

Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

**ESTUDO
sobre
SECTOR ELÉCTRICO e AMBIENTE**

1º Relatório

**IMPACTES AMBIENTAIS
do SECTOR ELÉCTRICO**

Coordenação:

Paula Antunes

Execução:

Paula Antunes

Ana Salgueiro

Rui Santos

Gonçalo Lobo

João Almeida

Nuno Carvalhais

CENTRO DE ECONOMIA ECOLÓGICA E GESTÃO DO AMBIENTE

Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente
Faculdade de Ciências e Tecnologia
Universidade Nova de Lisboa

Lisboa
2000

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
2. ENQUADRAMENTO	3
2.1. METODOLOGIA GERAL.....	3
2.2. PROBLEMAS AMBIENTAIS CONSIDERADOS	4
2.2.1. Alterações Climáticas	4
2.2.2. Acidificação	6
2.2.3. Ozono Troposférico.....	8
2.2.4. Deplecção da Camada de Ozono	9
2.2.5. Escassez de Recursos Hídricos/Poluição de Águas Superficiais e Subterrâneas	10
2.2.6. Perda de Biodiversidade	11
2.2.7. Resíduos Sólidos e/ou Perigosos.....	12
2.2.8. Degradação do Solo.....	13
2.2.9. Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos.....	13
2.2.10. Riscos Químicos e Saúde Humana	15
2.3. ESCALA DOS PROBLEMAS AMBIENTAIS	16
3. IMPACTES AMBIENTAIS DO SECTOR ELÉCTRICO	19
3.1. INTRODUÇÃO	19
3.2. PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE	19
3.2.1. Energia Termoeléctrica.....	20
3.2.2. Energia Nuclear.....	30
3.2.3. Valorização Energética de Resíduos.....	34
3.2.4. Energia Hidroeléctrica	37
3.2.5. Energia Solar.....	48
3.2.6. Energia Eólica	54
3.2.7. Energia da Biomassa.....	59
3.2.8. Energia Geotérmica	62
3.3. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	68
3.3.1. Linhas Aéreas	68
3.3.2. Cabos Subterrâneos.....	70
3.3.3. Subestações e Postos de Transformação	71
3.4. SÍNTESE DOS IMPACTES AMBIENTAIS.....	72

4. EMISSÕES ATMOSFÉRICAS	79
4.1. INTRODUÇÃO	79
4.2. FACTORES DE EMISSÃO	80
4.2.1. Relações Causais Associadas aos Factores de Emissão	80
4.2.2. Unidades Utilizadas para Expressar Factores de Emissão	81
4.2.3. Determinação de Factores de Emissão	82
4.2.4. Fontes de Informação sobre Factores de Emissão	85
4.3. FACTORES DE EMISSÃO PARA AS ACTIVIDADES DE ENERGIA	86
4.3.1. Dióxido de Carbono (CO ₂)	87
4.3.2. Outros Gases de Efeito de Estufa	89
4.3.3. Óxidos de Azoto (NO _x)	91
4.3.4. Emissões de Dióxido de Enxofre (SO ₂)	92
4.3.5. Emissões de Monóxido de Carbono (CO)	94
4.3.6. Compostos Orgânicos Voláteis Não - Metano (NMVOC)	94
4.3.7. Metais Pesados	95
4.3.8. Factores de Emissão Desagregados para a Queima de Combustíveis	96
4.3.9. Emissões Fugitivas	98
4.3.10. Emissões Atmosféricas no Ciclo de Vida das Diferentes Formas de Produção de Electricidade	101
5. MEDIDAS DE REDUÇÃO DOS IMPACTES AMBIENTAIS	103
5.1. INTRODUÇÃO	103
5.2. ESTRATÉGIAS DE GESTÃO DA PROCURA	104
5.2.1. Gestão da Carga	105
5.2.2. Eficiência Energética	106
5.3. GESTÃO DA PRODUÇÃO	108
5.3.1. Energias Renováveis	109
5.3.2. Conversão mais Eficiente dos Combustíveis Fósseis	110
5.3.3. Selecção de Combustíveis	112
5.4. MEDIDAS DE MINIMIZAÇÃO DOS IMPACTES AMBIENTAIS	113
5.4.1. Redução de Emissões Atmosféricas	113
5.4.2. Poluição da Água/Fluxos Hidrológicos	121
5.4.3. Degradação do Solo/Perda de Biodiversidade	123
5.4.4. Resíduos Sólidos e/ou Perigosos	126
5.4.5. Ruído	127
5.5. SÍNTESE DAS MEDIDAS DE REDUÇÃO DOS IMPACTES	127

6. IMPACTES AMBIENTAIS DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS	129
6.1. CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS	130
6.2. CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO	134
6.2.1. Não Renováveis	135
6.2.2. Renováveis	144
6.3. IMPACTES AMBIENTAIS DA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE.....	149
6.3.1. Depleção de Recursos Abióticos	149
6.3.2. Emissões atmosféricas	150
6.3.3. Resíduos	169
6.3.4. Fluxos Hidrológicos/Poluição da água	175
6.3.5. Degradação de Solo/Perda de Biodiversidade	180
6.3.6. Incidentes Ambientais Ocorridos nos Centros de Produção	184
6.4. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	186
6.4.1. Caracterização do Equipamento.....	186
6.5. IMPACTES AMBIENTAIS DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE.....	188
6.5.1. Ocupação de Solo	188
6.5.2. Alterações Climáticas	188
6.5.3. Resíduos	189
6.5.4. Contaminação de Águas Superficiais e Subterrâneas	190
6.5.5. Campos Electromagnéticos	191
6.5.6. Ruído.....	191
6.5.7. Impactes das Linhas Aéreas na Avifauna	192
6.5.8. Critérios para Localização de Novas Linhas.....	193
6.6. POLÍTICA AMBIENTAL DAS EMPRESAS DO SECTOR ELÉCTRICO.....	194
7. SÍNTESE E CONCLUSÕES	197

