \quad (8)$$

$$\min_t \left\{ \sum_{t=1}^T (e + f \times P + g \times P^2) \right\} \quad (9)$$

Dando origem a:

$$\min_{a_i} \left\{ \sum_{t=1}^T \left(e + f \times \left(D_{r_t} - \sum_{i=1}^I a_i R_{it} \right) + g \times \left(D_{r_t} - \sum_{i=1}^I a_i R_{it} \right)^2 \right) \right\} \quad (10)$$

Na equação (8) e (10) o D_{r_t} representa a procura residual de eletricidade num período t ($t=1, \dots, X$); R_{it} ($i=1, \dots, I$) é a produção de renovável de uma determinada tecnologia num período t . Estes valores são normalizados pelo valor máximo observado nesse determinado tempo t . O a_i representa a potência ótima instalada escolhida pelo modelo. O P é a potência térmica a ser produzida no instante t .

Na equação (9) e (10) os e, f, g são os parâmetros característicos da central térmica cuja forma de obtenção dos valores a utilizar será explicado mais à frente neste capítulo.

As restrições aqui utilizadas são as mesmas do modelo de minimização da variância descritas nas equações (2) e (3).

Tal como no caso da minimização da variância, aqui também existe um determinado perfil que tem uma maior contribuição na minimização dos custos. Apesar

das características em causa serem as mesmas do capítulo anterior é na mesma importante relembra-las:

- Baixa variância;
- Alta covariância com a procura residual;
- Baixa covariância com outros perfis de renováveis;
- Elevado fator de capacidade que é definido como a relação entre a energia produzida por tecnologia durante um período de tempo e a energia total que pode ser produzida.

Este método foi aplicado ao caso real tendo sido considerados os dados do sistema elétrico português nos anos de 2011 e 2012, com dados de 15 em 15 minutos [25]. Através da criação de simulações foi possível obter a capacidade ótima instalada para as três tecnologias.

- **Encontrar os parâmetros característicos do grupo (e f g):**

Existem diversos custos associados à produção de energia elétrica nas centrais térmicas como por exemplo custos: de investimento; de combustível; de emissão de CO₂; de operação e de manutenção.

A função de custo de produção, referente a um grupo térmico, é dada por uma equação de segundo grau: $C(P) = e + f \times P + g \times P^2$ [26], estando já contemplados os custos do combustível. As particularidades desta função é a de ser contínua e convexa como se pode ver na figura 19 [26]. Nesta figura 19 no eixo das ordenadas temos a potência e no eixo das abcissas o custo de produção.

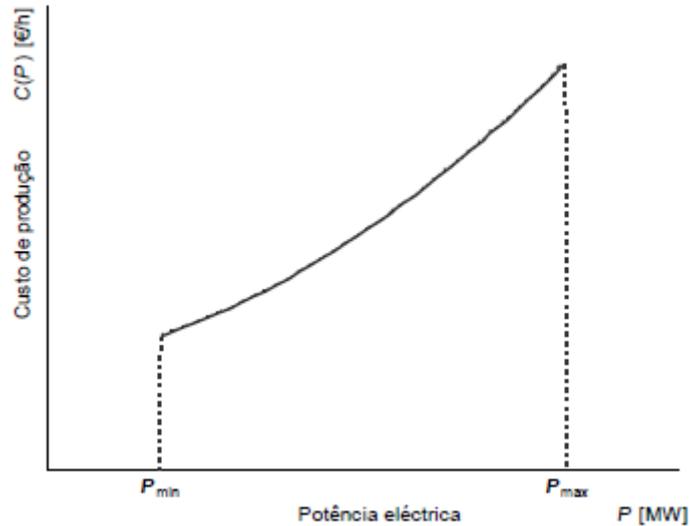


Figura 19 – Função do custo de produção em função da potência elétrica [26].

De acordo com a equação (9) existem três parâmetros que precisam de ser calculados, permitindo obter o custo de produção relativo à produção elétrica nas centrais térmicas.

Assim, para se obter os parâmetros e, f, g fez-se o seguinte:

Com os dados dos custos de produção das centrais a carvão, fuel e gás natural, que foram fornecidos pela SENDECO2, pela Bolsa Europeia de Licenças de Emissão de Dióxido de Carbono (EUAs) e pelos Créditos de Carbono (CERs) [27], obteve-se a figura 20. Nesta figura 20 estão presentes os custos marginais para as diferentes centrais térmicas, sendo considerados os custos de CO_2 e do combustível.

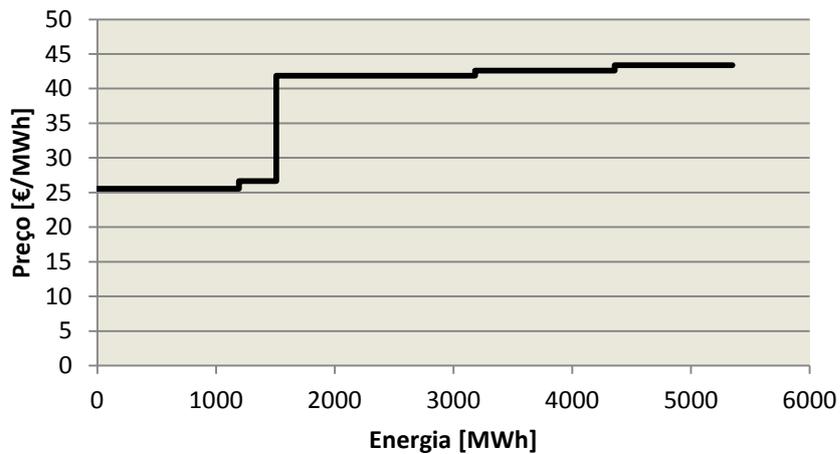


Figura 20 – Curva dos custos marginais para a produção térmica, adaptado de [27].

Tendo esta informação como base foi possível calcular a equação da reta, $y = mx + b$, sendo possível obter os valores dos custos para cada potência.

Fez-se o quociente entre duas diferenças: a primeira é entre o preço máximo e o preço mínimo, a segunda é entre o ponto de potência mais alto e o ponto de potência mais baixo. A seguinte fórmula $\frac{Preço(max)-Preço(min)}{Pot(max)-Pot(min)}$ demonstra isso mesmo, chegando-se ao valor do declive, $m = 25.521$.

O passo seguinte consistiu em calcular todos os pontos da reta, ou seja o preço segundo os valores de potência obtidos pela SENDECO2 [27]. Ficando com a figura 21:

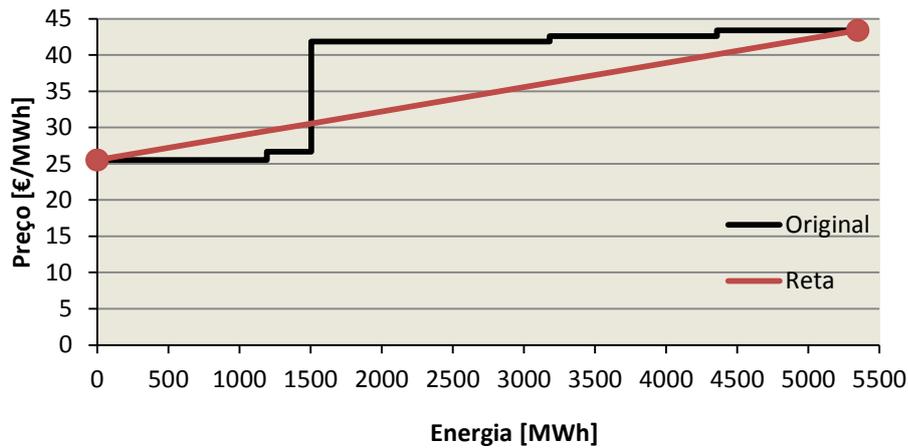


Figura 21 – Reta correspondente ao custo marginal de produção em função da energia elétrica.

Através da figura 21 temos a informação do custo da primeira e da última unidade produzida tal como é visível na tabela 5.

Tabela 5 – Preço e potência dos pontos mínimos e máximos, adaptado de [27].

Potência [MW]	Preço [€/MW]
0	25.521
5348	43.397

Por último calcularam-se os parâmetros característicos da central térmica através da equação da reta, $y = mx + b$, onde b é igual ao parâmetro f e m , que representa a derivada da equação da reta, é igual ao parâmetro g . Ainda se desprezou o parâmetro e , pois para obter este parâmetro tinha que se integrar a equação da reta, obtendo uma constante de integração, cujo valor não se conhece. Os valores são apresentados na tabela 6.

Tabela 6 – Valores dos parâmetros característicos do grupo térmico.

Parâmetros	
e [€]	0
f [€/MW]	25.5207
g [€/MW²]	0.00167

CAPÍTULO 3- RESULTADOS

Podemos agora debruçar-nos no capítulo dos resultados tendo já sido interpretado e explicado o modelo, para assim se obter os resultados da otimização.

Mas ainda neste capítulo vamos focar-nos na análise dos recursos renováveis, que servem de base na obtenção da combinação ótima para a integração no sistema elétrico português.

Ao longo do trabalho realizado utilizaram-se dados que ilustram a informação das produções reais das fontes renováveis e também do consumo, para o ano de 2011 e de 2012. Esses dados foram fornecidos pela REN [25].

É importante esclarecer que se considerou, para efeitos de estudo e análise, as seguintes fontes renováveis: a hídrica que para este estudo engloba apenas a PRE hídrica (produção em regime especial) e a hídrica de fios de água; a energia eólica e por fim a fotovoltaica. Isto significa que o mix ótimo terá por base estas três fontes.

Ou seja pretende-se aqui saber com que fontes estamos a lidar, qual o seu comportamento ao longo do ano e ver que diferenças existem entre os anos 2011 e 2012. Assim, será possível ter uma noção da variabilidade e da disponibilidade dos recursos, recorrendo a diversas ferramentas estatísticas que permitam uma melhor comparação destes dados de entrada. É importante fazer este estudo prévio, pois são estas mesmas fontes que estão na base do modelo para obter os resultados presentes neste capítulo 3.

Por fim, ainda no âmbito deste capítulo propõe-se identificar e interpretar algumas medidas descritivas e os dados obtidos neste trabalho para se ter uma melhor compreensão do seu significado. Por exemplo em relação à matriz de variâncias e covariâncias e ao coeficiente de correlação, saber qual o significado prático fornecido por estes dados.

Ao longo deste capítulo estão presentes os resultados da otimização, tal como as potências instaladas de cada tecnologia o que permite comparar o caso real com o otimizado e mostrar que existe uma melhoria quanto à variância da produção térmica e uma diminuição da procura residual.

Procurou-se analisar e justificar os resultados obtidos com base nos parâmetros já descritos – variância, covariância com a procura e entre os perfis renováveis e o fator de utilização – fazendo uma análise mais pormenorizada para o ano de 2012.

Por fim, neste capítulo pretende-se ainda mostrar a validade do modelo, para isso foram feitos diversos cenários que o põem á prova. Como por exemplo, ver como se comportam as potências instaladas quando se faz variar a quota. Este e outros cenários vão ser explicados e os seus correspondentes resultados vão ser analisados ao longo deste capítulo.

3.1 Algumas medidas de estatística descritiva

Para se compreender o processo de identificação do mix ótimo é necessário começar por entender o significado de algumas medidas descritivas, que permitiram a criação desse modelo realizado com o auxílio do software MATLAB 7.1.10. Tendo isto em conta passa-se a apresentar algumas das ferramentas estatísticas, aplicadas ao caso de estudo.

1. A variância/covariância:

A variância indica o quão longe os valores estarão do valor esperado e é uma medida de dispersão estatística. No nosso caso vai observar o quanto a procura e as produções de renováveis se afastam do seu valor médio.

A covariância é a associação linear entre as variáveis. Aplicado no nosso estudo vemos a dependência linear entre a procura residual e as restantes tecnologias renováveis.

2. O desvio padrão (σ):

É uma forma de quantificar o quanto os valores se afastam relativamente à média. Temos assim uma perceção de como os dados estão a evoluir o que permite obter uma referência. É a raiz quadrada da variância, explicada a cima.

Na simulação feita fomos descobrir o desvio padrão do T , isto é a diferença entre a procura residual e a potência instalada de renováveis. O T dá-nos o valor da produção térmica, sendo por isso importante ver o seu comportamento através do desvio padrão, em que o To corresponde aos valores iniciais de energia térmica produzida. Ou seja sT corresponde ao desvio padrão final e sTo corresponde ao desvio padrão inicial antes da otimização das potências instaladas.

3. O coeficiente de correlação linear de Pearson, $\rho = \frac{cov(X,Y)}{\sqrt{var(X).var(Y)}}$ [28]:

É uma ferramenta com resultados importantes, em que os coeficientes nos dão informação sobre a forma como cada duas variáveis se relacionam entre si. O resultado do quociente pode variar entre 1 e -1, onde para $\rho = 1$ significa que a correlação é perfeita, se for $\rho = 0$ as duas variáveis em causa não têm qualquer dependência linear

entre si, mas se tivermos $\rho = -1$ as variáveis são o oposto uma da outra, em que quando uma diminui a outra aumenta e vice-versa.

No estudo em causa, foi calculado o coeficiente de correlação entre a procura residual e cada uma das energias renováveis e entre estas.

4. A média:

Para obtermos valores de referência e fazer outras comparações, foi preciso calcular a média. Esta irá apontar o valor mais central dos dados em causa.

No modelo de simulação calculou-se a média de T e To , através de $meanT$ e $meanTo$, descobrindo-se os valores médios da produção térmica inicial e da otimizada.

5. O coeficiente de variação:

O cálculo dos coeficientes de variação permite comparar diferentes distribuições.

Calculou-se o coeficiente de variação para T e To : $cv = sT/meanT$ e $cvo = sTo/meanTo$. Desta forma, estamos a representar o desvio padrão como percentagem da média.

6. O diagrama de caixas ou boxplot:

É uma opção para a apresentação dos dados mas também para uma comparação mais fácil de valores. Com este diagrama podemos saber as medianas de cada tecnologia para cada mês, bem como os respetivos quadris. Como se pode observar na figura 22 que se segue:

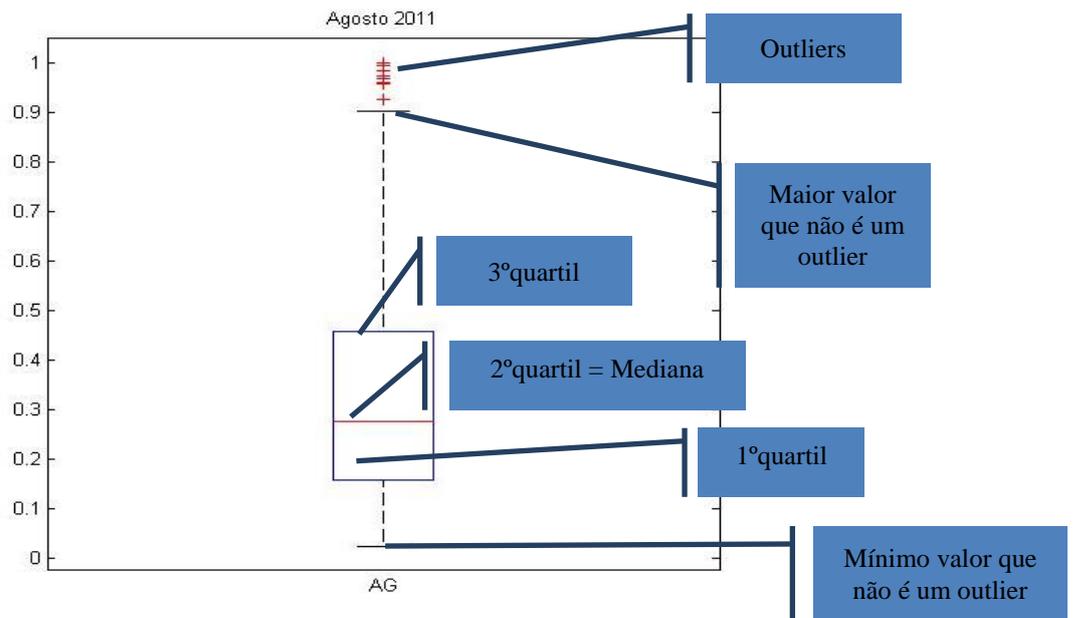


Figura 22 – Diagrama de caixas para o agregado de produção de energia eólica no mês de agosto de 2011.

Este gráfico está repleto de informação, de onde tiramos: a mediana (2ºquartil), o 1º quartil Q1, o 3ºquartil Q3, subtraindo estes dois quartis obtém-se a amplitudes interquartis (L). Os outliers, considerados pelo software utilizado, são valores que se encontram no intervalo entre $Q3 + 1.5L$ e $Q1 - 1.5L$, aqui são considerados outliers.

