



# LCA4Power: Desenvolvimento de uma Ferramenta MS Excel™ para Avaliação do Impacte Ambiental da Produção de 1 kWhel a Partir de Fontes Fósseis

JOAQUIM ALBERTO SAMPAIO BARBOSA

Outubro de 2016

*LCA4Power*: Desenvolvimento de uma Ferramenta  
*MS Excel<sup>TM</sup>* para Avaliação do Impacte Ambiental da  
Produção de 1 kWh de Eletricidade a Partir de Fontes  
Fósseis

Joaquim Alberto Sampaio Barbosa

Dissertação submetida para a obtenção do grau de  
Mestre em Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica

outubro de 2016



Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do  
Mestrado em Energias Sustentáveis

Candidato: Joaquim Alberto Sampaio Barbosa, N.º 1100521, 1100521@isep.ipp.pt

Empresa: INEGI – Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia  
Industrial



Orientação Científica: Prof.<sup>a</sup> Doutora Nídia Sá Caetano, nsc@isep.ipp.pt

Coorientação Científica: Doutor António Augusto Areosa Martins, amartins@fe.up.pt

Supervisão: Eng.<sup>a</sup> Daniela Tavares Silva, dsilva@inegi.up.pt

Mestrado em Energias Sustentáveis  
Departamento de Engenharia Mecânica



outubro de 2016



*Dedico este trabalho ao meu pai, à minha mãe, irmã e restante família, por tudo o que  
representam para mim*



## *Agradecimentos*

Com a chegada desta última etapa do meu percurso académico, é impossível não fazer uma retrospectiva do que foi o meu trajeto até este momento. Foram 6 anos de muito trabalho, dedicação e capacidade de superação, que me permitiram crescer e desenvolver as minhas capacidades pessoais e cognitivas, fazendo de mim a pessoa que sou hoje.

É sem dúvida bastante gratificante saber que estou prestes a atingir este objetivo ao qual me propus. Todavia, nada seria possível sem a ajuda de um grupo de pessoas com quem tive o privilégio de contar e que tanto me incentivaram para que não duvidasse das minhas capacidades para superar os desafios que surgiram. A todas elas, muito obrigado.

Como tal, quero agradecer à Professora Doutora Nídia Caetano, orientadora desta dissertação, pela disponibilidade, pelos ensinamentos, por todo o auxílio prestado durante o meu percurso neste mestrado e pela oportunidade que me concedeu para fazer parte deste projeto. Ao Doutor António Martins, coorientador desta dissertação, por todos os ensinamentos partilhados, conselhos e disponibilidade prestada durante todo este trabalho. À Engenheira Daniela Silva, supervisora deste trabalho, que me ajudou bastante a superar as dificuldades que encontrei durante a realização desta dissertação, demonstrando uma capacidade de compreensão e de motivação às quais devo bastante para a realização deste trabalho. Ao INEGI, pela oportunidade que me concedeu, pela disponibilização das suas instalações, pelo apoio e receção prestados durante a realização desta dissertação. A todos os docentes do ISEP, que desde o início do meu percurso académico e até à data, permitiram-me crescer a todos os níveis, cognitivo, pessoal e profissional.

À minha família, em particular ao meu pai, mãe e irmã, aos quais devo tudo aquilo o que sou hoje, pelo exemplo que são para mim e a quem agradeço imenso todos os sacrifícios que fizeram para que esteja prestes a completar esta grande etapa da minha vida, para além da confiança demonstrada nas minhas capacidades, nunca desistindo de me incentivar a fazer mais e melhor. A todos os meus amigos, eles sabem quem são, por todo o apoio e entreaajuda nesta e noutras etapas da minha vida. Por fim e não menos importante, à Marta, pelo carinho demonstrado, é o meu grande apoio, a minha conselheira, que nunca duvidou das minhas capacidades, a melhor pessoa que me poderia ter acompanhado nesta jornada.



## *Resumo*

A metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida é empregue nesta dissertação tendo em vista a avaliação do impacte ambiental produção de 1 kWh de energia elétrica em Portugal continental, usando fontes de energia fósseis. As tecnologias consideradas neste estudo foram as centrais térmicas e as centrais de cogeração. Ambas foram selecionadas devido ao forte contributo no *mix* energético nacional dos combustíveis inerentes às mesmas, sendo estes o carvão e o gás natural. Os indicadores ambientais considerados nesta dissertação seguem o padrão identificado em estudos análogos que foram identificados na literatura aberta. Em particular, foi selecionado o indicador do Potencial de Alterações Climáticas (de todos é o mais significativo), seguido do Potencial de Acidificação, Potencial de Eutrofização, Potencial de Depleção da Camada de Ozono e por fim do Potencial de Criação de Nevoeiro Fotoquímico. Com o intuito de calcular os valores dos indicadores ambientais, foi criada e desenvolvida uma ferramenta de cálculo em *MS Excel<sup>TM</sup>*, *LCA4Power*, que considerou as etapas do ciclo de vida de cada tecnologia assim como a respetiva representatividade no *mix* energético nacional, excluindo a incorporação de eletricidade produzida fora do território nacional e a distribuição e consumo final. Os dados necessários para o cálculo dos indicadores, em particular os fatores de emissão, foram obtidos da literatura e de bases de dados de inventário de ciclo de vida, tendo sido inseridos na ferramenta de cálculo. O cálculo dos valores dos indicadores ambientais permitiu confirmar que, como seria de esperar, o indicador Potencial de Alterações Climáticas se destacou dos restantes para o ano de 2012. Quanto aos outros indicadores ambientais, todos apresentaram valores considerados constantes no período de referência, isto é, entre 2011 e 2015. Outra constatação assinalável, é que se verificou uma descida considerável dos valores de todos os indicadores ambientais entre os anos de 2013 e 2014, fruto da forte incorporação da componente renovável no *mix* energético para o período em questão. O melhor exemplo que fundamenta esse facto está no indicador ambiental do Potencial de Depleção da Camada que apresenta um valor bastante reduzido quando comparado com os restantes indicadores. Por fim, entre 2014 e 2015, o resultado da variação dos indicadores ambientais também acompanha os valores percentuais no *mix* energético português, onde a componente fóssil e apesar de ter aumentado, apresenta valores pouco inferiores à componente renovável.

### ***Palavras-Chave***

Avaliação do ciclo de vida, centrais de cogeração, centrais termoelétricas, energia de fontes fósseis, impactes ambientais, indicadores ambientais

## *Abstract*

The Life Cycle Analysis (LCA) methodology is used in this work in order to evaluate the environmental impact of 1 kWh of electricity produced in Portugal mainland, using only fossil fuels. This study considers the following energy production technologies: Cogeneration and Thermoelectric Power Plants. The main reason behind their selection is the strong contribution of fossil fuels, in particular coal and natural gas, in the Portuguese Energy Mix. The environmental indicators considered for this study are similar to those used in similar studies previously identified in the open literature. Therefore the following indicators were used: the Global Warming Potential (the most significant of all indicators), followed by the Acidification Potential, Eutrophication Potential, Ozone Depletion Potential and the Photochemical Ozone Creation Potential. In order to calculate the values of each indicator, a *MS Excel<sup>TM</sup>* tool was developed, called *LCA4Power*, that considered the LCA stages from both technologies and their influence in the Portuguese Energy Mix, excluding the incorporation of electricity from outside Portugal's mainland, namely: Madeira, Azores, imported electricity and the distribution and the final consumption life cycle stages. The data used in the tool and used in the calculations was obtained through the open literature and from different life cycle inventory databases, for the years between 2011 and 2015. After all the calculations, as expected, it can be concluded that the Global Warming Potential indicator had the highest values compared to the others, for the year of 2012. As for the other environmental indicators, all of them showed constant results according to the selected time lapse in this work, which is between the years of 2011 and 2015. Another observation is that, amid 2013 and 2014 it occurred a significant decrease of all the indicators because of the strong incorporation of the renewable component in the Portuguese Energy Mix in that time period. The best example that supports that statement is in the Ozone Depletion Potential indicator, which has a lower value comparing to the other indicators. At last, between 2014 and 2015 the observed difference of the indicators results follows the evolution of the Portuguese Energy Mix, where the fossil component, despite of its increasing, showed values that are a little lower to the renewable component.

***Keywords***

Life Cycle Assessment, Cogeneration, Environmental Impact, Environmental Indicators, Fossil Energy, Thermoelectric Power Plants



## *Declaração*

Joaquim Alberto Sampaio Barbosa declara, sob compromisso de honra, que este trabalho é original e que todas as contribuições não originais foram devidamente referenciadas, com identificação da fonte.

*28 de outubro de 2016*

*Joaquim Alberto Sampaio Barbosa*  
*Joaquim Alberto Sampaio Barbosa*

# Índice

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	3
1.2. OBJETIVOS	5
1.3. CALENDARIZAÇÃO	6
1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	8
<b>2. ESTADO DA ARTE</b>	<b>9</b>
2.1. EUROPA 2020 E 2030	9
2.2. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)	10
2.3. REVISÃO DA LITERATURA	12
<b>3. PANORAMA ENERGÉTICO</b>	<b>21</b>
3.1. <i>MIX</i> ENERGÉTICO EUROPEU	23
3.2. <i>MIX</i> ENERGÉTICO NACIONAL	24
3.3. EMISSÕES DE GEE	25
<b>4. CENTRAIS TERMOELÉTRICAS</b>	<b>29</b>
4.1. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO	29
4.2. CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	31
4.3. DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DAS CENTRAIS EM PORTUGAL	32
4.4. VANTAGENS E INCONVENIENTES DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS	34
<b>5. CENTRAIS DE COGERAÇÃO</b>	<b>37</b>
5.1. INTRODUÇÃO À TECNOLOGIA <i>CHP</i>	37
5.1.1. <i>Sistemas de CHP</i>	38
5.2. CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	39
5.3. COGERAÇÃO NO SECTOR INDUSTRIAL	41
5.4. INCENTIVOS À COGERAÇÃO	42
5.5. DISTRIBUIÇÃO DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO EM PORTUGAL	44
5.6. VANTAGENS E INCONVENIENTES	45
<b>6. CONSTRUÇÃO DA FERRAMENTA</b>	<b>47</b>
6.1. METODOLOGIA ADOTADA	47
6.2. INDICADORES	49
6.2.1. <i>Potencial de Alterações Climáticas</i>	49
6.2.2. <i>Potencial de Acidificação e Eutrofização</i>	50
6.2.3. <i>Potencial de Depleção da Camada de Ozono</i>	50
6.2.4. <i>Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico</i>	51
6.3. ETAPAS NA ELABORAÇÃO DA FERRAMENTA	51

6.3.1.	<i>Recolha de dados</i> .....	51
6.3.2.	<i>Escolha do Software</i> .....	52
6.3.3.	<i>Estruturação da Ferramenta</i> .....	52
6.4.	RESULTADOS OBTIDOS.....	59
6.5.	CASOS PRÁTICOS.....	62
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO</b> .....	<b>67</b>
7.1.	CONCLUSÕES.....	67
7.2.	TRABALHOS FUTUROS.....	69
<b>ANEXOS</b>	.....	<b>79</b>
<b>ANEXO A</b>	<b>GUIA DO UTILIZADOR</b> .....	<b>80</b>

## Índice de Figuras

Figura 1	Produção mundial de GEE <i>per capita</i> , em ton CO <sub>2eq</sub> , para o ano de 2010 (Olivier <i>et al.</i> , 2015) .....	2
Figura 2	Avaliação do ciclo de Vida (NETL, 2016).....	4
Figura 3	Emissões de GEE, por país, em 2013 (EU, 2016b).....	4
Figura 4	Objetivos para o Sector Energético – Europa 2020 (DAIKIN, 2016).....	9
Figura 5	Etapas das Avaliação do Ciclo de Vida (adaptado de USEPA, 2006) .....	12
Figura 6	ACV na produção de eletricidade a partir de lenhite, antracite e gás natural (adaptado de Atilgan & Azapagic, 2016).....	14
Figura 7	Indicadores do estudo de ACV (adaptado de Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014). 17	
Figura 8	Evolução do balanço energético, em Portugal (Fernandes <i>et al.</i> , 2015) .....	22
Figura 9	Dependência Energética Nacional (Fernandes <i>et al.</i> , 2015).....	22
Figura 10	Emissões de GEE em Portugal (Fernandes <i>et al.</i> , 2015).....	26
Figura 11	Emissões dos principais GEE, em 2014, por sector de atividade (Fernandes <i>et al.</i> , 2015) .....	27
Figura 12	Esquema de uma central térmica convencional (Adaptado de Wordpress, 2013) .....	30
Figura 13	Representatividade das centrais térmicas portuguesas, em 2015, na produção de eletricidade nesta tecnologia (Adaptado de: REN 2016a).....	33
Figura 14	Evolução das emissões atmosféricas em centrais termoelétricas (Adaptado de EDP, 2016) .....	36
Figura 15	Percentagem das tecnologias <i>CHP</i> na potência instalada em Portugal, no ano de 2014. (Santos, 2015) .....	38
Figura 16	Tecnologia <i>CHP</i> (Santos, 2015).....	39
Figura 17	Combustíveis utilizados na tecnologia <i>CHP</i> – Portugal (PT) vs União Europeia (UE) (Adaptado de EU, 2016d; 2016e).....	40
Figura 18	Distribuição percentual da potência instalada por sector em Portugal (Adaptado de Santos, 2015).....	44
Figura 19	<i>Worksheet</i> “Indicadores e fontes” .....	53
Figura 20	Excerto da <i>worksheet</i> “Cogeração – Gás Natural” .....	55
Figura 21	Introdução das referências bibliográficas .....	56
Figura 22	Funcionamento da <i>Worksheet</i> “Registo” .....	56
Figura 23	Situação de erro na <i>worksheet</i> “Fases de ACV” .....	57
Figura 24	Situação de erro na <i>worksheet</i> “MixEnergético” .....	57
Figura 25	Parâmetros I MEmax e IME .....	59
Figura 26	Parâmetros I ACV, tmax e IACV, t.....	59

Figura 27	Percentagens utilizadas no mix energético para o cálculo dos indicadores ambientais .....	60
Figura 28	Indicadores ambientais AC, PO, OD e ET ( $\text{mg}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ) e GW ( $\text{g}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ).....	61
Figura 29	Seleccção das percentagens do mix energético nacional para ambos os casos .....	62
Figura 30	Resultados obtidos para 50% de representatividade no <i>mix</i> energético das centrais térmicas e de cogeração a gás natural.....	63
Figura 31	Resultados obtidos para 100% de representatividade no <i>mix</i> energético das centrais térmicas a carvão .....	63
Figura 32	Comparação entre tecnologias através de uma relação <i>mix</i> energético vs indicadores ambientais.....	65

## Índice de Tabelas

Tabela 1. Produção de eletricidade (REN 2011, APREN 2013, APREN 2014a, APREN 2014b, APREN 2015) .....	3
Tabela 2. Planificação inicial do trabalho a realizar .....	6
Tabela 3. Planificação real do trabalho a realizar .....	7
Tabela 4. Valores dos indicadores ambientais para um 1kWh de electricidade produzido no México para o ano de 2006 (adaptado de Santoyo-Castelazo <i>et al.</i> , 2011).....	13
Tabela 5. Gama de valores das emissões de GEE geradas pela produção de eletricidade recorrendo a sistemas de energias renováveis (adaptado de Varun <i>et al.</i> , 2009) .....	16
Tabela 6. Emissões geradas pela produção de eletricidade recorrente a sistemas convencionais (adaptado de Varun <i>et al.</i> , 2009).....	16
Tabela 7. Etapas analisadas no estudo ACV para os diferentes combustíveis.....	18
Tabela 8. Impactes ambientais por 1 kWh no <i>mix</i> energético nacional anual para a produção de eletricidade entre 2003 e 2012 (Garcia <i>et al.</i> , 2014) .....	19
Tabela 9. Produção energética, em TWh ano <sup>-1</sup> , na União Europeia (adaptado de Eurelectric, 2015) .....	23
Tabela 10. Produção de eletricidade por fonte (adaptado de REN 2011; APREN 2013; APREN 2014a; APREN 2014b; APREN 2015) .....	25
Tabela 11. Consumo dos principais combustíveis para produção de eletricidade nas principais centrais termoelétricas em Portugal (Adaptado de EDP, 2016).....	32
Tabela 12. Centrais Termoelétricas em Portugal Continental (Adaptado de REN 2016a; REN 2016b) .....	33
Tabela 13. Avaliação dos benefícios vs desafios das tecnologias, por combustível (Adaptado de EPRI, 2016).....	34
Tabela 14. Tecnologia <i>CHP</i> nos diferentes sectores: Temperatura vs Potência instalada (adaptado de IEA, 2008) .....	41
Tabela 15. Tarifa de referência (Adaptado da Portaria nº 325–A/2012).....	43
Tabela 16. Vantagens e entraves da cogeração (Adaptado de: Silva <i>et al.</i> , 2003; DGEG, 2010; Cogen Europe, 2016b) .....	45
Tabela 17. Resumo dos dados adotados no estudo ACV .....	48
Tabela 18. Tecnologias consideradas na ferramenta ACV .....	54
Tabela 19. Valores obtidos para os indicadores ambientais.....	60



# *Nomenclatura*

## **Operadores**

- $\bar{I}_{ACV,ft}$  – Valor médio do indicador  $I$  na fase  $f$  do ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $\bar{I}_{ACV,t}$  – Valor médio do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $\bar{I}_{ME}$  – Valor médio do indicador  $I$  no mix energético
- $I_{ACV,ft}^{max}$  – Valor máximo do indicador  $I$  na fase  $f$  do ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $I_{ACV,t}^{max}$  – Valor máximo do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$
- $I_{ME}^{max}$  – Valor máximo do indicador  $I$  no mix energético
- $EECm$  – Energia fornecida à rede do SEN pela instalação de cogeração, no mês  $m$
- $LEV$  – Perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela instalação de cogeração, tomando valores consoante a potência de ligação da instalação
- $PAm$  – Parcela ambiental de remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês  $m$
- $PFm$  – Parcela fixa de remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês  $m$
- $PVm$  – Parcela variável de remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês  $m$
- $Trefm$  – Remunerações aplicáveis a instalações de cogeração do mês  $m$

## Abreviaturas

AC	–	Potencial de Acidificação
ACV	–	Avaliação do Ciclo de Vida
APREN	–	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
CCS	–	<i>Carbon Capture and Sequestration</i>
CE	–	Comissão Europeia
CFC	–	Clorofluorcarbonetos
CHP	–	<i>Combined Heat and Power</i> (Cogeração)
CML	–	<i>Centre of Environmental Science of Leiden University</i>
COV's	–	Compostos orgânicos voláteis
EDF	–	<i>Environmental and Development Foundation</i>
EEA	–	<i>European Environment Agency</i>
ET	–	Potencial de Eutrofização
FAETP	–	Potencial de Ecotoxicidade Aquática para Água Doce
GEE	–	Gases com Efeito de Estufa
GN	–	Gás Natural
GNL	–	Gás Natural Liquefeito
GNS	–	Gás Natural Sintético
GPL	–	Gases de Petróleo Liquefeitos
GW	–	Potencial de Alterações Climáticas
HFC	–	Hidrofluorcarbonetos

HTP	–	Potencial de Toxicidade Humana
I&D	–	Investigação & Desenvolvimento
IEA	–	<i>International Energy Agency</i>
INEGI	–	Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial
ISO	–	<i>International Organization for Standardization</i>
LNEG	–	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
LULUCF	–	Emissões de GEE excluindo o uso do solo e alterações do uso do solo e florestas
MAETP	–	Potencial de Ecotoxicidade Aquática Marinha
nREn	–	Procura de Energia Fóssil Não-Renovável
OCDE	–	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económicos
OD	–	Potencial de Depleção da Camada de Ozono
PEP	–	Poupança de Energia Primária
PFC	–	Perfluorcarbonetos
PIB	–	Produto Interno Bruto
PNAEE	–	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PO	–	Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico
TETP	–	Potencial de Ecotoxicidade Terrestre
UE	–	União Europeia
UN	–	<i>United Nations</i>
UV-B	–	Radiação ultravioleta-B
VBA	–	<i>Visual Basic for Applications</i>

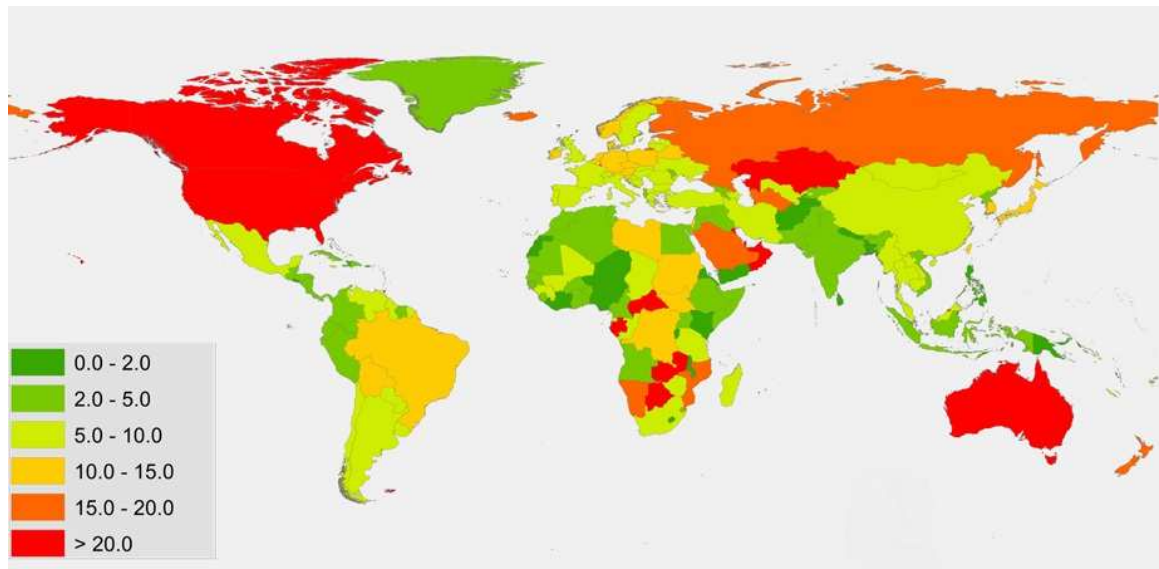


# 1. Introdução

O sector energético é um dos pilares fundamentais das sociedades modernas atuais, na medida em que permitiu o desenvolvimento tecnológico e um aumento significativo da qualidade de vidas das populações. Todo este processo iniciou-se com a Revolução Industrial nos finais do século XVIII na Inglaterra, onde a utilização do carvão como fonte primária de energia se afirmou como tecnologia de ponta e dinamizava vários sectores da economia de inúmeros países, através da substituição das tecnologias movidas a água pelas máquinas a vapor (Skipka & Theodore, 2014). Desde então começou a surgir uma dependência energética que ainda hoje existe e continua a ser de suma importância no desenvolvimento dos países, isto porque uma melhoria da qualidade de vida requer o acesso a energia, que por sua vez, implica uma procura contínua e crescente da mesma (Skipka & Theodore, 2014).

Todavia, o aumento significativo da utilização de combustíveis fósseis, como o carvão e o petróleo resultou em impactes ambientais negativos significativos, com particular destaque para as emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) (Figura 1). A constatação desta situação levou a um compromisso global e para um desenvolvimento mais sustentável dentro das restrições do planeta. Dado tratar-se de um problema global, começaram a ser desenvolvidas estratégias/políticas e tomadas medidas de minimização dos impactes, das quais se destacam as assumidas pela assinatura do Protocolo de Quioto (UN, 1998) e do

tratado de Paris (UN, 2015), que comprometem as nações no envolvimento e vontade de resolver este problema. Os compromissos, assumidos nas várias Cimeiras Ambientais realizadas até à data têm como objetivo prioritário limitar os valores de emissão de um conjunto de 6 GEE específicos: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), hidrofluorcarbonetos (HFC's), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), perfluorcarbonetos (PFC's) e hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) (UN, 1998).



**Figura 1** Produção mundial de GEE *per capita*, em ton CO<sub>2eq</sub>, para o ano de 2010 (Olivier *et al*, 2015)

Para se atingirem tais objetivos encontram-se em desenvolvimento um conjunto de tecnologias para a geração de energia baseadas na utilização de fontes de energia renováveis. A aposta e o desenvolvimento de tecnologias orientadas para esta área, já permitiu reduzir de uma forma significativa em alguns países a emissão de GEE na produção de energia elétrica e/ou térmica (EEA, 2015). Este sector necessita porém de desenvolvimentos tecnológicos adicionais, mas, também da aceitação por parte de um leque de países e potências mundiais que demonstram alguma relutância e não validam, de momento, a utilização de fontes de energia renovável em detrimento dos combustíveis fósseis, visto que a energia gerada por fontes renováveis depende, essencialmente, das condições existentes e adjacentes a cada tipo de fonte, não permitindo um acesso regular a cada uma quando necessário. Tomando como exemplo a energia hídrica, a sua utilização depende da pluviosidade e da queda de neve ou de seca, podendo no entanto, a água ser armazenada e utilizada quando necessário (Jeffs, 2009). Outra evidência é a de que, 10 anos após a assinatura do Protocolo de Quioto, não existia nenhum país cuja produção anual de eletricidade proveniente da energia eólica, ultrapassasse os 10% (Jeffs, 2009).

## 1.1. Contextualização

Em Portugal a produção de energia elétrica advém de dois tipos de fontes energéticas, as de índole renovável e as provenientes de energia fóssil (APREN, 2016). Uma solução adotada para ter em atenção e para gerir os diferentes aspetos intrínsecos ao sector energético é o conceito de *Mix* Energético. Segundo o Decreto-Lei n.º 80/2006, de 4 de abril, o *Mix* Energético é definido como “a distribuição percentual das fontes de energia primária na produção da energia elétrica da rede nacional. Este valor é variável anualmente, nomeadamente, em função da hidraulicidade” (DL 80/2006).