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Potencial de aquecimento global dos principais GEE's.....	6
Tabela 2.2 – Potencial de acidificação das principais substâncias acidificantes.....	7
Tabela 2.3 – Potencial de depleção do ozono das principais ODS's.....	10
Tabela 2.4 – Escala dos problemas ambientais	17
Tabela 3.1 – Emissões de poluentes associadas à utilização de diferentes combustíveis fósseis	27
Tabela 3.2 – Materiais tóxicos e perigosos utilizados na produção de células fotovoltaicas	49
Tabela 3.3 – Síntese dos impactes ambientais do sector eléctrico	75
Tabela 3.4 – Avaliação dos impactes ambientais do sector eléctrico.....	77
Tabela 4.1 – Factores de emissão para o C no sector energético.....	88
Tabela 4.2 – Factores de emissão para o CH ₄ no sector energético.....	90
Tabela 4.3 – Factores de emissão de N ₂ O no sector energético.....	91
Tabela 4.4 – Factores de emissão de NO _x no sector energético.....	92
Tabela 4.5 – Teor de enxofre (S) dos combustíveis	93
Tabela 4.6 – Factores de emissão de CO no sector energético	94
Tabela 4.7 – Factores de emissão para NMVOC no sector energético.....	95
Tabela 4.8 – Factores de emissão para os metais pesados para instalações de combustão	96
Tabela 4.9 – Factores de emissão desagregados para as <i>utilities</i>	97
Tabela 4.10 – Factores de emissão para as <i>utilities</i>	98
Tabela 4.11 – Factores de emissão para a refinação de petróleo.....	101
Tabela 5.1 – Eficiências e custos da descarbonização dos gases de saída	114
Tabela 5.2 – Eficiência de remoção e custos de tecnologias de controlo de NO _x	117
Tabela 5.3 – Eficiência de remoção e custos de equipamentos de dessulfuração	119
Tabela 5.4 – Medidas de redução de impactes ambientais do sector eléctrico	128
Tabela 6.1 – Estrutura do SEN em 31-12-98	134
Tabela 6.2 – Características das centrais a fuelóleo	136
Tabela 6.3 – Produção de electricidade nas centrais a fuelóleo	136
Tabela 6.4 – Consumo de fuelóleo nas centrais térmicas.....	137
Tabela 6.5 – Características do fuelóleo consumido	137
Tabela 6.6 – Rendimento das centrais a fuelóleo	138
Tabela 6.7 – Características das centrais a carvão	138
Tabela 6.8 – Produção de electricidade nas centrais a carvão	138
Tabela 6.9 – Consumo anual de carvão	139
Tabela 6.10 – Características do carvão consumido.....	139

Tabela 6.11 – Rendimento das centrais a carvão	139
Tabela 6.12 – Consumo de gás natural	140
Tabela 6.13 – Características do gás natural.....	140
Tabela 6.14 – Produção de electricidade nas centrais a gásóleo	140
Tabela 6.15 – Consumo de gásóleo.....	141
Tabela 6.16 – Capacidade instalada e produção total de energia nas instalações de cogeração ..	141
Tabela 6.17 – Número de centrais de cogeração por tipo de equipamento.....	142
Tabela 6.18 – Consumos de energia primária por utilidades públicas e autoprodutores no período 1996-98	142
Tabela 6.19 – Caracterização do parque de cogeração por sector de actividade em 1998.....	143
Tabela 6.20 – Características das centrais de valorização energética de resíduos.....	144
Tabela 6.21 – Características dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos da CPPE	145
Tabela 6.22 – Características dos aproveitamentos hidroeléctricos da EDP integrados no SENV ..	147
Tabela 6.23 – Características dos parques eólicos da ENERNOVA	148
Tabela 6.24 – Produção eólica.....	149
Tabela 6.25 – Medidas de controlo de emissões atmosféricas nos centros electroprodutores.....	151
Tabela 6.26 – Factores de emissão aplicados nas instalações da CPPE	152
Tabela 6.27 – Medidas de controlo de emissões atmosféricas nas instalações de valorização energética de RSU.....	158
Tabela 6.28 – Emissão específica de poluentes na Central da Valorsul	158
Tabela 6.29 – Projecção das emissões globais de GEE's do sector de produção de energia eléctrica.....	163
Tabela 6.30 – Produção de escórias	171
Tabela 6.31 – Produção de cinzas e escórias na Valorsul.....	171
Tabela 6.32 – Produção de resíduos metálicos nos centros produtores.....	172
Tabela 6.33 – Produção de óleos usados sem PCB's	173
Tabela 6.34 – Eliminação de PCB's nos centros electroprodutores.....	173
Tabela 6.35 – Estrutura da produção de resíduos industriais em 1998	174
Tabela 6.36 – Consumo de água nas centrais térmicas do SEP	175
Tabela 6.37 – Efluentes líquidos das centrais térmicas da CPPE.....	177
Tabela 6.38 – Classes de qualidade da água	178
Tabela 6.39 – Qualidade da água nas albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos do SEP	179
Tabela 6.40 – Condições de funcionamento das passagens para peixes nas mini-hídricas.....	184
Tabela 6.41 – Classes de tensão e voltagens associadas	186
Tabela 6.42 – Equipamentos utilizados na rede de transporte	187
Tabela 6.43 – Equipamentos utilizados na rede de distribuição	187

Tabela 6.44 – Áreas afectadas pelas linhas aéreas de transporte de electricidade	188
Tabela 6.45 – Utilização de SF ₆ na actividade de transporte de electricidade	189
Tabela 6.46 – Resíduos produzidos nas actividades de transporte e distribuição de electricidade	190