3.2 Dados de entrada

Como dados de entrada considerou-se a procura total nacional, a procura residual – consiste no somatório da energia térmica e da energia renovável produzidas – e a geração renovável – hídrica, eólica e fotovoltaica (esta última também designada de PV) – durante dois anos distintos – 2011 e 2012 – com intervalos de tempo de 15 minutos [25].

Este método pressupõe uma adequada representação dos recursos renováveis convertidos em energia através da tecnologia correspondente, para que seja possível a geração de energia renovável. Assim torna-se possível a fácil utilização dos dados de entrada, demonstrando as potencialidades da metodologia utilizada.

Para ser possível observar a contribuição e o perfil real de cada tecnologia fez-se um gráfico com a natureza dos recursos. As figuras 23 e 24 demonstram a natureza dos

dados de entrada para cada uma das tecnologias de geração renovável. Dessa produção resulta a percentagem da procura satisfeita, em que para o ano de 2011 temos 33.5% e para o de 2012 temos 28.7%. Contudo para que fosse perceptível a leitura das imagens fez-se uma ampliação dos resultados obtidos, ficando visível nos dois anos apenas o mês de janeiro que exemplifica o comportamento das fontes ao longo do ano.

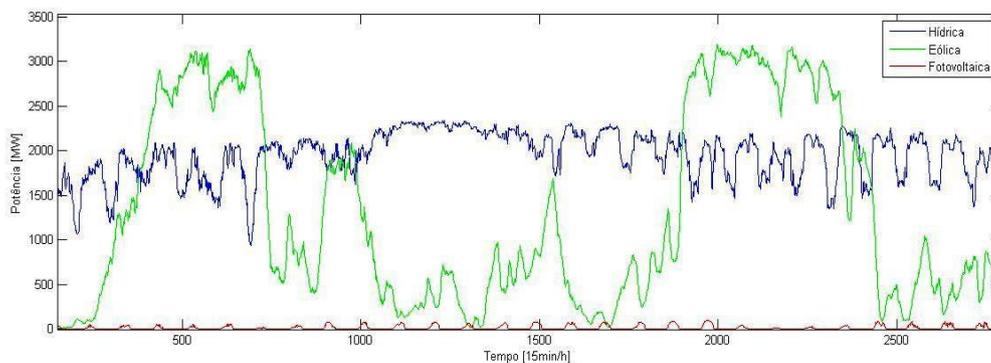


Figura 23 — Natureza da geração hídrica, eólica e fotovoltaica, ampliando o ano 2011 tornando apenas visível o mês de janeiro de 2011.

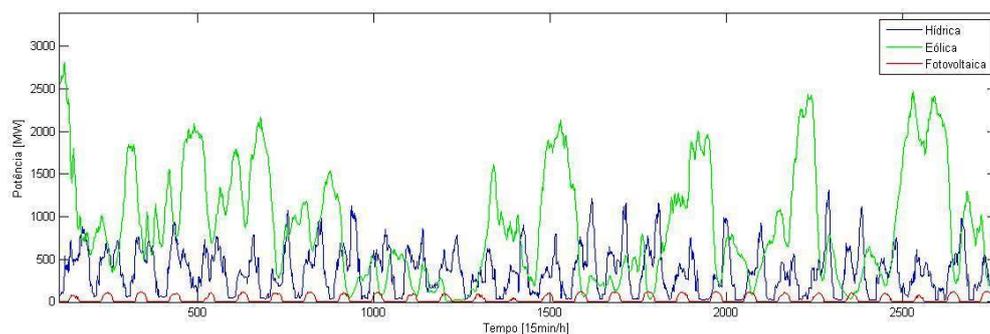


Figura 24 — Natureza da geração hídrica, eólica e fotovoltaica, ampliando o ano 2012 tornando apenas visível o mês de janeiro de 2012.

Como se pode observar nas figuras 23 e 24, em 2011 tivemos uma maior produção de hídrica do que em 2012. Isto aconteceu porque 2012 foi um ano seco. Facilmente constatamos para os dois anos a irregularidade e variabilidade do recurso eólico. No que toca à energia fotovoltaica esta demonstra uma forma muito característica, visto só apresentar produção durante o dia (os períodos de sol).

A obtenção dos diagramas de caixas permitiu ver o comportamento das fontes renováveis para 5 dias escolhidos aleatoriamente, para além do agregado mensal de cada tecnologia. Para o trabalho apenas é demonstrada a oscilação dos seus valores ao longo do mês janeiro dos dois anos. Deve-se realçar que estes valores estão

normalizados, tendo sido todos divididos pelo seu máximo ficando-se com valores entre 0 e 1.

- Eólica:

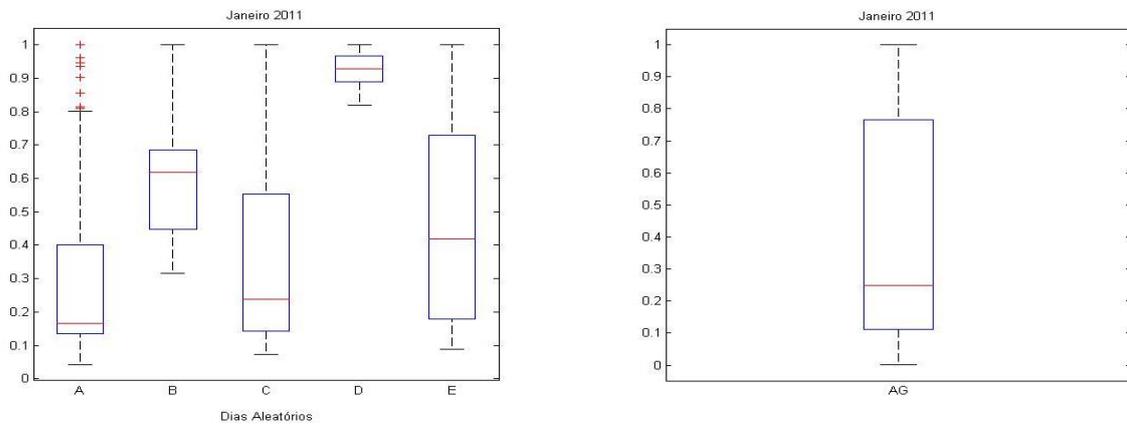


Figura 25 – Produção de energia elétrica de origem eólica em janeiro de 2011, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro.

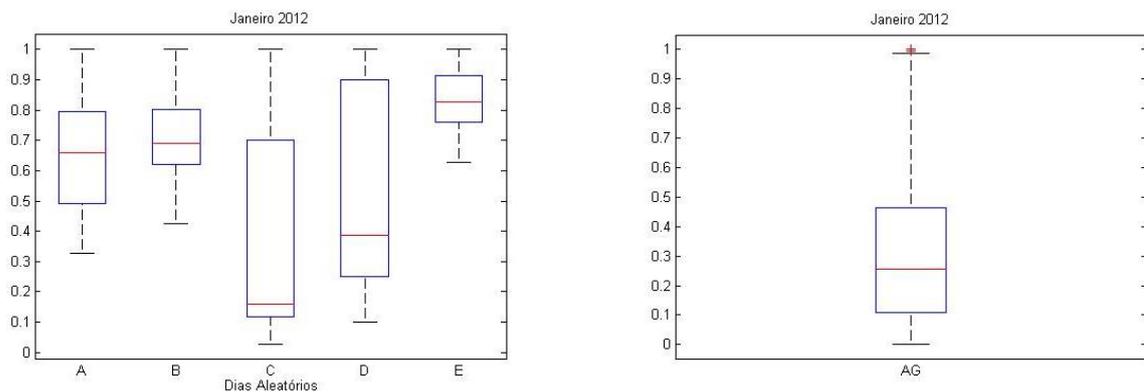


Figura 26 – Produção de energia elétrica de origem eólica em janeiro de 2012, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro.

As figuras 25 e 26 ilustram os valores da energia eólica para 5 dias e para o mês de janeiro de ambos os anos. O diagrama de caixas correspondente aos dias aleatórios demonstra uma tecnologia muito inconstante e aleatória, que não segue nenhum padrão definido. Através do agregado mensal (AG) podemos observar que em 2011 tivemos um maior intervalo de produção do que em 2012, para além de não encontrarmos tantos valores fora dos quartis como em 2012, onde inclusivamente chegam a existir outliers. Como é visível na figura 27:

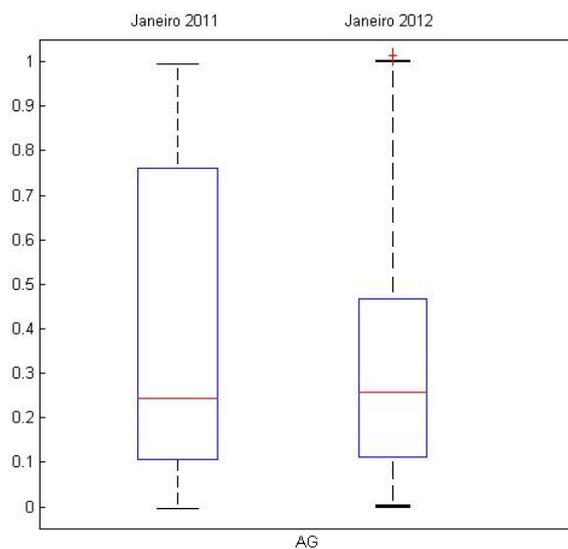


Figura 27 – Produção de energia elétrica de origem eólica em janeiro de 2011, apresentando o agregado de eólica em janeiro de 2011 e 2012.

Contudo em relação à mediana, esta é semelhante para os dois anos, devido a termos uma produção focada num determinado valor.

■ Fotovoltaica:

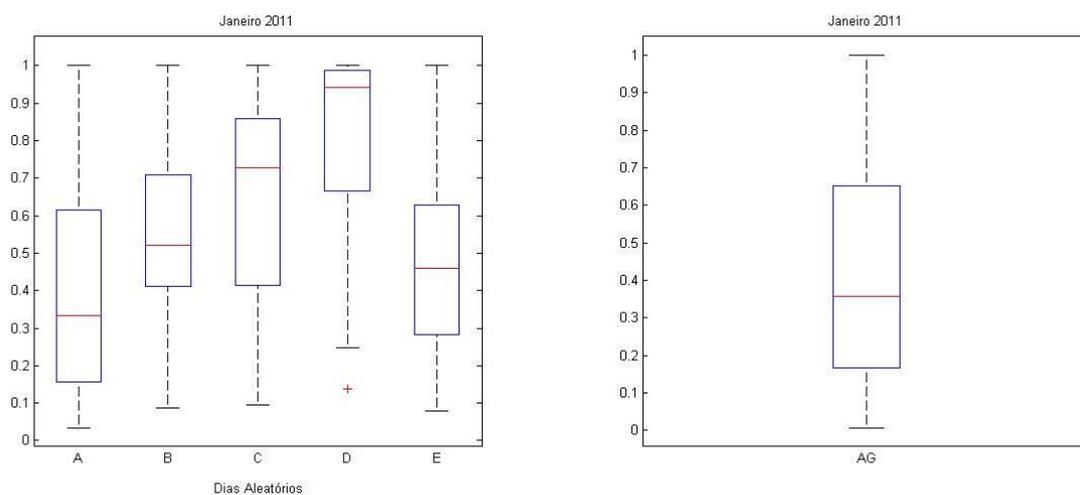


Figura 28 – Produção de energia elétrica de origem fotovoltaica em janeiro de 2011, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro.

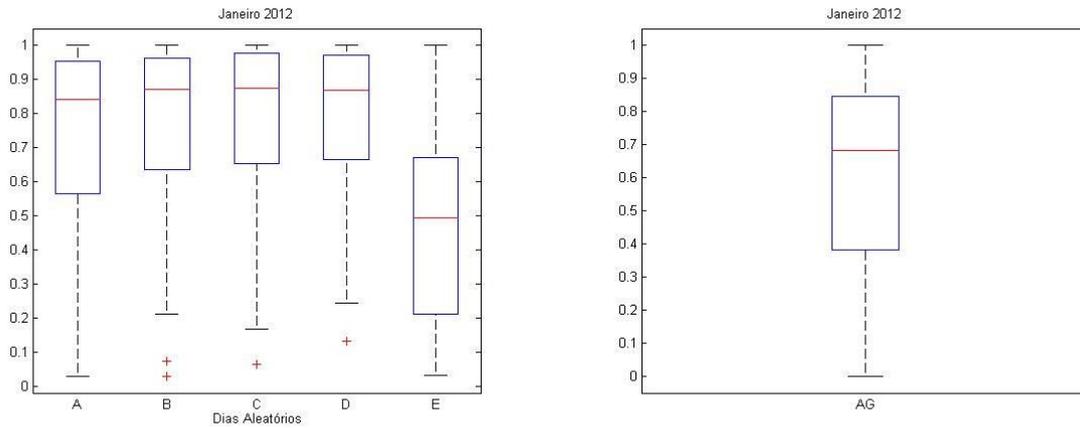


Figura 29 – Produção de energia elétrica de origem fotovoltaica em janeiro de 2012, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro.

Nas figuras 28 e 29 vê-se o diagrama de caixas para o perfil fotovoltaico. Encontramos um padrão não só para o agregado mensal, mas também para os dias aleatórios que ilustra uma maior produção fotovoltaica para janeiro de 2012 do que no mês homólogo de 2011. Este resultado torna-se claro no valor da mediana que em 2012 é quase o dobro do que em 2011.

■ Hídrica:

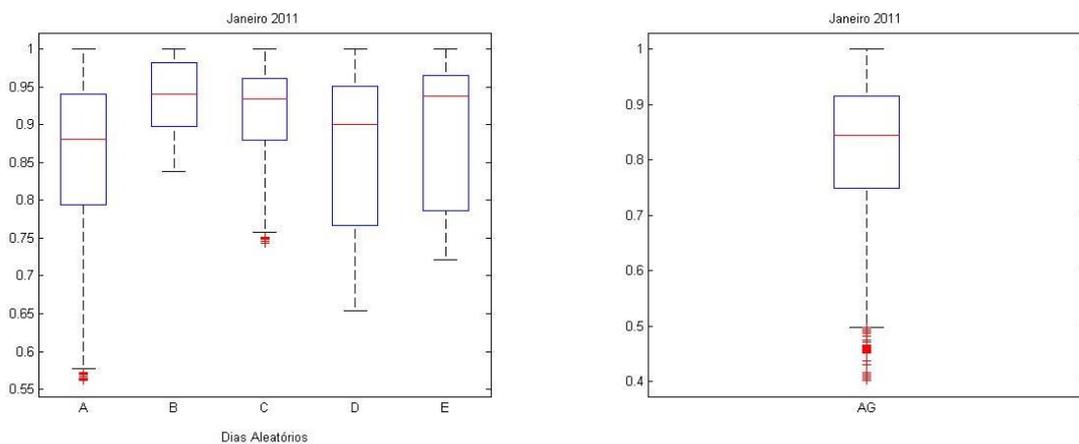


Figura 30 – Produção de energia elétrica de origem hídrica em janeiro de 2011, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro.

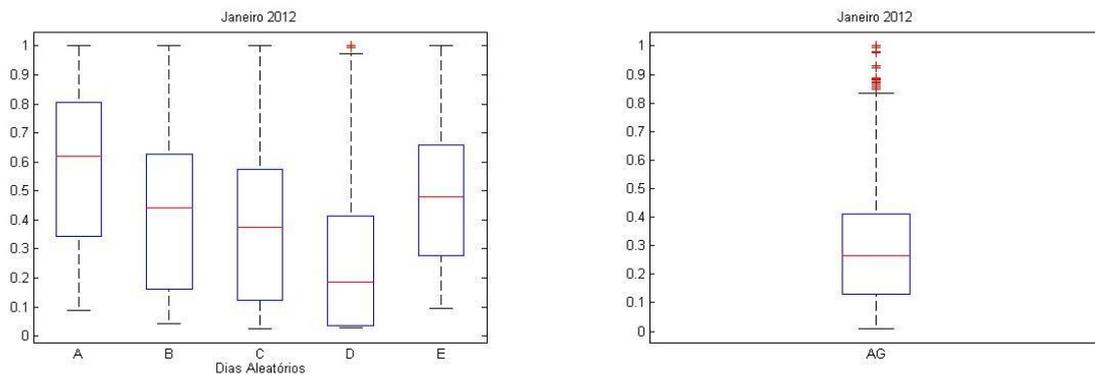


Figura 31 — Produção de energia elétrica de origem hídrica em janeiro de 2012, apresentando 5 dias aleatórios e o agregado do mês de janeiro.