Analisando os dados referentes à produção de energia elétrica, detalhando mais a componente fóssil para o período compreendido entre os anos de 2011 e 2015 e excluindo o saldo importador, obtêm-se os valores para o *Mix* Energético apresentados na Tabela 1:

**Tabela 1. Produção de eletricidade (REN 2011, APREN 2013, APREN 2014a, APREN 2014b, APREN 2015)**

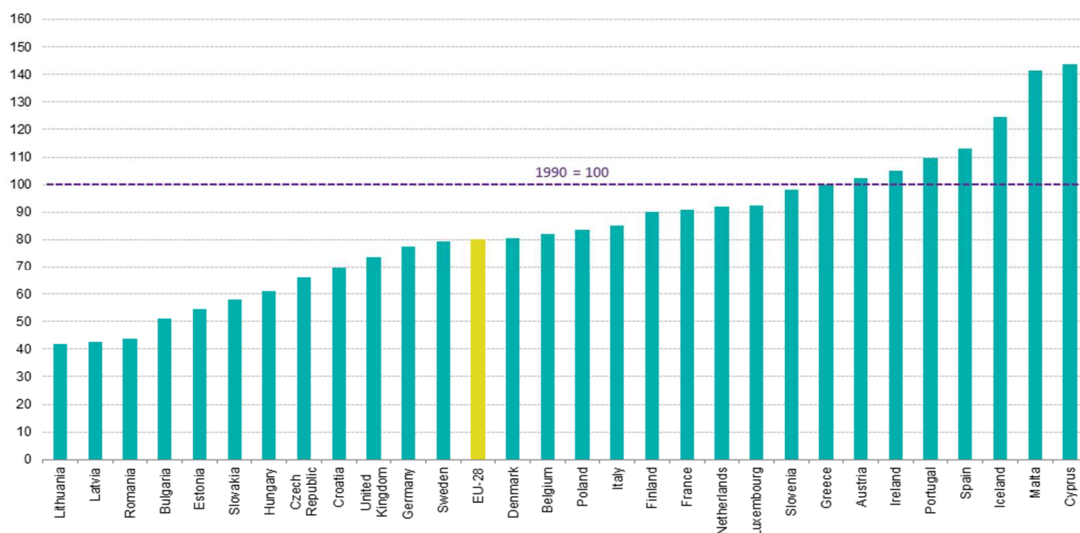
		2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total Renováveis</b>		46%	39%	58%	62,7%	48,2%
<b>Não - Renováveis</b>	Cogeração Fóssil	10%	11%	12%	10,5%	9,8%
	Gás Natural	20%	11%	3%	2,8%	37,5%
	Carvão	19%	24%	22%	22,2%	
<b>Total Não-Renováveis</b>		49%	46%	37%	35,5%	47,3%

Como qualquer atividade humana, a produção de energia tem impactes ambientais que dependem de vários fatores, em particular a tecnologia usada e a fonte de energia. Atualmente a metodologia mais consensual na avaliação de impactes ambientais é a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) (Figura 2). Esta metodologia consiste num “Processo baseado em abordagens de entradas/saídas que descreve (cf. ISO 14040) o inventário, o cálculo e análise sistemática dos impactes ambientais de bens, serviços e processos, ao longo do respetivo ciclo de vida, bem como a interpretação de resultados face ao contexto e objetivo da análise. É uma base de trabalho fundamental para o *design* de produtos mais sustentáveis, para a sua comunicação ao mercado, bem como para a definição da pegada de carbono” (LNEG, 2016).



**Figura 2 Avaliação do ciclo de Vida (NETL, 2016)**

No que diz respeito aos níveis de emissão de gases com efeito de estufa (Figura 3), Portugal aumentou os seus valores cerca de 10% relativamente ao valor de referência (1990 = 100). Portugal juntamente com a Áustria, a Irlanda, a Espanha, a Islândia, Malta e o Chipre (países acima do índice 1990=100) produziu 12,9% das emissões de GEE na União Europeia (UE), no ano de 2013 (EU, 2016b). Tomando em conta os compromissos para a redução das emissões de GEE e do impacte ambiental das suas atividades económicas é necessário reduzir as emissões de GEE, que nesse âmbito deverão baixar até 40% do valor de 1990, até 2030 (EU, 2016c). Deste modo é essencial dispor de instrumentos que permitam quantificar as emissões de GEE e os impactes ambientais resultantes das atividades humanas, em particular nos processos usados para a produção de energia, fundamentais para o funcionamento das sociedades modernas.



**Figura 3 Emissões de GEE, por país, em 2013 (EU, 2016b)**

## 1.2. Objetivos

Este projeto tem como propósito principal determinar uma estimativa do impacto ambiental da produção de um 1 kWh de energia, gerada por recurso a combustíveis fósseis, em Portugal continental, tomando em conta o seu ciclo de vida. Excluídos da análise estão a eletricidade importada, a gerada nas regiões autónomas e a distribuição de energia ao consumidor final.

Para tal e tendo em vista o objetivo principal, no âmbito deste trabalho pretende-se desenvolver uma ferramenta informática (baseada em *MS Excel<sup>TM</sup>*), *LCA4Power*, que terá como função filtrar e organizar os dados recolhidos, processando-os de forma a quantificar o impacto ambiental da produção e 1 kWh de energia elétrica, produzida em Portugal continental usando fontes de energia fósseis.

Dado tratar-se do desenvolvimento de uma ferramenta computacional, este processo requer a recolha de informação de forma sistemática e gradual. Como tal e de maneira a gerir a situação foram delineadas metas intermédias a cumprir, como por exemplo: Recolha de Informação; Criação da Base de Dados e Atualização da Base Dados. A calendarização das atividades a desenvolver no âmbito desta dissertação foi feita de modo a garantir a possibilidade de conclusão do trabalho em tempo útil, tanto mais que o mesmo se enquadra no âmbito de um projeto europeu mais amplo para o qual o INEGI foi convidado pelo LNEG e pela APREN (parceiros do projeto).



Atualmente, a calendarização dos trabalhos necessitou de ser alterada dada a complexidade do tema, pelo que a calendarização real foi a constante da Tabela 3.

Tabela 3. Planificação real do trabalho a realizar

Atividade	29/02	07/03	14/03	21/03	28/03	04/04	11/04	18/04	25/04	02/05	09/05	16/05	23/05	30/05	06/06	13/06	20/06	27/06	04/07	11/07	18/07	25/07	01/08	15/08	22/08	29/08	05/09	12/09	19/09	26/09	03/10	10/10	17/10	24/10	31/10	07/11	17/11	21/11	28/11	05/12								
0. Planeamento																																																
1. Rev. Bibliográfica																																																
2. Base de dados																																																
3. Ferramenta MS Excel																																																
4. Escrita tese																																																
5. Apresentação																																																

<p><b>METAS</b></p> <p><u>31 março</u> 1.º relatório (introdução; estado da arte; calendarização)</p>	<p><u>1 julho</u> Ferramenta MS Excel construída</p>	<p><u>15 julho</u> Guia de utilizador e base de dados finalizada</p>	<p><u>10 novembro</u> Apresentação da dissertação</p>
<p><u>28 outubro</u> Entrega da versão final da dissertação</p>			

## **1.4. Organização da Dissertação**

Este trabalho está estruturado em 7 capítulos. O capítulo 1, Introdução, faz o enquadramento do tema em questão, assim como apresenta uma visão geral do contexto onde o tema se insere. De seguida, no capítulo 2 denominado “Estado da Arte”, faz-se uma breve revisão literária ao conceito de ACV e à situação em que esta se encontra nos dias de hoje.

No capítulo 3 faz-se uma abordagem ao panorama energético, tanto a nível europeu como nacional, e ainda uma referência ao tópico dos gases com efeito de estufa associados. Nos capítulos 4 e 5 são apresentadas as duas tecnologias a abordar: centrais termoelétricas e de cogeração. Essas temáticas incidem em pontos muito semelhantes, tais como a descrição da tecnologia, vantagens e inconvenientes, consumo de combustíveis e distribuição geográfica das centrais em Portugal continental.

O capítulo 6 destina-se à descrição da forma como a ferramenta foi desenvolvida. Nesta secção são esclarecidas todas as etapas que permitiram a estruturação da ferramenta, como um enfoque na descrição da metodologia de ACV que foi implementada, a descrição dos indicadores ambientais a avaliar, uma exposição das etapas consideradas na elaboração, os valores e a forma como os resultados são apresentados e por fim um tópico destinado a casos práticos envolvidos na experimentação da ferramenta.

Finalmente, no sétimo e último capítulo apresentam-se as conclusões deste trabalho e faz-se uma análise retrospectiva do que foi a sua realização, assim como algumas perspetivas de trabalhos futuros.

## 2. Estado da Arte

### 2.1. Europa 2020 e 2030

Os países constituintes da comunidade europeia têm procurado identificar, desenvolver e implementar estratégias de desenvolvimento de políticas com o intuito de promover um desenvolvimento que permita as condições para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo (EU, 2016a). Assim, no ano de 2010 foi anunciada a estratégia “Europa 2020”, que tem um enfoque em cinco objetivos principais: Emprego, Investigação e Desenvolvimento (I&D), Alterações Climáticas e Sustentabilidade Energética, Educação e, igualmente, Luta contra a Pobreza e Exclusão Social (EU, 2016a).

Em relação ao sector energético e em particular no tópico das Alterações Climáticas e Sustentabilidade Energética foram definidos três importantes objetivos (Figura 4): reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em 20% (relativamente aos valores registados no ano de 1990); atingir a marca dos 20% em energia obtida através de fontes renováveis e ainda incrementar em 20% a eficiência energética (EU, 2016a).



Figura 4 Objetivos para o Sector Energético – Europa 2020 (DAIKIN, 2016)

A União Europeia está bem encaminhada para cumprir os objetivos definidos para 2020, na medida em que (EU, 2016c):

- As emissões de gases com efeito de estufa diminuiram **18%** entre 1990 e 2012;
- A contribuição das energias renováveis passou de **8,5%** em 2005 para **14,1%** em 2012;
- Até 2020 prevê-se uma melhoria da eficiência energética de **18-19%**.

Embora algumas das tecnologias de energias renováveis mais utilizadas estejam a atingir um nível de desenvolvimento e de desempenho elevados, além de uma diminuição de custos significativa, o rápido desenvolvimento das fontes de energias renováveis coloca agora novos desafios ao sector energético. Ao mesmo tempo, continuam a acumular-se cada vez mais provas do impacto da influência humana no ambiente, em especial nas alterações climáticas e da necessidade de reduções substanciais e sustentadas das emissões de GEE para limitar futuras alterações no clima terrestre (EU, 2014).

Deste modo, para manter a consistência na evolução gerada no decorrer da estratégia 2020, e tendo em vista um quadro político a aplicar a longo prazo, foram já definidos objetivos para 2030 (EU, 2016c):

- **40%** de redução das emissões de gases com efeito de estufa;
- Obtenção de **27%** da energia da UE, no mínimo, a partir de fontes renováveis;
- **27-30%** de aumento da eficiência energética;
- **15%** de interligação elétrica (ou seja, 15% da eletricidade produzida num país da UE pode ser transferida para outros países da UE).

## **2.2. Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)**

O aumento da consciencialização e da importância da proteção ambiental e da possibilidade de ocorrerem impactes negativos associados à produção, utilização e disposição de produtos e serviços, levou ao desenvolvimento de metodologias para compreender, quantificar e suportar a tomada de decisões para a redução desses impactes. A metodologia atualmente mais consensual é a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) (ISO 14040, 2006).

A ACV estuda os aspetos ambientais e o potencial da ocorrência dos impactes associados a um produto/serviço, adotando a terminologia “do berço à cova”, quando essa avaliação considera todas as etapas do processo, desde a obtenção de materiais para o seu fabrico,

passado pela sua produção, distribuição, utilização e por fim a sua disposição final (ISO 14040, 2006).

Nos dias de hoje, é reconhecido e aceite que um desenvolvimento sustentável compreende um balanço que engloba os aspetos ambiental, económico e social. Usando uma abordagem de Ciclo de Vida esses mesmos aspetos são assegurados e tidos em conta no decorrer de todo o processo de análise (Atilgan & Azapagic, 2016). A metodologia de ACV compreende 4 etapas principais (Figura 5) (USEPA, 2006):

- Definição de objetivos e âmbito – Definição e descrição do produto, processo ou atividade. Definição da unidade funcional, que deverá ser uma medida objetiva do desempenho do sistema em estudo e em relação à qual vão ser quantificados os impactes ambientais. Definição dos objetivos do estudo e qual é o fim a que se destina. Determinação do contexto da análise a ser efetuada, em particular qual é o contexto geográfico e tecnologias usadas, assim como a identificação das fronteiras e respetivos impactes ambientais a serem analisados;
- Inventário – Recolha, identificação e quantificação de dados de *input* e de *output* do sistema do produto, processo ou atividade a estudar;
- Avaliação de impactes – Classificação, categorização e quantificação usando indicadores dos impactes ambientais, recorrendo à informação recolhida na fase de inventário;
- Interpretação – Os resultados provenientes das fases de inventário e de avaliação de impactes são interpretados de acordo com os objetivos e âmbito estabelecidos na primeira fase. Também é nesta fase que são efetuadas análises de incerteza e sensibilidade, para posteriormente qualificar os resultados e suportar as conclusões do estudo ACV e as decisões tomadas com base nos resultados obtidos. De notar que a interpretação é uma fase comum às restantes fases, visto que, dependendo da disponibilidade dos dados e das metodologias para avaliação de impactes ambientais, as fronteiras e processos considerados no estudo podem ter de ser modificados.

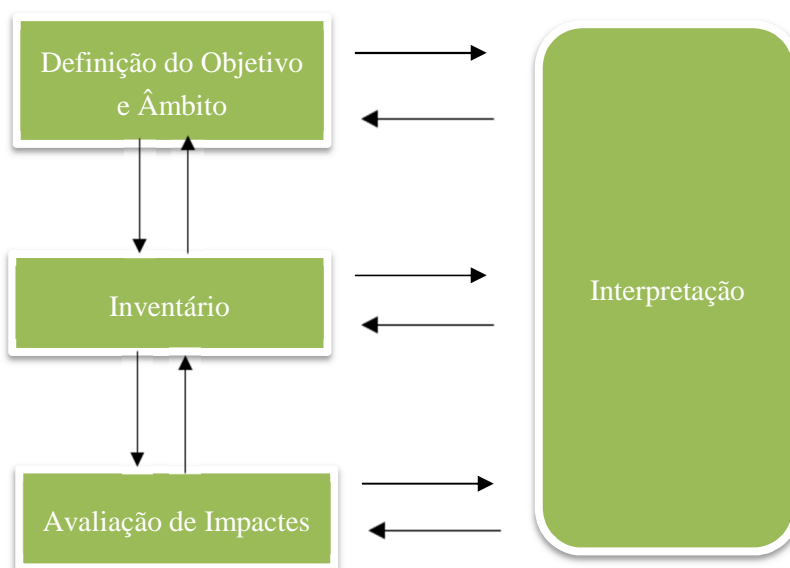


Figura 5 Etapas das Avaliação do Ciclo de Vida (adaptado de USEPA, 2006)

### 2.3. Revisão da Literatura

A bibliografia apresenta diversas referências em que a metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é aplicada para analisar os impactes ambientais na produção de eletricidade usando fontes de origem fóssil. Alguns dos mais relevantes são apresentados de seguida.

Um estudo realizado por Santoyo-Castelazo *et al.* (2011), remete para uma situação pioneira no México, onde pela primeira vez foi efetuado um estudo de ACV neste setor. A preocupação no México é cada vez maior, no que respeita à temática da conversão e consumo de energia. Aliás é neste tópico que se apresentam mais problemas dado que esse país é, maioritariamente dependente de combustíveis fósseis (fonte de energia primária do país) a partir dos quais é produzida a eletricidade – objetivo principal do estudo – o que se traduz numa das principais fontes de poluição do país (Santoyo-Castelazo *et al.*, 2011).

A metodologia de ACV utilizada no referido estudo seguiu os padrões estabelecidos nas normas ISO 14040 e ISO 14044, tendo as principais etapas do estudo incidido na definição do âmbito e objetivo do estudo, recaindo exclusivamente nos impactes ambientais; na recolha de dados para inventário – baseando-se em dados recolhidos pela Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) para o ano de 2006 e por fim, nas respetivas interpretações. Na Tabela 4, com base na informação recolhida, foram estimados os impactes ambientais (em g/kWh) com recurso ao método CML 2001 (*Centre of Environmental Science of Leiden University*). Foram contabilizados os seguintes indicadores: **GW** (*Global Warming Potential*, Potencial de Alterações Climáticas, em

CO<sub>2,eq</sub>); **ADP** (*Abiotic Depletion Potential*, Potencial de Redução Abiótica, em Sb<sub>,eq</sub>); **AC** (*Acidification Potential*, Potencial de Acidificação, SO<sub>2,eq</sub>); **ET** (*Eutrophication Potential*, Potencial de Eutrofização, PO<sub>4,eq</sub>); **FAETP** (*Freshwater Aquatic Eco Toxicity Potential*, Potencial de Ecotoxicidade Aquática para Água Doce, em DCB<sub>,eq</sub>); **HTP** (*Human Toxicity Potential*, Potencial de Toxicidade Humana, em DCB<sub>,eq</sub>); **MAETP** (*Marine Aquatic Eco Toxicity Potential*, Potencial de Ecotoxicidade Aquática Marinha, em DCB<sub>,eq</sub>); **OD** (*Ozone Depletion Potential*, Potencial de Depleção de Ozono, em R11<sub>,eq</sub>); **PO** (*Photochemical Ozone Creation Potential*, Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico, em Ethene<sub>,eq</sub>) e **TETP** (*Terrestrial Eco Toxicity Potential*, Potencial de Ecotoxicidade Terrestre, em DCB<sub>,eq</sub>) para uma unidade funcional de 1kWh de eletricidade produzida.

**Tabela 4.** Valores dos indicadores ambientais para um 1kWh de electricidade produzido no México para o ano de 2006 (adaptado de Santoyo-Castelazo *et al.*, 2011)

Indicadores Ambientais (g/kWh)	2006
GW (CO <sub>2,eq</sub> )	571,16
ADP (Sb <sub>,eq</sub> )	4,24
AC (SO <sub>2,eq</sub> )	6,59
ET (PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> <sub>,eq</sub> )	0,30
PO (Eteno <sub>,eq</sub> )	0,48
FAETP (DCB <sub>,eq</sub> )*	82,79
HTP (DCB <sub>,eq</sub> )	600,86
MAETP (DCB <sub>,eq</sub> )	682398,63
OD (R11 <sub>,eq</sub> )*	6,53E-05
TETP (DCB <sub>,eq</sub> )	20,89

\*DCB – Diclorobenzeno; R11 – Refrigerante 11

Por fim, para além de identificar e quantificar os impactes ambientais provenientes do sector electroprodutor, o estudo de ACV permitiu aferir ainda que os 225 TWh de eletricidade produzida no México são responsáveis por cerca de 129 milhões de toneladas de CO<sub>2,eq</sub>·ano<sup>-1</sup> (o que explica o destaque considerável do indicador ambiental GW relativamente aos restantes), das quais 87% são devidas à utilização dos combustíveis fósseis, que são também responsáveis pela maioria dos impactes ambientais gerados (Santoyo-Castelazo *et al.*, 2011).

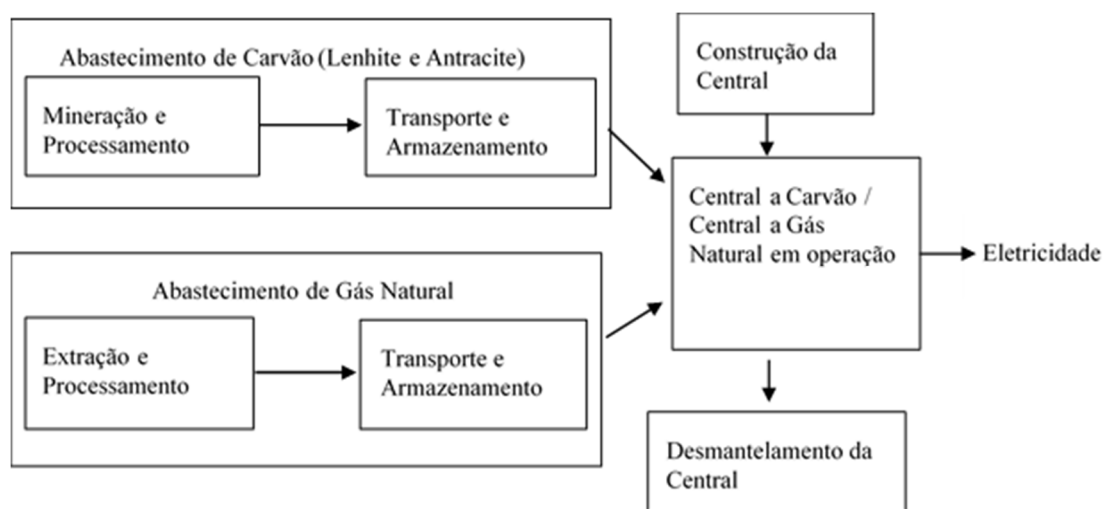
A situação da Turquia foi relatada por Atilgan & Azapagic (2016), apresentando problemas perante as exigências energéticas existentes nos recursos endógenos de origem fóssil, que e neste caso, são a fonte de energia primária do país e são insuficientes para as necessidades

de consumo, o que remete o país para uma situação de dependência energética elevada – 70% do consumo é suportado pela importação de combustíveis fósseis. Assim, com o intuito de promover um desenvolvimento de tecnologias sustentáveis no sector da energia e tendo em vista a identificação dos impactes ambientais gerados pela produção de eletricidade a partir de fontes fósseis, foi feito um estudo de ACV aos principais combustíveis fósseis usados no país: lenhite, antracite e gás natural.

À semelhança do trabalho realizado por Santoyo-Castelazo *et al.* (2011), a metodologia de ACV usada por Atilgan & Azapagic, nesta análise também seguiu os padrões estabelecidos nas normas ISO 14040 e ISO 14044. Foi utilizada a metodologia CML 2001 (os indicadores ambientais empregues foram idênticos aos do estudo de Santoyo-Castelazo *et al.*, 2011) para a quantificação dos impactes ambientais, que foram determinados para duas situações (Atilgan & Azapagic, 2016):

- Produção de 1 kWh de eletricidade (equivalente à unidade funcional) nas centrais a partir dos combustíveis referidos;
- Valor de produção anual das centrais de 153190 GWh;

Foi adotado o método do “berço à cova”, analisando aspetos como extração, processamento e transporte dos combustíveis supracitados, a combustão dos mesmos para a produção de eletricidade e por fim, o desmantelamento das centrais electroprodutoras (Figura 6).



**Figura 6** ACV na produção de eletricidade a partir de lenhite, antracite e gás natural (adaptado de Atilgan & Azapagic, 2016)

Após a análise os resultados obtidos apontam para o seguinte:

- A eletricidade proveniente do gás natural gera menos impactes relativamente à proveniente da lenhite e da antracite;
- As operações do funcionamento das centrais e do transporte dos combustíveis são responsáveis pela maior parte dos impactes causados e, por outro lado, a construção e desmantelamento das centrais têm pouca influência no impacte ambiental global;
- Anualmente, a produção de eletricidade proveniente de combustíveis fósseis é responsável pela emissão de 109 Mt CO<sub>2eq</sub> durante o ciclo de vida das centrais, sendo que grande parte desse valor advém de centrais que utilizam lenhite e antracite como combustíveis.

Por fim, este estudo permitiu concluir que uma diminuição do peso da lenhite e antracite no *mix* energético levaria a grandes progressos na redução de impactes ambientais gerados pelo sector electroprodutor, entre os quais se destaca a emissão de gases com efeito de estufa (Atilgan & Azapagic, 2016).

Para promover uma escolha racional das fontes de energia, é importante comparar os impactes gerados através da avaliação do ciclo de vida de sistemas utilizadores de energias renováveis com os de sistemas convencionais à base de combustíveis fósseis. Foi por esta razão, e também com o intuito de proceder a uma análise introspectiva do sector electroprodutor da Índia (com foco principal nas energias renováveis e nos respetivos níveis de emissão de CO<sub>2</sub>), que Varun *et al.* (2009) realizaram um estudo de ACV. Os padrões seguidos foram similares aos de outros estudos, em particular os referidos atrás.

A Tabela 5 e a Tabela 6 ilustram uma comparação entre valores de emissões provenientes de sistemas electroprodutores convencionais e de sistemas electroprodutores de energias renováveis, interligando-os com as respetivas fontes utilizadas. Usando a metodologia de ACV foi possível estimar as emissões de GEE geradas pelos dois tipos de sistemas. É notório que as fontes de energia fóssil produzem valores elevados de emissões, sendo que, apenas a eletricidade de origem nuclear contraria esses valores.

**Tabela 5. Gama de valores das emissões de GEE geradas pela produção de eletricidade recorrendo a sistemas de energias renováveis (adaptado de Varun *et al.*, 2009)**

Sistemas de Energias Renováveis	Emissões (g CO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )
Eólica	9,7 – 123,7
Solar FV	53,4 – 250
Biomassa	35 – 178
Solar Térmica	13,6 - 202
Hídrica	3,7 – 237

**Tabela 6. Emissões geradas pela produção de eletricidade recorrente a sistemas convencionais (adaptado de Varun *et al.*, 2009)**

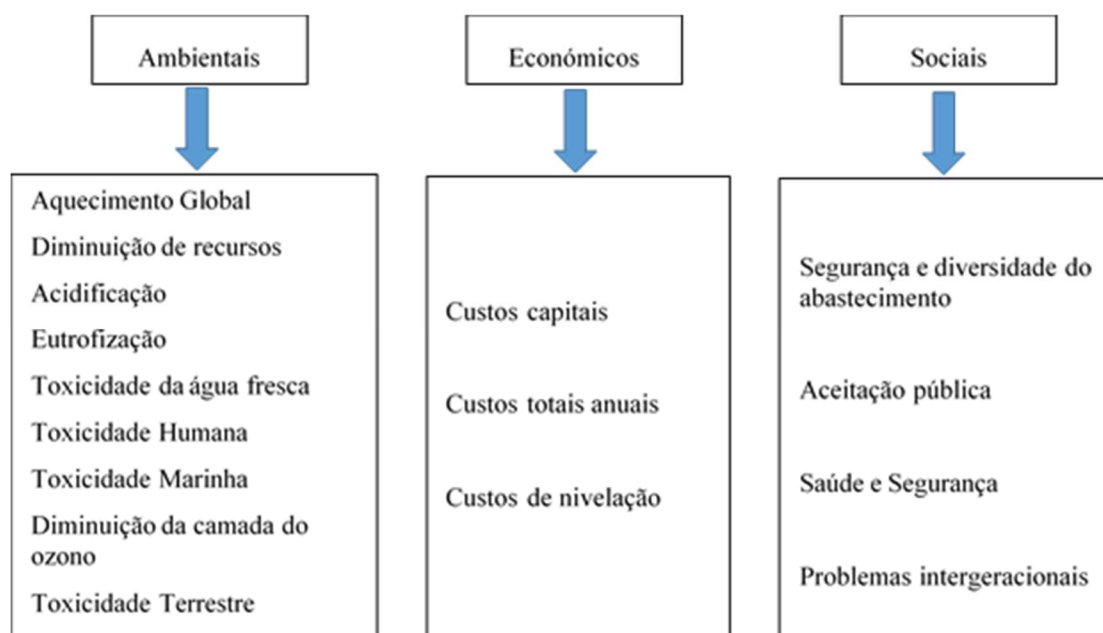
Sistemas Convencionais	Emissões (g CO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )
Carvão	975,3
Petróleo	742,1
Gás Natural	607,6
Nuclear	24,2

Assim, de forma generalizada, é ainda possível concluir que os resultados do estudo pendem para o setor electroprodutor de origem renovável, com particular foco para a energia hídrica. Todavia a eletricidade de índole solar fotovoltaica requer atenção, visto que pode produzir valores significativos de CO<sub>2</sub> (Varun *et al.*, 2009).