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.1 – Comparação das emissões de CO ₂ , SO ₂ e NO _x ao longo do ciclo de vida da diferentes formas de produção de electricidade	102
Figura 6.1 – Produção de energia eléctrica por tecnologia.....	133
Figura 6.2 – Variação da produção térmica e hídrica de electricidade.....	134
Figura 6.3 – Produção de electricidade nas centrais hidroeléctricas do SEP	146
Figura 6.4 – Evolução do índice de produtividade hidroeléctrica.....	146
Figura 6.5 – Produção de electricidade nas centrais minihídricas	148
Figura 6.6 – Consumo de combustível (t/MWh) para as centrais termoeléctricas	150
Figura 6.7 – Emissões de CO ₂ das centrais do SEP	153
Figura 6.8 – Emissões específicas de CO ₂ das centrais do SEP	153
Figura 6.9 – Emissões de NO _x das centrais do SEP	154
Figura 6.10 – Emissões específicas de NO _x das centrais do SEP	155
Figura 6.11 – Emissões de SO ₂ das centrais do SEP	156
Figura 6.12 – Emissões específicas de SO ₂ das centrais do SEP	156
Figura 6.13 – Emissões de partículas das centrais do SEP	157
Figura 6.14 – Emissões específicas de partículas das centrais do SEP	157
Figura 6.15 – Evolução das emissões específicas de CO ₂ do parque térmico do SEP.....	160
Figura 6.16 – Comparação das emissões de CO ₂ das centrais térmicas do SEP com as metas	161
Figura 6.17 – Evolução das emissões de CO ₂ no sector de produção de electricidade e calor.....	162
Figura 6.18 – Evolução das emissões específicas de NO _x do parque térmico do SEP	164
Figura 6.19 – Evolução das emissões específicas de SO ₂ do parque térmico do SEP	164
Figura 6.20 – Comparação das emissões de NO _x das centrais térmicas do SEP com o respectivo tecto de emissão	165
Figura 6.21 – Comparação das emissões de SO ₂ das centrais térmicas do SEP com o respectivo tecto de emissão	165
Figura 6.22 – Evolução das emissões de NO _x e SO ₂ no sector de produção de electricidade e calor.....	166
Figura 6.23 – Contributo dos diversos sectores para as emissões de poluentes atmosféricos	167
Figura 6.24 – Repartição das emissões de poluentes atmosféricos no sector energético	168
Figura 6.25 – Emissões atmosféricas das indústrias da energia	168
Figura 6.26 – Contribuição percentual dos diversos sectores para as emissões a nível nacional ...	169
Figura 6.27 – Produção de cinzas nas centrais termoeléctricas.....	169
Figura 6.28 – Produção específica de cinzas	170

Figura 6.29 – Gestão das cinzas nas centrais de Sines e do Pego	170
Figura 6.30 – Produção de resíduos industriais por sector de actividade	174
Figura 6.31 – Ocupação de solo nos grandes aproveitamentos hidroeléctricos	180
Figura 6.32 – Ocupação de solo nos parques eólicos da ENERNOVA	181
Figura 6.33 – Exemplos de passagens para peixes instaladas em mini-hídricas.....	183
Figura 6.34 – Condições de funcionamento dos dispositivos para passagem de peixes em mini- hídricas	184

1 INTRODUÇÃO

Os aspectos ambientais têm vindo a assumir uma relevância crescente na formulação de políticas de desenvolvimento económico e na definição das estratégias empresariais. A integração da vertente ambiental nas políticas sectoriais, nomeadamente na política energética, e mais concretamente na relativa ao sector eléctrico, reveste-se assim de grande actualidade e de um interesse crescente.

O presente relatório insere-se no “Estudo sobre Sector Eléctrico e Ambiente”, solicitado pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) ao Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente, que tem como objectivo central apresentar uma síntese e discussão dos principais aspectos relativos às interações entre o sector eléctrico e o ambiente. O trabalho é estruturado sob a forma de relatórios parcelares, organizados do seguinte modo:

- 1º Relatório – Impactes Ambientais do Sector Eléctrico;
- 2º Relatório – Avaliação Económica das Externalidades Ambientais do Sector Eléctrico;
- 3º Relatório – Política de Ambiente e o Sector Eléctrico;
- 4º Relatório – Instrumentos de Política de Ambiente;
- 5º Relatório – Estratégias e Desempenho Ambiental das Empresas do Sector Eléctrico.

O presente documento constitui assim o 1º Relatório do referido estudo, abordando os impactes ambientais do sector eléctrico, com particular ênfase nas emissões atmosféricas, e as medidas para controlo desses impactes.

É apresentada uma caracterização ambiental do sector eléctrico português, por forma a avaliar a evolução do seu desempenho ambiental nos últimos anos. Esta caracterização envolveu a realização de um esforço considerável de recolha de informação, por forma a obter uma avaliação sistemática dos diversos impactes e abranger impactes de quantificação mais difícil.

2. ENQUADRAMENTO

2.1. METODOLOGIA GERAL

A análise integrada energia-ambiente é um campo recente e em evolução, sobretudo quando comparado com a análise energética tradicional. Na componente ambiental as incertezas são muito maiores, devido à complexidade das teias de relações nos sistemas naturais, existindo muito menos métodos universalmente aceites e informação precisa.

A análise dos impactes ambientais associados à electricidade reveste-se de algumas dificuldades, nomeadamente:

1. A consideração de cargas¹ e impactes que são difíceis de quantificar ou generalizar (por exemplo impactes ecológicos, degradação de solos e impactes visuais);
2. A existência de incertezas no estabelecimento da relação entre as cargas ambientais e os danos nos ecossistemas;
3. A dificuldade de comparar impactes à partida incomensuráveis (por exemplo contrabalançar saúde humana com danos nos ecossistemas e custos e benefícios ambientais).

No presente estudo procurou-se não restringir a análise dos impactes áqueles que são mais fáceis de quantificar (e.g. emissões atmosféricas), em detrimento de outros mais dependentes de factores específicos do local e não lineares, ou seja, em que a magnitude do impacte não é função linear da quantidade de electricidade produzida ou consumida (e.g. impactes nos ecossistemas).