Por fim, resta a energia hídrica, cujo comportamento para janeiro de 2011 e de 2012 é visível nas figuras 30 e 31, acima observadas. Olhando apenas para os valores da mediana tanto a nível do agregado mensal como para cada dia do mês, conclui-se que para janeiro de 2011 houve uma maior produção hídrica do que em 2012 tendo atingido valores normalizados de 0.8 para 2011 e 0.3 para 2012.

Outro elemento que serve de base para visualizar e comparar os recursos disponíveis para os anos (a partir daqui incluiu-se todos os meses de um ano) de 2011 e 2012 é o histograma. Este, fornece a indicação do número de vezes em que o recurso atingiu uma determinada potência. Podemos seguir esta lógica para as seguintes figuras 32 e 33 que apresentam histogramas onde: o eixo das abcissas indica a potência do recurso em MW e o eixo das coordenadas indica o número de vezes que o recurso atingiu essa potência.

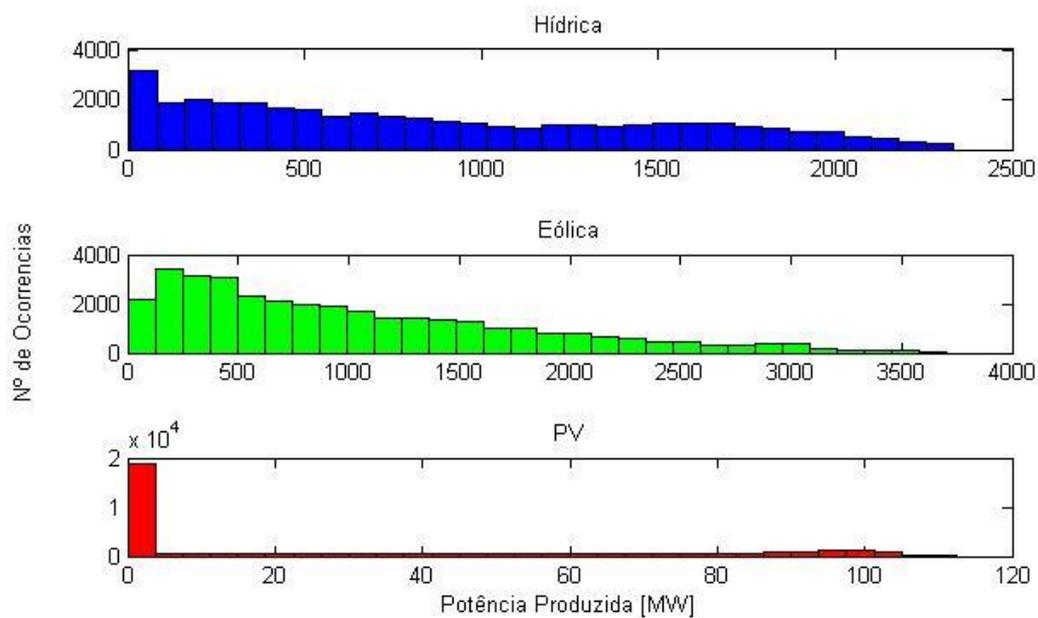


Figura 32 – Histograma da produção real das renováveis em 2011.

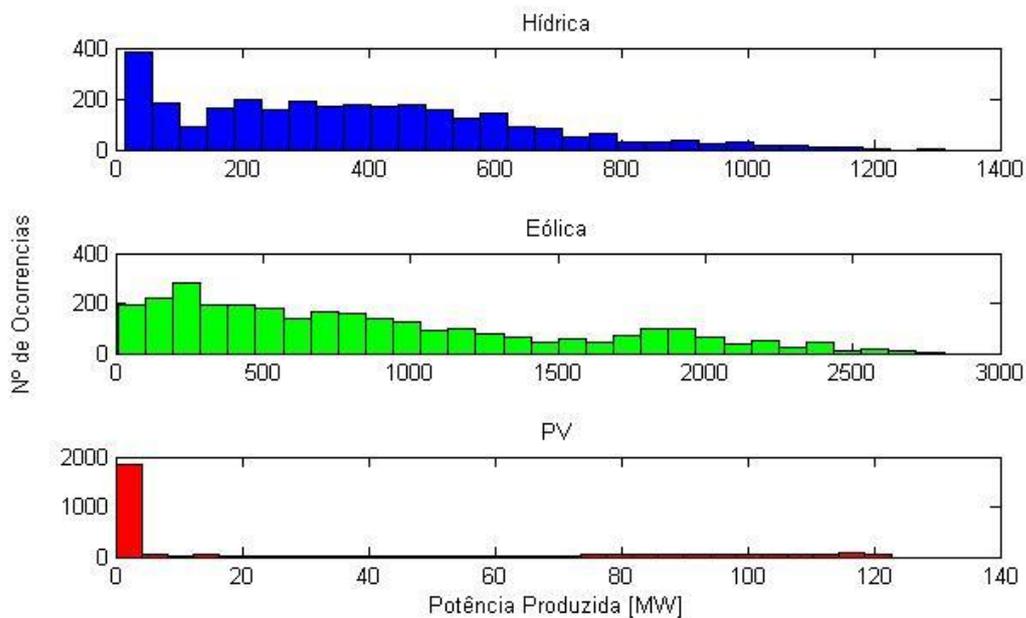


Figura 33 – Histograma da produção real das renováveis em 2012.

A análise das duas figuras permite-nos comparar cada uma das tecnologias para os anos em causa. Na energia hídrica para o ano de 2012 verificamos menos acontecimentos e a potência máxima atingida ronda os 1400 MW, enquanto que em 2011 – ano mais chuvoso do que o de 2012 – obteve-se um maior intervalo de potência chegando o máximo perto dos 2500MW.

Relativamente à eólica o intervalo de produção manteve-se semelhante de um ano para o outro. No entanto confirma-se que houve um maior intervalo de produção chegando aos 400MW em 2011 e aos 3000MW em 2012.

Por fim a energia fotovoltaica apresenta muitos acontecimentos em torno do zero, devido a estarem contempladas as observações de dia e de noite. Quanto ao perfil apresentado este é semelhante para os dois anos em questão.

Em jeito de conclusão os valores apresentados neste capítulo apenas mostram a disponibilidade dos recursos renováveis. Isto não quer dizer que os perfis de geração sejam utilizados como se encontram aqui representados mas pelo contrário tendo em conta que o modelo utilizado assenta numa otimização o que faz com que os valores de potência instalada para cada tecnologia sejam diferentes dos dados reais. Também é possível confirmar o que se tem realçado sobre as energias renováveis – sobretudo a eólica – apresentarem uma variabilidade muito elevada, necessitando de ser tida em conta e melhorada através da combinação de outras fontes.

3.3 RESULTADOS DA MINIMIZAÇÃO DA VARIÂNCIA

Foram realizadas simulações com dados referentes aos anos de 2011 e de 2012 com o intuito de analisar os resultados obtidos tal como para a interpretação das escolhas do modelo. Contudo desses resultados só se teve em conta os dados de produção renovável e do consumo no que toca ao ano de 2012.

A partir daqui e dos dados fornecidos pela REN para 2012 [25], alcançou-se o seguinte:

Minimização da variância:

- **Otimização baseada na diversidade temporal**

Os resultados da capacidade ótima instalada para cada tecnologia renovável estudada estão presentes na tabela 7. A tabela também apresenta a sua variância estimada, a correlação estimada destas com a procura (r_{DrR_i}), para além do fator de capacidade de cada perfil de geração renovável. Estes resultados são apenas para o ano de 2012.

Para a obtenção destes valores considerou-se um valor máximo de excedente renovável instantâneo: $\varepsilon=100$. Desta forma não se está a limitar a produção renovável.

Tabela 7 – A capacidade ótima (MW), a variância estimada (MW²), a correlação com a procura residual e o fator de capacidade de cada perfil de geração renovável para o ano de 2012.

Tecnologia	a_i	$S_{R_i}^2$	r_{DrR_i}	Fator de capacidade
Hídrica	2585	0.025	0.328	0.197
Eólica	2843	0.049	0.476	0.304
Fotovoltaica	973	0.093	0.096	0.234

Analisando os valores desta tabela é possível observar que a eólica tem uma maior correlação com a procura, ou seja as variações da procura residual são seguidas mais pela eólica do que pelas outras fontes renováveis em estudo. Por sua vez a fotovoltaica apresenta o pior valor – 0.093 – de correlação com a procura residual.

Na tabela 8 analisa-se o coeficiente de correlação entre as tecnologias permitindo compreender melhor os resultados já obtidos ao complementar a informação da tabela anterior.

Posto isto a análise dos coeficientes de correlação entre tecnologias apresentou alguns valores negativos, contudo poderá ser um aspeto positivo ao permitir que existia uma complementaridade entre as fontes. A explicação para isto é que nos momentos em que a produção de um determinado recurso é menor, poderá ser compensada com outro recurso resultando num equilíbrio e numa maior disponibilidade do recurso renovável final ao combinar-se fontes com coeficientes negativos. Observe-se o caso da eólica com a fotovoltaica na tabela 8:

Tabela 8 – Coeficiente de correlação entre perfis de geração renováveis para o ano de 2012.

	Eólica	Fotovoltaica
Hídrica	0.071	0.015
Eólica	1.000	-0.190

Debruçando-nos de novo na tabela 7, foi feita uma simulação com base no modelo matemático que consiste num problema de otimização presente nas equações de (5) a (7). A criação dessa simulação teve como intuito encontrar a capacidade ótima de geração renovável de cada perfil, tendo-se obtido os valores – 2585 MW de hídrica, 2843 MW de fotovoltaica e 973 MW de eólica – enunciados na primeira coluna da tabela 7.

A obtenção destas capacidades é fulcral para o estudo porque permite-nos saber qual o mix ótimo que minimiza a variância da produção térmica. A figura 34 demonstra a comparação entre o caso real e o otimizado em relação à capacidade instalada para cada tecnologia renovável no ano de 2012. Daqui pode-se calcular que se desenvolverá um maior interesse pela hídrica e pela fotovoltaica, como forma de redução da capacidade instalada da eólica.

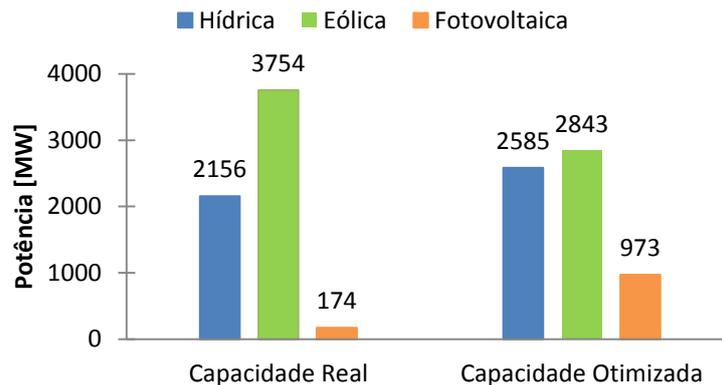


Figura 34 – Capacidade instalada real e otimizada de cada tecnologia renovável para o ano de 2012.

Observando a figura 34 e comparando os valores de capacidade instalados – o real e o otimizado – conclui-se que a energia eólica apresenta a maior capacidade instalada, seguindo-se a hídrica e por fim a fotovoltaica.

Apesar da tecnologia eólica apresentar uma maior redução da sua capacidade instalada, continuou a ter uma potência superior ao das restantes. No entanto, a combinação dos parâmetros que o modelo utiliza para distribuir as capacidades pelas respetivas tecnologias permite que se obtenha esta configuração.

As equações (3) e (4) ajudam a interpretar estes resultados vendo-se que o modelo vai atribuir um maior peso – ou seja uma maior capacidade instalada – ao perfil de geração renovável que apresentar uma melhor combinação para que se tenha: uma menor variância; uma maior correlação com a procura; uma menor correlação com os outros recursos renováveis e um maior fator de capacidade.

No ano de 2012, evidencia-se uma preferência pelo perfil da renovável eólica, devido a ter uma maior correlação com a procura (0.476) e o mais elevado fator de capacidade (0.304). Estes elementos permitem que esta tecnologia tenha mais capacidade ótima instalada.

Além disso, o perfil de geração eólica apresenta uma baixa correlação com a geração fotovoltaica (-0.190). Se mais tarde tivermos em conta que a geração fotovoltaica apresenta o segundo maior fator de capacidade (0.234) a produção de fotovoltaica apresentará um aumento de capacidade instalada face à real. Contudo esta tecnologia apresenta uma menor potência instalada devido à sua elevada variância e à sua baixa correlação com a procura residual.

Por fim, como a energia hídrica teve um significativo aumento de potência instalada, tornando-se na segunda maior fonte deste estudo. Estes valores foram obtidos

devido á baixa variância (0.025) e por ter tido o segundo melhor coeficiente de correlação com a procura residual (0.328).

- **Interpretação dos resultados tendo em conta o funcionamento do modelo**

Passando agora a especificar cada um dos parâmetros de escolha do modelo, vamos observar quais são os valores favorecidos para se obter uma maior potência ótima instalada em cada tecnologia minimizando assim a variância.

Na Tabela 9 podemos ver os valores iniciais da matriz de variâncias e covariâncias que, juntamente com o fator de capacidade da Tabela 3, mostram como é que o modelo vai equilibrar a sua escolha final em relação às capacidades a instalar.

Tabela 9 – Matriz de variâncias e covariâncias iniciais.

	Procura	Hídrica	Eólica	Fotovoltaica
Procura	806220	461.352	947.173	263.716
Hídrica		0.0246	0.0024	0.0007
Eólica			0.0490	-0.0129
Fotovoltaica				0.0933

Começamos pelo fator de utilização que nos dá uma informação sobre a capacidade escolhida para cada tecnologia, tendo em conta a média dos recursos em causa. A energia eólica apresenta um maior fator de capacidade (0.304), segue-se a fotovoltaica (0.234) e por fim a hídrica (0.197). Este fator é importante para a escolha das potências finas, permitindo que se instale ainda alguma eólica, mesmo que os fatores seguintes não apoiem a sua escolha. O resultado final consistirá num equilíbrio entre todos os parâmetros.

No que diz respeito à matriz de variâncias e covariâncias iniciais – em particular a covariância entre a procura residual e as tecnologias, a S_{DrRi} – temos os seguintes valores: 94.7 para a eólica; 46.1 para a hídrica e 26.4 para a fotovoltaica. Em relação ao S_{DrRi} a função de minimização vai dar preferência ao valor mais alto. Isso acontece porque a covariância mede a interdependência entre a procura e as fontes renováveis em causa e por isso quanto maior o valor for mais capacidade dessa tecnologia poderá ser instalada. Logo vai existir uma preferência pela eólica, à qual se segue a hídrica e por último a fotovoltaica. Este parâmetro apresenta algum peso na escolha final porque

penaliza a fotovoltaica que por sua vez apresenta um bom fator de capacidade e um bom coeficiente de correlação com outros perfis (é completar da eólica). Contudo a potência otimizada instalada vai ser mais baixa do que as restantes fontes.

Continuando a analisar a matriz da tabela 9 observamos agora a variância da tecnologia: S_{Ri}^2 . Aqui interessa ter-se um valor baixo porque em termos físicos queremos que as fontes sejam estáveis para se poder controlar e reduzir a variação, estabilizando assim a produção térmica. Os resultados obtidos foram: 0.0246 para a hídrica; seguida de 0.049 para a eólica e por fim a fotovoltaica com 0.093. Estes valores vão permitir a instalação de uma maior potência hídrica. Isto justifica a penalização que houve para a eólica, explicando a sua elevada redução de capacidade instalada quando se compara o caso real com o otimizado.

Por fim, falta olhar para a covariância entre tecnologias (S_{RiRj}), onde se pretende um valor baixo. Apesar de este fator representar a dependência e correlação das tecnologias entre si, convém que tenham diagramas opostos para obtermos fontes complementares. Só assim é possível ter disponível um bom perfil de produção renovável, que se adapte ao perfil do consumo, de modo a que a produção térmica fique o mais estável possível.

Para este parâmetro obteve-se os seguintes resultados: -0.013 para a covariância entre a fotovoltaica e a eólica; 0.00073 entre a hídrica e a fotovoltaica e por último 0.0024 entre a hídrica e a eólica. Os resultados vão entrar na equação (4) com o objetivo de minimizar o seu valor devido ao objetivo de minimização da diferença entre o consumo e a geração renovável.

Os elementos aqui apresentados permitem obter um determinado perfil de geração renovável otimizada que irá contrastar com o perfil de geração renovável real. A figura 35 sustenta essa ideia apresentando a procura e a geração renovável real (gráfico de cima) tal como a procura e a geração renovável otimizada (gráfico de baixo) para o ano de 2012. Na Figura 36 temos uma ampliação do ano de 2012 vendo-se os acontecimentos do mês de agosto mas seguindo-se a mesma lógica da figura 35.