O desenvolvimento sustentável de sistemas de energia, está a revelar-se cada vez mais importante para a definição de estratégias políticas e para suportar a tomada de decisão (Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014). Grande parte dos objetivos políticos a esse nível estão centrados em aspetos como o crescimento económico, preocupação com o fornecimento de energia (segurança energética) e mitigação dos efeitos das alterações climáticas. Para se atingirem estes objetivos, é necessário considerar e integrar os três aspetos fundamentais para a sustentabilidade dos sistemas energéticos, sendo estes o económico, ambiental e social. Deste modo, Santoyo-Castelazo & Azapagic (2014) realizaram um estudo de ACV que engloba um vasto número de indicadores – inerentes aos três aspetos da sustentabilidade supracitados – de forma a definir uma estrutura base de tomada de decisão que se comprometa com opções políticas sustentáveis.

A metodologia utilizada neste estudo seguiu as seguintes etapas:

- Seleção dos indicadores de índole ambiental, económica e social e posterior análise da sustentabilidade dos mesmos;
- Seleção e especificação das tecnologias energéticas utilizadas;
- Definição dos possíveis cenários e intervalo de tempo do estudo;
- Aplicação da ACV e quantificação dos indicadores (Figura 7);
- Aplicação de uma análise multicritério, tendo em vista a adoção/identificação da opção mais sustentável.



**Figura 7** Indicadores do estudo de ACV (adaptado de Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014)

Os resultados do estudo ilustram a complexidade da tomada de decisão no sector energético, dado que existe uma vasta lista de critérios orientados para a sustentabilidade a utilizar e que, nos vários cenários possíveis, não existe “a melhor solução possível”. Todavia, os resultados obtidos indicam claramente quais são os raciocínios que podem ser seguidos futuramente no sector energético (Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014).

O gás natural (GN) destaca-se como uma das maiores fontes de emissão de gases com efeito de estufa (GEE) nos Estados Unidos, gerando anualmente, cerca de 132 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (Jaramillo *et al.*, 2007). A produção de GN nos Estados Unidos tem uma parte em origem nacional, sendo, todavia, uma fração significativa importada de países como o México ou o Canadá. A disparidade existente entre o fornecimento deste combustível na América do Norte e entre a constante exigência energética da parte dos Estados Unidos, só

pode ser diminuída através da utilização de fontes alternativas ao GN como o gás natural liquefeito (GNL) e gás natural sintético (GNS). Como tal, com o intuito de comparar valores de emissão de gases com efeito de estufa (GEE), SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub> no decorrer do ciclo de vida de eletricidade gerada por GN, GNL, GNS e carvão, Jaramillo *et al.* (2007), efetuaram um estudo de ACV abrangendo esses mesmos combustíveis. Nele foram tidas em consideração as emissões diretas de gases no decorrer do ciclo de vida do processo, as emissões provenientes da combustão desses combustíveis e as implicações que têm na produção de eletricidade. No caso do carvão, tendo em vista deduzir as vantagens e desvantagens decorrentes da sua utilização relativamente ao gás natural para produção de eletricidade, foi efetuada uma analogia da avaliação do ciclo de vida, com os resultados apresentados para o estudo ACV dos combustíveis supracitados. Para cada combustível as etapas avaliadas no decorrer do ACV são as indicadas na Tabela 7.

**Tabela 7. Etapas analisadas no estudo ACV para os diferentes combustíveis**

<b>Combustíveis</b>	<b>Etapas</b>
GN	Extração; Processamento; Transporte; Armazenamento e Combustão
GNL	Extração; Processamento; Transporte; Armazenamento; Liquefação (Arrefecimento e Pressurização) e Combustão
GNS	Mineração; Processamento; Transporte; Gaseificação, Metanação
Carvão	Mineração; Processamento; Transporte e Combustão

Dos resultados do estudo foi possível concluir que em relação às emissões de GEE, a utilização equilibrada de gás natural, gás natural liquefeito e gás natural sintético apresenta menores níveis de emissão do que o carvão. Todavia, se forem utilizadas tecnologias avançadas na produção de carvão como, por exemplo *Carbon Capture and Sequestration* (CCS), os valores de emissão seriam muito semelhantes. No que diz respeito às emissões de SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>, determinou-se que os respetivos valores de emissão são significativos nas fases iniciais do ciclo de vida do GN e do GNL, apresentando valores mais elevados quando comparando com os resultados obtidos para o GNS e o carvão.

Por fim e fazendo referência à realidade portuguesa, nos últimos anos o *mix* energético nacional tem sido alvo de alterações significativas no que diz respeito à influência das tecnologias utilizadas na produção de energia. Como prova disso, na última década a capacidade energética instalada proveniente de fontes renováveis duplicou o seu valor, impulsionada por largos investimentos, nomeadamente na energia eólica (Garcia *et al.*, 2014). Deste modo, a aposta em tecnologias diversificadas surtiu efeito no sistema

energético nacional, tendo influenciado positivamente a componente ambiental da energia em Portugal.

Para quantificar as alterações verificadas no desempenho energético de índole ambiental, o estudo de Garcia *et al.* (2014) incidiu sobre a ACV para a produção e abastecimento de energia em Portugal continental (excluindo os arquipélagos da Madeira e dos Açores) abrangendo o período de 2003 a 2012. Utilizando como unidade funcional 1 kWh, a metodologia empregue seguiu as normas ISO 14040 e ISO 14044. Neste estudo é ainda contabilizada a energia importada, dado que as fases da distribuição e transporte também são analisadas.

Os indicadores ambientais quantificados no referido estudo foram os seguintes: **nREn** (*non-Renewable Energy*, Procura de Energia Fóssil Não-Renovável), **GW** (*Global Warming Potential*, Potencial de Alterações Climáticas), **AD** (*Abiotic Depletion Potential*, Potencial de Depleção Abiótica), **AC** (*Acidification Potential*, Potencial de Acidificação), **ET** (*Eutrophication Potential*, Potencial de Eutrofização), **PO** (*Photochemical Oxidation Potential*, Potencial de Oxidação Fotoquímica) e **OD** (*Ozone Depletion Potential*, Potencial de Depleção da Camada de Ozono). Os valores obtidos para os impactes gerados por 1 kWh, no *mix* energético considerado para a produção anual de eletricidade e para o período entre 2003 e 2012, encontram-se na Tabela 8.

**Tabela 8. Impactes ambientais por 1 kWh no *mix* energético nacional anual para a produção de eletricidade entre 2003 e 2012 (Garcia *et al.*, 2014)**

<b>Indicadores Ambientais</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
nREn (MJprim fóssil)	6,12	7,00	<b>8,06</b>	6,31	5,98	6,15	5,79	<u>4,00</u>	4,70	5,46
AD (g Sb <sub>eq</sub> )	3,69	4,17	<b>4,63</b>	3,77	3,51	3,57	3,43	<u>2,27</u>	2,75	3,37
GW (g CO <sub>2</sub> eq)	486	541	<b>609</b>	488	452	455	438	<u>287</u>	350	434
AC (g SO <sub>2</sub> eq)	4,31	4,25	<b>5,46</b>	3,64	3,16	1,32	1,10	<u>0,62</u>	0,78	1,08
PO (mg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq)	0,16	0,15	<b>0,20</b>	0,13	0,12	0,05	0,04	<u>0,03</u>	0,03	0,04
ET (g PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq)	0,91	0,96	<b>0,98</b>	0,87	0,75	0,69	0,71	<u>0,38</u>	0,54	0,80
OD (μg CFC-11 eq)	20	25	<b>34</b>	22	23	25	22	19	19	<u>17</u>

Após o estudo, foi possível concluir que os valores dos indicadores analisados foram diminuindo gradualmente, e de forma generalizada, desde 2003 até 2012. O destaque vai para o AC e PO para os quais a diminuição dos valores adquire especial relevância a partir do ano de 2008, isto devido à instalação de equipamentos para dessulfuração e desnitrificação (o que reduz significativamente os níveis de SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub> existentes, respetivamente), nos sistemas utilizados nas centrais que operam com carvão como combustível e de uma redução substancial das centrais que utilizam o petróleo como recurso principal.

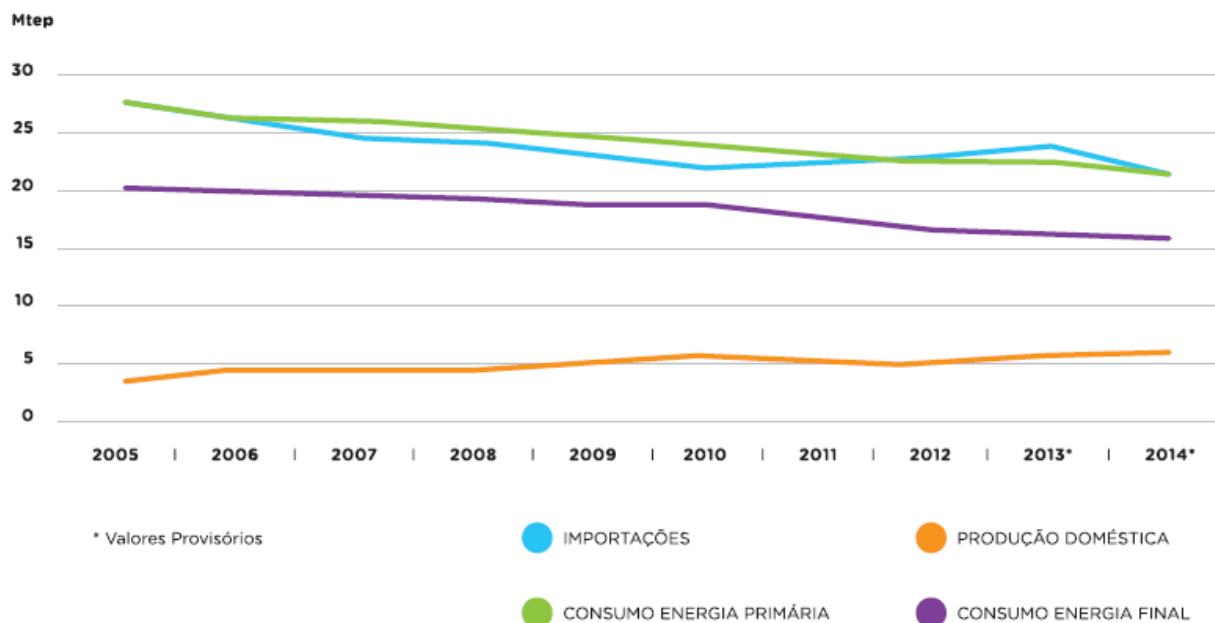
Para os restantes indicadores, a diminuição verificada foi menos significativa, onde a influência dos mesmos nos *mix* energéticos para a produção e, a título de comparação, fornecimento de eletricidade, variou entre 9-22% e 14-22%, respetivamente. É ainda de notar o facto de que, na Tabela 8, os valores a negrito destacam-se como os mais elevados, assim como os valores sublinhados representam os resultados mais baixos.

### 3. Panorama Energético

O Pacote “Energia-Clima” (ou Pacote “20-20-20”) adotado em dezembro de 2008 pela UE, estabeleceu para 2020 a redução de 20% do consumo de energia primária relativamente aos níveis de 1990. Em outubro de 2014, no âmbito do quadro de ação da UE relativo ao Pacote “Energia e Clima” para 2030, foi estabelecida a meta não vinculativa de redução do consumo de energia de pelo menos 27% em relação às projeções do consumo futuro de energia com base nos critérios atuais.

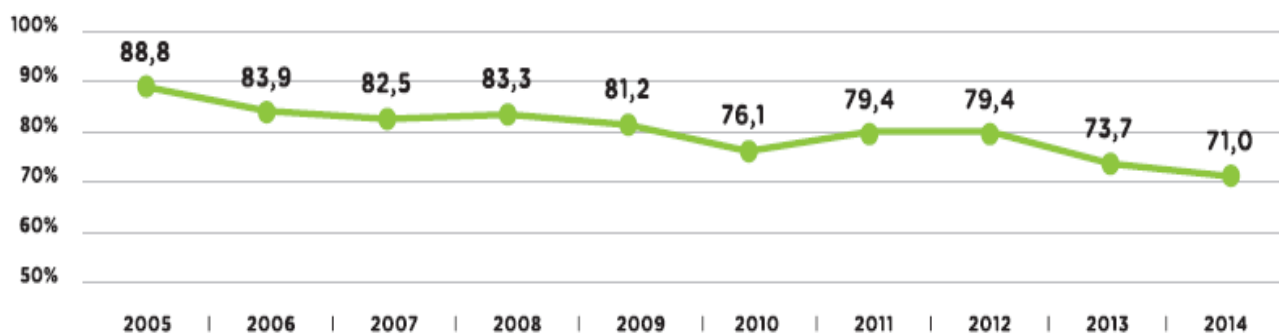
Para 2020, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) fixa o objetivo geral de redução de 25% do consumo de energia primária, e um objetivo, específico para a Administração Pública, de redução de 30% (Fernandes *et al.*, 2015).

Analisando o balanço energético nacional (Figura 8), continua a sobressair o peso das importações de energia, apesar da diminuição de 8,3% ocorrida em 2014. A produção doméstica aumentou ligeiramente, face a 2013 (+4,1%), devido ao incremento de cerca de 11% na produção hidroelétrica. Relativamente ao consumo de energia, verificou-se em 2014 que o consumo final de energia sofreu uma quebra de 2,3%, face a 2013, devido essencialmente à redução no consumo de derivados de petróleo e gás natural. O consumo de energia primária também diminuiu face a 2013 (-4,7%), facto que se deveu à redução do consumo de gás natural e petróleo no sector energético (Fernandes *et al.*, 2015).



**Figura 8 Evolução do balanço energético, em Portugal (Fernandes *et al.*, 2015)**

Em 2014, a dependência energética (Figura 9) do exterior manteve a tendência decrescente dos últimos anos e alcançou o valor mais baixo das duas últimas décadas, 71,0%, o que traduz uma descida de 2,7% face a 2013, sobretudo devida à redução das importações de gás natural e petróleo, resultante da redução do consumo (Fernandes *et al.*, 2015).



**Figura 9 Dependência Energética Nacional (Fernandes *et al.*, 2015)**

### 3.1. *Mix Energético Europeu*

Numa perspetiva europeia, a energia nuclear (correspondendo a 27% do *mix* energético) detém a liderança, no que diz respeito à utilização de tecnologias de produção de energia com baixas emissões de CO<sub>2</sub>; a seguir à energia hídrica (12%) encontra-se a eólica (8%), bioenergia (4%) e energia solar (4%) (Eurelectric, 2015).

Na Tabela 9, apresentam-se os dados referentes ao *mix* energético Europeu. A parcela nuclear permaneceu inalterada entre os anos de 2012 e 2014. Todavia, a percentagem de produção recorrente a energia eólica, solar e outras fontes energéticas renováveis, como, por exemplo, a recuperação de energia dos resíduos incrementou-se em 21%, 31% e 13%, respetivamente, para igual período. Analisando a componente fóssil, esta contribuiu com 42% da produção energética europeia no ano de 2014, comparativamente aos 48%, registados em 2012. A produção de energia via gás natural decresceu o seu valor em 23%, sendo que a redução anual verificada para os anos de 2013 e 2014 foi de 11% e 12%, respetivamente. Por seu turno, o consumo de carvão como matéria-prima utilizada para a produção de energia, viu também serem reduzidos os seus valores, desta feita com menos evidência e com 4% para 2013 e 7% para o ano de 2014.

**Tabela 9. Produção energética, em TWh ano<sup>-1</sup>, na União Europeia (adaptado de Eurelectric, 2015)**

Fonte (TWh)	2012	2013	2014	Balanco percentual anual	
				2012-2013	2013-2014
<b>Carvão</b>	842	812	759	-4 %	-7 %
<b>Gás Natural</b>	586	523	459	-11 %	-12 %
<b>Petróleo</b>	58	49	46	-16 %	-6 %
<b>Nuclear</b>	839	831	831	-1 %	0 %
<b>Hídrica</b>	322	357	360	11 %	1 %
<b>Eólica</b>	203	234	249	15 %	6 %
<b>Solar</b>	70	84	94	19 %	12 %
<b>Outras fontes*</b>	138	148	158	7 %	6 %

\*Inclui-se energia geotérmica, recuperação energética de resíduos, energia das ondas e energia das marés. Excluindo a Eslováquia, nos anos de 2012 e 2013

Outro facto a salientar, refere-se à potência total instalada para produção renovável. Esta aumentou 43 GW, em 2014, comparativamente ao ano de 2012, e o incremento foi devido, em grande medida, à adoção de políticas energéticas e de investimentos cada vez mais orientados para uma componente renovável. Nota ainda para o facto da potência instalada de outras fontes energéticas, como a geotermia, a recuperação energética de resíduos, a energia das ondas e a energia das marés, ter aumentado de 33% para 37% durante o período compreendido entre 2012 e 2014 (Eurelectric, 2015).

### **3.2. Mix Energético Nacional**

No ano de 2011 a produção de eletricidade de origem não-renovável supriu 49% do consumo, dos quais 79,6% foram garantidos pela produção térmica (20% de consumo derivado do gás natural e 19% do consumo derivado do carvão) (Tabela 10). Por outro lado, a eletricidade de origem renovável abasteceu 46% do consumo, valor inferior aos 52% verificados no ano anterior devido a condições meteorológicas excecionais (REN, 2011).

No ano de 2012 apurou-se que a produção de origem renovável atingiu o valor de 39% (Tabela 10), dado que o carvão foi a maior fonte produtora de eletricidade no país, o que acabou por se traduzir numa queda acentuada do consumo, derivado das centrais de ciclo combinado a gás natural, dando origem a um maior saldo de importação de energia (APREN, 2013).

Em 2013 verificou-se uma descida considerável da influência das fontes de energia não-renováveis na produção de eletricidade, dado que a parcela renovável incrementou em cerca de 20% o seu valor relativamente ao ano anterior (Tabela 10), possivelmente resultado de condições climáticas favoráveis. Tal foi possível porque a energia eólica teve bastante representatividade, visto que correspondeu a 23% do valor total da produção por fontes de energia renovável, tendo Portugal numa perspetiva mundial apenas sido superado pela Dinamarca (APREN, 2014a).

As energias renováveis em 2014 voltaram a ser a principal fonte de produção de eletricidade em Portugal, suprimindo 62,7% do consumo em Portugal continental (Tabela 10). A grande hídrica foi a principal fonte de produção de eletricidade, contribuindo com 29,4% do consumo elétrico. Por seu turno, o terceiro lugar foi garantido pelo carvão, com 22,2% (APREN, 2014b).

O ano de 2015 e apesar ter sido um ano seco e quente, encerrou com a eletricidade renovável em posição de liderança (no universo da produção nacional de eletricidade). As fontes de energia renováveis contribuíram com 48,2% para a satisfação do consumo em Portugal Continental, sendo os restantes 47,3% de fontes de origem fóssil (Tabela 10) (APREN, 2015). Nota final para o facto de os dados apresentados não incluírem o saldo importador, acompanhado assim as variáveis definidas na ACV desta dissertação.

**Tabela 10. Produção de eletricidade por fonte (adaptado de REN 2011; APREN 2013; APREN 2014a; APREN 2014b; APREN 2015)**

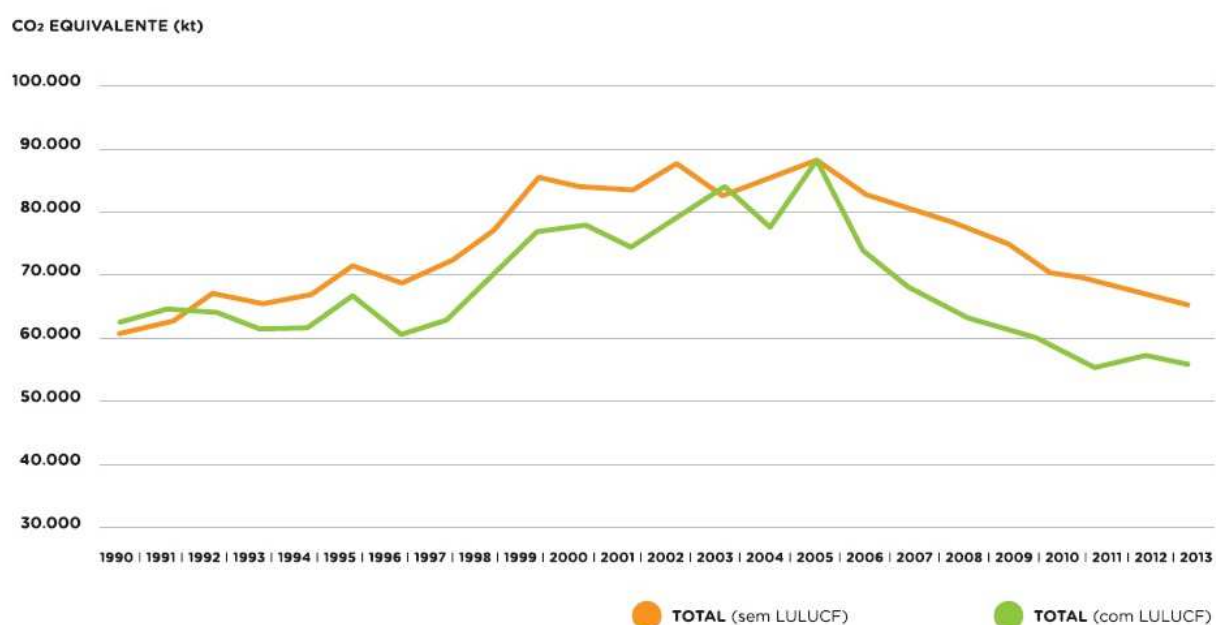
		2011	2012	2013	2014	2015
<b>Total Renováveis</b>		46%	39%	58%	62,7%	48,2%
<b>Não - Renováveis</b>	Cogeração Fóssil	10%	11%	12%	10,5%	37,5%
	Gás Natural	20%	11%	3%	2,8%	
	Carvão	19%	24%	22%	22,2%	
<b>Total Não-Renováveis</b>		49%	46%	37%	35,5%	47,3%

### 3.3. Emissões de GEE

Após um aumento constante das emissões de GEE na década de 90, em Portugal, o crescimento da quantidade de emissões foi mais moderado e começou a estagnar a partir do ano 2000, registando uma diminuição a partir do ano 2005. Essa tendência reflete em grande medida, a evolução da economia nacional, que foi caracterizada por um crescimento forte, associado a um aumento da necessidade energética e de mobilidade na década de 90, do grande investimento em fontes de energia renovável (com destaque para a energia eólica) e recentemente, da estagnação ou recessão da economia Portuguesa combinado com um aumento da relevância das fontes de energia renovável no *Mix* Energético nacional.

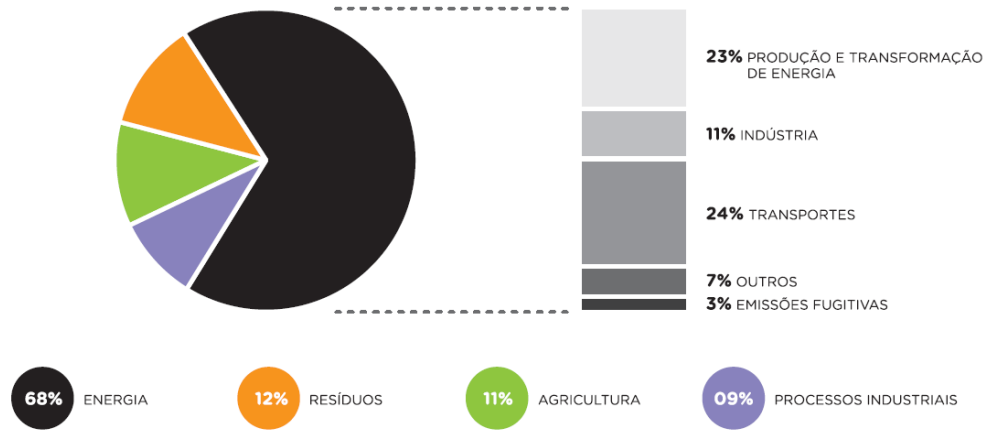
Todavia, atualmente é possível observar uma crescente dissociação entre o crescimento da quantidade de emissões e a atividade económica. Esse cenário deve-se em parte à implementação de algumas medidas, entre as quais a introdução do gás natural (1997), a instalação de centrais termoelétricas de ciclo combinado com gás natural como combustível (1999), a instalação progressiva de centrais de cogeração, ou a melhoria da qualidade dos combustíveis, entre outras (Pereira *et al.*, 2015).