A análise dos impactes ambientais do sector eléctrico não se deve centrar apenas no estudo dos problemas ambientais originados durante a produção de electricidade, devendo antes considerar os impactes originados durante todo o ciclo de vida de uma

¹ As cargas ambientais referem-se às pressões exercidas no ambiente por unidade de actividade, tais como emissão de poluentes atmosféricos, ocupação de solo ou consumo de recursos naturais.

determinada tecnologia de produção de electricidade. Assim, sempre que possível e relevante, foram consideradas as seguintes fases:

- Extracção dos recursos
- Transporte de recursos
- Refinação/processamento de materiais
- Produção de equipamentos
- Construção das instalações
- Operação
- Desmantelamento

Os impactes ambientais associados ao transporte e distribuição de electricidade também foram considerados no presente estudo.

Adoptou-se como base de análise o modelo conceptual subjacente ao conceito de gestão ambiental integrada, cada vez mais adoptado na política ambiental europeia e nacional, que preconiza uma abordagem por problema ambiental (e.g. alterações climáticas, acidificação), ao invés do modelo adoptado na política de ambiente tradicional assente numa abordagem por meios (ar, água, solo). Os impactes do sector eléctrico são assim analisados em termos do seu contributo para os diferentes problemas ambientais. Na secção seguinte apresenta-se uma breve descrição dos principais problemas ambientais considerados.

2.2. PROBLEMAS AMBIENTAIS CONSIDERADOS

2.2.1. ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

As alterações climáticas são presentemente consideradas uma ameaça séria para o ambiente a nível global. A abordagem deste problema é enquadrada no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas e, mais recentemente, do Protocolo assumido na terceira Conferência das partes que teve lugar em Quioto em Dezembro de 1997.

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_2) na atmosfera originam um efeito de estufa natural, sem o qual a temperatura da superfície da Terra seria inferior em 33°C . Outros gases que contribuem para o efeito de estufa são o metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O) e compostos halogenados tais como os CFC's, HFC's e PFC's.

Ao longo do último século, as actividades humanas têm originado subidas na concentração de gases de efeito de estufa (GEE's). Durante o mesmo período observou-se um aumento significativo na temperatura média global. Embora haja incerteza acerca de quanto deste aumento pode ser imputado aos GEE's, existe evidência de que as actividades humanas estão a causar um aumento no efeito de estufa ou aquecimento global (IPCC, 1996).

A queima de combustíveis fósseis, originando emissões de CO_2 , é a principal causa do efeito de estufa. Outras actividades que contribuem para este problema são a agricultura e as alterações no uso do solo (incluindo a desflorestação), determinadas actividades industriais tais como a produção de cimento, a deposição de resíduos em aterro, e a refrigeração, propulsão de espumas e utilização de solventes (EEA, 1998, 1999).

As mudanças climáticas podem ter diversas consequências negativas tais como:

- Aumento do nível do mar e possível inundação de zonas baixas;
- Fusão dos glaciares e gelo marítimo;
- 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 causar impactes negativos significativos nos ecossistemas, saúde, sectores económicos chave, como a agricultura, e nos recursos hídricos. A magnitude dos potenciais impactes ambientais é ainda incerta, embora nos últimos anos a comunidade científica internacional, nomeadamente no âmbito do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*), tenha feito

progressos significativos no estudo das relações entre as emissões de GEE's, concentrações atmosféricas, temperaturas e custos económicos das mudanças climáticas.

Para comparar os impactes de diferentes GEE's utiliza-se como referência o potencial de aquecimento global (PAG) relativamente ao CO₂, adoptando-se a designação de equivalentes de CO₂. Os valores do PAG dependem fortemente do horizonte temporal adoptado. Na Tabela 2.1 apresentam-se valores de PAG para alguns GEE's para um período de 100 anos.

Tabela 2.1 – Potencial de aquecimento global (Equivalentes de CO₂)

GEE's	PAG (100 anos)	TEMPO DE VIDA NA ATMOSFERA (Anos)
Dióxido de carbono (CO ₂)	1	120
Metano (CH ₄)	21	12
Óxido nitroso (N ₂ O)	310	120
CFC -11 (triclorofluorometano (CCl ₃ F))	3800	50
CFC -12 (diclorodifluorometano (CF ₂ Cl ₂))	8100	102
CFC -13 (triclorotrifluorometano (C ₂ F ₃ Cl ₃))	4800	85
Tetracloroeto de carbono (CCl ₄)	1400	42
Clorofórmio (CHCl ₃)	4	0.51
HFC -23 (CHF ₃)	11700	264
HFC -22 (clorodifluorometano (CHClF ₂))	1500	12
Hexafluoreto de enxofre (SF ₆)	23900	3200
Perfluoreto (C ₂ F ₆)	9200	10000
Ozono superficial	17	horas

Fonte: Houghton *et al*, 1996.

2.2.2. ACIDIFICAÇÃO

A deposição ácida tem origem sobretudo nas emissões antropogénicas de dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de azoto (NO_x) e amónia (NH₃). As principais fontes daqueles poluentes são a utilização de combustíveis fósseis para geração de energia, transportes e práticas agrícolas. A deposição destes três componentes primários e dos seus produtos de reacção secundários leva à acidificação (deposição de enxofre e azoto) e eutrofização (deposição de azoto).

A acidificação provoca danos nos ecossistemas de água doce, solos florestais e ecossistemas naturais em extensas áreas da Europa. Os efeitos da acidificação tornam-se evidentes de diversos modos, incluindo a desfoliação e reduzida vitalidade das árvores, declínio nos *stocks* de peixe e diminuição da diversidade em lagos e rios sensíveis à acidez, e mudanças na química dos solos (EEA, 1998).

O contributo das emissões dos diversos compostos para o problema da acidificação pode ser integrado através da consideração dos correspondentes potenciais de acidificação (PA). Os PA's traduzem o contributo de cada substância em relação a um composto de referência – o dióxido de enxofre – considerando a sua capacidade em libertar iões (H^+) para o ambiente e a relação entre o seu peso molecular e o do SO_2 . Na Tabela 2.2 apresentam-se valores de potencial de acidificação para as principais substâncias acidificantes.