Os resultados foram obtidos com ε igual a 100 e com uma quota de renovável anual igual a 0.287 ou 28.7%.

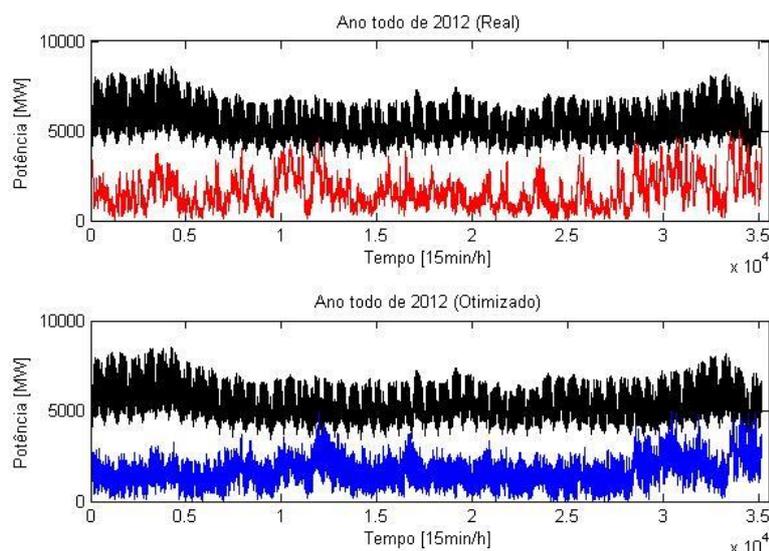


Figura 35 – Procura e geração total de renovável. Resultados reais e otimizados para o ano de 2012.

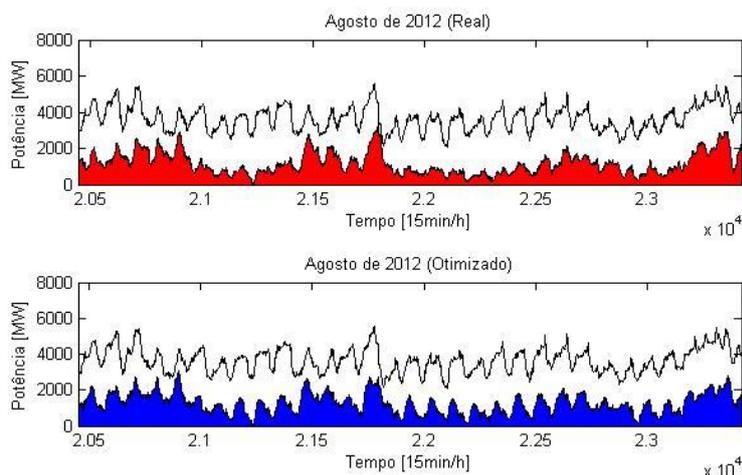


Figura 36 – Procura e geração total de renovável. Resultados reais e otimizados para o mês de agosto de 2012.

Podemos retirar as mesmas conclusões de ambas as figuras em que se tem a mesma quota de renovável (28.7%) mas para termos uma melhor clarividência dos resultados devemos focar-nos apenas na figura 36. Contudo existem bastantes diferenças entre o caso real e o caso otimizado.

Quer no gráfico de cima quer no de baixo, a curva da procura residual é a mesma, porque depende única e exclusivamente dos dados fornecidos e serve como elemento de comparação face à curva da geração renovável. Esta última curva ao depender da capacidade instalada para os casos real e otimizado, irá sofrer alterações.

Como o objetivo deste estudo é minimizar a variância, a curva da geração renovável tem que acompanhar o máximo possível o comportamento da curva da procura residual. Quando comparadas com a procura, a curva azul (referente ao caso otimizado) tem um comportamento mais semelhante do que a curva vermelha (o caso real). Por isso o gráfico inferior tem um valor de variância menor do que o do caso real que corresponde ao gráfico de cima.

Para além de ser visível nas figuras (35 e 36) este resultado também é corroborado pelo valor do desvio padrão que no caso real (sTo) é 847 MW e no caso otimizado (sT) é 772 MW. Olhando para o coeficiente de variação onde o coeficiente de variação real (cvo) é 0.42 e no caso otimizado (cv) é 0.38. Em relação ao ano de 2012 a redução da variância foi de 22.4%.

Conclui-se então que existe uma maior estabilidade da variância da diferença entre Dr e R , que se traduz na estabilização da produção térmica para o caso otimizado.

3.4 RESULTADOS DA MINIMIZAÇÃO DOS CUSTOS

Minimização dos custos:

- **Otimização baseada na diversidade temporal**

Nesta fase são apresentados os resultados da otimização relativos à função de custos: as potências instaladas das tecnologias em estudo; confirmar – com base na minimização dos custos – se os resultados foram influenciados nomeadamente na variância da produção térmica. No entanto, os valores obtidos (como se pode confirmar na tabela 10) são iguais aos do caso da minimização da variância.

Esta igualdade é explicada com base na figura 19 (no capítulo 2.2) – função do custo de produção de um grupo térmico em função da potência elétrica [26] – onde vemos que existe um ponto de funcionamento da potência elétrica que minimiza o custo. É preferível ter uma potência constante do que a soma de várias potências, visto que quanto mais variações de potência houver maior será o preço a pagar.

Desta feita ao minimizarmos a equação (9) vamos ter uma potência constante que, em conjunto com as restrições (2) e (3), permitirá obter os mesmos valores otimizados para quando se minimiza (1) que apresenta as mesmas restrições.

Os resultados da capacidade ótima instalada para cada tecnologia renovável estudada estão presentes na tabela 10 tal como: a sua variância estimada; a correlação das tecnologias com a procura (r_{DR_i}) e o fator de capacidade de cada perfil de geração renovável.

Para a obtenção destes valores considerou-se um valor máximo de excedente renovável instantâneo: $\varepsilon=100$. Desta forma não se está a limitar a produção renovável.

Tabela 10 – Capacidade ótima (MW), variância estimada (MW²), correlação com a procura residual e fator de capacidade de cada perfil de geração renovável para o ano de 2012. Minimizando a função de custos.

Tecnologia	a_i	$S_{R_i}^2$	r_{DR_i}	Fator de capacidade
Hídrica	2585	0.025	0.328	0.197
Eólica	2843	0.049	0.476	0.304
Fotovoltaica	973	0.093	0.096	0.234

3.5 PROCURA RESIDUAL

A procura residual é um aspeto importante neste trabalho que tem como objetivo saber que parte do consumo vai para as centrais térmicas. Visto que parte do consumo é satisfeita com produção renovável e a outra parte com energia térmica.

Parte do objetivo passa por estabilizar a produção térmica sendo necessário uma estabilidade na curva da procura residual. Para tal o ideal seria que a curva apresentasse um comportamento linear horizontal. No entanto, como estão a ser utilizados dados reais, iremos observar se a gama de valores que se destina à produção térmica é o mais curta possível.

O resultado dos valores de produção térmica permite apoiar os valores obtidos pelo modelo de otimização.

Podemos observar na figura 37 a duração da curva da procura residual para o ano de 2012.

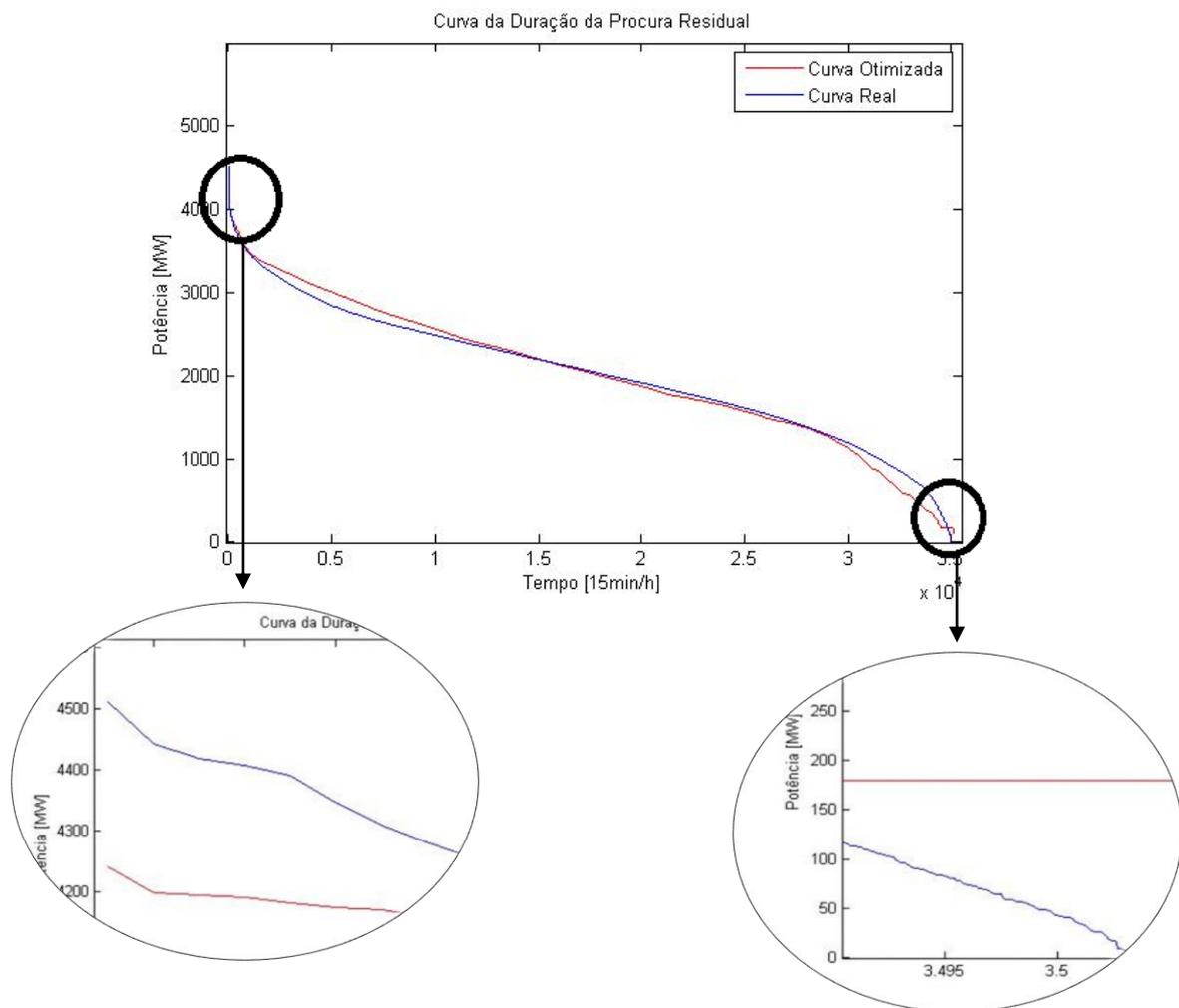


Figura 37 – Curva Residual da Procura para o ano de 2012.

Na figura 37 verificamos que a capacidade térmica máxima baixa dos 4500MW (situação real) para cerca de 4250MW (caso otimizado). Por outro lado o mínimo da capacidade térmica passa de 0MW (real) para perto de 170MW (otimizado). Com isto a análise que tem vindo a ser feita demonstra que existe menos energia térmica a satisfazer a procura residual porque a variância é reduzida, o que significa uma menor capacidade instalada e uma melhoria no fator de capacidade para as tecnologias renováveis.

Este tipo de análise qualitativa é igual ao longo do ano sem esquecer que o ano em causa é o 2012 um ano seco.

3.6 CENÁRIOS

Este aspeto do trabalho pretende testar e explicar alguns cenários para se confirmar a robustez dos resultados otimizados já obtidos.

Um dos cenários testados força os valores de capacidade instalada do ano de 2011 em 2012. O intuito é ver o comportamento do modelo e perceber se os resultados obtidos continuam a permitir minimizar a variância da diferença entre a procura e a geração renovável.

Noutra simulação o objetivo é observar o que acontece quando se faz variar a quota renovável – fixando a geração hídrica – às capacidades instaladas; ao desvio padrão e ao coeficiente de variação da produção térmica para os dois anos testados.

Ainda neste capítulo foram comparados os valores otimizados obtidos em 2011 e 2012 para se ver quais as diferenças e as semelhanças que existem de um ano para o outro.

No último cenário testou-se a importância das restrições tanto para o caso da minimização da variância como para a minimização da função de custos. Comparou-se o modelo original com o mesmo modelo mas sem restrições.

Estes casos testados servem para ver se o modelo tem capacidade de resposta com base nos resultados que apresenta face às diversas alterações que são impostas, o que por sua vez verifica a robustez dos resultados e do modelo.

3.6.1 ANO 2011 VS ANO 2012

Neste cenário, trabalhou-se com dados referentes aos dois anos em estudo (2011 e 2012) sendo que o principal objetivo foi testar a validade das decisões tomadas no ano anterior – a potência instalada e a quota renovável – e ver como é que o modelo se comportava no ano seguinte.

Este ponto tem uma importância acrescida porque estas tomadas de decisão – em termos de capacidade instalada – permanecem implementadas no sistema elétrico durante vários anos. Contudo o comportamento das fontes renováveis e o consumo nacional variam e todo o tipo de previsões são importantes de forma a evitar decisões erradas que possam ser dispendiosas.

Assim sendo, começou-se por correr o modelo para o ano de 2011 e 2012 de forma a obter os dados reais e otimizados para cada um dos anos referidos, como é possível observar na tabela 11.

Tabela 11 – Valores de quota, de potências instaladas (MW) e do desvio padrão da produção térmica (MW) para o caso real e otimizado de 2011 e 2012.

	Real 2011	Otimizado 2011	Real 2012	Otimizado 2012
q	0.335	0.335	0.287	0.287
a1	2343.100	2476.423	2155.800	2585.047
a2	3701.900	2701.038	3754.300	2843.014
a3	112.500	994.617	174.000	972.584
sT	932.916	840.122	847.833	771.570

Os valores presentes na tabela 11 vão servir de referência para comparar com algumas situações testadas, permitindo assim verificar a capacidade e validade do modelo utilizado.

Para a tabela 12, fizeram-se outros testes que permitiram obter os resultados presentes na tabela. Utilizaram-se os valores da capacidade instalada real, de cada tecnologia, no ano de 2011 que foram impostos no modelo correspondente a 2012. Obteve-se uma quota de renovável de 0.289, muito próxima da real de 2012 que corresponde a 0.287.

Tabela 12 – Valores de quota, de potências instaladas (MW) e do desvio padrão da produção térmica (MW) para diferentes casos: ano de 2012 com valores reais de 2011; ano de 2012 com valores ótimos de 2011; forçar a quota obtida em 2012 com valores ótimos de 2011 no ano de 2012.

	2012 com valores de 2011 (valores reais)	2012 com valores de 2011 (valores otimizados)	Forçando a quota (0.276) em 2012
q	0.289	0.276	0.276
a1	2343.100	2476.424	2485.163
a2	3701.900	2701.036	2750.648
a3	112.500	994.617	926.168
sT	850.524	762.700	762.392

Estes resultados verificam-se porque apesar de termos uma disposição de capacidade instalada diferente, o total apresentado por ambos os casos é muito semelhante. O mesmo raciocínio aplica-se ao caso otimizado de 2012.

Debrucemo-nos no desvio padrão da diferença entre a procura residual e a produção renovável. Vemos que o ano de 2012, ao ter os valores reais de potência instalada de 2011, apresenta um maior desvio padrão da térmica do que o caso otimizado 2012: 850.52 MW e 771.57 MW, respetivamente. São resultados esperados visto que os valores de capacidade utilizados no caso otimizado de 2012 são os que permitem minimizar a variância.

Ao testar-se o modelo de 2012, mas com valores de capacidade otimizados de 2011, é necessário fazer uma análise cuidada. Quando isto é comparado com o caso otimizado de 2012, o desvio padrão otimizado da produção térmica (771.57 MW) é pior do que o mesmo desvio padrão para 2012 com valores ótimos de 2011 (762.39 MW). Contudo as quotas renováveis não são iguais para cada um dos casos: 0.276 para 2012 com valores ótimos de 2011 e 0.287 para o caso otimizado de 2012. Ali reside a grande diferença porque os valores forçados não permitem obter a mesma quota renovável, implicando que estes valores de capacidade não sejam os ótimos de 2012, visto que em 2012 o resultado otimizado tinha de ter a quota de 0.287 e as correspondentes capacidades instaladas presentes na tabela 12.

Como tal para se ter uma comparação fiável forçou-se a quota renovável de 0.276 de 2012 obtendo-se um desvio padrão de 762.392MW. Mas do outro lado, o desvio padrão para 2012 com valores ótimos de 2011 é de 762.700MW. Os valores obtidos são muito próximos porque a quota a cumprir é a mesma.