Em Portugal conforme se pode concluir pela análise dos dados da Figura 10, em 2013 o valor nacional de emissões de GEE (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC e SF<sub>6</sub>), excluindo o uso do solo e alterações do uso do solo e florestas (LULUCF), correspondeu a cerca de 65,3 Mt CO<sub>2</sub> eq., o que representa um aumento de 7,5% face a 1990 e uma diminuição de 2,8% quando comparado com 2012 (Fernandes *et al.*, 2015). Esta redução deve-se à reduzida utilização de carvão (-9%) e gás natural (-70%) na produção de energia térmica (Pereira *et al.*, 2015). Considerando o total das emissões de GEE incluindo LULUCF, verifica-se que, para o mesmo ano, foram emitidas 55,9 Mt CO<sub>2</sub> eq., o que demonstra a importância do sector florestal e das alterações de uso do solo para o sequestro dos GEE (Fernandes *et al.*, 2015).



**Figura 10 Emissões de GEE em Portugal (Fernandes *et al.*, 2015)**

Relativamente ao total de emissões dos principais GEE, à semelhança do observado em 2013 e como se pode observar na Figura 11, o sector da energia apresentou a maior contribuição, com 68%, o que representa um aumento de 8% face ao período 1990-2013 sendo que a produção e transformação de energia e os transportes foram os subsectores com maior relevância (23% e 24% do total, respetivamente). A produção de eletricidade e calor representam 19% do total de emissões, o que ilustra a ainda forte dependência do país em relação às energias fósseis para a produção de eletricidade e para os transportes (Fernandes *et al.*, 2015).



**Figura 11 Emissões dos principais GEE, em 2014, por sector de atividade (Fernandes *et al.*, 2015)**

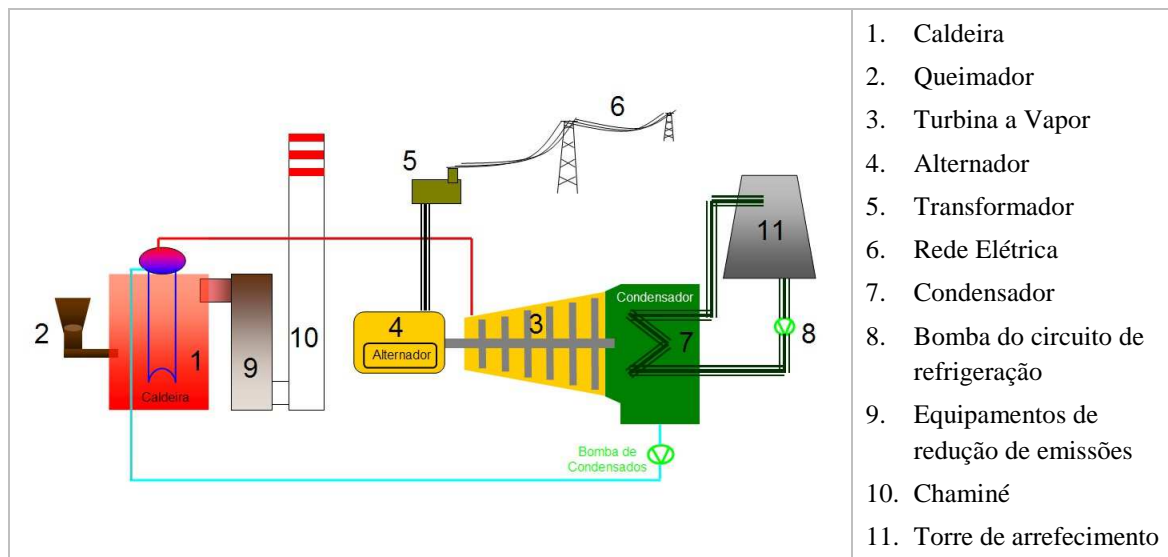


# 4. Centrais Termoelétricas

## 4.1. Princípio de Funcionamento

Existem três tipos de centrais termoelétricas, as nucleares, de ciclo combinado e as convencionais. Em Portugal apenas estão em funcionamento os dois últimos tipos. O princípio de funcionamento das centrais termoelétricas passa pela produção de eletricidade através da queima de combustíveis fósseis, nomeadamente carvão, fuelóleo, gasóleo e gás natural. Estes combustíveis partilham a propriedade de reagirem exotermicamente na presença de oxigénio, sendo o calor produzido na combustão transformado em energia elétrica (Antunes *et al.*, 2000).

Nas centrais convencionais (Figura 12), o processo de produção de energia elétrica começa com a queima dos combustíveis (2) na caldeira (1). A água que circula pelos numerosos tubos no interior da caldeira converte-se em vapor, a elevada temperatura. As partículas finas e os gases produzidos na queima, antes de serem libertados para a atmosfera, através da chaminé (10), e com o intuito de reduzir as percentagens de gases poluentes como o  $\text{SO}_x$  e  $\text{NO}_x$ , passam pelos equipamentos de redução de emissões (9), como por exemplo equipamentos de dessulfurização.



**Figura 12** Esquema de uma central térmica convencional (Adaptado de Wordpress, 2013)

O vapor obtido é então injetado na turbina a vapor (3), promovendo o movimento de rotação do eixo da turbina que, em rotação simultânea com o eixo do alternador (4), permite a conversão de energia mecânica em energia elétrica. A eletricidade, antes de ser fornecida à rede elétrica (6) e distribuída até ao consumidor final, passa pelo transformador (5), que aumenta a tensão da eletricidade, para reduzir as perdas no transporte até aos pontos de consumo. Após a saída da turbina, o vapor é arrefecido no condensador (7), onde a água utilizada para esse efeito é fornecida pela bomba existente no circuito de refrigeração (8). A água utilizada no arrefecimento pode provir de rio ou de lago/mar (circuito aberto), ou da torre de arrefecimento (circuito fechado) (11) (UNESA, 2016).

Nas centrais termoelétricas de ciclo combinado, utiliza-se uma tecnologia que permite um melhor rendimento do processo de transformação de energia térmica em energia elétrica e menores impactos ambientais associados, comparativamente às centrais convencionais (UNESA, 2016b).

Estas centrais diferem das convencionais porque operam através de dois ciclos termodinâmicos distintos, um primeiro ciclo de Bryton (turbina a gás) e um segundo ciclo de Rankine (turbina a vapor) que é utilizado nas centrais convencionais conforme referido anteriormente (UNESA, 2016b).

Numa primeira fase, ou seja, no ciclo de Bryton, um compressor comprime o ar a elevadas pressões para posteriormente ocorrer a mistura com o gás natural na câmara de combustão. Nesta câmara ocorre a combustão do combustível a condições de pressão e temperatura mais eficientes, originando gases que depois são encaminhados para uma turbina a gás onde, através da sua expansão, a energia elétrica é obtida por meio da energia mecânica de rotação

nas pás da turbina. Para não terminar o processo de conversão de energia e ainda aproveitar a elevada energia dos gases à saída da turbina, que ainda se encontram a temperaturas consideras elevadas (cerca de 600 graus celsius), estes são conduzidos para uma caldeira de recuperação. A partir do vapor gerado nessa mesma caldeira, desenrola-se a segunda fase do processo através do ciclo de Rankine (UNESA, 2016b) e o restante processo estende-se como numa central convencional.

## **4.2. Consumo de Combustíveis**

Conforme referido anteriormente, no ano de 2015 a percentagem de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis superou a parcela de energia com origem fóssil no *mix* energético nacional. No entanto, grande parte da eletricidade produzida em Portugal e oriunda de combustíveis fósseis é proveniente de centrais térmicas, nomeadamente de centrais a carvão e gás natural, cuja sua utilização depende, integralmente, da importação destes combustíveis fósseis.

No que diz respeito ao gás natural, o consumo deste combustível baixou cerca de 8% em 2014, e entre 2010 e 2014 esteve próximo de 23% muito devido à aposta e aumento de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Portugal não tem reservas naturais próprias deste combustível, pelo que para responder às necessidades energéticas existentes, recorre à utilização de Gás Natural Liquefeito (GNL) importado de países como a Argélia e Nigéria (IEA, 2016).

Quanto ao carvão, a sua utilização depende bastante das condições hidrológicas existentes tais como por exemplo, da disponibilidade de energia hídrica e do seu preço nos mercados. Para responder às necessidades energéticas no ano de 2014, Portugal importou cerca de 4,4 Mt. Países como a Colômbia (88,1%), Estados Unidos da América (6,6%), África do Sul (3,5%) e Ucrânia (1,85%), destacam-se como os principais fornecedores desta matéria-prima (IEA, 2016). A nível nacional, as centrais térmicas que recorrem ao carvão como combustível atingiram em média 38% a 39% de eficiência térmica, o que se traduz em cerca de 850 tCO<sub>2</sub> GWh<sup>-1</sup> (IEA, 2016).

Resumindo, para a produção de eletricidade e analisando o intervalo anual entre 2012 e 2014, o consumo de combustíveis, nas principais centrais térmicas nacionais, registou os valores constantes na Tabela 11.

**Tabela 11. Consumo dos principais combustíveis para produção de eletricidade nas principais centrais termoelétricas em Portugal (Adaptado de EDP, 2016)**

Combustível	Unidade	2012	2013	2014
Carvão	t	4709835	5883140	5324582
Fuelóleo	t	16823	15948	9915
Gás Natural	Nm <sup>3</sup>	1655924367	1034183059	591778237
Gasóleo	t	2992	3313	2259

### 4.3. Distribuição Geográfica das Centrais em Portugal

Até 1950, a produção de eletricidade em Portugal baseava-se em pequenas centrais que utilizavam o carvão como principal fonte de energia. Todavia, daí em diante a necessidade energética no sector industrial aumentou substancialmente, o que acabou por impulsionar o desenvolvimento dos empreendimentos hidroelétricos, assim como a construção da central termoelétrica da Tapada do Outeiro, que também operava a carvão. Na década seguinte, seguiu-se a introdução do petróleo como fonte primordial de energia, e desta feita com a construção de mais três centrais termoelétricas, a do Carregado, a do Barreiro e a de Setúbal.

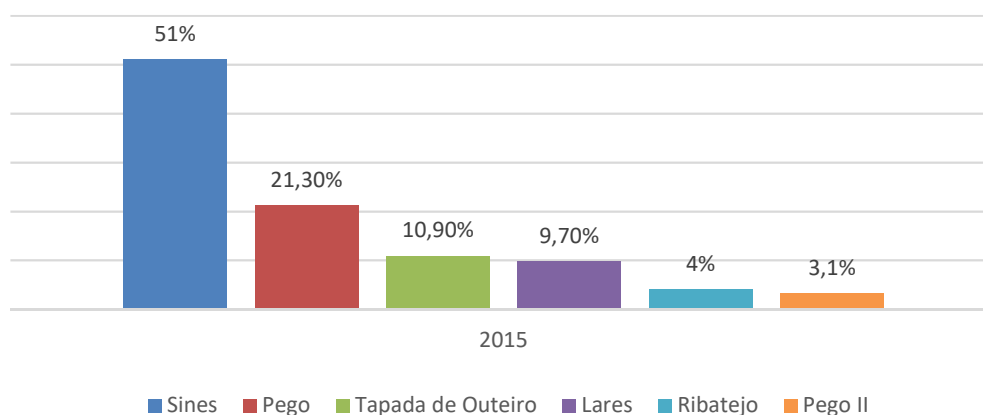
Após as crises energéticas de 1973/74 e 1979/81, ocorreram alterações nas preferências energéticas nacionais, desta feita com particular foco no carvão importado e com o começo da operação das centrais de Sines (1985) e do Pego (1993). Desde então, e a partir de 1990, procedeu-se a alterações na estrutura de produção de eletricidade no país, com a redução da importância do petróleo e dos produtos derivados (fuelóleo), o crescimento da utilização do carvão e, mais recentemente, do gás natural. Atualmente, a central de Tunes, no Algarve, é a única que opera com petróleo como combustível principal e cuja única função é corresponder às necessidades energéticas existentes no decorrer da época turística (Pereira *et al.*, 2015). Assim, resumindo os dados atuais, na Tabela 12 estão assinaladas as centrais termoelétricas com maior representatividade, em Portugal Continental, no que diz respeito à produção energética nacional. Da mesma forma, apresenta-se na referida tabela uma comparação entre as centrais, abordando sucintamente as características indicadas e apresentando os valores correspondentes.

**Tabela 12. Centrais Termoeletricas em Portugal Continental (Adaptado de REN 2016a; REN 2016b)**

Centrais Térmicas		Sines	Pego	Ribatejo	Tapada de Outeiro	Pego II	Lares
Potência Instalada (MW)		1180	576	1176	990	837	826
Combustível		Carvão		Gás Natural			
Tecnologia		Turbina a Vapor		Ciclo Combinado			
Produção Anual (GWh)	2011	6879	225	11	4634	1611	2972
	2012	8647	3489	229	2603	1531	1278
	2013	7942	3011	222	603	119	557
	2014	8129	2937	229	903	-5	278
	2015	9657	4021	748	2062	596	1836

Analisando os dados da Tabela 12, no que à potência instalada diz respeito, nota para o facto de as centrais de Sines e do Ribatejo serem as que mais se destacam, com 1180 MW e 1176 MW, respetivamente. A tecnologia mais empregue neste ramo de produção de eletricidade é a de ciclo combinado, com o gás natural como combustível utilizado.

Todavia, as centrais de Sines e do Pego utilizam carvão como fonte de energia, o que, e abrangendo o período de 2011 a 2015, remete para uma maior produção anual a partir desta matéria-prima, comparativamente às restantes centrais térmicas a gás natural. No ano de 2015, e conforme ilustrado na Figura 13, ambas contribuíram para cerca de 73% da eletricidade proveniente deste tipo de tecnologia.



**Figura 13 Representatividade das centrais térmicas portuguesas, em 2015, na produção de eletricidade nesta tecnologia (Adaptado de: REN 2016a)**

#### 4.4. Vantagens e Inconvenientes das Centrais Termoelétricas

É possível distinguir as tecnologias que operam com carvão e/ou a gás natural, onde se incluem as centrais termoelétricas, englobando de forma geral tópicos de índole económica, técnica, ambiental, entre outros, distinguindo-os como sendo uma vantagem na sua utilização ou, porventura um desafio (Tabela 13) (EPRI, 2016).

**Tabela 13. Avaliação dos benefícios vs desafios das tecnologias, por combustível (Adaptado de EPRI, 2016)**

	Central	
	Carvão	Gás Natural
<b>Custo de construção da central</b>		
<b>Custo da eletricidade</b>		
<b>Espaço físico a utilizar</b>		
<b>Água utilizada no processo de produção de energia</b>		
<b>Emissões de CO<sub>2</sub> e de outros GEE</b>		
<b>Resíduos produzidos</b>		
<b>Disponibilidade energética</b>		
<b>Flexibilidade</b>		

Sendo que:  Vantagem;  Desvantagem/Desafio

Salienta-se o facto da não inclusão do fuelóleo neste grupo de combustíveis, na medida em que, e como foi mencionado anteriormente, este tem uma representatividade que não é de todo comparável com a das centrais termoelétricas a carvão e gás natural.

Conforme resumido na Tabela 13, é possível concluir que as centrais térmicas a gás natural se apresentam como mais vantajosas relativamente às centrais que operam com carvão como combustível. Como principais benefícios desta tecnologia, realçam-se a disponibilidade energética (estas centrais conseguem suprimir eventuais necessidades energéticas adicionais), o custo da produção de eletricidade (a eletricidade é barata de se produzir com o decorrer do ciclo de vida) e o custo da construção da central (é mais fácil antever o custo projetado de cada central ao longo do seu ciclo de vida).

No capítulo das desvantagens, salientam-se, sobretudo as barreiras existentes a nível ambiental nas unidades a carvão, com particular destaque para a emissão de GEE (que advêm da queima dos combustíveis utilizados nas centrais), da água utilizada no decorrer de todo o processo e dos resíduos produzidos durante toda a operação. De acordo com Antunes *et al.*, (2000) as emissões de poluentes atmosféricos provenientes da combustão têm efeitos significativos em termos de saúde pública, do equilíbrio dos ecossistemas, o que constitui um problema à escala global. Os principais gases poluentes emitidos, como o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>) contribuem significativamente para o efeito de estufa, o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) é responsável pelo fenómeno da “chuva ácida”, os óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) contribuem para o efeito do nevoeiro fotoquímico ou *smog*, bem como para deposições ácidas e, por fim, as partículas em suspensão e os metais pesados que, juntamente com dióxido de enxofre, podem provocar problemas respiratórios (Antunes *et al.*, 2000; EDPSU, 2016).

As centrais com maiores produções anuais de eletricidade em Portugal são as que operam a carvão. Como tal, é relevante referir que a minimização das emissões de GEE, nomeadamente SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, começou a entrar em prática a partir do ano de 2008, através de processos de dessulfuração e desnitrificação, nas centrais termoelétricas a carvão, tendo até registado os valores mais baixos no ano de 2010 (Garcia *et al.*, 2014). No entanto, as emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, nos anos de 2012 a 2015, apresentaram uma tendência crescente, conforme se pode confirmar, analisando os valores representados no gráfico da Figura 14.



**Figura 14** Evolução das emissões atmosféricas em centrais termoeletricas (Adaptado de EDP, 2016)

# 5. Centrais de Cogeração

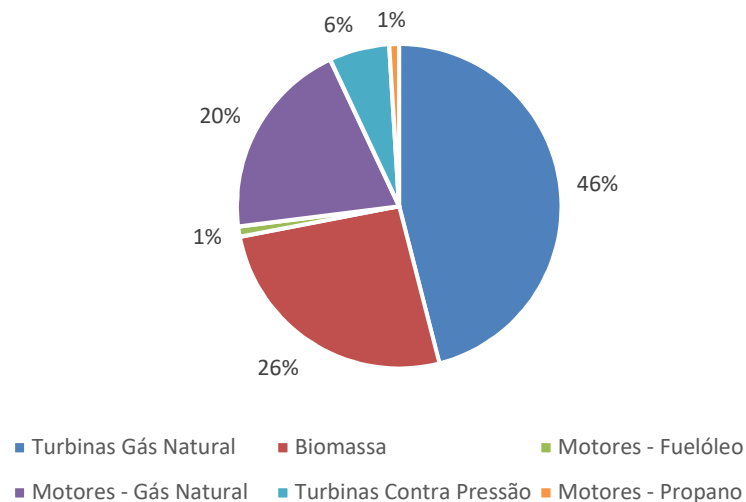
## 5.1. Introdução à Tecnologia *CHP*

O sector da eletricidade é determinante para a qualidade de vida das populações. Todavia, grande parte da produção de energia elétrica advém da queima de combustíveis fósseis, o que por sua vez remete para a produção e emissão de gases com efeito de estufa (GEE). Para minimizar estes impactos, foi necessário o desenvolvimento de tecnologias para reduzir os níveis de emissão de GEE por unidade de energia produzida, através por exemplo do aumento da eficiência (Matos *et al.*, 2005). Uma das metodologias adotadas foi a Cogeração (*CHP – Combined Heat and Power*), que é um “processo de produção combinada de energia elétrica e de energia térmica, destinando-se ambas a consumo próprio ou de terceiros, com respeito pelas condições previstas na lei” (DL 538/99). Este sistema começou a ser utilizado em detrimento dos sistemas convencionais de produção de energia por meio de combustão de combustíveis fósseis, onde apenas era obtido cerca de 30% de aproveitamento de energia elétrica (Cogen Portugal, 2016).

As unidades de cogeração podem operar com diversos tipos de combustíveis (ex: gás natural, petróleo e biomassa) que oferecem benefícios ambientais distintos, quando comparando com as alternativas tecnológicas convencionais (Cogen Europe, 2016a).

Um sistema de cogeração, do ponto de vista de sustentabilidade, é ambientalmente melhor, uma vez que para igual consumo de combustível se obtém simultaneamente energia elétrica e térmica, emitindo menor quantidade de gases por unidade de energia. É economicamente melhor, uma vez que consome menos combustível para a mesma produção energética; é socialmente melhor, uma vez que permite a descentralização da produção, fomentando o emprego e a partilha de informação (Sá, 2012)

Em Portugal a potência total instalada a partir das centrais de cogeração atingiu, em 2014, 1326 MW que, de acordo com os dados da Figura 15, usa diferentes tecnologias e/ou fontes de combustível (Santos, 2015).



**Figura 15** Percentagem das tecnologias *CHP* na potência instalada em Portugal, no ano de 2014. (Santos, 2015)

### 5.1.1. Sistemas de *CHP*

As tecnologias utilizadas nos sistemas de cogeração podem ser divididas em três tipos (Sá, 2012; Cogen Portugal, 2016):

- Motores alternativos
  - Com ciclo Diesel – alimentados fundamentalmente a fuelóleo ou gasóleo;
  - Com ciclo Otto – alimentados com combustíveis gasosos (gás natural, biogás ou propano);
- Turbinas a Gás – geralmente consumindo gás natural;
- Turbinas a Vapor de Contrapressão – geram eletricidade pela expansão de vapor produzido numa caldeira.

Como tecnologias emergentes na cogeração, temos:

- Microturbinas - de operação muito semelhante às turbinas a gás. As tecnologias distinguem-se pela dimensão: Microturbinas (30 – 300 kW) e turbinas a gás (500 a 250000 kW). Alimentadas principalmente a gás natural, mas também por combustíveis líquidos como gasolina, querosene e óleo *diesel*.
- Pilhas de combustível – geram eletricidade através de um processo eletroquímico, hidrólise, na pilha de combustível. Utilizam o hidrogénio como combustível, que reage com o oxigénio do ar.

Estes sistemas permitem um rendimento próximo dos 90%, produzindo energia, sob a forma de eletricidade e calor, que posteriormente é distribuída pelos sectores terciário, primário e da indústria. De acordo com a Figura 16, a energia térmica produzida pode ter como finalidade sistemas de aquecimento (vapor, água quente) e de refrigeração (água fria) sendo que, de seguida é fornecida ao consumidor final. Por seu turno, a energia elétrica gerada é injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (Santos, 2015).

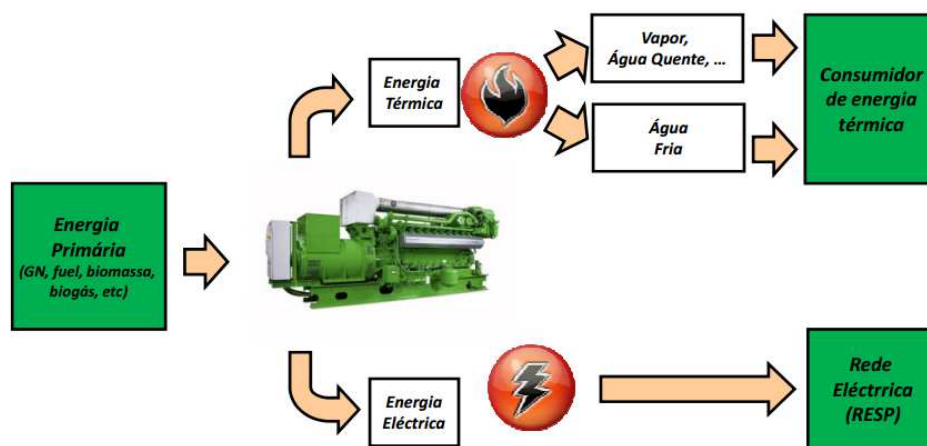


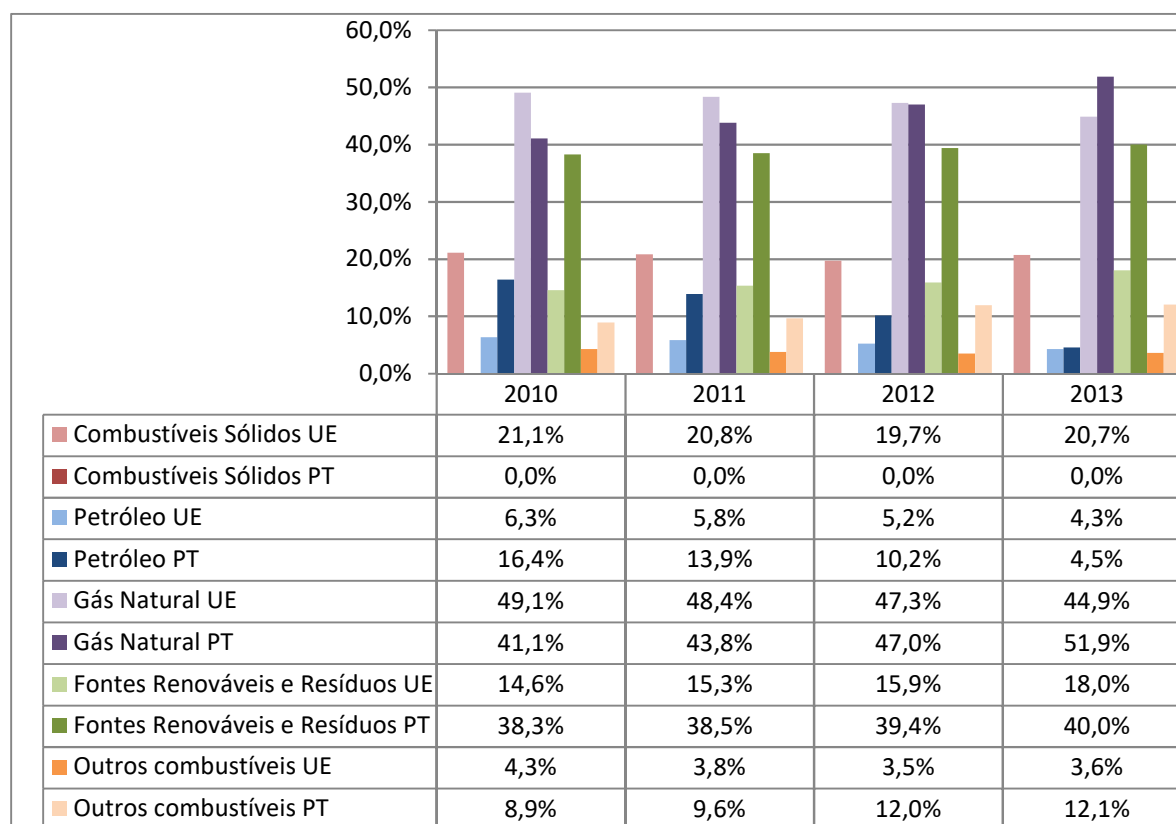
Figura 16 Tecnologia CHP (Santos, 2015)

## 5.2. Consumo de Combustíveis

As instalações de cogeração existentes em Portugal são, em grande medida, equipamentos que utilizam o gás natural como combustível, o que caracteriza a cogeração em Portugal como maioritariamente fóssil (EU, 2016d, 2016e). As características deste combustível, combinadas com outros fatores, fazem dele o combustível de eleição em muitos sistemas de cogeração. O gás natural oferece inúmeros benefícios tais como por exemplo: elevado poder calorífico superior, custo atrativo e o baixo teor em carbono (produz entre 40% a 50% menos

emissões de CO<sub>2</sub> do que as centrais de cogeração a carvão) afirmando-se como um combustível limpo (Cogen Europe, 2016a).