Tabela 2.2 – Potencial de acidificação (PA) das principais substâncias acidificantes (Equivalentes SO_2)

COMPOSTO	FÓRMULA QUÍMICA	POTENCIAL DE ACIDIFICAÇÃO
Dióxido de enxofre	SO_2	1.00
Trióxido de enxofre	SO_3	0.80
Dióxido de azoto	NO_2	0.70
Óxido de azoto	NO	1.07
Ácido clorídrico	HCl	0.88
Ácido nítrico	HNO_3	0.51
Ácido sulfúrico	H_2SO_4	0.65
Ácido fosfórico	H_3PO_4	0.98
Ácido fluorídrico	HF	1.60
Ácido sulfídrico	H_2S	1.88
Amónia	NH_3	1.88

A maioria das emissões de SO_2 e NO_x têm origem na combustão de carvão, fuelóleo e gás natural em particular em centrais térmicas de produção de electricidade, aquecimento de edifícios nos sectores doméstico, comercial e de serviços, na indústria e nos transportes. A acidificação é um problema transfronteiriço que requer a combinação de políticas nacionais e internacionais para redução de emissões.

Desde a adopção da Convenção da Comissão Económica das Nações Unidas para a Europa (UN-ECE) sobre Poluição Atmosférica Transfronteiriça de Longa Distância (*Long Range Transboundary Air Pollution* – LRTAP), assinada em 1979 em Genebra por 33 países, foram alcançadas reduções significativas nas emissões de poluentes.

Uma atenção crescente tem vindo a ser dada à análise dos efeitos das emissões, de modo a diferenciar os compromissos de redução de acordo com a diferente sensibilidade do ambiente natural. Presentemente as atenções têm-se centrado no conceito de carga crítica², de modo a dirigir as reduções de emissões para os danos reais. A carga crítica

² A carga crítica é definida como a maior deposição de compostos químicos que não causa efeitos nocivos irreversíveis na estrutura e funcionamento dos ecossistemas

depende das características do solo e do ecossistema, variando largamente na Europa. Embora a deposição de substâncias acidificantes tenha decrescido significativamente, as cargas críticas são ainda excedidas, sobretudo no Norte e Centro da Europa (EEA, 1998).

A Comissão Europeia tem vindo a desenvolver uma estratégia de controlo de acidificação consentânea com os trabalhos em curso na UN-ECE, incluindo não só o estabelecimento de objectivos e metas intercalares de redução de emissões, mas também a identificação de medidas técnicas disponíveis e a avaliação da sua relação de custo-eficácia.

2.2.3. OZONO TROPOSFÉRICO

O chamado “nevoeiro fotoquímico” é provocado essencialmente pela formação de ozono na troposfera devido à oxidação de compostos orgânicos voláteis (COV's) e monóxido de carbono na presença de óxidos de azoto e radiação ultravioleta.

As concentrações de ozono na troposfera têm vindo a aumentar para níveis preocupantes, sobretudo em resultado do aumento das emissões de óxidos de azoto, COV's, metano e monóxido de carbono. Diversas actividades humanas são responsáveis por estas emissões, nomeadamente a utilização de combustíveis fósseis (em particular no sector dos transportes) e a utilização de produtos contendo solventes orgânicos.

As principais consequências da exposição a concentrações elevadas de ozono traduzem-se em dificuldades respiratórias em pessoas sensíveis e danos na vegetação e ecossistemas. Os efeitos na saúde humana incluem redução na função pulmonar, aumento da incidência de sintomas respiratórios e respostas inflamatórias nos pulmões. Estes sintomas traduzem-se na utilização de medicação e no aumento das admissões hospitalares com consequências, por exemplo, em termos de perda de produtividade.

Os danos na vegetação traduzem-se por lesões foliares e reduções no crescimento e na produção de sementes.

Os valores limite de protecção da saúde humana, vegetação e ecossistemas são frequentemente excedidos em muitos países Europeus. Os efeitos do ozono na saúde humana são agravados pela ocorrência de outros poluentes na atmosfera. Por outro lado,

uma vez que os oxidantes fotoquímicos são transportados a longas distâncias, o desenvolvimento de estratégias de controlo tem que envolver a cooperação internacional.

No âmbito da Convenção LRTAP têm vindo a ser negociados protocolos de redução de emissões de NO_x e COV's nos países europeus por forma a reduzir os danos, tendo sido recentemente adoptado um novo Protocolo multi-efeitos multi-poluentes. A concretização da meta de longo prazo de não violação dos valores limite de protecção requer a adopção de medidas adicionais de redução de emissões em todos os países europeus.

2.2.4. DEPLECÇÃO DA CAMADA DE OZONO

Os níveis de ozono (O₃) na estratosfera têm vindo a decrescer na maioria das regiões do Mundo com excepção dos trópicos, com particular incidência sobre o Ártico e Antártico. Esta deplecção da camada de ozono é devida ao aumento nas concentrações de compostos de cloro e de brómio na estratosfera. Estes compostos resultam sobretudo de emissões de clorofluorocarbonetos (CFC's), utilizados como refrigerantes em frigoríficos e aparelhos de ar condicionado, propulsores de aerossóis, agentes de limpeza e espumas de bromofluorocarbonetos (halons) utilizados como extintores de fogo. Na Tabela 2.3 apresentam-se as principais substâncias que contribuem para a deplecção da camada de ozono (ODS's – *ozone depleting substances*) e respectivos potenciais de deplecção do ozono (ODP's), expressos em equivalentes de CFC -11.

A diminuição da camada de ozono possibilita a passagem de maiores quantidades de radiação ultravioleta-B (UV-B) para a atmosfera e superfície terrestre, causando danos significativos nos organismos vivos, nomeadamente cancro de pele, cataratas nos olhos, envelhecimento cutâneo e diminuição do sistema imunitário nos humanos. Os efeitos negativos nos ecossistemas aquáticos e terrestres também são importantes.