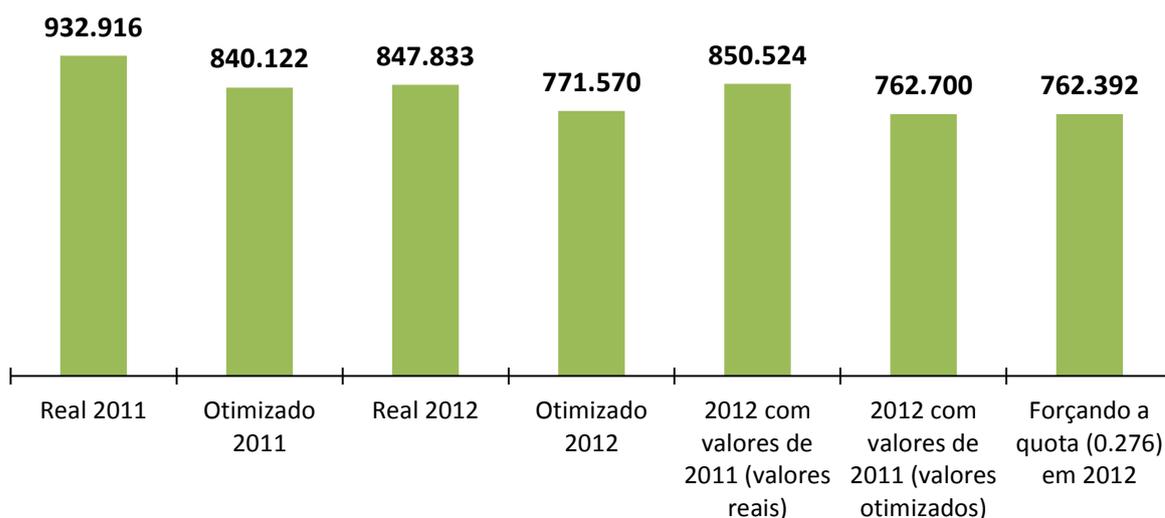


Figura 38 – Desvio padrão da produção térmica [MW] para os diferentes casos.

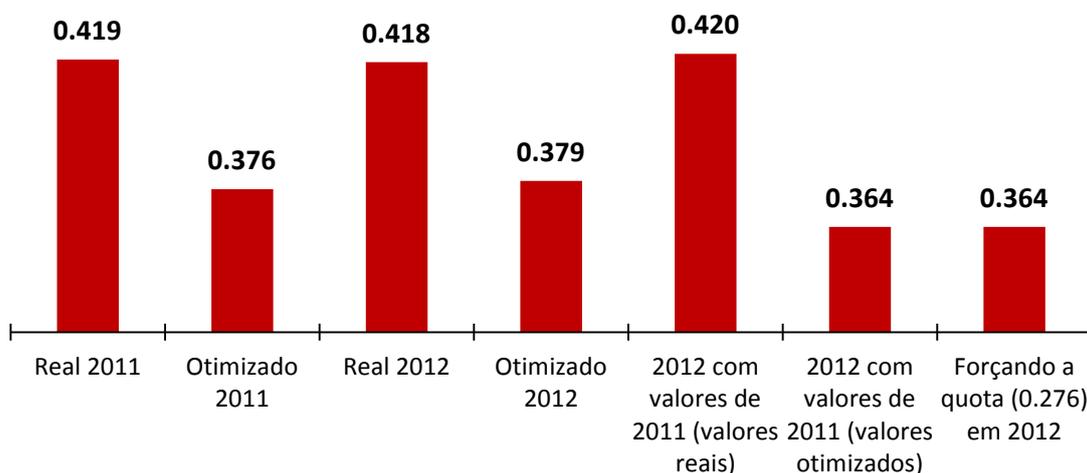


Figura 39 – Coeficiente de variação da produção térmica para os diferentes casos.

Estes cenários permitiram ver que os casos otimizados têm sempre melhores valores de desvio padrão e coeficiente de variação da produção térmica, como se pode ver nas figuras 38 e 39, respetivamente. Ou seja esta produção é mais estável do que os casos reais e tem que se ter atenção quando se comparam dados reais e otimizados porque a quota utilizada pode ser muito diferente.

Os resultados apresentados pelo cenário suportam os dados do modelo, visto que os resultados são robustos, o que quer dizer que o presente modelo tem valores de desvio padrão, quota e potência instalada que permitem dizer que os valores do modelo podem ser aplicados a outros anos, neste caso 2011 para 2012. Ou seja, pode-se tomar

uma decisão a longo prazo, que é o que acontece na realidade ao definirmos uma determinada quota de renovável a cumprir durante vários anos.

3.6.2 VARIAÇÃO DA QUOTA DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

3.6.2.1 COMPORTAMENTO DAS POTÊNCIAS INSTALADAS

Neste cenário variou-se a quota renovável que satisfaz o consumo. Os dados aqui presentes referem-se ao ano de 2012.

Decidiu-se fixar a energia hídrica com os valores reais para este ano, podendo assim ver-se o que acontece à energia eólica e à energia fotovoltaica. A tomada desta decisão deve-se ao fato de ser cada vez mais difícil variar a capacidade instalada de energia hídrica. Tendo em conta que atualmente as centrais hidroelétricas são cada vez menos construídas ou projetadas [29] e a sua capacidade de expansão é mais limitada. Como tal devemos observar como se comportam as outras tecnologias – a eólica e a fotovoltaica – quando otimizadas e em relação à variação da quota renovável, tendo estas uma grande margem de evolução.

Outra imposição neste cenário foi os valores mínimos para as energias: eólica e fotovoltaica. Assim o valor da capacidade instalada nunca poderá ser inferior a 3754.3MW para a eólica e 325.9 MW para a fotovoltaica. Estes valores foram obtidos através do máximo instantâneo para cada fonte renovável.

Com o aumento da quota incorre-se num risco que se chama de corte. O corte acontece quando parte da produção renovável não entra na satisfação do consumo devido ao excesso, sendo um elemento a ter em atenção.

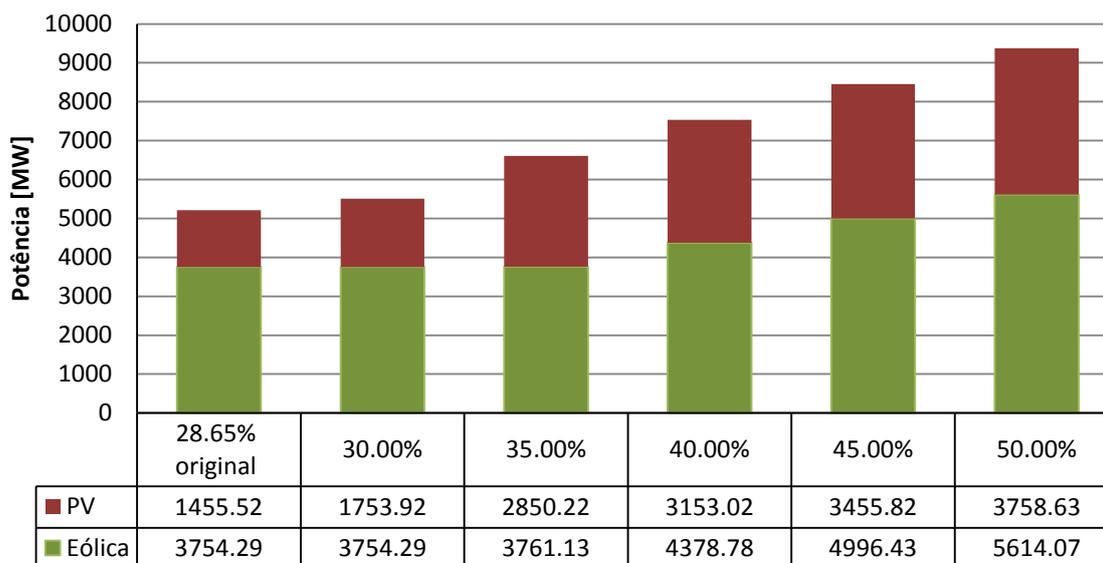


Figura 40 – Capacidade instalada de eólica e fotovoltaica para diferentes valores de quota renovável.

A partir da figura 40 é possível ver o que acontece quando se faz variar a quota partindo do valor original (28.65%) para o caso otimizado – até 50% – de 2012.

Inicialmente a capacidade instalada da eólica não aumenta. O aumento só se verifica a partir da quota com o valor igual a 35%, mas em termos de potência fotovoltaica instalada observa-se um aumento significativo desde o início. Esta evolução deve-se ao fato do modelo ter em conta diversos fatores – já explicados ao longo deste trabalho – fazendo com que não seja possível minimizar a variância devido a uma elevada capacidade instalada. A opção passa por aumentar a capacidade instalada de outra fonte – neste caso a fotovoltaica – justificando-se assim os valores e o aspeto da figura 40 acima ilustrada.

Para cada quota imposta existe um corte associado, refletindo a quantidade de energia que é produzida que não entra na satisfação do consumo, revelando ser um excesso de produção que necessita de ser contabilizado.

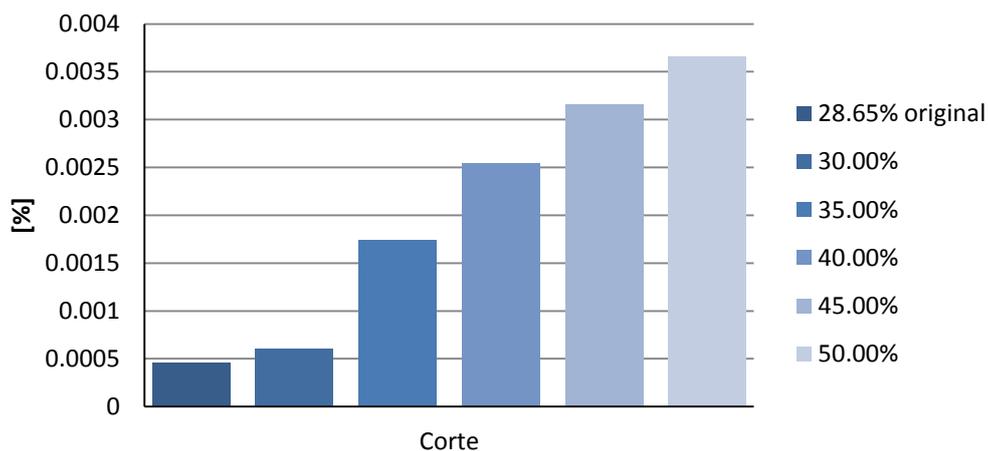


Figura 41 – Energia produzida em excesso fazendo variar a quota renovável em percentagem.

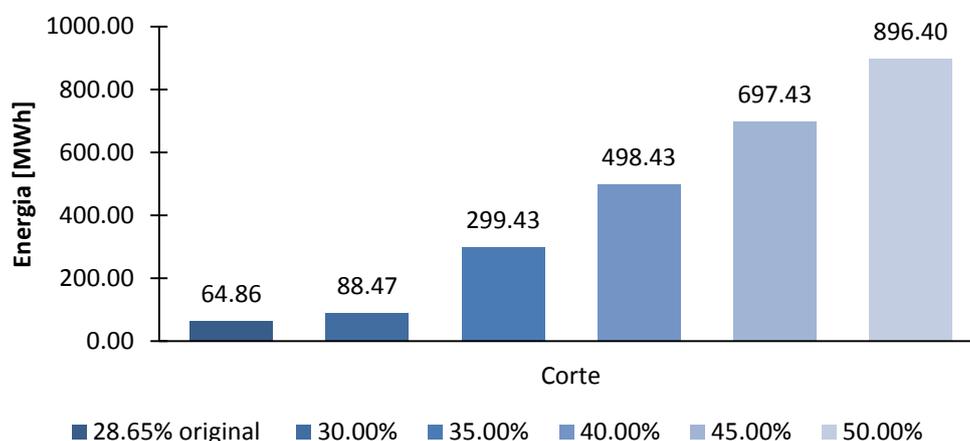


Figura 42 – Energia produzida em excesso fazendo variar a quota renovável com valores absolutos.

As figuras 41 e 42 permitem observar o comportamento da energia produzida em excesso, quando a quota de geração renovável é aumentada. Existe aqui um padrão visível: o aumento de energia cortada – aquela que não contribui para o consumo – quando se aumenta a quota renovável. É de realçar que no instante em que a energia eólica aumenta a sua capacidade instalada, a partir de 35%, é quando se dá um grande aumento da energia cortada. Este aspeto mostra o quão instável é a energia eólica, pois ao apresentar grandes picos de produção vai proporcionar uma maior quantidade de energia cortada.

O aumento da quota em causa vai permitir uma maior produção de energia a partir de fontes renováveis. Contudo, se ao verificar-se um corte no caso original, quanto maior for a quota renovável maior será o corte.

3.6.2.2 COMPORTAMENTO DO DESVIO PADRÃO DA PRODUÇÃO TÉRMICA

Observado o comportamento das capacidades instaladas face às variações de quota, decidimos agora ver a evolução do desvio padrão em relação à diferença entre o consumo e a produção de renovável, tendo em conta que a geração hídrica se encontra fixa seguindo o seu perfil real.

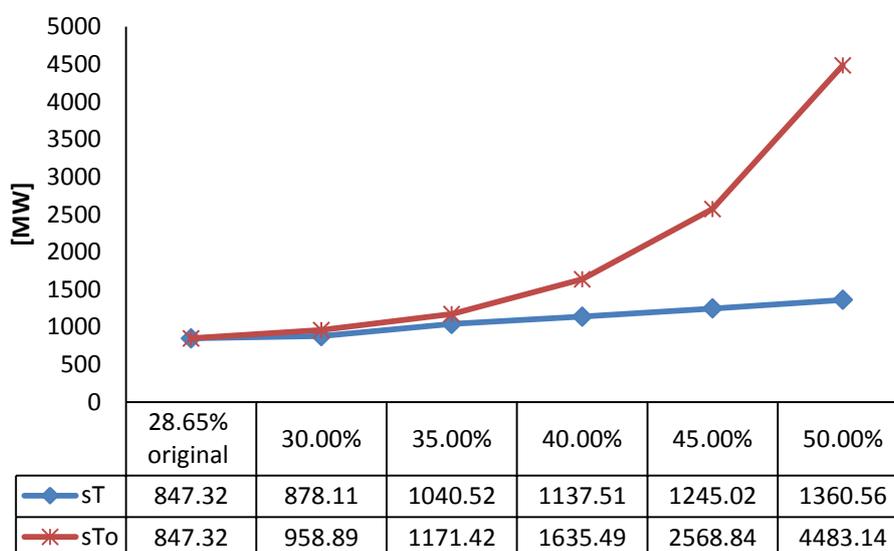


Figura 43 – Desvio padrão otimizado (sT) e inicial (sTo) fazendo variar a quota.

Na figura 43 o sT corresponde ao desvio padrão da produção térmica otimizado e o sTo corresponde ao desvio padrão inicial. O sT apresenta sempre valores inferiores ao sTo correspondendo às expectativas visto que o caso otimizado é o que tem as potências necessárias para minimizar a variação da produção térmica, obtendo-se assim uma maior estabilidade do caso otimizado face ao caso real.

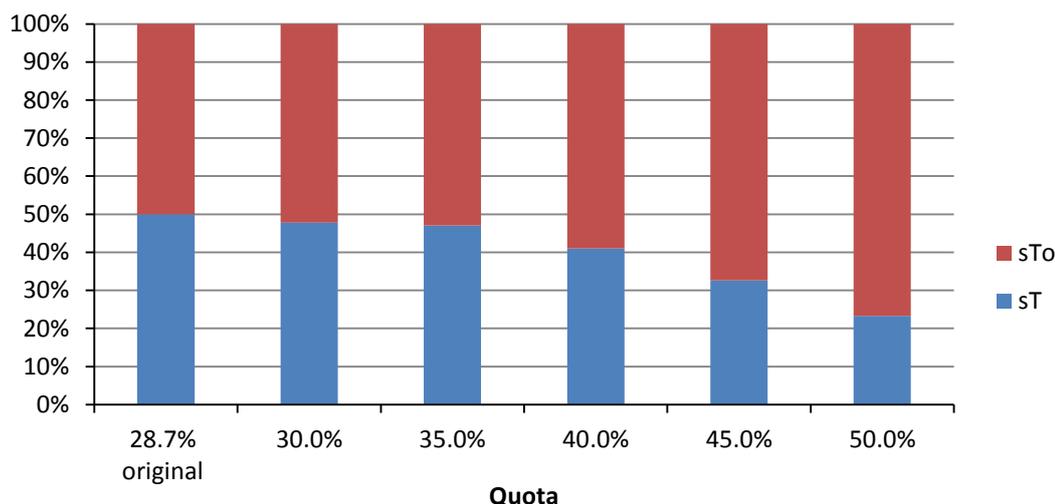


Figura 44 – Desvio padrão otimizado (sT) e inicial (sTo), em percentagem, fazendo variar a quota.