Na Figura 17 apresenta-se uma comparação entre os combustíveis utilizados na cogeração em Portugal e na UE. De acordo com dados mais recentes da comissão europeia (EU, 2016d; 2016e) e analisando-os para o período 2011 - 2013, é possível concluir que tanto em Portugal como na União Europeia a percentagem de utilização de petróleo nesta tecnologia tem vindo a decrescer, ao contrário do gás natural, que se está a impor como o combustível de eleição nesta tecnologia.



**Figura 17** Combustíveis utilizados na tecnologia *CHP* – Portugal (PT) vs União Europeia (UE)  
(Adaptado de EU, 2016d; 2016e)

Como destaque está também a cogeração que opera através de fontes renováveis e resíduos. Em Portugal este tipo de fontes energéticas adquire uma predominância visível e, a par do gás natural, são as fontes mais utilizadas nesta tecnologia. O crescimento da componente renovável da cogeração na UE também tem acompanhado a evolução portuguesa. Nota ainda para o facto, de em Portugal, o uso de combustíveis sólidos (essencialmente carvão) como fonte de combustível na cogeração ter apresentado, para o intervalo de tempo em causa, valores nulos, o que é de destacar dado que indicia boas perspetivas para a sustentabilidade

do sector energético nacional. Na União Europeia o uso do carvão apresenta valores considerados estáveis nas preferências de utilização de combustíveis tendo, em média, 20% de representatividade. Concluindo, em Portugal o uso de outros tipos de combustíveis, que incluem resíduos industriais e gases derivados do carvão, tem vindo a crescer o que também demonstra a aposta em fontes energéticas distintas e passíveis de desenvolvimento nesta tecnologia.

### 5.3. Cogeração no Sector Industrial

Dos três sectores destinatários da energia proveniente desta tecnologia, o sector industrial é dominante, estando também associado a maiores consumos energéticos e maiores potências instaladas (IEA, 2008). Sendo o gás natural o combustível mais empregue nesta tecnologia, vai resultar na geração e emissão de gases, com o respetivo impacte ambiental, logo está dentro do âmbito desta dissertação. Na Tabela 14, encontra-se sintetizada a informação que permite fazer uma breve analogia entre o sector industrial, terciário e primário, comparando variáveis como a temperatura, combustíveis utilizados e potência instalada dos sistemas de produção (IEA, 2008).

**Tabela 14. Tecnologia CHP nos diferentes sectores: Temperatura vs Potência instalada (adaptado de IEA, 2008)**

	Sector	
	Industrial	Terciário e Primário
<b>Temperatura</b>	Elevada	Pequena a média
<b>Potência instalada do sistema</b>	1 – 500 MW	1 – 10 MW
<b>Combustível</b>	- Líquidos: Fuelóleo, Gasóleo... - Gasosos: Gás Natural e gases excedentes de outros processos industriais; - Sólidos: Biomassa;	Líquidos ou Gasosos

Alguns subsectores específicos, em particular as indústrias da alimentação, do papel, celulose, refinarias e química representam cerca de 80% de toda a potência mundial instalada de CHP e requerem que o tipo de sistema utilizado vá de encontro às necessidades. O CHP fornece energia térmica em quantidades significativas, sendo conveniente que o sistema utilizado seja adaptado ao tipo de energia térmica a aproveitar e ao seu correspondente nível de temperatura (IEA, 2008).

## 5.4. Incentivos à Cogeração

A implementação de sistemas de cogeração depende das necessidades energéticas de índole elétrica e térmica, combinado com potenciais acordos celebrados com a rede elétrica (tanto as vendas de excedentes de produção como a aquisição de energia de reserva), ou mesmo a existência de incentivos à sua produção (IEA, 2008).

Tendo em vista o incentivo à produção descentralizada de energia, com o intuito de reforçar a promoção da cogeração de elevada eficiência e de unidades de cogeração cuja potência térmica nominal total seja inferior a 20 MW, é consagrada, na legislação nacional, a manutenção da cogeração renovável e de elevada eficiência, adotando-se assim a aplicação de regimes remuneratórios mais sustentáveis (Fernandes *et al.*, 2015). A Portaria nº325-A/2012 estabeleceu os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração.

A Tarifa de Referência ( $T_{ref}$ ) – calculada de acordo com a equação 1 – é definida em função da potência elétrica instalada da cogeração ( $P$ ) e do combustível utilizado (Tabela 15), integrando os benefícios ambientais, as perdas evitadas nas redes e a utilização reduzida da rede de transporte, usando a seguinte fórmula:

$$T_{refm} = \frac{\left[ \frac{PFm + PVm + PAm}{1 - LEV} \right]}{EECm} \quad \text{Equação 1}$$

$T_{refm}$  correspondente às remunerações aplicáveis a instalações de cogeração do mês  $m$ , expressa em €;  $PFm$  diz respeito à parcela fixa de remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês  $m$ , expressa em €;  $PVm$  corresponde à parcela variável de remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês  $m$ , expressa em €; entende-se como  $PAm$  a parcela ambiental de remuneração aplicável a instalações de cogeração no trimestre do mês  $m$ , expressa em €;  $LEV$  representa as perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela instalação de cogeração, tomando valores consoante a potência de ligação da instalação ( $P > 20\text{MW} - 0$ ;  $P > 10\text{MW} - 0,020$ ;  $P < 10\text{MW} - 0,060$ ) e, por fim,  $EECm$  é a energia fornecida à rede do Serviço Energético Nacional pela instalação de cogeração, no mês  $m$ , expressa em MWh.

**Tabela 15. Tarifa de referência (Adaptado da Portaria nº 325–A/2012)**

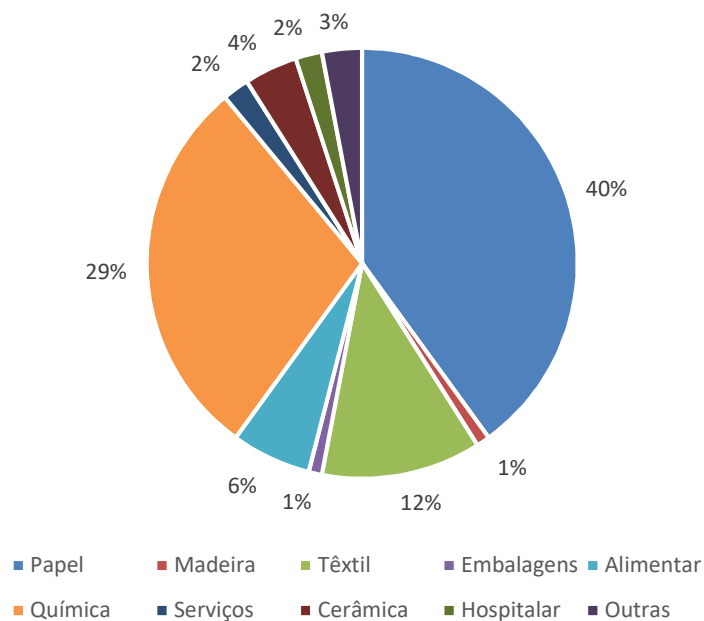
<b>Combustível</b>	<b>Potência Elétrica Instalada (MW)</b>	<b>Tarifa de Referência (€·MWh<sup>1</sup>)</b>
Gás Natural, Gases de Petróleo Liquefeitos (GPL) ou combustíveis líquidos (exceto o fuelóleo)	$P \leq 10$	89,89 €
	$10 < P \leq 20$	80,44 €
	$20 < P \leq 50$	70,33 €
	$50 < P \leq 100$	63,95 €
Fuelóleo	$P \leq 10$	89,12 €
	$10 < P \leq 100$	76,96 €
Cogeração Renovável	$P \leq 2$	81,17 €
	$2 < P \leq 100$	65,92 €

Com o intuito de garantir a sustentabilidade económica e social do regime remuneratório da eletricidade produzida em sistemas de cogeração, existe a obrigação de todas as instalações de cogeração – independentemente dos regimes remuneratórios em que se enquadrem – manterem contadores e equipamentos de medição da energia produzida, designadamente térmica, e dos consumos de combustíveis utilizados, de modo a assegurar um maior rigor e controlo na verificação dos principais indicadores de eficiência. Como tal, os cogeredores existentes à data, dispunham do prazo de 18 meses para a instalação e calibração dos referidos contadores e equipamentos, prevendo-se o não pagamento do prémio de eficiência para as instalações de cogeração que, findo esse prazo, não dispusessem dos mesmos (Portaria nº 325 – A/2012).

O regime remuneratório é ainda aplicado em duas sub-modalidades: uma que permite a injeção total ou parcial da energia produzida na rede elétrica de serviço público e outra que possibilita o autoconsumo da referida energia. A cogeração opera em modo de autoconsumo quando a energia elétrica produzida, para além da utilizada nos serviços auxiliares, se destine ao abastecimento de uma unidade de utilização associada e a energia térmica se destine ao próprio cogrador ou seja fornecida a terceiros (Fernandes *et al.*, 2015).

## 5.5. Distribuição das Centrais de Cogeração em Portugal

A distribuição das centrais de cogeração em Portugal vai de encontro ao que já foi referido anteriormente, isto é, o sector industrial tem um papel preponderante, e destaca-se como o mais representativo na distribuição da potência instalada (Figura 18) por sectores de atividade a nível nacional, pelo que naturalmente, grande parte das centrais de cogeração localizam-se nas imediações de zonas industriais no país. Assim, as centrais ou pontos com maior relevância em Portugal são as seguintes: Portucel de Setúbal (54 + 81 MW); Central do Barreiro (28 MW); Lipor II (27 MW); Refinaria do Porto (91 MW); Portucel de Cacia (35 MW); Portucel de Viana do Castelo (61 + 43 MW); ValorSul (51 MW) e Central de Carriço (30 MW) (REN, 2016b).



**Figura 18 Distribuição percentual da potência instalada por sector em Portugal (Adaptado de Santos, 2015)**

No sector hospitalar, como exemplos de unidades que utilizam a cogeração como tecnologia, temos o Hospital de São João, no Porto. Inaugurada em 2011, a central de cogeração foi instalada para permitir reduzir os custos com a energia elétrica e térmica, na ordem dos 2 milhões de euros por ano, proporcionando a potência necessária para a climatização do Hospital. Para isso, substituíram-se as unidades que estavam em fim de vida, remodelando e reforçando a rede elétrica, que contava com mais de 50 anos. Através desta central é possível centralizar num único espaço a produção e distribuição de energia. Por fim, estima-se que a potência máxima atingida seja na ordem dos 7,3 MW (ATEHP, 2011) o que se trata de um valor bastante significativo.

## 5.6. Vantagens e Inconvenientes

Pelo anteriormente exposto é possível concluir que a cogeração é a tecnologia mais eficaz e eficiente de produção de energia e representa uma alternativa de elevada eficiência energética que permite reduzir a fatura energética dos utilizadores com necessidades simultâneas de calor (água quente ou vapor) e eletricidade. Todavia, apesar das suas vantagens esta tecnologia também apresenta limitações (Silva *et al.*, 2003). Como tal, tendo em consideração aspetos económicos, políticos, técnicos, ambientais, entre outros, os benefícios assim como as barreiras principais na utilização desta tecnologia encontram-se sistematizados na Tabela 16.

**Tabela 16. Vantagens e entraves da cogeração (Adaptado de: Silva *et al.*, 2003; DGE, 2010; Cogen Europe, 2016b)**

	<b>Vantagens</b>	<b>Barreiras</b>
<b>Económicas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade de venda de eventuais excedentes de eletricidade;</li> <li>• Possibilidade de redução da fatura energética dos utilizadores com necessidades simultâneas de calor (água quente ou vapor) e eletricidade.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preço dos combustíveis, em particular do gás natural;</li> <li>• Custo inicial de instalação do sistema de cogeração;</li> <li>• Condições de remuneração da eletricidade;</li> <li>• Durabilidade das necessidades térmicas.</li> </ul>
<b>Técnicas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevada eficiência dos sistemas de conversão e utilização de energia;</li> <li>• Maior segurança no abastecimento local e geral da energia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acesso às redes de distribuição de eletricidade de GN;</li> <li>• Meta de Poupança de Energia Primária (PEP) de 10% em algumas indústrias;</li> <li>• Ausência de uma rede de distribuição de energia térmica;</li> <li>• Falta de espaço físico.</li> </ul>
<b>Políticas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promoção da produção descentralizada de energia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempo de obtenção de licenciamento;</li> <li>• Burocracia excessiva para requerimentos ambientais.</li> </ul>
<b>Ambientais</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução nos níveis de emissão para o ambiente (em particular de CO<sub>2</sub>, o principal gás com efeito de estufa)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gera impactes adicionais, ao nível do ruído e poluição local.</li> </ul>
<b>Sociais</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento da empregabilidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de informação.</li> </ul>

Analisando os dados da Tabela 16, e abordando algumas das características supracitadas, conforme referido, esta tecnologia promove a produção descentralizada de energia uma vez que as centrais de cogeração são dimensionadas para corresponder às necessidades do consumidor final, permitindo assim obter uma maior eficiência, evitar perdas no sistema de transporte e distribuição de energia e aumentar a flexibilidade da tecnologia utilizada (Silva *et al.*, 2003; Cogen Europe, 2016).

Ao nível ambiental, a utilização maioritária do gás natural, em vez de combustíveis derivados do petróleo ou carvão, reduz a zero as emissões de SO<sub>2</sub> e partículas. O potencial da cogeração para a redução de emissões a curto prazo é elevado, sendo bastante superior ao de muitas outras tecnologias energéticas. Esta tecnologia é ainda uma das formas mais acessíveis de minimizar as emissões de GEE (Rocha, 2011).

Na componente social, está provado que a aplicação de centrais de cogeração permite o aumento da empregabilidade. Estudos realizados por diversos autores demonstram que o desenvolvimento desta tecnologia permitiu o aumento do número de postos de trabalho (Silva *et al.*, 2003; Cogen Europe, 2016).

Todavia, sob o ponto de vista económico, esta tecnologia está condicionada pelo preço dos combustíveis, que para além de outras variáveis como os impostos e taxas aplicáveis, estão em constante alteração. O custo inicial de instalação do sistema de cogeração é elevado, o que também remete para investimentos iniciais elevados e que podem não ser economicamente rentáveis (Silva *et al.*, 2003; Cogen Europe, 2016).

Por último, a falta de espaço físico está diretamente interligada ao princípio central e fundamental desta tecnologia, ou seja, a cogeração só pode ser utilizada para produção de energia, junto de consumidores com necessidade de calor útil (Silva *et al.*, 2003; Cogen Europe, 2016).

# 6. Construção da Ferramenta

## 6.1. Metodologia Adotada

Para este caso em concreto (produção de 1 kWh de energia elétrica proveniente de fontes fósseis), a ideologia adotada no estudo ACV foi a atribucional, isto é, tendo em conta a informação recolhida e a determinação dos respetivos parâmetros em causa, não inclui uma perspetiva a longo prazo nem implica a análise de alterações nos sistemas de produção e/ou tecnologias, apenas trata da componente ambiental supracitada (Brander *et al.*, 2008). A fronteira definida para este estudo abrange Portugal continental (excluindo os arquipélagos da Madeira e dos Açores) e tem como horizonte temporal o intervalo de tempo compreendido entre os anos de 2011 e 2015. O estudo toma em conta: i) Centrais de Cogeração e Centrais Termoelétricas, como as tecnologias usadas para produção de eletricidade; ii) Representatividade que estas tecnologias têm na produção de eletricidade e posteriormente no *mix* energético nacional; iii) Não inclusão do saldo importador na fase de inventário.

Os indicadores ambientais a avaliar, todos calculados de acordo com a metodologia CML, são: Potencial de Alterações Climáticas (GW); Potencial de Eutrofização (ET); Potencial Fotoquímico (PO); Potencial de Depleção da Camada de Ozono (OD) e Potencial de Acidificação (AC). Como não se trata de um produto físico, mas sim da produção de eletricidade é utilizada uma abordagem “*from cradle to gate*”, isto é, são apenas analisadas o conjunto das fases anteriores ao momento em que se procede à produção energética,

inclusive. No estudo, não se incluem as fases de distribuição e de desmantelamento da central, no entanto estas fazem parte da ferramenta, tendo o propósito de serem analisadas em trabalhos futuros.

Nesse âmbito, as fases estudadas no decorrer do estudo de ACV incidiram sobre a construção e operação da central, divididas nas seguintes etapas: extração, processamento, transporte das matérias-primas para construção das centrais, assim como dos combustíveis para queima e por fim a respetiva produção energética, onde se inclui a operação e manutenção das centrais. A unidade funcional utilizada é 1 kWh de energia elétrica, tendo sido selecionada por ser a unidade em que, geralmente, se quantifica a produção e consumo de eletricidade. Em suma, os dados supracitados e empregues no decorrer deste estudo estão sistematizados na Tabela 17.

**Tabela 17. Resumo dos dados adotados no estudo ACV**

		<b>Notas</b>
<b>Metodologia</b>	Atribucional	-
<b>Fronteira Geográfica</b>	Portugal continental	Excluindo os arquipélagos da Madeira e Açores, e energia elétrica proveniente da Europa.
<b>Intervalo Temporal</b>	2011 - 2015	-
<b>Tecnologias Analisadas</b>	Centrais térmicas Centrais de cogeração	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Representatividade no <i>mix</i> energético nacional para a produção de eletricidade;</li> <li>• Saldo importador energético excluído.</li> </ul>
<b>Indicadores Ambientais</b>	GW; ET; PO; OD; AC	-
<b>Fases de ACV estudadas</b>	Construção e operação da central	<b>Construção:</b> extração, processamento, transporte das matérias-primas, construção
		<b>Operação:</b> extração, processamento, transporte dos combustíveis para queima, operação e manutenção
<b>Abordagem</b>	“ <i>from cradle to gate</i> ”,	-
<b>Unidade Funcional</b>	1 kWh	-

## **6.2. Indicadores**

Visto que o intuito principal desta dissertação é o de estimar o impacto ambiental da produção de 1 kWh de eletricidade em Portugal continental, o processo envolve a queima de combustíveis fósseis, tanto para a produção de energia, dos equipamentos ou da sua implementação. Como tal, os indicadores ambientais selecionados, de acordo com o *Environmental and Development Foundation* (EDF), são relevantes e direcionados para o objetivo final (EDF, 2008).

### **6.2.1. Potencial de Alterações Climáticas**

As alterações climáticas são, presentemente, consideradas uma ameaça séria para o ambiente a nível global. O clima é fortemente influenciado por mudanças nas concentrações atmosféricas de diversos gases que capturam a radiação infravermelha da superfície da Terra (o “efeito de estufa”). O vapor de água e o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) existentes na atmosfera originam um efeito de estufa natural. Todavia, existem outros gases que contribuem de igual forma para o efeito de estufa, como o metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) e compostos halogenados, tais como os clorofluorcarbonetos (CFC), hidrofluorcarbonetos (HFC) e perfluorcarbonetos (PFC). A queima de combustíveis fósseis, originando emissões de CO<sub>2</sub>, é a principal causa do efeito de estufa. Outras atividades que contribuem para este problema são a agricultura e as alterações no uso do solo (incluindo a desflorestação), assim como determinadas atividades industriais como, por exemplo, a produção de cimento ou a deposição de resíduos em aterro. Como consequências negativas, as alterações climáticas podem originar fenómenos tais como:

- Fusão dos glaciares e gelo marítimo;
- Aumento do nível médio das águas do mar e possível inundação de zonas baixas;
- Mudanças nos padrões pluviométricos, com implicações em termos de cheias e secas;
- Variações na incidência de extremos climáticos, especialmente extremos de temperaturas elevadas.

Estes efeitos podem ainda causar impactes negativos e significativos nos ecossistemas, na saúde, nos sectores económicos chave, como a agricultura, e nos recursos hídricos (Antunes *et al.*, 2000).

### **6.2.2. Potencial de Acidificação e Eutrofização**

A emissão de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>), amónia (NH<sub>3</sub>) e dos seus produtos de reação secundários, provoca o fenómeno da acidificação/chuvas ácidas, assim como o da eutrofização. A acidificação, a par da eutrofização, tem origem em grande parte nas emissões antropogénicas, na medida em que a maioria das emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> são provenientes da utilização de combustíveis fósseis (carvão, fuelóleo e gás natural) para produção de energia (em particular nas centrais térmicas de produção de eletricidade), transportes, aquecimento de edifícios nos sectores doméstico, comercial e de serviços, na indústria e práticas agrícolas. Em suma, ambos os processos são um problema que requer uma atenção crescente para a análise dos efeitos das emissões e como consequências associadas, provocam danos nos ecossistemas de água doce, solos florestais e ecossistemas naturais manifestando assim os seus efeitos de diversos modos, incluindo (Antunes *et al.*, 2000; APA, 2011):

- Desfoliação e reduzida vitalidade das árvores;
- Redução dos *stocks* de peixe e da diversidade, em lagos e rios sensíveis à acidez;
- Mudanças na química dos solos;
- Erosão de edifícios e monumentos históricos.

### **6.2.3. Potencial de Depleção da Camada de Ozono**

A depleção do ozono advém da destruição da camada do ozono estratosférico, através de reações químicas com gases poluentes libertados pela atividade humana (APA, 2011), nomeadamente hidrocarbonetos contendo cloro (Cl) e bromo (Br). Estes compostos resultam sobretudo de emissões de CFC's, utilizados por exemplo como refrigerantes em frigoríficos, e espumas de bromofluorocarbonetos (halons), utilizados como extintores de fogo. A diminuição da camada de ozono possibilita a passagem de maiores quantidades de radiação ultravioleta-B (UV-B) para a atmosfera e superfície terrestre, o que por sua vez e para além dos efeitos negativos verificados nos ecossistemas aquáticos e terrestres, causa danos significativos nos organismos vivos tais como:

- Cancro de pele;
- Envelhecimento cutâneo;
- Diminuição do sistema imunitário nos humanos.

#### **6.2.4. Potencial de Criação de Ozono Fotoquímico**

O denominado “nevoeiro fotoquímico” é provocado essencialmente pela formação de ozono na troposfera devido à oxidação de compostos orgânicos voláteis (COV’s) e monóxido de carbono (CO) na presença de óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) e radiação ultravioleta. As concentrações de ozono na troposfera têm vindo a aumentar para níveis preocupantes, sobretudo em resultado do aumento das emissões de NO<sub>x</sub>, COV’s, metano (CH<sub>4</sub>) e CO, que provêm da utilização de combustíveis fósseis (em particular, no sector dos transportes) e da utilização de produtos que contêm solventes orgânicos. Os oxidantes fotoquímicos gerados, podem ser transportados a longas distâncias, pelo que, o desenvolvimento de estratégias de controlo têm que envolver uma cooperação internacional. A exposição a concentrações elevadas de ozono traduz-se, por exemplo, nas seguintes consequências (Antunes *et al.*, 2000):

- Dificuldades respiratórias;
- Danos na vegetação e ecossistemas – lesões foliares e reduções no crescimento e na produção de sementes.

### **6.3. Etapas na Elaboração da Ferramenta**

O intuito desta dissertação centra-se na construção de uma ferramenta, que permita a avaliação dos indicadores selecionados, ao longo do ciclo de vida da produção de 1 kWh de energia elétrica, proveniente de fontes fósseis. Deste modo, antes de se começar a construção da ferramenta, procedeu-se à recolha de dados. Esta foi uma etapa difícil de concretizar na medida em que a procura de informação referente às duas tecnologias a estudar se revelou uma barreira. Posteriormente, seguiu-se a escolha do *software* que serve de base para o desenvolvimento da ferramenta, neste caso, o *Microsoft Excel<sup>TM</sup>*. De seguida a fase da estruturação e desenvolvimento do instrumento foi posta em prática. Cada uma das etapas previamente definidas está descrita nos capítulos seguintes. Como tal e para esclarecer alguma dúvida pontual existente acerca do manuseamento da ferramenta, encontra-se no Anexo A, o Guia de Utilizador da *LCA4Power*.

#### **6.3.1. Recolha de dados**

Inicialmente considerou-se que a colheita de dados se iria focar em dados de inventário de empresas indicadas para o efeito, permitindo o cálculo dos valores dos indicadores tomando em conta os seguintes parâmetros: dados por indicador ambiental, dados por tecnologia de

produção de eletricidade e dados por fase de ciclo de vida. Esta opção mostrou-se impraticável dado que, a obtenção da informação necessária requeria o contacto com as empresas, levando a atrasos acrescidos no desenvolvimento do trabalho. Tendo em conta que esta ferramenta tem uma vertente de possibilidade de evolução futura, ou seja, é passível de desenvolvimentos adicionais e/ou alterações, a pequeno, médio ou longo prazo, concluiu-se que não seria benéfico optar por essa via.

Assim procurou-se obter dados por outras alternativas, mais tradicionais e acessíveis no ramo da avaliação do ciclo de vida, como por exemplo, a utilização de bases de dados de inventário. Deste modo, apenas foi possível a obtenção de dados através de informação já analisada, recorrendo a artigos científicos e/ou a outras publicações, como por exemplo *websites* ou documentos produzidos por entidades competentes para o efeito, como por exemplo, a Comissão Europeia (CE) e a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económicos (OCDE).

### **6.3.2. Escolha do Software**

Após o desenvolvimento do conjunto de ideias base da ferramenta e da recolha de dados, foi definido qual o *software* mais indicado para agrupar toda a informação e desenvolver a ferramenta informática. Como tal, seleccionou-se o *Microsoft Excel<sup>TM</sup>*, sobretudo por este ser um programa muito utilizado neste tipo de ocasiões, de fácil manuseamento, simples, com boa capacidade de organização de dados e que dispõe de outros programas capazes de auxiliar na formatação da ferramenta, como o VBA (*Visual Basic for Applications*), permitindo a evolução da ferramenta, como por exemplo, eventuais alterações na mesma ou até a adição de mais informação.