A produção das ODS mais importantes foi banida ou muito reduzida em consequência da implementação do Protocolo de Montreal e posteriores aditamentos. No entanto, existem desfasamentos consideráveis entre a produção das ODS's e a sua emissão para a troposfera (dependendo das aplicações para que as substâncias são utilizadas e do tempo de vida do equipamento que as utiliza), e entre a emissão e a entrada na estratosfera. Como tal, a concentração máxima daquelas substâncias na estratosfera deverá ocorrer

apenas no início do século XXI (apesar de muitas estarem banidas desde 1994/96), esperando-se que a recuperação da camada de ozono (aos níveis anteriores a 1980) ocorra apenas em meados do século, assumindo o cumprimento integral dos acordos internacionais em vigor (EEA, 1998).

Tabela 2.3 – Potencial de depleção do ozono (ODP) das principais ODS's (Equivalentes CFC-11)

SUBSTÂNCIA	FÓRMULA QUÍMICA	ODPT OTAL	TEMPO DE VIDA (Anos)
CFC -11	CFCl_3	1.00	50± 5
CFC -12	CF_2Cl_2	1.00	102
CFC -113	$\text{CF}_2\text{ClCFCl}_2$	0.80	85
CFC -114	$\text{CF}_2\text{ClCF}_2\text{Cl}$	1.00	300
CFC -115	CF_2ClCF_3	0.60	1700
CFC -13, -111, -112, -211, -212, -213, -214, -215, -216, -217	CF_3Cl , $\text{C}_2\text{F}_2\text{Cl}_5$, $\text{C}_2\text{F}_2\text{Cl}_4$, $\text{C}_3\text{F}_7\text{Cl}$, $\text{C}_3\text{F}_2\text{Cl}_6$, $\text{C}_3\text{F}_3\text{Cl}_5$, $\text{C}_3\text{F}_4\text{Cl}_4$, $\text{C}_3\text{F}_5\text{Cl}_3$, $\text{C}_3\text{F}_6\text{Cl}_2$, $\text{C}_3\text{F}_7\text{Cl}$	1.00	
Halon 1211	CF_2ClBr	5.10	20
Halon 1301	CF_3Br	12.00	65
Halon 2402	$\text{CF}_2\text{BrCF}_2\text{Br}$	~7.0	25
Tetracloroeto de carbono	CCl_4	1.10	42
1,1,1 – Tricloroetano (metilclorofórmio)	CH_3CCl_3	0.10	5.4±0.4
HCFC-22	CHF_2Cl	0.055	13.3
HCFC-123	CF_3CHCl_2	0.02-0.06	1.4
HCFC-124	CF_3CHFCl	0.02-0.04	5.9
HCFC-141b	CFCl_2CH_3	0.11	9.4
HCFC-142b	CF_2ClCH_3	0.065	19.5
HCFC-225ca	$\text{C}_3\text{F}_5\text{HCl}_2$	0.025	2.5
HCFC-225cb	$\text{C}_3\text{F}_5\text{HCl}_2$	0.033	6.6
Brometo de metilo	CH_3Br	0.60	1.3

Fonte: UNEP, 1999

2.2.5. ESCASSEZ DE RECURSOS HÍDRICOS / POLUIÇÃO DE ÁGUAS SUPERFICIAIS E SUBTERRÂNEAS

Os problemas de escassez de água surgem quando a procura de água excede a quantidade disponível num determinado período, ou quando a má qualidade da água limita o seu uso. É frequente ocorrerem estes problemas em áreas com reduzida pluviosidade e elevada densidade populacional ou em zonas onde a intensidade de actividades agrícolas ou industriais é elevada. Mesmo em regiões onde existem elevadas disponibilidades a longo prazo, podem ocorrer flutuações sazonais ou anuais na disponibilidade de recursos.

Embora os consumos de água e a poluição hídrica tenham vindo a descer na maioria dos países europeus, devido essencialmente à modificação da estrutura do sector produtivo, nos países do Sul da Europa, nomeadamente Portugal, ainda persistem problemas de

quantidade e qualidade de água. Nestes países, a agricultura é o sector com maiores consumos de água, sobretudo para irrigação.

A qualidade dos rios mais poluídos da Europa tem vindo a melhorar em virtude dos esforços que têm vindo a ser realizados. Os principais problemas de qualidade que ainda persistem estão sobretudo associados a fenómenos de eutrofização, nomeadamente em lagos e albufeiras, a situações pontuais de inadequado tratamento de águas residuais de origem doméstica e industrial e à contaminação de recursos hídricos subterrâneos por nitratos e pesticidas agrícolas.

2.2.6. PERDA DE BIODIVERSIDADE

O termo biodiversidade é utilizado para designar todas as espécies de plantas, animais e microorganismos, bem como os ecossistemas e processos ecológicos dos quais eles fazem parte. O conceito de biodiversidade está relacionado com variabilidade natural, considerando o número e frequência de ocorrências (McNeely *et al* 1990).

A biodiversidade aumenta por variação genética e processos evolucionários e diminui por processos tais como a degradação de *habitats*, declínio de populações e extinção. Os benefícios da conservação da biodiversidade são numerosos, constituindo esta a base para a satisfação das necessidades humanas. A Convenção sobre Biodiversidade, assinada no Rio de Janeiro em 1992, estabeleceu um conjunto de princípios visando a conservação da biodiversidade e utilização sustentada dos seus recursos, que actualmente fazem parte das prioridades da política ambiental de muitos países.

As principais causas directas para a perda de biodiversidade a nível global incluem: a conversão de usos de solo (de usos de elevada diversidade como florestas naturais para usos de baixa diversidade como urbano/industrial); a exploração de espécies selvagens; a introdução de espécies exóticas; a homogeneização de sistemas agrícolas; a poluição e as mudanças globais. As causas subjacentes a este problema incluem a procura de bens e serviços (como madeiras, energia, espécies selvagens, produtos agrícolas, fibra...) por uma população humana crescente, as políticas de urbanização que promovem a ocupação de novas áreas e as políticas energéticas que encorajam o uso inefficiente dos recursos e a poluição atmosférica (OECD, 1996).

A ameaça à biodiversidade nos países europeus é muito significativa, sendo cada vez maior o número de espécies em declínio e verificando-se uma diminuição substancial na área ocupada por ecossistemas naturais como zonas húmidas, costeiras e florestas.