Na figura 44 temos o mesmo desvio padrão otimizado e inicial para a produção térmica da figura 43, mas aqui encontra-se em termos percentuais, o que permite concluir que os valores não mantêm sempre a mesma proporção, sendo o valor real superior ao otimizado.

Os valores reais encontram-se ajustados à quota que se está a impor e só assim é que se pode comparar o desvio padrão com diferentes quotas.

Para concluir este tópico, a variação da quota renovável vai permitir saber em que tecnologias o modelo vai apostar de forma a manter a produção térmica o mais constante possível.

3.6.2.3 COMPORTAMENTO DO COEFICIENTE DE VARIAÇÃO DA PRODUÇÃO TÉRMICA

Outro indicador do comportamento da produção térmica é o do coeficiente de variação. Com base nisto procedeu-se à variação de quota para observar a evolução deste indicador.

Há que ter em conta que se está a fixar a energia hídrica, por isso os seus valores vão corresponder à produção real, para além de se estar a impor os valores mínimos reais instalados de capacidade instalada para as tecnologias eólica e fotovoltaica.

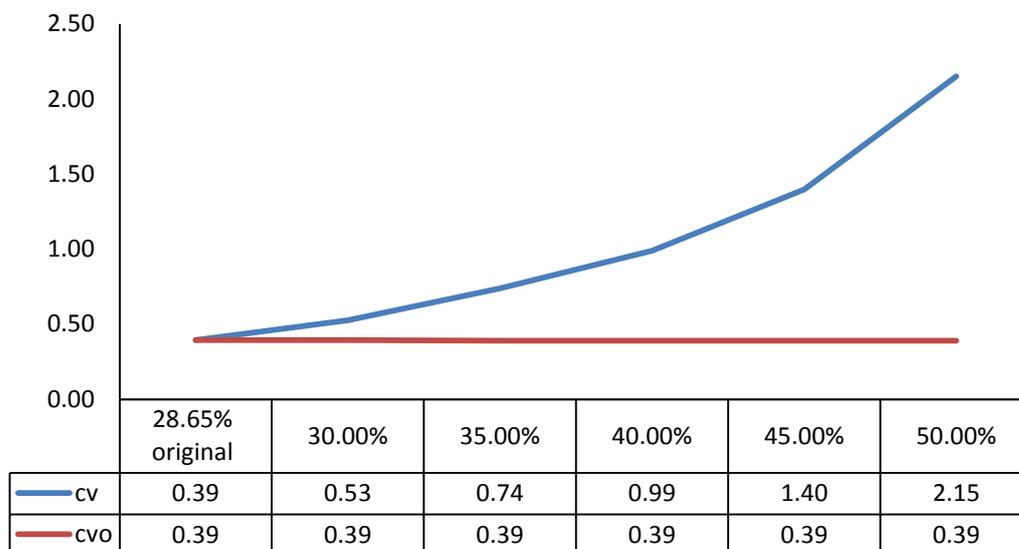


Figura 45 – Coeficiente de variação otimizado (*cv*) e inicial (*cvo*) fazendo variar a quota.

Na figura 45 está visível o coeficiente de variação otimizado (*cv*) e o inicial (*cvo*). O cálculo deste coeficiente é igual ao quociente entre o desvio padrão da produção térmica e a média da mesma produção térmica.

A razão pela qual *cvo* tem sempre o mesmo valor (0.39) é devido ao ajuste do desvio padrão e da média da produção térmica, que é necessário fazer quando se dá uma variação da quota. Assim ao termos presente um quociente o valor final vai ser sempre o mesmo.

Analisando a figura 45, o *cvo* apresenta valores inferiores ao *cv*, seguindo as expectativas, porque quanto maior for a quota de renovável escolhida maior será a presença de fontes renováveis e conseqüentemente maior variação teremos, isto traduz-se pelos resultados obtidos do *cv*. Esta análise é análoga à do comportamento do desvio padrão.

3.6.3 ANÁLISE COMPARATIVA DOS ANOS 2011 E 2012

O ponto do trabalho que se segue teve como objetivo comparar os resultados otimizados obtidos para os dois anos em estudo.

Esta comparação baseia-se nos parâmetros principais: a quota renovável; a capacidade ótima instalada; o desvio padrão e o coeficiente de variação da produção térmica. Desta forma o modelo em questão adapta-se aos recursos disponíveis que por sua vez variam de ano para ano.

Tabela 13 – Resultados otimizados para o ano de 2011 e 2012.

	Otimizado 2011	Otimizado 2012
q	0.335	0.287
a1 (H)	2476.423	2585.047
a2 (W)	2701.038	2843.014
a3 (PV)	994.617	972.584
sT [MW]	840.122	771.570
meanT [MW]	2231.646	2034.850
cv	0.376	0.379
Fator de utilização (H)	0.374	0.197
Fator de utilização (W)	0.278	0.304
Fator de utilização (PV)	0.256	0.234

Através da tabela 13 pode-se ver quais os valores obtidos pelas simulações.

Começando pelos valores de quota renovável, para o ano de 2011 é de 0.335 e o de 2012 é de 0.287. Estes valores demonstram que em 2011 houve um número mais elevado de consumo correspondente a geração renovável do que no ano de 2012.

No que toca às capacidades instaladas a figura 46 ilustra a distribuição para o ano de 2011 e 2012. Nestes dois anos o modelo optou por instalar mais capacidade eólica, à qual se seguiu a hídrica e por fim a fotovoltaica, o que reflete a realidade face à disponibilidade dos recursos existentes e percebemos que existe um certo critério e rigor quanto às escolhas do modelo de otimização.

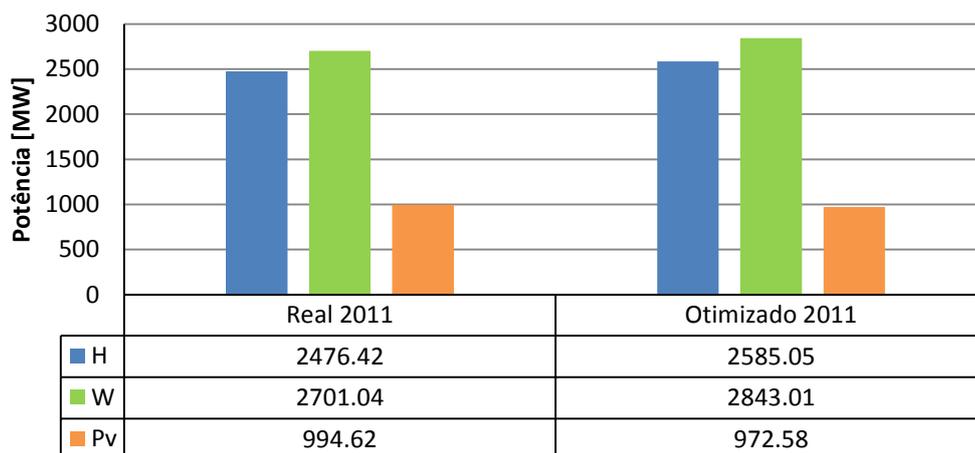


Figura 46 – Capacidades reais e otimizadas instaladas para o ano de 2011.

Em relação ao valor do desvio padrão da produção térmica em 2011, houve um valor superior a 2012, ou seja, em 2011 a diferença entre o consumo e a produção de renovável foi maior (840 MW).

A média de produção térmica foi cerca de 2232 MW para 2011 e de 2035 MW para 2012. Em termos absolutos apesar do ano de 2011 ter uma quota superior de geração renovável, foi utilizada mais energia térmica do que em 2012.

O coeficiente de variação da produção térmica depende dos últimos dois fatores referidos: o desvio padrão e a média. São observados valores relativamente próximos para os dois anos em estudo, o que significa que de 2011 para 2012 tanto o desvio padrão como a média da produção térmica tiveram uma redução proporcional no seu valor.

Por fim, temos os fatores de utilização que nos informam sobre como foi utilizado o recurso disponível. Em 2011 o maior fator de utilização foi o da hídrica com 0.37, seguido da eólica e por último a fotovoltaica. Por sua vez em 2012 temos um cenário diferente onde a energia eólica teve um maior fator de capacidade, seguida da fotovoltaica e por último a hídrica. Estes valores diferem porque 2012 foi considerado um ano seco, com pouca precipitação o que fez com que o recurso à energia hídrica fosse consideravelmente inferior ao de 2011 (ano mais húmido).

Todos estes resultados, comparações e observações são aplicados tanto ao modelo de minimização da variância como ao da minimização da função de custos.

3.6.4 COMPORTAMENTO DO MODELO COM E SEM RESTRIÇÕES

Aqui será apresentado o último cenário onde o modelo é testado sem as suas restrições, acabando com a comparação dos valores obtidos com os do modelo original que inclui as suas restrições. O objetivo deste cenário é saber qual a influência das restrições nos valores finais.

Decidiu-se fixar a produção hídrica o que significa que só se vai otimizar a energia eólica e a fotovoltaica.

Aplica-se tanto no modelo de minimização da variância como o da minimização da função de custos, estes resultados e observações.

Os dados utilizados para se saber o comportamento do modelo com e sem restrições são os do ano de 2012.

Os resultados obtidos vão ser iguais tanto para a minimização da variância como para a minimização da função de custos, mas só quando temos presente as restrições.

- **Minimização da variância com e sem restrições:**

Olhando para a tabela 14 temos os resultados obtidos para as duas simulações referentes ao modelo de minimização da variância. A primeira coluna apresenta as restrições e a segunda é sem essas restrições.

Tabela 14 – Valores obtidos para a minimização da variância com e sem restrições.

	Com restrições (Original)	Sem restrições
q	0.287	0.048
a1 [MW]	3754.290	39.399
a2 [MW]	1455.523	1025.622
sT [MW]	851.664	871.972
cv	0.490764	0.294227
meanT [MW]	1735.383	2963.599
Corte de Produção [MW]	71.403	-579.000

Como o modelo consiste em reduzir a minimização da variância e tendo em conta que não se tem imposições de quotas a cumprir, existe alguma liberdade para se reduzir os valores de capacidade renovável, visto ser esta que induz a variância.

De acordo com o que foi dito, se olharmos para as potências instaladas de eólica e de fotovoltaica, o modelo sem restrições opta por colocar pouca eólica e fotovoltaica, alcançando valores na ordem dos 39 MW para a eólica e 1025 MW para a fotovoltaica. Os valores aparecem graças às combinações de variâncias e covariâncias que levam à instalação destas capacidades, caso contrário os valores poderiam ser iguais a zero.

Com estes valores ótimos de capacidade instalada a quota renovável vai passar de 0.287 para 0.048, justificado pela grande redução de capacidade renovável instalada.

Com a redução da quota renovável existe uma maior produção térmica porque sobra mais energia para ser produzida pelas centrais térmicas.

Quando não existem restrições o valor do desvio padrão sobe, visto que são estas mesmas restrições que fazem reduzir as oscilações da produção térmica, implicando assim que o valor do desvio padrão seja mais baixo na presença de restrições.

Sem restrições, o coeficiente de variação da produção térmica será mais baixo. O motivo é que neste cenário a média de produção térmica é superior face ao caso com restrições, para além de que como o coeficiente de variação é o quociente entre o desvio padrão e a média da produção térmica, iremos ter menos variação térmica se esta tiver em maior quantidade como no caso sem restrições.

Por fim, temos o corte de produção renovável sendo possível ter uma melhor perceção dos resultados através da figura 47. Aqui procurou-se saber a quantidade de energia cortada. Com as restrições tem-se 71 MWh de energia em excesso e sem elas fica a faltar 579 MWh de energia, ou seja sem as restrições era preciso mais geração de energia renovável para que juntamente com a produção térmica se pudesse satisfazer o perfil do consumo existente.

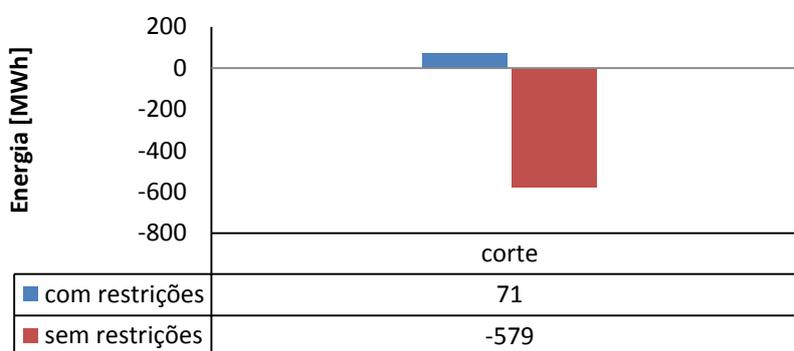


Figura 47 – Corte de produção renovável, com e sem restrições.

- **Minimização da função de custos com e sem restrições:**

Na tabela 15 temos os resultados obtidos para as duas simulações referentes ao modelo de minimização da função de custos, em que na primeira coluna temos as restrições e a segunda coluna é sem essas restrições.

Tabela 15 – Valores obtidos para a minimização da função de custos com e sem restrições.

	Com restrições (Original)	Sem restrições
q	0.287	0.501
a1 [MW]	3754.290	6427.091
a2 [MW]	1455.523	2724.513
sT [MW]	851.664	1305.245
cv	0.490764	2.080268
meanT [MW]	1735.383	627.441
Corte de Produção	71.403	67318.250
Custos iniciais [€/TWh]	37059.000	37059.000
Custos finais [€/TWh]	28504.000	15995.000
Redução dos custos %	23.085	56.839

O modelo terá agora como principal objetivo a minimização dos custos associados à produção térmica. Como não existem quotas impostas ou outras restrições, pode-se aumentar a produção renovável de forma a reduzir ao máximo a produção térmica, independentemente de outros fatores como por exemplo a variância que no cenário anterior tinha um papel central.

Com base nisto, e observando as potências instaladas de eólica e de fotovoltaica, vemos que o modelo sem restrições opta por colocar bastante eólica e fotovoltaica passando a ter valores na ordem dos 6427 MW para a eólica e 2724 MW para a fotovoltaica. Com base nestes valores vai ser possível aumentar a quota renovável que passa de 0.287 para 0.501, permitindo reduzir os custos de produção térmica porque quanto mais renovável tivermos menor será a necessidade de produzir energia elétrica a partir de centrais térmica o que reduz os custos.

Pode-se concluir que o valor médio da produção térmica com restrições (1735 MW) esse valor é bastante superior do que no cenário sem restrições (627 MW), sendo um indicador de que quanto maior for a produção térmica maiores serão os custos. Tendo isto em conta, como não temos nenhum limite ou imposição de quota, no cenário

sem restrições o modelo limita-se apenas a reduzir o custo aumentando a quota renovável.

Por sua vez, o desvio padrão apresenta um valor superior quando as restrições não estão contempladas o que vai de acordo com as expectativas, porque ao usar-se mais renovável para reduzir os custos será introduzida uma maior variância que se pode confirmar nos valores do desvio padrão da tabela 15. Para além disso se não tivermos restrições o desvio padrão da térmica aumenta e a média de produção térmica diminui, devido à minimização dos seus custos.

Em relação à quantidade de energia renovável que foi cortada, para ambos os casos, existe energia renovável em excesso. Contudo, no cenário sem restrições devido à elevada quantidade produzida de energia renovável surgirá mais energia cortada – cerca de 67318 MW – com as restrições verifica-se um valor semelhante ao do cenário da minimização da variância: 71 MW.

Por último, temos a análise dos custos que se torna mais perceptível com o auxílio da tabela 16. Quando não são utilizadas restrições existe uma grande redução dos custos, passa dos 23% (com restrições) para os 56% (sem restrições). Esta alteração ocorre porque o modelo quer reduzir ao máximo os custos e ao não ter restrições vai apostar ainda mais na geração renovável, diminuindo o máximo possível na produção térmica. Quanto maior é a produção térmica mais custos se tem.

Tabela 16 – Custos associados a produção térmica com e sem restrições.

	Com restrições (Original)	Sem restrições
Custos iniciais [€/TWh]	37059.000	37059.000
Custos finais [€/TWh]	28504.000	15995.000
Redução dos custos [%]	23.085	56.839

Apesar do cenário sem restrições apresentar uma maior redução de custo – 56% – este valor não é real porque existem quotas que têm de ser cumpridas, mas desta forma torna-se possível observar a importância das restrições porque fornecem uma maior veracidade aos valores obtidos ao longo deste trabalho.