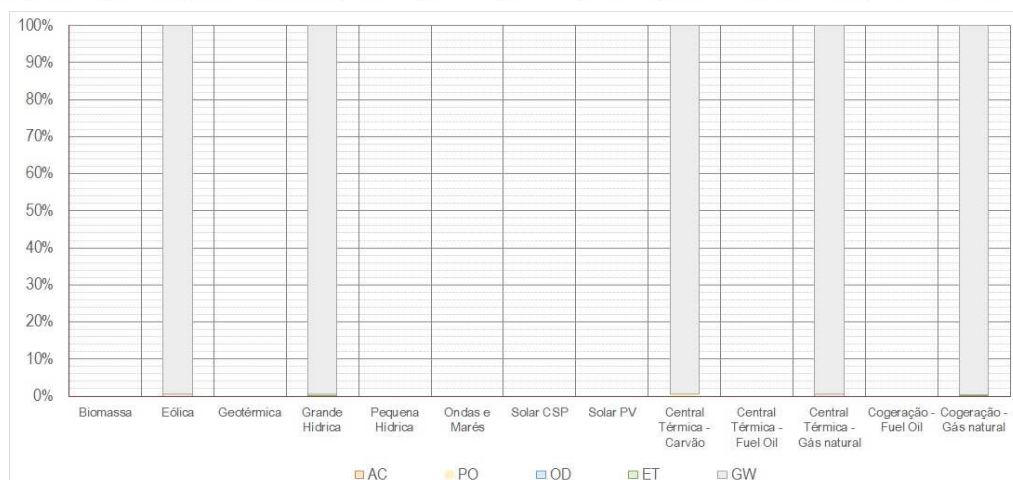
### **6.3.3. Estruturação da Ferramenta**

Na fase de construção da ferramenta, procurou-se que esta tivesse uma formatação (tabelas, fórmulas entre outros aspetos) simples e de fácil compreensão, sem tirar comprometer apresentação profissional e rigorosa do instrumento. Deste modo, a ferramenta consiste num conjunto de *worksheets*, cada uma focando num aspeto particular e seguindo uma linha de raciocínio lógica:

- “Características da Ferramenta”: Breve descrição do âmbito da ferramenta e das variáveis utilizadas na elaboração da mesma, incluindo a metodologia adotada, as fases da ACV consideradas e a unidade funcional;

- “MixEnergético”: Cálculo total do indicador ambiental tendo em conta a composição do *mix* energético. Em função da percentagem de cada tipo de fonte e mediante a informação disponível ou inserida pelo utilizador, efetua-se o cálculo anual de todos ou de um indicador ambiental em específico;
- “Fases de ACV”: O utilizador seleciona quais as etapas a tomar em conta na sua análise. Tome-se como exemplo as fases de construção e de operação, as tecnologias de produção de eletricidade e a interligação entre elas. Antes de se proceder ao cálculo dos valores, a informação é filtrada mediante as opções do utilizador, devendo este selecionar quais as fases da ACV e as tecnologias que quer abordar;
- “Indicadores e Fontes”: Indica a representatividade de cada indicador ambiental em cada tecnologia. Esta *worksheet* permite obter uma leitura gráfica dos dados selecionados pelo utilizador de forma a alcançar resultados e assim identificar quais os indicadores com maior preponderância em cada tecnologia, podendo um exemplo ser visto na Figura 19;

INDICADOR	Biomassa	Eólica	Geotérmica	Grande Hidrica	Pequena Hidrica	Ondas e Marés	Solar CSP	Solar PV	Central Térmica - Carvão	Central Térmica - Fuel Oil	Central Térmica - Gás natural	Cogeração - Fuel Oil	Cogeração - Gás natural
AC [mgSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	10,58	0,00	1,42	0,00	0,00E+00	0,00	0,00E+00	6,22E+10	0,00E+00	7,08E+08	0,00E+00	4,60E+10
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	1,32	0,00	0,11	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,04E+11	0,00E+00	1,71E+00	0,00E+00	7,26E+08
OD [mgCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	0,00E+00	6,24E-05	0,00E+00	3,92E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,00E-03	0,00E+00	6,84E+00	0,00E+00	0,00E+00
ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	1,03	0,00	4,34	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,75E+10	0,00E+00	3,34E+04	0,00E+00	2,01E+10
GW [mgCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	2253,08	0,00	955,46	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,31E+14	0,00E+00	1,44E+11	0,00E+00	2,86E+13



**Figura 19 Worksheet “Indicadores e fontes”**

A organização das tecnologias trata-se da secção mais relevante da ferramenta. Esteve sempre prevista a realização da avaliação do ciclo de vida para um grupo fixo de tecnologias, agrupadas na componente renovável e não renovável (Tabela 18):

**Tabela 18. Tecnologias consideradas na ferramenta ACV**

		Tecnologias	
<b>Renováveis</b>	Biomassa, Eólica, Geotérmica, Ondas e Marés		
	Hídrica	Pequena Hídrica Grande Hídrica	
	Solar	Térmica Fotovoltaica	
<b>Não Renováveis</b>	Centrais Térmicas	Combustíveis	Carvão
			Gás Natural
	Fuelóleo		
	Cogeração		Gás Natural
			Fuelóleo

As fontes de energia selecionadas vão de encontro ao que são as tecnologias produtoras de eletricidade dominantes em Portugal. Cada uma das tecnologias tem a respetiva *worksheet* na ferramenta.

Neste caso inicial, a componente renovável foi apenas abordada através da energia hídrica e eólica, sendo analisada noutra trabalho. Nota para o facto de que na componente hídrica foram apenas consideradas as centrais cuja potência instalada fosse significativa, assim como a representatividade na produção de eletricidade. Deste modo, apesar de existirem as centrais denominadas de “Pequena Hídrica”, a ACV apenas se cingiu ao tipo de empreendimento hidráulico designado de “Grande Hídrica”.

A vertente não renovável, tema central desta dissertação, incidiu sobre o estudo das centrais termoelétricas e de cogeração. Para obter resultados mais precisos e tendo em conta que a produção de eletricidade de fontes não renováveis pode ser feita usando três tipos de combustíveis distintos (carvão, gás natural e fuelóleo), as centrais termoelétricas também foram organizadas em três *worksheets* diferentes (uma para cada tipo de combustível). Todavia e para esta tecnologia, apenas se analisaram o carvão e o gás natural, devido à baixa representatividade do fuelóleo (incluído na ferramenta tendo em vista eventuais trabalhos futuros) para a produção de eletricidade em Portugal continental. No que diz respeito à cogeração, de momento a produção de eletricidade proveniente desta tecnologia tem, em grande parte, origem em combustíveis fósseis (o gás natural tem mais de 50% de utilização comparativamente aos restantes combustíveis consumidos para a produção de eletricidade). Como tal, apenas foi tida em consideração a vertente fóssil desta tecnologia assim como os

dois principais combustíveis empregues, gás natural e fuelóleo (não incluído na análise mas na ferramenta e com o mesmo propósito anterior, ou seja, eventuais trabalhos futuros), fazendo assim na ferramenta uma divisão em duas *worksheets*.

A estrutura base das *worksheets* é idêntica para cada tecnologia. Na Figura 20 é possível observar-se o exemplo da *worksheet* referente à cogeração a partir do gás natural.

	Indicador	Fase de Construção			Fase de Operação				
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação e Manutenção	
Cogeração	AC	Média							
	[gSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo							
	PO	Média							
	[g C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo							
	OD	Média							
	[gCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo							
	ET	Média							
	[gPO <sub>4</sub> <sup>3-<sub>eq</sub></sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo							
GW	Média								
[gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo								
Fase de Construção									
Extração / Processamento de recursos					Transporte de materiais até local de construção da central				
AC	PO	OD	ET	GW	AC	PO	OD	ET	GW

AC
Solar Fotovoltaica
Cogeração\_Gás Natural
Cogeração\_Fuel Oil
Centrais Térmicas\_Carvão
Centrais Térmicas\_Fuel Oil

Figura 20 Excerto da *worksheet* “Cogeração – Gás Natural”

A Figura 20 apresenta uma parte da ferramenta relativa à cogeração (que opera a gás natural). Tome-se como exemplo a “Construção” como a fase do ciclo de vida e a “Extração/Processamento de recursos” como uma subfase. Para executar o cálculo do valor relativo ao indicador ambiental do Potencial de Acidificação (AC), introduzem-se os dados na respetiva coluna desse mesmo indicador (zona selecionada com a cor vermelha). Após a inserção dessa informação, o instrumento calcula de imediato o valor médio e máximo de AC para a fase e subfase escolhidas (zona selecionada com a cor verde). Ao longo de todo o instrumento, este raciocínio é aplicado aos restantes indicadores, fases de ciclo de vida e tecnologias (zona selecionada a cor azul) existentes neste instrumento.

- “Referências Bibliográficas”: Para não retirar credibilidade ao instrumento e assim optar por uma utilização fidedigna do mesmo, esta *worksheet*, aquando da introdução de novos dados na ferramenta, permite registar a referência bibliográfica dos mesmos, juntando assim à listagem de referências já existentes relativas à informação na ferramenta.

Destaque ainda para o facto de no final da introdução dos dados e no final de cada folha, ser possível calcular o valor total de cada indicador ao longo do ciclo de vida por fonte literária. Após essa operação requer-se ao utilizador que indique qual a fonte de onde foram retirados os dados (Figura 21), essa fonte será então prontamente inserida na *worksheet* “Referências Bibliográficas”, já acima descrita.

TOTAL [g/kWh]					Referências bibliográficas
AC	PO	OD	ET	GW	
0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	

**Figura 21** Introdução das referências bibliográficas

- “Registo”: Em ordem a ter um controlo rigoroso de quem insere informação, do conteúdo da mesma e para prevenir eventuais alterações indesejadas na ferramenta, foi criada uma última *worksheet* denominada de “Registo”. Como o nome indicia, nesta secção e sempre que há introdução de dados na ferramenta, registam-se automaticamente informações, tais como qual a célula do programa e *worksheet* que foram alteradas, o nome do utilizador, dia e data de inserção dos dados (Figura 22).

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
AC	PO	OD	ET	GW
1,23E+04				
	7,65E+03			
		1,31E+05		
			1,31E+05	
				4,46E+03

	A	B	C	D
1	Célula	Folha	Utilizador	Data
2	\$G\$20	Centrais Térmicas - Carvão	jabarbosa	19/07/2016 14:58
3	\$I\$25	Centrais Térmicas - Carvão	jabarbosa	19/07/2016 14:59
4	\$J\$22	Centrais Térmicas - Carvão	jabarbosa	19/07/2016 14:59
5	\$K\$24	Centrais Térmicas - Carvão	jabarbosa	19/07/2016 14:59
6	\$H\$24	Centrais Térmicas - Carvão	jabarbosa	19/07/2016 14:59

**Figura 22** Funcionamento da *Worksheet* “Registo”

Para não retirar fiabilidade aos dados recolhidos e ao próprio funcionamento da ferramenta, ao longo da mesma é impedido que o utilizador selecione ou introduza dados que não apresentem conformidade com o que se está a abordar. Tome-se como exemplo a *worksheet* “Fases de ACV”. A tecnologia da eólica não implica fases como a exploração e transporte de matérias-primas dado que, a sua fonte de produção de eletricidade é o vento. Como tal e

recorrendo à formatação por VBA (*Visual Basic for Applications*), após a ocorrência de uma situação como a supracitada, a ferramenta notifica o utilizador que não é possível preencher o tópico que deseja (Figura 23). Para além dessa notificação, a ferramenta também comunica ao utilizador com a mensagem “Campo não disponível” quando este seleccionar qualquer fase do ciclo de vida das tecnologias para as quais ainda não existem dados.

		ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
			Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Opera Manut
Fósseis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil							
		Gás natural	x	x	x	x	x	x	x
Cogeração	Fuel-oil								
	Gás natural	x	x	x	x	x	x	x	
Renovável	Biomassa								
	Eólica	x	x	x	x				
	Geotérmica								
	Grande hidrica	x	x	x					
	Pequena hidrica								
	Ondas e marés								
	Solar térmica								

Microsoft Excel

Erro: Campo não aplicável.

OK

Figura 23 Situação de erro na *worksheet* “Fases de ACV”

Outro exemplo verificado é em “MixEnergético” (Figura 24). Quando o utilizador indica quais as percentagens para cada tecnologia, o somatório de todos os valores tem de ser obrigatoriamente 100%.

Renovável	Biomassa	9,00%	
	Eólica	8,00%	
	Geotérmica	4,00%	
	Grande Hidrica	2,00%	
	Pequena Hidrica	9,00%	
	Ondas e Marés	5,00%	
	Solar CSP	12,00%	
	Solar PV	40,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>89,00%</b>	
Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão	25,00%
		Fuel-oil	3,00%
		Gás natural	7,00%
		Fuel-oil	5,00%
		Gás natural	1,00%
<b>Total não renovável</b>	<b>41,00%</b>		
<b>TOTAL nacional</b>		<b>! 130,00%</b>	
Saldo importador		-30,00%	

Figura 24 Situação de erro na *worksheet* “MixEnergético”

Para prevenir uma situação em que essa percentagem é ultrapassada e de acordo com a Figura 24, o utilizador é notificado. Neste caso, a componente renovável apresenta uma representatividade total de 89%. O total não renovável indica 41%. Quando se adicionam os dois valores perfaz um total de 130%, assim, trata-se de um erro.

Por fim, ainda inserido na estruturação da ferramenta e após a definição de todos os tópicos e divisões inerentes à mesma, a metodologia para o cálculo dos indicadores ambientais, mediante a respetiva percentagem no *mix* energético nacional assim como a tecnologia a analisar, seguiu o estabelecido nas equações 2, 3, 4 e 5:

$$I_{ME}^{max} = \sum (y_t \times I_{ACV,t}^{max}) \quad \text{Equação 2}$$

$$\bar{I}_{ME} = \sum (y_t \times \bar{I}_{ACV,t}) \quad \text{Equação 3}$$

$$I_{ACV,t}^{max} = \sum (I_{ACV,f,t}^{max}) \quad \text{Equação 4}$$

$$\bar{I}_{ACV,t} = \sum (\bar{I}_{ACV,f,t}) \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- I, indicador (AC, PO, OD, ET, GW)
- $I_{ME}^{max}$ , Valor máximo do indicador I no mix energético
- $I_{ACV,t}^{max}$ , Valor máximo do indicador I no ciclo de vida da tecnologia t
- $I_{ACV,f,t}^{max}$  Valor máximo do indicador I na fase f do ciclo de vida da tecnologia t
- $\bar{I}_{ME}$ , Valor médio do indicador I no mix energético
- $\bar{I}_{ACV,t}$  Valor médio do indicador I no ciclo de vida da tecnologia t
- $\bar{I}_{ACV,f,t}$  Valor médio do indicador I na fase f do ciclo de vida da tecnologia t
- t, Tecnologia (Biomassa, Cogeração, Eólica, Centrais Termoelétricas...)
- $y_t$ , Fração da tecnologia no *mix*
- f, Fase do ciclo de vida

Na Figura 25 (assinalado a cor verde), as equações 2 e 3 permitem obter os valores médios ( $\bar{I}_{ME}$ ) e máximos ( $I_{ME}^{max}$ ) finais de cada indicador ambiental, de acordo com as variáveis introduzidas pelo utilizador na ferramenta.

Indicador		
AC [mgSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	8,70
	Máximo	17,20
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,26
	Máximo	2,29
OD [µgCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,40E-07
	Máximo	2,89E-07
ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,90
	Máximo	2,57
GW [gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,37
	Máximo	4,06

Figura 25 Parâmetros  $I_{ME}^{max}$  e  $\bar{I}_{ME}$

Por seu turno, a Figura 26 demonstra um exemplo (a cor vermelha) onde são aplicadas as fórmulas 4 e 5, ou seja, para o cálculo do valor máximo do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$  ( $I_{ACV,t}^{max}$ ) e para a obtenção do valor médio do indicador  $I$  no ciclo de vida da tecnologia  $t$  ( $\bar{I}_{ACV,t}$ ), isto para cada indicador ambiental.

	Indicador	Fase de Construção			TOTAL
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de	Montagem/ Construção das centrais	
Centrais Térmicas	AC	Média			0,00E+00
	[gSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo			0,00E+00
	PO	Média			0,00E+00
	[g C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo			0,00E+00
	OD	Média			0,00E+00
	[gCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo			0,00E+00
	ET	Média			0,00E+00
	[gPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo			0,00E+00
GW	Média			0,00E+00	
[gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Máximo			0,00E+00	

Figura 26 Parâmetros  $I_{ACV,t}^{max}$  e  $\bar{I}_{ACV,t}$

## 6.4. Resultados Obtidos

Tomando em conta as percentagens do *mix* energético nacional das diversas fontes de energia nos anos em análise neste trabalho (2011 a 2015), na avaliação de impacto ambiental para cada indicador foram considerados os valores constantes da Figura 27:

FONTE   ANO		2011	2012	2013	2014	2015	
Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão	30,0%	31,3%	23,5%	24,2%	30,2%
		Fuel-oil					
	Cogeração	Gás natural	9,0%	3,6%	1,5%	0,7%	5,7%
		Fuel-oil					
		Gás natural	9,9%	10,9%	11,9%	10,3%	9,3%

**Figura 27 Percentagens utilizadas no mix energético para o cálculo dos indicadores ambientais**

As percentagens da Figura 27 foram definidas de acordo com os valores disponíveis na DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia). Para cada ano e após analisar a situação para cada combustível, através do cálculo da respetiva representatividade no *mix* energético nacional, foi possível obter as proporções ponderadas. Salienta-se que, tanto para a cogeração como para as centrais termoelétricas, foi excluído o fuelóleo dado que a sua percentagem de utilização no decorrer do intervalo de tempo em estudo se revelou praticamente constante e pouco significativa, quando comparada com os restantes combustíveis. Assim, através da ferramenta *LCA4Power* e usando a informação existente na mesma, procedeu-se ao cálculo dos respetivos indicadores ambientais, tendo-se obtido os valores apresentados na Tabela 19.

**Tabela 19. Valores obtidos para os indicadores ambientais**

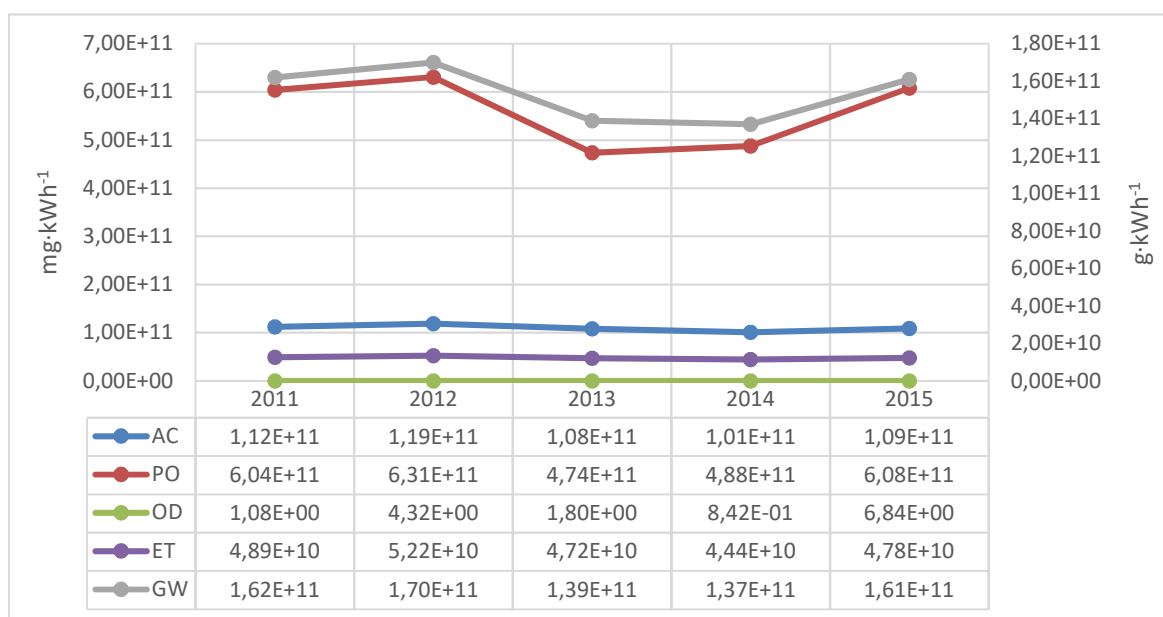
	AC	PO	OD	ET	GW
	mg SO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>	mg C <sub>2</sub> H <sub>4,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>	mg CFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>	mg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>	g CO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup>
<b>2011</b>	1,12 × 10 <sup>11</sup>	6,04 × 10 <sup>11</sup>	1,08	4,89 × 10 <sup>10</sup>	1,62 × 10 <sup>11</sup>
<b>2012</b>	1,19 × 10 <sup>11</sup>	6,31 × 10 <sup>11</sup>	4,32	5,22 × 10 <sup>10</sup>	1,70 × 10 <sup>11</sup>
<b>2013</b>	1,08 × 10 <sup>11</sup>	4,74 × 10 <sup>11</sup>	1,80	4,72 × 10 <sup>10</sup>	1,39 × 10 <sup>11</sup>
<b>2014</b>	1,01 × 10 <sup>11</sup>	4,88 × 10 <sup>11</sup>	0,842	4,44 × 10 <sup>10</sup>	1,37 × 10 <sup>11</sup>
<b>2015</b>	1,09 × 10 <sup>11</sup>	6,08 × 10 <sup>11</sup>	6,84	4,78 × 10 <sup>10</sup>	1,61 × 10 <sup>11</sup>

Para se obter uma ideia da variação dos indicadores ao longo do intervalo de tempo a analisar, a informação foi representada graficamente. Os resultados são apresentados na Figura 28. O indicador ambiental GW que, tal como seria de esperar e ainda que represente um impacto ambiental e tenha uma unidade diferente, tem um valor muito superior aos restantes indicadores ambientais, dado que as centrais termoelétricas e as de cogeração são tecnologias que têm uma característica intrínseca, comum a ambas e que as distingue das

diferentes tecnologias de índole renovável, ou seja, a queima de combustível (característica que é a principal responsável pela emissão de gases com efeito de estufa).

Quanto aos outros indicadores ambientais, todos apresentaram valores praticamente constantes entre 2011 e 2015. Destaque ainda para o PO, que de acordo com os dados disponíveis se destaca dos restantes indicadores pertencentes a este grupo, voltando a frisar que esta observação tem em conta o impacto ambiental e unidade referente a este indicador, que é diferente dos restantes. Todavia e apesar de apresentar maior magnitude de valores, a tendência da evolução do mesmo vai de encontro às dos outros indicadores.

Outra conclusão a reter é que se verificou uma descida considerável dos valores de todos os indicadores ambientais entre os anos de 2012 e 2014, o que é facilmente justificado pela forte presença da componente renovável no *mix* energético nacional para o período em questão, derivado à parcela da energia eólica e hídrica. Por fim, entre 2014 e 2015 o resultado da variação dos indicadores ambientais também acompanha os valores percentuais no *mix* energético nacional, onde a componente fóssil (47,3%), apesar do seu aumento encontra-se com valores pouco inferiores aos da componente renovável (48,2%).



**Figura 28** Indicadores ambientais AC, PO, OD e ET ( $\text{mg}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ) e GW ( $\text{g}\cdot\text{kWh}^{-1}$ )

## 6.5. Casos Práticos

Não estando diretamente ligado aos resultados obtidos mas ainda dentro do contexto da função da ferramenta, nesta secção de casos práticos procede-se ao estudo de dois exemplos de aplicação da ferramenta *LCA4Power*, analisando apenas a componente fóssil.

- Exemplo 1: Comparação entre uma situação onde existe uma repartição de 50% de produção de eletricidade oriunda das centrais térmicas que operam a gás natural e 50% provenientes de centrais de cogeração, que também têm no gás natural o combustível de operação; e uma segunda situação onde se efetua um estudo para um *mix* energético com 100% de eletricidade produzida por centrais que operam a carvão.

### Etapa 1 – Introdução das percentagens no *mix* energético.

Aqui o utilizador seleciona e escolhe as parcelas do *mix* energético nacional referentes à(s) tecnologia(s) que pretende analisar (Figura 29) e que neste caso, são as descritas anteriormente.

Renovável	Biomassa	0,00%	
	Eólica	0,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hídrica	0,00%	
	Pequena Hídrica	0,00%	
	Ondas e Marés	0,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	0,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>0,00%</b>	
	Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão
Fuel-oil			0,00%
Cogeração		Gás natural	50,00%
		Fuel-oil	0,00%
		Gás natural	50,00%
		<b>Total não renovável</b>	<b>100,00%</b>
		<b>TOTAL nacional</b>	<b>100,00%</b>
		Saldo importador	0,00%

Renovável	Biomassa	0,00%	
	Eólica	0,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hídrica	0,00%	
	Pequena Hídrica	0,00%	
	Ondas e Marés	0,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	0,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>0,00%</b>	
	Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão
Fuel-oil			0,00%
Cogeração		Gás natural	0,00%
		Fuel-oil	0,00%
		Gás natural	0,00%
		<b>Total não renovável</b>	<b>100,00%</b>
		<b>TOTAL nacional</b>	<b>100,00%</b>
		Saldo importador	0,00%

Figura 29 Selecção das percentagens do *mix* energético nacional para ambos os casos

## Etapa 2 – Interpretação e comparação dos resultados

De modo a ser mais perceptível a interpretação dos resultados obtidos, nesta etapa está patente uma comparação entre as duas situações consideradas, sendo que e posteriormente se vai comparar o cálculo dos indicadores ambientais resultantes das mesmas. Começemos por um *mix* com 50% de representatividade via centrais térmicas e de cogeração a gás natural sendo que, os resultados se encontram na Figura 30.