2.2.7. RESÍDUOS SÓLIDOS E/OU PERIGOSOS

A produção de resíduos constitui presentemente uma preocupação ambiental por dois motivos principais. Por um lado, os resíduos podem constituir uma fonte de problemas de saúde e de contaminação ambiental. Por outro lado, a produção de resíduos é um reflexo da utilização ineficiente de recursos nas actividades humanas.

Existe uma preocupação crescente sobre os potenciais impactes ambientais dos volumes crescentes de resíduos produzidos, em particular dos potenciais riscos da deposição não controlada de resíduos. Na Europa produzem-se actualmente 4 biliões de toneladas de resíduos sólidos por ano, o que equivale a cerca de 5 t/ano por cada habitante europeu (EEA, 1998).

A produção de quantidades cada vez maiores de resíduos resulta essencialmente dos padrões de consumo insustentáveis das sociedades desenvolvidas, da reduzida durabilidade dos produtos e da existência de processos produtivos ineficientes. A produção de resíduos sólidos também tem crescido significativamente em resultado das tentativas de resolver outros problemas ambientais, tais como a produção de cinzas nos sistemas de tratamento de gases das centrais termoeléctricas ou a produção de lamas em estações de tratamento de água residuais.

Embora as quantidades de resíduos produzidas constituam uma preocupação, o seu impacte também depende da própria natureza dos resíduos. A presença de substâncias perigosas num fluxo de resíduos, mesmo que em pequena quantidade, pode ter impactes ambientais muito negativos.

As estratégias de gestão de resíduos devem assentar essencialmente na redução da produção e na diminuição da sua perigosidade, passando depois por estratégias de recuperação de materiais (através de reutilização ou reciclagem) ou de energia (em instalações de incineração ou de aproveitamento de biogás). A deposição final em aterros

controlados é encarada actualmente como o último recurso, a adoptar quando as estratégias anteriores estão esgotadas. Note-se que as actividades de reciclagem e de valorização energética de resíduos não são isentas de efeitos ambientais negativos, havendo também perda de materiais, energia e alguma degradação na qualidade dos recursos na maioria dos processos de reciclagem.

2.2.8. DEGRADAÇÃO DO SOLO

A degradação do solo é provocada essencialmente por urbanização e desenvolvimento de infraestruturas, erosão e contaminação.

A perda de solos por impermeabilização para desenvolvimento urbano, implantação de instalações industriais (nomeadamente energéticas) e estruturas de transporte é um problema ambiental grave, sobretudo em países como Portugal em que a disponibilidade de solos com boa aptidão agrícola é reduzida.

A erosão dos solos tem vindo a aumentar, sobretudo nos países Mediterrânicos mais vulneráveis, em resultado de práticas inadequadas, do abandono das terras e fogos florestais. Este factor, associado à salinização dos solos, tem vindo a conduzir a um aumento no risco de desertificação nas zonas mais vulneráveis dos países do Sul da Europa.

A contaminação de solos por poluição também é um factor de preocupação, sobretudo em zonas de indústria pesada e sítios abandonados de deposição de resíduos.

2.2.9. DEGRADAÇÃO DE ZONAS COSTEIRAS E ECOSISTEMAS MARINHOS

As zonas costeiras e marinhas constituem importantes fontes de recursos económicos e ecológicos. Desde há vários séculos que as actividades humanas se têm localizado junto da costa, assumindo-se que os mares constituem um sumidouro quase inesgotável dos resíduos e poluição gerados.

Os problemas ambientais mais relevantes nas zonas costeiras e marinhas estão relacionados com fenómenos de eutrofização, devido ao *input* de nutrientes de origem

terrestre, contaminação (em particular por metais pesados, poluentes orgânicos persistentes – POP's - e petróleo), sobre-exploração de recursos pesqueiros e destruição/degradação dos ecossistemas costeiros (EEA, 1998).

As zonas costeiras contêm recursos ecológicos, económicos e culturais únicos, cuja manutenção depende da protecção do equilíbrio frágil entre dois sistemas dinâmicos (humano e natural). Para além disso, os recursos marinhos em geral dependem da qualidade das zonas costeiras (EEA, 1999).

As principais pressões sobre as zonas costeiras e marinhas europeias (e portuguesas) resultam de:

1. Crescimento populacional e desenvolvimento urbano concentrado na faixa costeira;
2. Desenvolvimento de actividades turísticas e recreativas nas zonas costeiras;
3. Agricultura, com as pressões sobre a ocupação de ecossistemas costeiros e a poluição difusa gerada;
4. Pesca e aquacultura;
5. Transporte marítimo;
6. Localização de instalações industriais e energéticas.

As principais ameaças aos ecossistemas costeiros e marinhos com origem no sector energético estão relacionadas com os seguintes aspectos:

- A extracção de petróleo e gás natural em zonas marinhas, tais como o Mar do Norte e o Mediterrâneo (no caso da Europa);
- O transporte de petróleo para abastecimento dos sistemas energéticos europeus é quase exclusivamente realizado por via marítima, para ser processado em zonas próximas da costa;
- Muitas das centrais nucleares (e térmicas) europeias localizam-se em regiões costeiras ou perto de rios importantes devido às grandes quantidades de água de arrefecimento necessárias. As descargas de resíduos radioactivos e as consequências de eventuais acidentes, constituem uma ameaça importante aos ecossistemas marinhos.

- A construção de aproveitamentos hidroeléctricos nos principais rios altera significativamente os padrões de transporte de materiais, contribuindo para fenómenos de erosão costeira.

Reconhecendo a importância das zonas costeiras, o Conselho de Ministros da UE solicitou à Comissão em 1992 o desenvolvimento de uma estratégia integrada de gestão de zonas costeiras. Embora a necessidade da referida estratégia seja largamente reconhecida e aceite, a sua implementação tem progredido muito lentamente (EEA, 1998).