CAPÍTULO 4 – CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Durante a execução deste trabalho foram identificadas diversas soluções, já estudadas, para integrar em grande escala as fontes renováveis no sistema elétrico português, das quais se pode salientar: melhores ferramentas de previsão; fornecimento de capacidade de reserva; armazenamento de energia e identificação da combinação ótima de fontes de energia renováveis.

Quando se fala em introduzir as energias renováveis no sistema elétrico surgem problemas intrínsecos no campo operacional, tendo em conta que o operador tem de equilibrar a geração de energia com a procura da mesma. Para alcançar esse equilíbrio é necessário haver uma preocupação com a imprevisibilidade e a variabilidade das fontes de energia renováveis, porque estamos a falar de fontes que dependem das condições climáticas que podem sofrer alterações ao longo do dia. Por este motivo e de forma a contornar os problemas e restrições inerentes à integração de fontes renováveis no sistema elétrico português, optou-se por estudar a identificação da combinação ótima de fontes renováveis, observando-se como é que esta medida pode ajudar a resolver os problemas existentes.

Neste estudo tiveram-se como premissas a *Diretiva Europeia 2009/28/CE*, a minimização da variância e a minimização dos custos.

Em relação à diretiva o seu objetivo passa por fazer com que sejam cumpridos determinados objetivos nos países pertencentes à União Europeia, entre os quais: a redução das emissões de gases de efeito de estufa em 20%. Aumento da quota renovável em 20%. Por fim aumento em 20% da eficiência energética.

Em relação à minimização da variância da produção térmica pretende-se estabilizar, ou tornar mais constante e estável a energia elétrica que é produzida pelas centrais térmicas.

Já a minimização dos custos tem como objetivo reduzir ao máximo as despesas relativas à produção térmica.

Para que todos estes objetivos anteriores sejam cumpridos esta dissertação apresenta uma metodologia baseada num modelo de otimização, neste caso um para a minimização da variância da produção térmica e outro para a minimização dos custos afetos à produção térmica. Estes modelos permitiram encontrar as potências ótimas a instalar para cada uma das fontes de energia renováveis (hídrica, eólica e fotovoltaica), conseguindo assim identificar qual a combinação ótima destas fontes, para se conseguir

integrar de melhor forma no setor elétrico português, para um período de um ano – aplicou-se a 2011 e 2012 separadamente – com dados de 15 em 15 minutos.

Os resultados obtidos para a minimização da variância em 2012 em relação à potência ótima a instalar foram: 2585 MW de hídrica, 2843 MW de fotovoltaica e 973 MW de eólica.

Conclui-se que a energia eólica apresenta a maior capacidade instalada, seguindo-se a hídrica e por fim a fotovoltaica. Apesar da fonte de energia eólica ser aquela que tem mais potência instalada é a única das três fontes que reduziu a sua contribuição face ao real. Visto que o modelo ao ter componentes como o produto entre a variância do perfil da geração renovável ao quadrado e a capacidade instalada ao quadrado, faz com que quanto maior o valor de capacidade instalada maior será a variância da produção térmica final, assim é preciso encontrar um equilíbrio e distribuir a capacidade pelos três recursos renováveis em estudos, daí esta configuração.

Como o objetivo deste estudo é minimizar a variância então a curva da geração renovável tem que acompanhar o máximo possível o comportamento da curva da procura residual. Por isso as figuras 35 e 36 permitem ilustrar esta conclusão. Não só estas figuras permitem visualizar este resultado, como também é comprovado pelo valor do desvio padrão, onde caso real (sTo) é 847 MW e o caso otimizado (sT) é 772 MW. Os valores do coeficiente de variação permitem suportar também esta ideia, que o caso otimizado tem melhores valores face ao real, como seria de esperar, assim o coeficiente de variação real (cv_o) é 0.42 e no caso otimizado (cv) é 0.38. Em relação ao ano de 2012 a redução da variância foi de 22.4%.

Conclui-se então que existe uma maior estabilidade da variância da diferença entre Dr e R , que se traduz na estabilização da produção térmica para o caso otimizado.

Através da obtenção destes resultados finais, bem como a sua interpretação, permitiu saber como é que o modelo funcionava, ou seja, como é que ia proceder às suas escolhas, assim é possível entender a razão destes resultados e como é que o modelo toma determinadas escolhas de capacidade instalada. Assim sendo o perfil de geração renovável contribuirá mais para a minimização da variância da procura residual quando temos presente as seguintes características: baixa variância, alta covariância com a procura residual, baixa covariância (de preferência valores negativos) com outros perfis de renováveis e elevado fator de capacidade.

Quanto à minimização dos custos da produção térmica os resultados obtidos foram iguais aos da minimização da variância. Tal situação era expetável devido às

características da função de custos, uma função de segundo grau e convexa que faz com que o modelo se concentre apenas numa potência ótima, permitindo assim que os valores obtidos sejam iguais para estes dois grandes casos – minimização da variância e minimização dos custos – de estudo.

Através do estudo da procura residual mostra-se que de fato o processo de minimização da variância está a ter sucesso, pois consegue-se encurtar o intervalo da gama de valores da potência térmica utilizada. Isto significa que a produção térmica está mais estável, pois a capacidade térmica máxima baixa dos 4500MW (situação real) para cerca de 4250MW (caso otimizado) e quanto ao valor mínimo da capacidade térmica passa de 0MW (real) para perto de 170MW (otimizado).

Ao testar os modelos utilizados foram criados alguns cenários, com o objetivo de confirmar a robustez dos resultados otimizados já obtidos.

Quando se colocaram os valores reais de 2011 no modelo com dados de 2012 os resultados obtidos foram bastante animadores, pois os valores do desvio padrão não eram assim tão diferente do caso real de 2012, 850.5MW para 2012 com valores de 2011 (reais) e 847.8MW para o caso real de 2012. Também com o coeficiente de variação tivemos a mesma tendência, com o caso de 2012 com valores de 2011 (reais) apresentar 0.420 e no caso real 2012 termos 0.418. Isto reflete que o modelo em causa tem uma boa capacidade de se adaptar às variações entre anos, pelo menos nos anos em que as quotas de renovável são próximas, neste caso 2011 era de 0.289 e 2012 foi de 0.287, tornando assim comparáveis os resultados. Este resultado é importante pois quando se procede à instalação de capacidades, estas acabam por ficar implementadas durante muitos anos, daí esta decisão a longo prazo precisar de ser bem estudada.

O outro caso que também foi testado está relacionado com a variação da quota. Permitiu assim ver o que aconteceria tanto à capacidade fotovoltaica como à eólica quando se aumentava a quota de renovável. Acabou por ser um resultado com uma conclusão intuitiva, pois se aumentarmos a quota de renovável, sem impor limites máximos, o modelo vai querer adotar mais capacidade, o que leva a um aumento da energia produzida em excesso, indicando assim que não existe necessidade de se aumentar a quota, mas sim redistribuí-la de forma equilibrada e ponderada pelas fontes em causa.

Outra conclusão que se pode retirar, quando se aumenta a quota renovável, é que o desvio padrão e o coeficiente de variação aumentam. Estes dois indicadores estão intimamente ligados com a estabilidade da produção térmica. Desta forma se está a ser

permitido utilizar mais energia renovável é plausível, graças às características de imprevisibilidades destas fontes, que tenhamos uma menor estabilidade de produção por parte das centrais térmicas.

Todos estes testes e conclusões são iguais aos dois modelos utilizados e testados neste trabalho, pelas razões já descritas. Contudo falta falar sobre um aspeto da minimização da função de custos.

Como a função objetivo está desenvolvida de forma minimizar os custos, a questão da variância é posta um pouco em segundo plano, apesar de estar presente no modelo. Assim sendo verifica-se que houve uma redução dos custos em 23%, para o ano de 2012.

Neste trabalho, um dos principais riscos que se corre é utilizar dados de anos anteriores para decidir qual a capacidade ótima a instalar. No entanto só é possível ter os dados de anos anteriores para fazer o estudo, pois estamos dependentes dos dados disponíveis.

Este risco está ligado à imprevisibilidade das fontes renováveis. Daí se ter feito o cenário *ano 2011 vs ano 2012*, para confirmar se os valores de 2011 permitiam reduzir a variância da produção térmica mas aplicado no ano de 2012. Verificou-se que é possível fazer esta aproximação de valores, mostrando assim que o modelo tem uma boa capacidade de se adaptar face a diferentes valores.

No entanto, nada nos garante que no ano a seguir tenhamos uma percentagem de produção renovável semelhante à do ano que passou, desta feita também não se pode garantir que as potências já instaladas sirvam para o novo ano. Desta forma seria importante conseguir colocar um fator de imprevisibilidade, relativo às fontes renováveis, no modelo, com vista a contornar o problema explicado antes.

Como objetivo futuro está proposto fazer-se este estudo mas para a covariância em vez da variância, o que vai implicar alterar a função objetivo tornando possível observar qual é que tem mais preponderância na escolha do mix: se é a variação do consumo com as renováveis ou se é a dependência e o relacionamento entre o consumo e as tecnologias renováveis.

CAPÍTULO 5 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CLARKE, Robert (1985) – Robert Clarke, *Do Universo ao Homem*, Lisboa: Edições 70, p.58-74

- [2] Portal de Energia, *Vantagens e desvantagens das energias renováveis*. Sítio da internet acedido em 11-12-2013. em <http://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-das-energias-renovaveis/>

- [3] Energy Information Administration, Official Energy Statistics from the U.S. Government, acedido em 20-03-2014 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=IEO2013&subject=0-IEO2013&table=2-IEO2013®ion=0-0&cases=Reference-d041117>

- [4] Eurostat, (2013). *Energy, transport and environment Indicators* [versão Eletrónica]

- [5] REN, Relatório & Contas 2012, [versão eletrónica] acedido em 12-01-2014 em <http://relatorioecontas2012.ren.pt/#/ren-num-relance/paginas/25-principais-indicadores-de-desempenho/252-indicadores-tecnicos-eletricidade/>

- [6] Direção Geral de Energia e Geologia, (2013). *Renováveis: Estatísticas rápidas de dezembro de 2013* [versão eletrónica]

- [7] Instituto Nacional de Estatística, IP (2012). *Statistical Yearbook of Portugal – 2011* [Versão Eletrónica]

- [8] Jornal Oficial da União Europeia (2009), *DIRETIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 23 de Abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subseqüentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE* [versão eletrónica]

- [9] Jorge Alberto Mendes de Sousa, *Introdução aos conceitos técnicos e económicos associados à produção de energia elétrica*. Sítio da internet acessado em 11-12-2013 em <http://moodle.isel.pt/adespa/mod/resource/view.php?id=4899>
- [10] EDP, *Sistema Elétrico Português*. Sítio da internet acessado em 16-12-2013. em <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>
- [11] J. Sousa and A. Martins, “Optimal Renewable Generation Mix of Hydro, Wind and Photovoltaic for Into the Portuguese Power System,” in *Proc. 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*.
- [12] P. Moura and A.T. Almeida, “Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1461-1468, Jun. 2010.
- [13] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths, B. Lange, M. O'Malley, J. O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, J. C. Smith, and F. van Hulle, “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration,” *Wind Energy*, vol. 14, pp. 179–192, 2011.
- [14] J. Kabouris and F. D. Kanellos, “Impacts of large-scale wind penetration on designing and operation of electric power systems,” *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 1, pp. 107-114, Jul. 2010.
- [15] A. Estanqueiro, J. M. Ferreira de Jesus, J. Ricardo, A. Santos, and J. A. Lopes, “Barriers (and Solutions...) to very high wind penetration in power systems,” *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-7, 2007.

- [16] H. Lund, "Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 503-515, Apr. 2006.
- [17] H. Holttinen, A. G. Ortho, P. Eriksen, J. Hidalgo, A. Estanqueiro, F. Groome, Y. Coughlan, H. Neumann, B. Lange, F. Hulle, and I. Dudurych, "Currents of change: European experience and perspectives with high wind penetration levels," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 9, no. 6, pp. 47-59, Nov./Dec. 2011.
- [18] Matthias Huber , Desislava Dimkova , Thomas Hamacher, "Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements," *Energy*, vol. xx, pp. 1-11, 2014.
- [19] Robert Huva, Roger Dargaville, Simon Caine, "Prototype large-scale renewable energy system optimizations for Victoria, Australia," *Energy*, vol. 41, pp. 326-334, Apr. 2012.
- [20] P. Moura and A.T. Almeida, "Methodologies and technologies for the integration of renewable resources in Portugal," *UNESCO Energy Bulletin*, No. 2 (9), pp. 51-60, 2010.
- [21] D. Heide, L. von Bremen, M. Greiner, C. Hoffmann, M. Speckmann, and S. Bofinger, "Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 2483–2489, Nov. 2010.
- [22] Cory Budischak, DeAnna Sewell, Heather Thomson, Leon Mach, Dana E. Veron, Willett Kempton, "Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electromechanical storage, powering the grid up to 99.9% of the time ," *Journal of Power Sources* , vol. 225, pp. 60-74, Oct, 2012.
- [23] D. A. Halamay, T. K. A. Brekken, A. Simmons, and S. McArthur, "Reserve requirements impacts of large-scale integration of wind, solar and ocean wave

power generation,” *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 321-328, Jul. 2011.

[24] Antonio Urbina, “Solar electricity in a changing environment: The case of Spain,” *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 264-269, Mar. 2014.

[25] REN, *Dados Técnicos 2012*, [Versão Eletrónica] acessado em 10-01-2014 em www.centrodeinformacao.ren.pt

[26] *Despacho Económico de Grupos Térmicos de Produção de Energia Elétrica*, J.A.Mendes de Sousa, ISEL (2005) [versão eletrónica]

[27] Sendeco2, *Custos marginais*, Sítio da internet acessado em 17-04-2013 em <http://www.sendeco2.com/index-pt.asp>

[28] Wikipédia, *Coeficiente de correlação de Pearson*. Sítio da internet acessado em 27-01-2013. em http://pt.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_correla%C3%A7%C3%A3o_de_Pearson

[29] EDP, *Mapa dos Centros Produtores*. Sítio da internet acessado em 21-03-2013 em http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/mapa_centrosProdutores.php

A imagem correspondente ao painel fotovoltaico presente na capa desta dissertação foi retirada de “energiasolar2012”, <http://energiasolar2012.wordpress.com/celulas-fotovoltaicas/>, acessado em 5 de novembro de 2013.

CAPÍTULO 6- ANEXOS

Neste capítulo é apresentado um artigo que foi publicado no âmbito desta dissertação.

Optimizing the Renewable Generation Mix in the Portuguese Power System based on Temporal and Spatial Diversity

João Pereira Rúben Aires Ferreira
ISEL/ADESPA
Lisbon, Portugal
joao.v.pereira.90@gmail.com
rubenferreira2791@gmail.com

Jorge A. M. Sousa João Lagarto
ISEL/ADESPA; INESC-ID
Lisbon, Portugal
jsousa@deea.isel.ipl.pt
jlagarto@deea.isel.ipl.pt

Ana Martins
ISEL; BRU-UNIDE
Lisbon, Portugal
anamartins@deea.isel.ipl.pt

Abstract—Renewable energy sources (RES) have unique characteristics that grant them preference in energy and environmental policies. However, considering that the renewable resources are barely controllable and sometimes unpredictable, some challenges are faced when integrating high shares of renewable sources in power systems. In order to mitigate this problem, this paper presents a decision-making methodology regarding renewable investments. The model computes the optimal renewable generation mix from different available technologies (hydro, wind and photovoltaic) that integrates a given share of renewable sources, minimizing residual demand variability, therefore stabilizing the thermal power generation. The model also includes a spatial optimization of wind farms in order to identify the best distribution of wind capacity. This methodology is applied to the Portuguese power system.

Index Terms-- Renewable generation mix, Large-scale integration, Power systems, Temporal and spatial analysis, Wind power generation.

I. Introduction

Environmental concerns have taken the spotlight worldwide. In order to attend to these concerns, renewable power generation has been greatly promoted so that greenhouse gas emissions to the atmosphere are reduced. At the European level, the Directive 2009/28/EC endorses mandatory national targets concerning RES for 2020, consistent with a 20% share in the energy consumption and a minimum 10% share in the transportation sector in all European Union Member States [1]. In order to achieve this share, a progressive investment in renewable technologies has been made, raising its share and gradually reducing the existent dependence on thermal production.

Despite of being environmentally positive, the increase of renewable share that satisfies demand raises

additional problems to grid operators. This paper covers three distinct renewable technologies: hydro (run of rivers and special hydro production only), wind and photovoltaic (PV). These three technologies have unique characteristics. However, all of them have one thing in common which is its controllability being little or none. Their energy output depends on the available resource, which depends on climatic conditions. Taking into account that renewable energy supply and demand do not follow the same pattern, there might be some barriers regarding renewable energy large-scale integration in power systems.