Não renovável			Indicador			
Centrais dedicadas	Carvão	0,00%	AC [mgSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,53E+11	
	Fuel-oil	0,00%		Máximo	3,75E+11	
	Gás natural	50,00%	PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	3,90E+09	
	Fuel-oil	0,00%		Máximo	3,90E+09	
	Cogeração	Gás natural	50,00%	OD [μgCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	6,00E+04
		Fuel-oil	0,00%		Máximo	6,00E+04
Total não renovável		100,00%	ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,08E+11	
TOTAL nacional		100,00%		Máximo	2,04E+11	
Saldo importador		0,00%	GW [gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,54E+11	
				Máximo	2,68E+11	

Figura 30 Resultados obtidos para 50% de representatividade no *mix* energético das centrais térmicas e de cogeração a gás natural

Por outro lado, os resultados obtidos para a situação em que a eletricidade é produzida a 100% em centrais térmicas que operam a carvão são os seguintes (Figura 31):

Não renovável			Indicador			
Centrais dedicadas	Carvão	100,00%	AC [mgSO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,07E+11	
	Fuel-oil	0,00%		Máximo	4,82E+11	
	Gás natural	0,00%	PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,01E+12	
	Fuel-oil	0,00%		Máximo	4,03E+12	
	Cogeração	Gás natural	0,00%	OD [μgCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,00E+01
		Fuel-oil	0,00%		Máximo	1,00E+01
Total não renovável		100,00%	ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	9,17E+10	
TOTAL nacional		100,00%		Máximo	3,83E+11	
Saldo importador		0,00%	GW [gCO <sub>2,eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	4,37E+11	
				Máximo	1,14E+12	

Figura 31 Resultados obtidos para 100% de representatividade no *mix* energético das centrais térmicas a carvão

Analisando os resultados é possível concluir que em relação ao indicador de acidificação (AC) e comparando ambas as situações e os valores médios, este indicador é maior no caso em que a electricidade produzida em Portugal continental é 50% oriunda de centrais térmicas e de cogeração a gás natural respectivamente.

No que diz respeito ao potencial fotoquímico (PO), os resultados obtidos também remetem para valores superiores na situação acima supracitada. Tal é possível, provavelmente devido à forma como se realiza o processo de queima, que ao atingir temperaturas de combustão mais elevadas facilita a formação de NO<sub>x</sub> permitindo assim que os valores obtidos para o caso de 50% para cada combustível e para o indicador em questão sejam maiores.

Quanto ao potencial de depleção da camada de ozono (OD) o resultado obtido também segue a tendência referida acima, isto é, apresenta maiores valores para a situação de 50% de ambas as tecnologias com gás natural como combustível. Tal é possível de se afirmar dada à possibilidade da influência dos NO<sub>x</sub> derivados do processo de queima dos combustíveis.

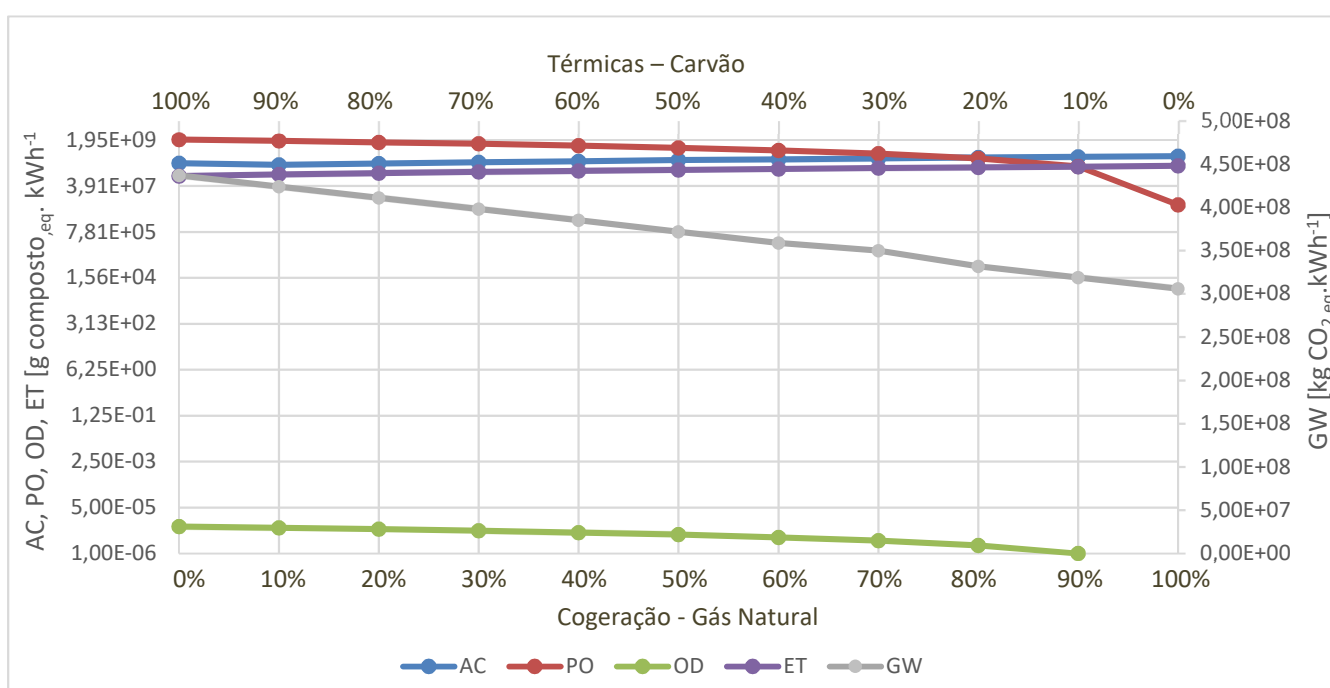
Para o potencial de eutrofização (ET), os valores calculados indicam que este indicador é mais incisivo na situação em que a electricidade é produzida 100% em centrais térmicas a carvão.

Por fim e analisando o indicador do potencial de alterações climáticas (GW), os valores verificam-se superiores no caso em que o mix energético apresenta 100% de electricidade produzidas com centrais térmicas a carvão. Esse resultado, por exemplo, vai de encontro ao esperado, dado que o nível de emissões o carvão apresenta níveis de gases com efeito de estufa (CO<sub>2</sub> como gás mais representativo ao nível do fenómeno das alterações climáticas) mais elevados comparativamente ao gás natural.

- Exemplo 2: Outro exemplo de cálculo efetuado assenta no mesmo modelo do caso anterior. O objetivo passa por determinar qual a melhor solução (embora que hipoteticamente) a implementar, sob o ponto de vista ambiental, através da comparação entre centrais de cogeração e centrais termoelétricas, ou seja, qual a melhor repartição de percentagens do *mix* energético das tecnologias, que produz menores valores de indicadores ambientais.

A análise em causa foi realizada para os combustíveis com maior representatividade para cada tecnologia. Deste modo considerou-se o gás natural para as centrais de cogeração e o carvão para as centrais térmicas ou dedicadas.

A introdução gradual das percentagens do *mix* energético efetuou-se conforme o realizado previamente na Figura 30 e na Figura 31, por exemplo, começando com 100% de cogeração a gás natural e 0% de centrais dedicadas a carvão. De seguida, de uma forma proporcional e até alcançar a percentagem final de 100% carvão de centrais térmicas e 0% de cogeração a gás natural, permitiu obter a correlação apresentada entre percentagens no *mix* e os respetivos valores dos indicadores ambientais. O resultado encontra-se na Figura 32.



**Figura 32 Comparação entre tecnologias através de uma relação *mix* energético vs indicadores ambientais**

Observando a figura em questão é possível concluir que uma solução praticável para um melhor desempenho ambiental, passaria por um *mix* energético com percentagens entre 80 e 100% de cogeração a gás natural e no caso das centrais termoelétricas admitir-se-ia uma percentagem entre 0 e 20%.

O indicador ambiental do potencial de Alterações Climáticas (GW), conforme o esperado e tendo em conta que o gás natural é o combustível de eleição nas centrais de cogeração (que e em comparação com o carvão, traduz-se em menores valores de emissão de GEE e

consequentemente em impactes ambientais mais reduzidos), apresenta uma descida acentuada consoante o aumento da parcela desta tecnologia no mix energético nacional.

Os valores do potencial de acidificação (AC) e do potencial de eutrofização (ET), apesar de apresentarem um crescimento pouco significativo e praticamente constante, a descida considerável do indicador ambiental do potencial de criação de ozono fotoquímico (PO) a partir de uma percentagem 80% de cogeração, acompanha o comportamento geral dos restantes indicadores, ou seja, tende a decrescer.

Por fim, nota ainda para o facto de que o indicador ambiental do potencial de depleção da camada de ozono (OD), não apresentar valores para o intervalo de percentagens de 90 a 100% de cogeração. Apesar de e possivelmente os valores de OD tenderem para zero, não foram encontrados dados na literatura indicada para o efeito que comprovem a afirmação.

# 7. Conclusões e Trabalho Futuro

## 7.1. Conclusões

O objetivo principal desta dissertação incidiu sobre a avaliação do ciclo de vida de 1 kWh de eletricidade produzida por fontes fósseis em Portugal continental, tendo sido desenvolvida a ferramenta em *MS Excel<sup>TM</sup>*, para o efeito, com o intuito de auxiliar o cálculo dos valores dos indicadores ambientais relevantes. A referida ferramenta – denominada *LCA4Power* – tomou em consideração os seguintes pressupostos:

- Fronteira limitada a Portugal continental (excluíram-se os arquipélagos dos Açores e da Madeira e a importação de energia elétrica);
- Metodologia Análise de Ciclo de Vida com uma abordagem *from cradle to gate*, restringindo-se a análise às fases de construção e operação e manutenção;
- Indicadores selecionados, potencial de acidificação (AC), potencial de eutrofização (ET), potencial de depleção da camada de ozono (OD), potencial de criação de nevoeiro fotoquímico (PO) e, potencial de alterações climáticas (GW).

A *LCA4Power* está, portanto, construída de modo a permitir ao utilizador quantificar o impacto ambiental associado ao *mix* energético por ele definido. Igualmente, e ainda que não objetivo primeiro, a ferramenta pode ser usada como estrutura de apoio à decisão por permitir a comparação entre diferentes tecnologias de produção de energia elétrica. Findo o desenvolvimento da ferramenta eletrónica, e com o propósito de testar as suas

funcionalidades e detetar eventuais erros, das situações estudadas destacam-se os seguintes casos de estudo:

#### 1) Variação do *mix* energético entre 2011 e 2015

Neste primeiro estudo, pretendeu-se analisar a evolução do *mix* energético nos últimos cinco anos e avaliar os impactos ambientais daí decorrentes.

Quanto aos indicadores ambientais, o indicador GW destacou-se relativamente aos restantes no que aos valores apresentados diz respeito, dado que, ambas as tecnologias em análise (centrais de cogeração e centrais termoelétricas) estão associadas à queima de combustível e conseqüentemente à emissão de gases com efeito de estufa. Por outro lado, os restantes indicadores ambientais e para estas tecnologias geraram valores considerados constantes entre 2011 e 2015, sendo que a tendência da evolução dos mesmos ao longo deste intervalo de tempo, é idêntica para todos os indicadores ambientais. Um facto que comprova essa afirmação é a descida considerável dos valores de todos os indicadores entre os anos de 2013 e 2014, devido à forte presença da componente renovável no *mix* energético nacional para a transição anual em questão, derivado à parcela da energia eólica e hídrica. Nota ainda para o caso de, entre os anos de 2014 e 2015, o resultado da variação dos indicadores ambientais também acompanhar os valores percentuais no *mix* energético nacional, que excluindo o saldo importador, apesar da componente fóssil (47,3%) ter aumentado e de ser inferior, gerou valores muito semelhantes à componente renovável (48,2%).

#### 2) Comparação entre as tecnologias cogeração e centrais térmicas

Outro estudo efetuado teve o intuito de determinar, através da comparação entre as centrais de cogeração e as centrais termoelétricas, qual a melhor repartição de percentagens do *mix* energético para estas tecnologias que produz menores valores de indicadores ambientais. Dada a sua maior representatividade nas referidas tecnologias, os combustíveis considerados para este caso foram o gás natural para as centrais de cogeração e o carvão para as centrais térmicas ou dedicadas.

O indicador ambiental do potencial de Alterações Climáticas (GW) apresenta uma descida acentuada consoante o aumento da parcela da percentagem de cogeração no *mix* energético nacional, o que pode ser esclarecido dada a utilização do gás natural como combustível de eleição nas centrais de cogeração e que em comparação com o carvão, traduz-se em menores

valores de emissão de GEE, logo e consequentemente, em impactos ambientais mais reduzidos. Os valores do potencial de acidificação (AC) e do potencial de eutrofização (ET) apresentam um crescimento pouco significativo e praticamente constante. Por outro lado e contrariando esse facto, o indicador ambiental do potencial de criação de ozono fotoquímico (PO) apresenta uma descida considerável a partir de uma percentagem 80% de cogeração, acompanhando assim o comportamento geral dos restantes indicadores, ou seja, uma descida dos seus valores e caminhando assim para um cenário mais sustentável a nível ambiental. Nota ainda para o facto de que o indicador ambiental do potencial de depleção da camada de ozono (OD), não apresentar valores para o intervalo de percentagens de 90 a 100% de cogeração. Apesar de e possivelmente os valores de OD tenderem para zero, não foram encontrados dados na literatura indicada para o efeito que comprovem a afirmação.

Como tal, concluiu-se que uma solução praticável para um melhor desempenho ambiental, passaria por um *mix* energético com percentagens entre os 80-100% de cogeração a gás natural e no caso das centrais termoelétricas admitir-se-ia uma percentagem entre 0 e 20%.

Por fim e para terminar, após a realização deste trabalho foi possível perceber a dificuldade que existe no estudo da temática da avaliação do ciclo vida, a carência de estudos e sobretudo de informação. Essa afirmação depende, entre outros fatores, da fronteira e variáveis definidas no trabalho, assim como da metodologia a utilizar. Todavia e considerando o caso de estudo em concreto, todo o processo desde a recolha dos dados até ao tratamento dos mesmos e posterior cálculo dos indicadores, revelou-se um desafio, muito devido à limitação de informação existente referente às tecnologias estudadas. Por exemplo, no caso das centrais termoelétricas os dados recolhidos foram mais passíveis de serem obtidos mesmo sem acesso exclusivo a dados de inventário, pelo que e através da revisão de literatura realizada para o efeito e de informação já tratada, foi possível calcular um conjunto de valores mais fidedignos para os indicadores ambientais. Por outro lado, para a cogeração, e muito provavelmente por se tratar de uma tecnologia que, quando comparada com as centrais termoelétricas, é recente e está em clara ascensão, ainda não existem muitos trabalhos em que a metodologia de ACV foi usada nesse contexto.

## **7.2. Trabalhos Futuros**

Tendo em consideração as conclusões obtidas, para desenvolvimentos futuros propõe-se estender esta abordagem a outras fontes de produção de energia. Aliás, as parcelas referentes

a outras fontes de energia também foram implementadas (cada uma com a respetiva *worksheet*) propositadamente para eventuais exercícios futuros na ferramenta estruturada neste trabalho. Apesar de não fazer parte do âmbito deste trabalho é de conhecimento geral que as principais fontes renováveis, tais como a energia hídrica e a eólica, serão cada vez mais importantes devido à sua natureza intrínseca mais sustentável que oferecem, para além da perspetiva energética.

O mesmo é aplicado à eletricidade com origem em fontes que não foram mencionadas na ferramenta. No caso da cogeração, por exemplo, pode ser produzida uma *worksheet* que incida sobre o combustível carvão. Este combustível foi excluído da ferramenta e do estudo ACV, uma vez que e segundo os dados recolhidos, o carvão nos últimos anos não foi utilizado para a produção de eletricidade nas centrais de cogeração em Portugal. No entanto e se a ferramenta for aplicada para outras realidades energéticas em que se verifica o oposto, já fará sentido existir uma *worksheet* destinada à cogeração para este combustível.

Outra sugestão passa pela definição de um estudo ACV que recaia sobre outra fronteira para além da mencionada neste trabalho. Tome-se como exemplo, um estudo ACV com uma alteração em quatro vertentes: Limitação geográfica, *mix* energético, etapas do ciclo de vida e unidade funcional. Quanto à limitação geográfica, o estudo incidiria sobre Portugal, desta feita abrangendo também os arquipélagos da Madeira e dos Açores. Ao invés de ser excluído no cálculo do valor do indicador ambiental, o saldo importador poderia ser contabilizado no *mix* energético nacional. Das etapas já identificadas e tratadas no decorrer desta dissertação e da mesma forma que foram elaboradas novas *worksheets* para fontes energéticas distintas, o estudo também poderia abranger a inclusão de etapas como distribuição de eletricidade ou até mesmo o desmantelamento da central em operação. A unidade funcional em vez de ser contabilizada em kWh, poderia ser em MWh. Embora não existam dados que o comprovem, este exemplo muito provavelmente iria originar valores bastante distintos do estudo ACV presente nesta dissertação, servindo para fazer eventuais analogias e posteriormente auxiliar a tomada de decisão de eventuais acontecimentos relacionados com o sector energético.

Na versão inicial da *LCA4Power*, apenas são considerados os valores máximos e médios dos indicadores ambientais em estudo, sendo que apenas os valores médios são contabilizados para o cálculo e para o intervalo de tempo considerado, de 2011 a 2015. Como tal e como proposta futura, sugere-se a inclusão dos valores mínimos na ferramenta pois irá permitir

uma maior compreensão da variação dos resultados dos indicadores em períodos de tempo mais alargados.

Por fim e concluindo este capítulo, sugere-se que o cálculo dos indicadores ambientais seja apenas efetuado tendo em conta a fase do ciclo de vida da produção. A razão que sustenta essa afirmação prende-se com o facto de que com a limitação da análise do estudo apenas à fase de produção, é possível calcular valores mais concretos dos indicadores ambientais provenientes inteiramente da produção de energia elétrica. Isto tudo sem contabilizar fases como a de construção da central e produção da matéria-prima inerente à mesma.



## Referências Bibliográficas

Antunes, P., Salgueiro, A., Santos, R., Lobo, G., Almeida, J. & Carvalhais, N. (2000). *Estudo sobre Sector Eléctrico e Ambiente. 1º Relatório, Impactes Ambientais do Sector Eléctrico*. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

APA (2011). *Guia de Aplicação, BREF Economics and Cross-Media Effects*. Dezembro de 2011. Agência Portuguesa do Ambiente.

APREN (2013). *As renováveis em Portugal*. Abril de 2013. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2014a). *Eletricidade renovável. Estratégia para o desenvolvimento*. 25 de Setembro de 2014. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2014b). *A electricidade de origem renovável em Portugal continental*. Dezembro de 2014. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

APREN (2015). *Boletim das energias renováveis*. Dezembro de 2015. Associação Portuguesa para as Energias Renováveis.

Atilgan, B. & Azapagic, A. (2015). *Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey*. *Journal of Cleaner Production* 106: 555-564.

Atilgan, B. & Azapagic, A. (2016). *An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation in Turkey*. *Energy Policy* 93: 168–186.

Brander, M., Tipper, R., Hutchinson, C., Davis, G. (2008). *Technical Paper. Consequential and Attributional Approaches to LCA: a Guide to Policy Makers with Specific Reference to Greenhouse Gas LCA of Biofuels*. Ecometrica Press. 2008

DGEG (2010). *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal*. Direcção Geral de Energia e Geologia.

EDF (2008). *Product-category rules (PCR) For preparing an environmental product declaration (EPD) for Power Supply*. Setembro de 2008. Environment and Development Foundation.

EEA (2015). *Renewables successfully driving down carbon emissions in Europe*, *European Environment Agency*, publicado a 17 Fevereiro 2015.

USEPA (2006). *Life cycle assessment: Principles and Practice*, Maio 2006. U.S. Environmental Protection Agency.

EPRI (2016). *Choosing Electricity Generation Technologies*, Março de 2016. Electric Power Research Institute.

EU (2014). Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões - *Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030*. Bélgica, Janeiro 2014. European Commission.

EU (2016e). *Energy Statistics, Energy Datasheets: EU-28 Countries*, EU Commission, DG ENER, Unit A4. European Commission.

Eurelectric (2015). *Power Statistics and Trends: The Five Dimensions of the Energy Union*. Dezembro 2015.

Fernandes, A. C., Guerra, M. D., Ribeiro, R. & Rodrigues, S. (2015). *Relatório do Estado do Ambiente*. Agência Portuguesa do Ambiente.

Garcia, R., Marques, P. & Freire, F. (2014). *Life-cycle assessment of electricity in Portugal*. Applied Energy 134: 563–572.

IEA (2008). *Combined Heat and Power, Evaluating the benefits of greater global investment*. International Energy Agency.

IEA (2016). *Energy Policies of IEA Countries, Portugal, 2016 Review*. International Energy Agency.

Jaramillo, P., Griffin, W.M. & Matthews, H.S. (2007). *Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation*. Environmental, Science & Technology 41(7): 6290-6296.

Jeffs, E. (2009). *Green Energy – Sustainable Electricity Supply with Low Environmental Impact*. CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC. ISBN 978143981923.

Matos, F., Sousa, J. & Mendes, V. (2005). *Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no espaço Ibérico*. ISEL, DEEA – Secção de Sistemas de Energia

Olivier, J.G.J., Janssens-Maenhout, G., Muntean, M. & Peters, J.A.H.W. (2015). *Trends in global CO<sub>2</sub> emissions: 2015 Report*. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. JRC Technical Note number: JRC98184

Pereira, T. C., Seabra, A., Pina, A., Canaveira, P., Amaro, A. & Freitas, L. (2015). *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990-2013*. Agência Portuguesa do Ambiente.

REN (2011). *Dados Técnicos 2011*. Rede Energética Nacional.

REN (2016b). *Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, Rede de Muito Alta Tensão*. Publicado a 1 de Janeiro de 2016. Redes Energéticas Nacionais.

Rocha, T. (2011). *Sistemas de Cogeração e Trigeração*. Revista técnico profissional “O Eletricista”. Cogeração: 88-96

Sá, A. F. R. (2012). *Eficiência Energética e Energias Renováveis*. Revista técnico profissional “O Eletricista”. Sistemas de Cogeração: 36-43

Santos, R. Q. (2015). *Cogeração na Indústria. A cogeração como medida de eficiência energética na indústria: vantagens, enquadramento regulatório e situação em Portugal*. Cogen Portugal.

Santoyo-Castelazo, E. & Azapagic, A. (2014). *Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects*. Journal of Cleaner Production 80: 119-138.

Santoyo-Castelazo, E., Gujba, H. & Azapagic, A. (2011). *Life cycle assessment of electricity generation in Mexico*. Energy 36(3): 1488-1499.

Silva, C. S. L & Mendonça, J. P. L. (2003). *Produção e Distribuição Centralizada de Energia Térmica e Cogeração*. 2003.

Skipka, K.J. & Theodore, L. (2014). *Energy Resources, Availability, Management, and Environmental Impacts*. CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC. ISBN 9781466517400.

UN (1998). *Kyoto protocol to the United Nations framework convention on Climate Change*, United Nations.

Varun, Bhat, I.K. & Prakash, R. (2009). *LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13(5): 1067–1073.

## *Normas e Legislação*

DL 538/99, Decreto-Lei n.º 538/99, Diário da República – I Série – A – N.º 288, 13 de Dezembro 1999. Ministério da Economia.

DL 80/2006, Decreto-Lei n.º 80/2006, Diário da República – I Série - A – N.º 2469, 4 de Abril de 2006.

Diretiva 2012/27/EU. *Directive 2012/27/Eu of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.* 14 de Novembro de 2012.

Norma EPA/600/R-06/060 (2006). U.S. Environmental Protection Agency (2006), May 2006. *Life cycle assessment: Principles and Practice*, Maio 2006

Norma ISO 14040 (2006). *Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework*, Janeiro 2006. ISO – International Organization for Standardization.

Portaria n.º 325-A/2012. Diário da República, 1.ª série – N.º 200, 16 de outubro de 2012, Ministério da Economia e do Emprego.

Protocolo de Quioto (1998). United Nations, *Kyoto protocol to the United Nations framework convention on Climate Change*, 1998

## *Páginas web*

APREN, “APREN - Associação Portuguesa para as Energias Renováveis” (2016). <http://www.apren.pt> (acedido a 15 de março 2016)

ATEHP (2011). Acedido a 12 de Julho de 2016. [http://www.atehp.pt/catalogo\\_noticias.php?ID=119](http://www.atehp.pt/catalogo_noticias.php?ID=119). Associação de Técnicos de Engenharia Hospitalar Portugueses.

Cogen EUROPE – *The European Association for the Promotion of Cogeneration* (2016a). Acedido a 30 de Junho de 2016. [http://www.cogeneurope.eu/fuel-types\\_325.html](http://www.cogeneurope.eu/fuel-types_325.html)

Cogen EUROPE – *The European Association for the Promotion of Cogeneration* (2016b). Acedido a 30 de Junho de 2016. [http://www.cogeneurope.eu/what-is-cogeneration\\_19.html](http://www.cogeneurope.eu/what-is-cogeneration_19.html)

Cogen PORTUGAL – Associação Portuguesa de Cogeração (2016). Acedido a 3 de Março de 2016. <http://www.cogenportugal.com>

DAIKIN (2016). Acedido a 27 de Julho de 2016. <http://www.daikin.co.uk/seasonal-efficiency/eu-2020-targets.jsp>. Daikin Airconditioning UK, LTD.

EDP (2016). Acedido a 6 de Julho de 2016, <http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/ambiente/gestaoedesempenho/Pages/Gestaoedeseempenho.aspx>. Energias de Portugal.

EDPSU (2016). Acedido em 29 de Março 2016, <http://www.edpsu.pt/pt/origemdaenergia/Pages/OrigensdaEnergia.aspx>. Energias de Portugal Serviço Universal.

EU (2016a). Acedido a 13 de Março de 2016, [http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/index\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/index_pt.htm). *European Commission*

EU (2016b). Acedido a 17 de Março de 2016, <http://ec.europa.eu/eurostat>. *European Commission*.

EU (2016c). Acedido a 5 de Abril de 2016, [http://europa.eu/pol/ener/index\\_pt.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_pt.htm). *European Commission*.

EU (2016d). Acedido a 7 de Julho de 2016. <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/country>. *European Commission*.