Based on the technical problems regarding renewable energy sources, namely operational problems, renewable energy production and consumption have to be balanced by the grid operator, which can be hard to achieve due to its unpredictability, instability and variability. Other technical problems exist that are mentioned by Kabouris and Kanellos [2]. These problems, regarding wind power large-scale integration raise some technical issues like frequency and voltage regulation and available carrying capacity in the power transmission grid in order to accommodate the renewable energy sources due to wind variability and uncertainty.

Load follow up is one of the main restrictions pointed out by Kabouris and Kanellos [2] concerning the power systems wind penetration.

Solutions such as the renewable generation optimal mix identification referred by Sousa and Martins [3] are extremely relevant to this paper. A multi-objective function minimization is presented in [4] to integrate renewable production in the Portuguese system. Unlike one single renewable technology, various renewable resources combined allow variation minimization

between consumption and renewable production as it is demonstrated in the study.

The integration of renewable energy depends not only on variations of renewable sources, but also on variations of demand and response capability of the supply system [5]. Therefore, this helps in thermal production stabilization and investment reduction in backup technologies [6].

In order to have increasing renewable energy integration in the power systems various factors must be accounted for. Operationally speaking, power generation has to balance demand in every moment of time, which makes the variability and unpredictability of renewable sources a challenge for power systems operation and control.

In order to deal with this problem some solutions are appointed: storage capacity for the excess of renewable production, backup capacity for the exact opposite situation, grid improvement to increase its capacity and forecast improvement to reduce unpredictability [6].

In this context, this paper proposes a methodology to evaluate the optimal renewable generation mix from different available technologies (hydro, wind and photovoltaic) that integrates a given share of renewable sources, minimizing the variability of residual demand, therefore stabilizing thermal power generation. The model also includes a spatial optimization of wind farms in order to identify the best distribution of wind capacity. The proposed methodology is applied to a case study of the Portuguese power system.

II. Methodology

To identify the optimal renewable mix that allows a better integration of renewables in the power system, a model is formulated to minimize the residual demand variance, that is, the variance of the difference between demand and renewable generation. This optimization problem is presented in (1):

$$\min_{a_i} \left\{ \text{VAR} \left(D_t - \sum_{i=1}^I a_i R_{it} \right) \right\} \quad (1)$$

where D_t represents the electricity demand at time t ($t=1, \dots, T$); R_{it} ($i=1, \dots, I$) the renewable generation profile of a specific technology located in a certain geographic location at time t , normalized by the maximum value observed in the considered period of time; a_i represents the decision variables that match the optimal installed capacity for the profile i .

In the model, two constraints are considered which are described by (2) and (3), as follows:

$$\sum_{i=1}^I a_i R_{it} \leq \varepsilon D_t \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I a_i R_{it} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I R_{0it} \quad (3)$$

Constraint (2) represents the maximum instantaneous share of renewable generation, where ε represents the percentage of demand that can be satisfied by renewable production at time t .

Constraint (3) states that the optimized renewable generation must be equal to the original renewable generation (R_{0it}) in the analysed period.

The objective function in (1) can be written as follows:

$$\sigma_D^2 + \sum_{i=1}^I a_i^2 \sigma_{R_i}^2 + 2 \sum_{i < j} a_i a_j \sigma_{R_i R_j} - 2 \sum_{i=1}^I a_i \sigma_{D R_i} \quad (4)$$

where:

σ_D^2 is the variance of demand;

$\sigma_{R_i}^2$ is the variance of renewable generation profile i ;

$\sigma_{R_i R_j}$ is the covariance between renewable generation profiles i and j ;

$\sigma_{D R_i}$ is the covariance between demand and renewable generation profile i .

Taking into account (3) and (4), it is possible to state that a given renewable generation profile contributes more to the residual demand variance minimization when it presents the following characteristics:

- Low variance;
- High covariance with the demand;
- Low covariance with other renewable profiles;
- High capacity factor, which is defined as the ratio between the energy produced by a technology during a period of time and the total energy that can be potentially produced.

A renewable generation profile with low variance and high covariance with demand represents a higher correlation factor between the renewable generation profile and demand, which contributes to a lower residual demand variance and thus to a more stable thermal production.

It is preferred that the covariance between two renewable generation profiles is represented by a low value. In fact, the lower the covariance between two renewable generation profiles, the higher is allowed to be their installed capacities since they have opposing behaviours.

Concerning the capacity factor, since it is an indicator of the resource availability, the model values high capacity factors that translate in energy production that is closer to the rated power.

III. Case Study

The previously described methodology is applied to a real case, considering data from the Portuguese power system of the year 2012 with a 15-minute interval [7].

A. Optimization based on temporal diversity

The first step consists of finding the optimal renewable generation mix of the three considered renewable generation profiles: hydro, wind and PV, regardless of their location.

Problem (1) can be rewritten to specify these three renewable generation profiles:

$$\min_{a_i} \text{VAR}(D_t - (a_1 H_t + a_2 PV_t + a_3 W_t)) \quad (5)$$

where:

a_1 is the optimal installed capacity for hydro;

a_2 is the optimal installed capacity for PV;

a_3 is the optimal installed capacity for Wind;

H_t is the hydro generation profile at time t ;

PV_t is the PV generation profile at time t .

W_t is the wind generation profile at time t ;

Constraints (2) and (3) are rewritten as follows:

$$a_1 H_t + a_2 PV_t + a_3 W_t \leq \varepsilon D_t \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T (a_1 H_t + a_2 PV_t + a_3 W_t) = \sum_{t=1}^T R_{ot} \quad (7)$$

This first step, which considers the problems temporal dimension, is accomplished with the computation of the optimal installed capacity for the three technologies.

B. Optimization based on spatial diversity

A second optimization is pursued taking into account the spatial diversity of wind generation profiles. For this purpose, six geographical locations are considered, representing different wind generation profiles in the Portuguese system, as shown in Fig. 1.

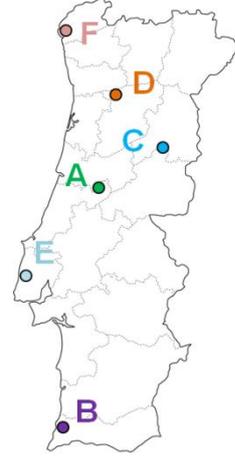


Figure 1. Location of wind farms under analysis.

This spatial optimization problem of wind location can be written as follows:

$$\min_{b_j} \text{VAR} \left(D_t - \left(a_1 H_t + a_2 PV_t + \sum_{j=1}^6 b_j W_{jt} \right) \right) \quad (8)$$

where b_j represents the decision variables that match the optimal installed capacity for the wind generation profile of location j ($j=A, \dots, F$). The optimal installed capacities for hydro (a_1) and for PV (a_2) are those obtained in the optimization based on temporal diversity. The model's constraints are established in accordance.

IV. Results

A. Optimization based on temporal diversity

The results for the optimal installed capacity for each renewable technology considered are presented in Table I, where the estimated variance, correlation with demand (ρ_{DR_i}) and capacity factor of each renewable generation profile are also presented.

TABLE I. OPTIMAL CAPACITY (MW), ESTIMATED VARIANCE (MW^2), CORRELATION WITH DEMAND AND CAPACITY FACTOR OF EACH RENEWABLE GENERATION PROFILE

Technology	a_i	$\hat{\sigma}_{R_i}^2$	ρ_{DR_i}	Capacity factor
Hydro	3825	0.025	0.363	0.197
Wind	1449	0.049	-0.027	0.304
PV	1736	0.093	0.316	0.234

For a better understanding of the results, Table II presents the correlations among renewable generation profiles.

TABLE II. CORRELATION COEFFICIENTS AMONG THE RENEWABLE GENERATION PROFILES

	Wind	PV
Hydro	0.071	-0.190
Wind	1.000	0.015

The simulation procedure using the optimization problem presented in (5)-(7) provides an optimal installed capacity regarding renewable generation profiles of 3825 MW for hydro, 1736 MW for PV and 1449 MW for wind.

These results can be analysed taking in consideration (4), having in mind that the model will assign a higher installed capacity to the renewable generation profile that presents a better combination of lower variance, higher correlation with demand, lower correlation with other renewable generation profiles and higher capacity factor.

In this particular case, hydro is the preferred renewable profile because of its lower variance (0.025) combined with a higher correlation with demand (0.363). Besides, the hydro generation profile presents a lower correlation with PV generation profile (-0.190). This later feature, combined with the fact that the PV generation profile has the second best correlation with demand (0.316), led PV to be the second largest generation optimal capacity, followed by wind.

Fig. 2 presents a comparison between the real and the optimized installed capacity for each renewable technology.

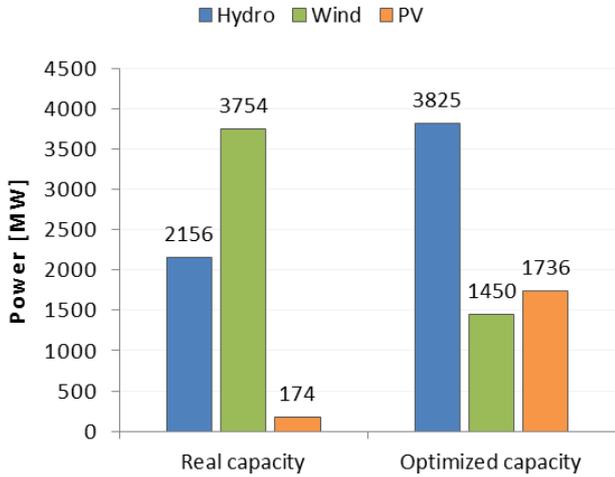


Figure 1. Real and optimized capacity of each renewable technology.

Fig. 3 and 4 present the demand and the real renewable generation (upper plot), demand and optimized renewable generation (lower plot), for the whole year of 2012 and for April 2012, respectively.

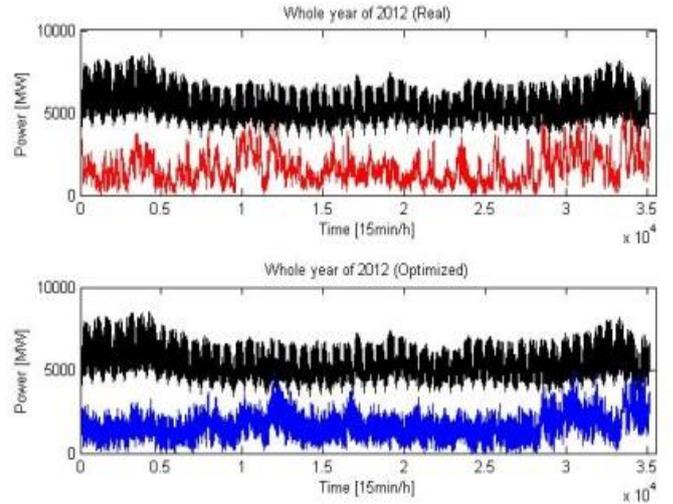


Figure 2. Demand and total renewable generation. Real and optimized results for the whole year of 2012.

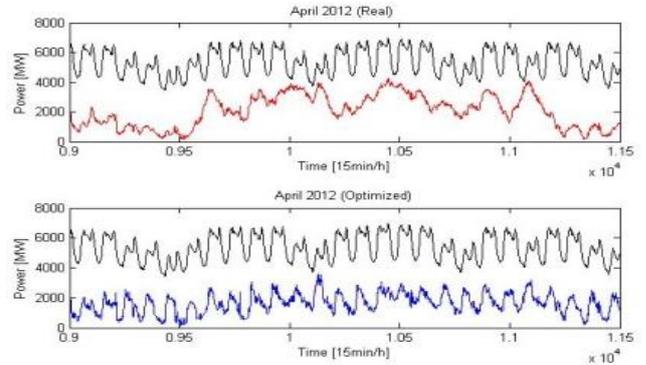


Figure 3. Demand and total renewable generation. Real and optimized results for April 2012.

It can be concluded from the analysis of Fig. 3 and 4 that the optimal case has a much lower variance than the original one, which results in a much more stable thermal generation. According to the data obtained by the simulation, the initial standard deviation is 1265 MW and the optimized one is 982 MW. These results show that the methodology developed attained the proposed objectives.

B. Optimization based on spacial diversity

Taking into account the wind share previously obtained, a spatial discretization was performed in order to analyse wind generation profiles of various country sites. In this paper, six wind generation profiles were analysed, each one corresponding to a wind farm location. Fig. 5 and Table III show the share of the optimal wind capacity distributed by the various wind generation profiles considered, computed by the model presented in (8).

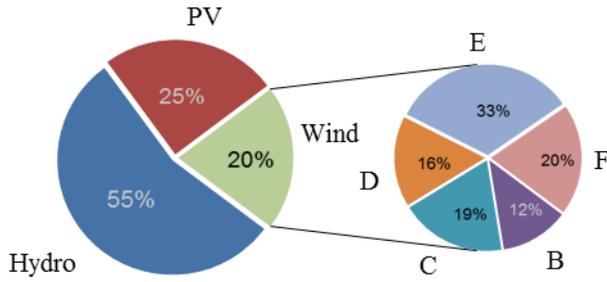


Figure 2. Optimal share of the renewable installed capacity taking into account the temporal diversity of hydro, PV and wind and the spatial diversity of wind profiles in the Portuguese power system.

TABLE III. OPTIMAL INSTALLED CAPACITY OF THE WIND GENERATION PROFILES (MW)

A	B	C	D	E	F
0	174	270	232	473	284

In order to understand these results, Table IV presents the correlation coefficients among the wind generation profiles considered.

Table V presents the estimated variance and capacity factor of each wind generation profile.

TABLE IV. CORRELATION COEFFICIENTS AMONG THE WIND GENERATION PROFILES AND DEMAND

	A	B	C	D	E	F
Demand	-0.047	-0,107	0.012	-0.008	0.037	0.030
A	1.000	0.462	0.523	0.326	0.621	0.523
B	0.462	1.000	0.299	-0.098	0.490	0.181
C	0.523	0.299	1.000	0.430	0.426	0.384
D	0.326	-0.098	0.430	1.000	0.225	0.446
E	0.621	0.490	0.426	0.225	1.000	0.527

TABLE V. ESTIMATED VARIANCE (MW²) AND CAPACITY FACTOR OF THE WIND GENERATION PROFILES

	$\hat{\sigma}_{w_i}^2$	Capacity Factor
A	0.066	0.259
B	0.087	0.333
C	0.126	0.351
D	0.127	0.308
E	0.073	0.265
F	0.110	0.310

The obtained results can be explained mostly by the correlation of each wind generation profile and demand. In fact, the wind generation profile E presents the higher optimal installed capacity because it presents the highest correlation with the demand (0.037) and a low variance (0.073), which is the second lowest of all. The following

profiles presenting a higher installed capacity are C and F due to the high correlation with demand, 0.012 and 0.030, respectively. The reason why wind generation profile A does not present any installed capacity, despite being the profile with the lowest variance (0.066), relies on the fact that it presents one of the lowest correlations with the demand (-0.047), the lowest capacity factor (0.259) and high correlations with the other wind generation profiles.

V. Conclusions

The study presented in this paper is based on an optimization problem which minimizes the variance of residual demand faced by the thermal production. The problems solution allowed understanding on how parameters such as variance, correlation with demand, capacity factor of renewable generation profiles and correlations among renewable generation profiles play a role in the optimal renewable energy mix identification.

The results obtained for the Portuguese case showed the improvement in the renewable integration since there was a significant decrease in the residual thermal demand variance, which means an increase in thermal production stability and a decrease in storage and backup capacity needs.

Future developments go towards the insertion of a function that represents renewable energy sources costs, namely investment costs and reserve requirements.

VI. Acknowledgments

This work was supported by national funds through FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia, under project PEst-OE/EEI/LA0021/2013.

The authors express their gratitude to Eng. Rui Pestana for his support in data collection.

VII. References

- [1] Directive 2009/28/EC of the European parliament and of the council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Apr. 2009.
- [2] J. Kabouris and F. D. Kanellos, "Impacts of large-scale wind penetration on designing and operation of electric power systems," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 1, pp. 107-114, Jul. 2010.
- [3] J. Sousa and A. Martins, "Optimal Renewable Generation Mix of Hydro, Wind and Photovoltaic for Into the Portuguese Power System," in *Proc. 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*.
- [4] P. Moura and A.T. Almeida, "Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1461-1468, Jun. 2010.
- [5] H. Lund, "Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 503-515, Apr. 2006.
- [6] D. A. Halamay, T. K. A. Brekken, A. Simmons, and S. McArthur, "Reserve requirements impacts of large-scale integration of wind, solar and ocean wave power generation," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 321-328, Jul. 2011.
- [7] REN, technical data 2012, [Online]. Available: www.centrodeinformacao.ren.pt [Accessed in Jan 10, 2014].