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia (2016). Acedido a 15 de Março de 2016, <http://www.lneg.pt/>.

NETL – National Energy Technology Laboratory (2016). Acedido em Março de 2016. <https://www.netl.doe.gov/research/energy-analysis/life-cycle-analysis>

REN (2016a). Acedido a 7 de Julho de 2016, <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>. Redes Energéticas Nacionais.

UNESA (2016). Acedido a 3 de Julho de 2016, <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1351-central-termica>. Asociación Española de la Industria Eléctrica.

UNESA (2016b). Acedido a 3 de Julho de 2016, <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>. Asociación Española de la Industria Eléctrica.

UN, United Nations (2015). Acedido a 24 de Agosto de 2016, [http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9485.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php)

Wordpress (2013). Acedido a 3 de Julho de 2016, <https://centraistermoeletricas.wordpress.com/centrais/centrais-convencionais/>

# Anexos

## **Anexo A**      **Guia do Utilizador**

Neste anexo, apresenta-se o Guia do Utilizador aplicado à ferramenta utilizada para o cálculo dos indicadores ambientais.

# Guia do Utilizador

***LCA4Power – Versão 1.0***

**Joaquim Barbosa & Marta Simaria**

*O presente documento tem como principal objetivo o fornecimento de instruções para a correta utilização da ferramenta MS Excel desenvolvida com o propósito da avaliação do ciclo de vida de 1 kWh de energia elétrica produzido em Portugal, com base no mix energético nacional.*

## Índice

<b>1. MIX ENERGÉTICO .....</b>	<b>84</b>
<b>2.ESCOLHA DAS ETAPAS E TECNOLOGIAS A CONSIDERAR.....</b>	<b>85</b>
<b>3.INTRODUÇÃO DE DADOS .....</b>	<b>87</b>
<b>4.CÁLCULO DOS VALORES DOS INDICADORES, POR TECNOLOGIA .....</b>	<b>89</b>
<b>5.CÁLCULO DOS VALORES DOS INDICADORES, POR TECNOLOGIA, COM BASE NO MIX ENERGÉTICO .....</b>	<b>89</b>
<b>6. CÁLCULO DOS VALORES TOTAIS DOS INDICADORES, COM BASE NO MIX ENERGÉTICO .....</b>	<b>91</b>
<b>7.REGISTO .....</b>	<b>92</b>

# Guia do Utilizador

## **Mix energético e fontes consideradas**

Atualmente, e de acordo com informação da APREN<sup>1</sup>, o *mix* energético português relativo à produção de energia elétrica é composto pela produção associada a duas tecnologias que fazem – maioritariamente – uso de combustíveis fósseis (centrais de cogeração e térmicas) e seis fontes de energia renovável – biomassa, eólica, geotérmica, hídrica, ondas e marés, e solar. Em relação aos fósseis a ferramenta compreende a utilização de carvão, gás natural e *fuel oil*. Relativamente às renováveis a ferramenta considera a distinção entre solar térmica e solar fotovoltaica e ainda desagrega a grande e a pequena hídrica.

## **Indicadores**

Mediante a definição do *mix* energético relativo a um determinado ano pelo utilizador (na folha “MixEnergético”), a ferramenta calcula um conjunto de cinco indicadores – Potencial de Acidificação (AC); Potencial de Depleção da Camada de Ozono (OD); Potencial de Eutrofização (ET); Potencial de Oxidação Fotoquímica (PO) e Potencial de Alterações Climáticas (GW) – para o conjunto de fontes de energia e etapas do ciclo de vida selecionadas.

---

<sup>1</sup> APREN – Associação Portuguesa para as Energias Renováveis

## **Fronteira**

•••

A primeira versão da ferramenta não toma em conta a eletricidade importada e os arquipélagos da Madeira e dos Açores, uma vez que a fronteira se encontra limitada a Portugal continental.

Apesar disso, a ferramenta permite facilmente a inclusão de novos valores e/ou partes do sistema.

# 1. Mix Energético



O utilizador deve começar por aceder à segunda folha da ferramenta, onde é possível definir os valores de percentagem referentes a cada tecnologia.

Renovável	Biomassa	
	Eólica	
	Geotérmica	
	Grande Hidrica	
	Pequena Hidrica	
	Ondas e Marés	
	Solar CSP	

Cada célula deve ser preenchida com o valor correspondente por tecnologia.

Ainda na folha “MixEnergético” é apresentada uma tabela com os valores anuais (em percentagem) da representatividade das diversas fontes do *mix* energético nacional. Deste modo será possível no futuro a inclusão de mais informação e/ou valores na ferramenta.

FORTE   ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Não renovável	Carvão	30,0%	31,3%	23,5%	24,2%	30,2%					
	Fuel-oil										
	Gás natural	9,0%	3,6%	1,5%	0,7%	5,7%					
Centrais dedicadas	Fuel-oil										
	Gás natural	9,9%	10,9%	11,9%	10,3%	9,3%					
	Biomassa	5,0%	5,0%	5,0%	5,4%	5,1%					
Renovável	Eólica	18,0%	20,0%	23,0%	23,7%	22,5%					
	Geotérmica										
	Grande Hidrica	21,0%	11,0%	25,0%	29,4%	17,5%					
	Pequena Hidrica	1,0%	1,0%	3,0%	3,0%	1,6%					
	Ondas e Marés										
	Solar CSP										
	Solar PV	1,0%	1,0%	1,0%	1,2%	1,5%					

De forma a notificar o utilizador na colocação errada de dados, para células com valor igual ou superior a 100% surge uma coloração vermelha a sinalizar o erro.

De forma a evitar lapsos na introdução de valores, a ferramenta encontra-se preparada para alertar o utilizador.

Renovável	Biomassa	5,00%	
	Eólica	18,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hidrica	21,00%	
	Pequena Hidrica	1,00%	
	Ondas e Marés	58,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	1,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>X 104,00%</b>	
Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão	30,00%
		Fuel-oil	0,00%
		Gás natural	9,00%
	Cogeração	Fuel-oil	52,00%
		Gás natural	9,90%
		<b>Total não renovável</b>	<b>X 100,90%</b>
<b>TOTAL nacional</b>	<b>X 204,90%</b>		
Saldo importador	-104,90%		

As células "Total Renovável" e "Total não renovável" alertam para o erro na introdução de valores, sinalizando com um "X" quando o somatório das percentagens das tecnologias é superior a 100%.

O mesmo acontece com a célula do somatório total das percentagens do mix, que nunca poderá ser superior a 100%.

## 2. Escolha das etapas e tecnologias a considerar



Na folha seguinte o utilizador pode selecionar as fontes e as etapas a considerar no cálculo dos impactes. Desta forma é possível a determinação do valor dos impactes de uma só tecnologia ou um conjunto de tecnologias. O mesmo se aplica para as diversas etapas. Deve ser assinalada com um "X" a célula correspondente à tecnologia e à etapa que se queira considerar para o cálculo final. Note que, se utilizar um símbolo diferente de "X", a ferramenta não irá considerar o cálculo.

		ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
			Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fósseis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil							
		Gás natural	x	x	x	x	x	x	x
	Cogeração	Fuel-oil							
		Gás natural	x	x	x	x	x	x	x

De notar que, para as etapas que não foram consideradas para determinadas tecnologias na ferramenta, surge uma mensagem de erro.

The diagram shows a table with columns for 'Fase de construção' and 'Fase de operação', and rows for 'ETAPAS ACV CONSIDERADAS' and various technologies. A blue arrow points from the text above to the table. A Microsoft Excel error message box is overlaid on the table, indicating an error for the 'Exploração de matérias-primas' stage for the 'Eólica' technology.

	ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fosséis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Cogeração		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Renováveis		Biomassa						
		Eólica	x	x	x	x		
		Geotérmica						

Microsoft Excel  
 Erro: Campo não aplicável.  
 OK

Uma vez que, por exemplo, para a tecnologia eólica não é considerada a etapa “Exploração de matérias-primas”, presente na fase de operação, surge a mensagem “**Erro: Campo não aplicável**”.

Uma mensagem semelhante surge para as tecnologias e etapas para as quais não existem ainda dados disponíveis.

The diagram shows a table similar to the one above, but with a Microsoft Excel warning message box overlaid, indicating that data is not available for the 'Geotérmica' technology.

	ETAPAS ACV CONSIDERADAS	Fase de construção			Fase de operação			
		Extração / Processamento de recursos	Transporte de materiais até local de construção da central	Montagem/ Construção das centrais	Exploração de matérias-primas	Transporte de matérias-primas	Tratamento de matérias-primas	Operação & Manutenção
Fosséis	Centrais dedicadas	Carvão	x	x	x	x	x	x
		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Cogeração		Fuel-oil						
		Gás natural	x	x	x	x		
Renováveis		Biomassa						
		Eólica	x	x	x			
		Geotérmica						
		Grande hídrica	x	x	x			

Microsoft Excel  
 Atenção: Campo não disponível.  
 OK

Numa primeira versão, não existem ainda dados disponíveis para a fonte Geotérmica, pelo que, ao seleccionar com um “X” qualquer etapa do ciclo de vida desta tecnologia, irá surgir a mensagem: “**Atenção: Campo não disponível**”.

As tecnologias acima referidas encontram-se distribuídas originando um total de 13 diferentes páginas:

### Renováveis

Biomassa	Eólica	Geotérmica	Grande Hídrica	Pequena Hídrica	Ondas e Marés	Solar Térmica	Solar Fotovoltaica
----------	--------	------------	----------------	-----------------	---------------	---------------	--------------------

### Não Renováveis

Cogeração_Gás Natural	Cogeração_Fuel Oil	Centrais Térmicas_Carvão	Centrais Térmicas_Fuel Oil	Centrais Térmicas_Gás Natural
-----------------------	--------------------	--------------------------	----------------------------	-------------------------------

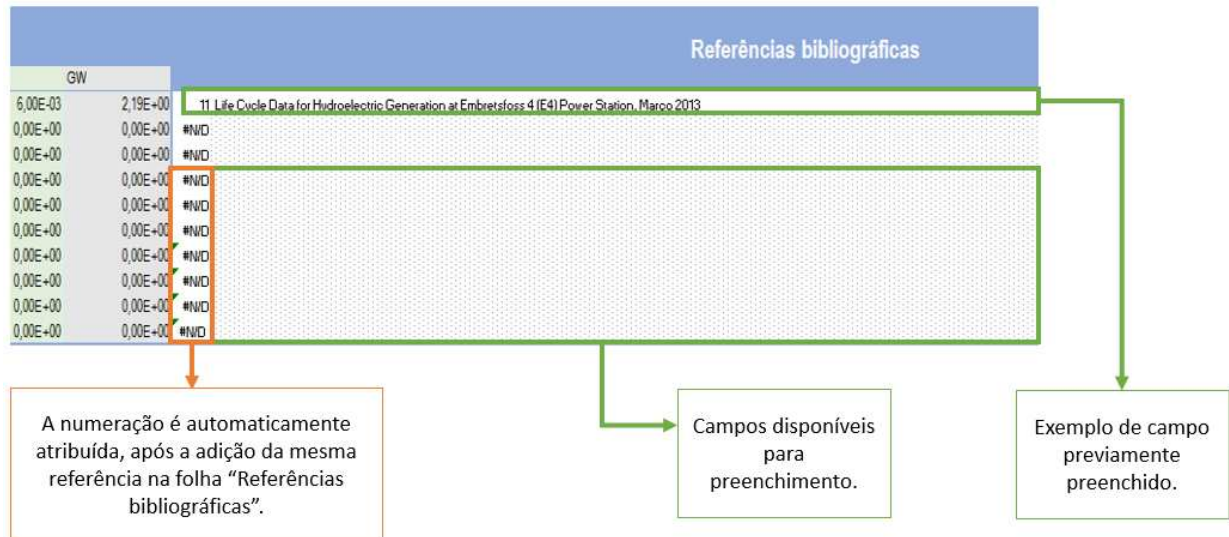
## 3. Introdução de dados

Para cada página da tecnologia devem ser introduzidos, por linha, os valores referentes aos diferentes fatores de emissão para as diversas fases, sendo calculado no final de cada linha de dados um somatório total por indicador e por referência.

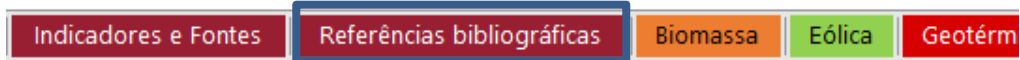
Fase de Operação										
Montagem/Construção das centrais						Operação & Manutenção				
AC	PO	OD	ET	GW		AC	PO	OD	ET	GW
1,04E-08	7,62E-10	2,56E-13	1,48E-09	2,63E-06		1,47E-09	7,74E-11	3,48E-14	2,14E-10	3,24E-07
1,00E-09	1,00E-09		1,20E-10	0,0004		2,00E-09	2,00E-09		2,40E-10	0,0006
1,00E-03	2,00E-04		2,00E-04	0,2		2,00E-03	3,00E-04		2,00E-04	0,6
1,00E-03	1,00E-04		2,00E-04	0,2		2,00E-03	2,00E-04		2,00E-04	0,3
1,00E-03	1,00E-04		1,00E-04	0,1		1,00E-03	1,00E-04		1,00E-04	0,3
0,00E+00										0,7
TOTAL [g/kWh]										
AC	PO	OD	ET	GW		AC	PO	OD	ET	GW
3,63E-08	3,05E-09	1,14E-12	5,25E-09	8,41E-06		3,50E-08	1,02E-08	0,00E+00	2,96E-09	8,20E+00
6,00E-02	7,10E-03	0,00E+00	5,00E-03	1,43E+01		4,20E-02	5,50E-03	0,00E+00	3,90E-03	1,02E+01
5,40E-02	7,10E-03	0,00E+00	4,80E-03	1,24E+01		2,68E-07	2,13E-09	5,22E-13	5,67E-09	6,57E-06
0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00		0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00		0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00		0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

As células em branco são editáveis, de modo a que seja possível o acréscimo de mais dados.

Sempre que novos dados forem adicionados à base de dados, deve o utilizador fazer referência à sua fonte, no campo referências, presente em cada folha das energias.



As referências podem ser consultadas na folha com o nome “Referências bibliográficas”.



DESIGNAÇÃO	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
1	PRé, various authors (2016). SimaPro Database Manual. Sima Pro.
2	LIFE CYCLE ASSESSMENT OF 1KWh GENERATED BY A GAMESA ONSHORE WINDFARM G90-2.0Mw, ECOWIND, Junho 2013
3	Life Cycle Assessment of Electricity Production from a Vestas V112- 3MW Turbine Wind Plant, Janeiro 2011
4	Vestas, (2011). Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark
5	Vestas, (2015). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V110-2.0 MW Wind Plant – 18th December 2015, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
6	Vestas, (2014). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
7	Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method, Eduardo Martínez & Félix Sanz & Stefano Pellegrini & Emilio Jiménez & Julio Blanco, Outubro 2008

## 4. Cálculo dos valores dos indicadores, por tecnologia

Para o cálculo dos valores finais para cada indicador por tecnologia, a ferramenta procede ao cálculo dos valores médios e máximos por fase do ciclo de vida, com base nos valores disponíveis na base de dados. Por fim é calculado o valor total médio e máximo para cada indicador, recorrendo ao somatório dos valores de todas as fases do ciclo de vida.

Eólica	Indicador	Fase de Construção			Fase de Operação	Distribuição		Desmantelamento				TOTAL
		Média	Máximo	Mínimo	Média	Transmissão	Distribuição	Demolição	Transporte	Processamento de resíduos	Eliminação/ Reciclagem/ Realização	
AC (gSO <sub>2</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	2,47E-02	0,00E+00	5,00E-04	8,33E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,60E-02
	Máximo	5,70E-02	0,00E+00	1,00E-03	2,00E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,00E-02
PO (gC <sub>2</sub> H <sub>4</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	3,12E-03	0,00E+00	8,00E-05	1,00E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,30E-03
	Máximo	6,90E-03	0,00E+00	2,00E-04	3,00E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,40E-03
OD (gCFC11 <sub>eq</sub> .kWh <sup>-1</sup> )	Média	6,61E-13	0,00E+00	2,56E-13	4,23E-14	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,60E-13
	Máximo	8,51E-13	0,00E+00	2,56E-13	4,98E-14	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,16E-12
ET (gPO <sub>4</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	2,12E-03	0,00E+00	1,00E-04	8,33E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,30E-03
	Máximo	4,60E-03	0,00E+00	2,00E-04	2,00E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,00E-03
GW (gCO <sub>2</sub> eq.kWh <sup>-1</sup> )	Média	7,23E+00	0,00E+00	1,00E-01	2,00E-01	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,53E+00
	Máximo	1,35E+01	0,00E+00	2,00E-01	6,00E-01	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,43E+01

Montagem/Construção das centrais									
AC	PO	OD	ET	GW	AC	PO			
1,04E-08	7,52E-10	2,56E-13	1,48E-09	2,63E-06	1,47E-09				
1,00E-09	1,00E-09		1,20E-10	0,0004	2,00E-09				
1,00E-03	2,00E-04		2,00E-04	0,2	2,00E-03				
1,00E-03	1,00E-04		2,00E-04	0,2	2,00E-03				
1,00E-03	1,00E-04		1,00E-04	0,1	1,00E-03				
0,00E+00					7,64E-09				

Valor médio e máximo total obtido por indicador.

## 5. Cálculo dos valores dos indicadores, por tecnologia, com base no mix energético

Indicadores e Fontes	Referências bibliográficas	Biomassa	Eólica	Geo
----------------------	----------------------------	----------	--------	-----



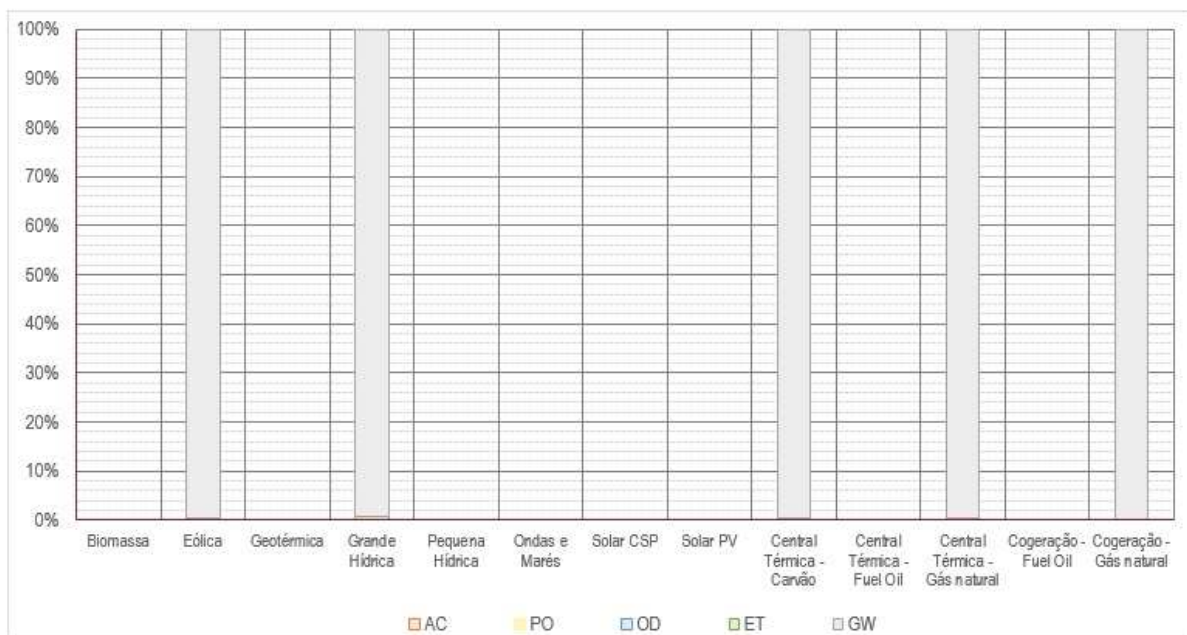
Acedendo à folha denominada “Indicadores e Fontes”, é possível a observação dos valores dos indicadores por tecnologia, calculados com base nas percentagens do *mix* energético.

Renovável	Biomassa	5,00%
	Eólica	18,00%
	Geotérmica	0,00%
	Grande Hidrica	19,00%
	Pequena Hidrica	1,00%
	Ondas e Marés	5,00%
	Solar CSP	0,00%
	Solar PV	1,00%
	Total Renovável	49,00%
	Não renovável	Carvão
Fuel-oil		0,00%
Gás natural		9,00%
Fuel-oil		3,00%
Gás natural		6,00%
Total não renovável	48,00%	
<b>TOTAL nacional</b>		<b>97,00%</b>
Saldo importador		3,00%

Os valores das percentagens de cada tecnologia presentes na folha "MixEnergético" são duplicados nesta folha para que seja possível efetuar o cálculo dos valores dos indicadores com base no *mix* de fontes de energia.

INDICADOR	Biomassa	Eólicas	Geotérmica	Grande Hidrica	Pequena Hidrica	Ondas e Marés	Solar CSP	Solar PV	Central Térmica - Carvão	Central Térmica - Fuel Oil	Central Térmica - Gás natural	Cogeração - Fuel Oil	Cogeração - Gás natural
AC [mgSO <sub>2</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	8,46	0,00	1,54	0,00	0,00E+00	0,00	0,00E+00	6,22E+10	0,00E+00	1,12E+09	0,00E+00	2,37E+10
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	1,05	0,00	0,12	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,04E+11	0,00E+00	2,70E+00	0,00E+00	4,69E+08
OD [mgCFCl <sub>4</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	0,00E+00	4,99E-05	0,00E+00	4,25E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,00E-03	0,00E+00	1,08E+01	0,00E+00	0,00E+00
ET [mgPCl <sub>2</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	0,83	0,00	4,71	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,75E+10	0,00E+00	5,27E+04	0,00E+00	1,29E+10
GW [mgCO <sub>2</sub> , kWh <sup>-1</sup> ]	0,00	1802,46	0,00	1037,35	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,31E+14	0,00E+00	2,27E+11	0,00E+00	1,84E+13

Ainda nesta folha, é gerado automaticamente um gráfico com o objetivo de demonstrar o peso de cada indicador para as diferentes tecnologias, sendo possível aferir, desta forma, qual o indicador que tem/teve mais impacto num determinado ano ou conjunto de anos, dependendo da consideração feita nas percentagens do *mix*.



## 6. Cálculo dos valores totais dos indicadores, com base no mix energético

O cálculo final pretendido é efetuado na primeira folha denominada “MixEnergético”.

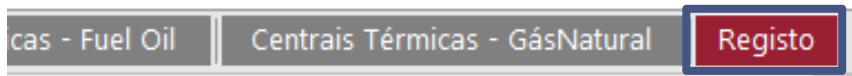
A tabela com o título “Indicador” está preparada para ir buscar os valores totais médio e máximo a cada uma das folhas das tecnologias, realizando o cálculo do valor total máximo e médio do somatório das tecnologias, com base nas percentagens das diversas fontes presentes no *mix* da tabela da esquerda. Desta forma obtém-se o valor total do indicador com os diferentes pesos das diversas tecnologias, que variam de ano para ano.

Renovável	Biomassa	5,00%	
	Eólica	18,00%	
	Geotérmica	0,00%	
	Grande Hidrica	19,00%	
	Pequena Hidrica	1,00%	
	Ondas e Marés	5,00%	
	Solar CSP	0,00%	
	Solar PV	1,00%	
	<b>Total Renovável</b>	<b>49,00%</b>	
Não renovável	Centrais dedicadas	Carvão	10,00%
		Fuel-oil	0,00%
		Gás natural	9,00%
	Cogeração	Fuel-oil	3,00%
		Gás natural	6,00%
		<b>Total não renovável</b>	<b>28,00%</b>
<b>TOTAL nacional</b>		<b>77,00%</b>	
Saldo importador		23,00%	

Indicador		
AC [mgSO <sub>2,e,q</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	5,15E+10
	Máximo	9,36E+10
PO [mg C <sub>2</sub> H <sub>4,e,q</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,02E+11
	Máximo	4,03E+11
OD [µgCFCl <sub>1,e,q</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	1,08E+04
	Máximo	1,08E+04
ET [mgPO <sub>4</sub> <sup>3-,e,q</sup> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	2,21E+10
	Máximo	6,27E+10
GW [gCO <sub>2,e,q</sub> .kWh <sup>-1</sup> ]	Média	6,23E+10
	Máximo	1,46E+11



## 7. Registo



De forma a confirmar a veracidade dos dados introduzidos, implementou-se um sistema de registo de informação. Sempre que é introduzido algum valor nas células passíveis de serem editadas, é gerado um registo automático na folha “Registo”.

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
	PO	OD	ET	GW
				54
89		54	8	

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
AC	PO	OD	ET	GW
		5		0.6
5				

Fase de Construção				
Transporte de materiais até local de construção da central				
AC	PO	OD	ET	GW
	54			5544

Fase de Operação				
Operação & Manutenção				
AC	PO	OD	ET	GW
	5,54E-02		75	878

1	Célula	Folha	Utilizador	Data
2	\$G\$24	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
3	\$I\$24	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
4	\$H\$24	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
5	\$J\$21	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:20
6	\$G\$21:\$K\$26	Solar_PV_v1	Marta	13/07/2016 12:21
7	\$H\$22	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:25
8	\$J\$23	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:25
9	\$G\$25	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:25
10	\$H\$22:\$K\$27	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:27
11	\$G\$24	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:27
12	\$G\$25	Cogeracao_v1	Marta	13/07/2016 13:27
13	\$G\$21	Centrais Termicas_v1	jbarbosa	13/07/2016 13:33
14	\$G\$21	Centrais Termicas_v1	jbarbosa	13/07/2016 13:33
15	\$I\$24	Centrais Termicas_v1	jbarbosa	13/07/2016 13:33
16	\$S\$23	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:56
17	\$Q\$24	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:56
18	\$U\$23	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:56
19	\$Q\$22:\$U\$28	Geotermica_v1	Marta	13/07/2016 13:58
20	\$G\$21:\$J\$28	Centrais Termicas_v1	Marta	13/07/2016 13:58

Sempre que um utilizador introduz algum valor numa das células em branco disponíveis para a edição é gerado um registo automático que inclui: a célula editada, a folha correspondente, o nome do editor e a data e hora da edição.