2.2.10. RISCOS QUÍMICOS E SAÚDE HUMANA

As populações humanas e os ecossistemas estão constantemente expostos a uma mistura de compostos químicos naturais e produzidos, muitos dos quais são nocivos para a saúde. A intensidade de químicos³ perigosos e não perigosos da economia europeia tem vindo a crescer desde 1993 (EEA, 1999). Existem entre 20 a 70 milhares de substâncias diferentes, muitas delas derivadas de químicos organoclorados. O conhecimento acerca da toxicidade, ecotoxicidade e risco destas substâncias ainda é reduzido.

De entre os grupos de compostos que geram maiores preocupações salientam-se os compostos orgânicos halogenados, em particular os poluentes orgânicos persistentes (POP's). Julga-se que a queima de combustíveis fósseis e outros combustíveis orgânicos é responsável por cerca de 90% da carga ambiental de hidrocarbonetos aromáticos policíclicos (PAH's) que são cancerígenos (EEA, 1998).

As emissões de dioxinas e furanos, associadas sobretudo à combustão de resíduos também são importantes, embora estejam a descer na maioria dos países europeus. A contaminação por metais pesados, nomeadamente cádmio e mercúrio, é outro dos aspectos relevantes. A utilização de pesticidas e outros produtos também é responsável por uma parte importante da dispersão de químicos perigosos no ambiente.

Para além dos riscos para a saúde humana derivados da dispersão de compostos químicos, surgem outras fontes de perigo associadas aos sistemas energéticos, tais como

³ Produção+importação por unidade de PIB

a exposição a radiações originadas pelo aproveitamento de energia nuclear. Os eventuais efeitos na saúde humana provocados pela exposição a campos electromagnéticos derivada das actividades de transporte e distribuição de electricidade também constituem motivo de preocupação, apesar das incertezas ainda prevaletentes quanto à existência de uma relação causa-efeito.

2.3. ESCALA DOS PROBLEMAS AMBIENTAIS

Um factor a considerar na caracterização dos impactes ambientais do sector eléctrico relaciona-se com a escala geográfica dos problemas. De um modo geral podem considerar-se três escalas de problemas: global, regional e local.

A escala de um problema é determinada não só pela extensão da área afectada pelo impacte, mas também pela abrangência da medidas requeridas para o seu controlo efectivo. Assim, a solução de um problema global deve envolver uma acção à escala global (que pode eventualmente ser materializada por medidas implementadas a uma escala menor), podendo os problemas locais ser abordados num âmbito local. De um modo geral, os problemas a escalas menores são de mais fácil resolução, por o número de agentes envolvidos ser na generalidade menor e haver uma menor distância (em tempo e no espaço) entre as causas e os efeitos.

Os impactes à escala global podem ser provocados por actividades locais que, devido à longevidade e mecanismos de transporte das emissões, ou à natureza do impacte, afectam as condições ambientais globais. Estes impactes incluem as alterações climáticas globais por emissões de gases de estufa, a depleção do ozono estratosférico e a destruição de habitats com a conseqüente redução de biodiversidade global.

Por sua vez, algumas actividades do sector eléctrico resultam em emissões (e.g. compostos acidificantes – SO_2 e NO_x) ou na mobilização de contaminantes tóxicos persistentes, que geram danos a centenas de quilómetros de distância, originando impactes à escala regional.

Finalmente, os problemas locais referem-se às situações em que os impactes ocorrem próximo ou no próprio local de produção, transporte ou consumo da energia eléctrica,

tais como poluição por partículas em suspensão, ruído ou efeitos de campos electromagnéticos, sendo em geral controlados localmente.

Na Tabela 2.4 apresenta-se uma classificação dos problemas ambientais considerados de acordo com a escala a que se manifestam.

Tabela 2.4 – Escala dos problemas ambientais

PROBLEMAS AMBIENTAIS	ESCALA		
	GLOBAL	REGIONAL	LOCAL
Alterações climáticas			
Acidificação			
Poluição atmosférica local			
Ozono troposférico			
Depleção do ozono estratosférico			
Escassez de água/ gestão recursos hídricos			
Poluição localizada de águas superficiais e subterrâneas			
Perda de biodiversidade			
Degradação de solo			
Degradação zonas costeiras e ecossistemas marinhos			
Depleção de recursos abióticos			
Resíduos sólidos e perigosos			
Saúde humana			
Acidentes graves			
Riscos químicos			
Intrusão visual			
Ruído			

3. IMPACTES AMBIENTAIS DO SECTOR ELÉCTRICO

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada uma identificação e caracterização sumária dos principais impactes ambientais associados ao sector eléctrico nas suas diferentes actividades: produção, transporte e distribuição. No capítulo seguinte apresentam-se mais detalhadamente os aspectos relacionados com as emissões de poluentes atmosféricos, apresentando-se no cap. 5 uma descrição das principais medidas que podem ser adoptadas para minimizar os impactes negativos mais significativos.

Foi efectuado um levantamento dos impactes inerentes às diferentes actividades do sistema eléctrico. Posteriormente, foram incluídos nas categorias de problemas ambientais consideradas no cap. 2 os impactes com maior significado. Após a descrição destes impactes foi elaborado um quadro síntese, onde se pode comparar, qualitativamente, os impactes inerentes a cada forma de produção de electricidade.

3.2. PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

Neste capítulo foram apenas consideradas as formas de produção de electricidade existentes em Portugal, ou aquelas a que Portugal recorre através da importação (ex. nuclear). Assim, consideraram-se as seguintes formas de produção de energia eléctrica:

A. Energias não renováveis

- Termoeléctrica (carvão, fuelóleo, gás natural)
- Nuclear
- Incineração de resíduos com aproveitamento energético

B. Renováveis

- Hidroeléctrica (mini-hídricas e grandes aproveitamentos)
- Solar (fotovoltaica e térmica eléctrica)
- Eólica

- Biomassa
- Geotérmica

3.2.1. ENERGIA TERMOELÉCTRICA

Nas centrais termoeléctricas a electricidade é produzida 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 eléctrica.

Os combustíveis fósseis são a fonte de energia mais utilizada para a produção de electricidade a nível global. A nível Europeu, a principal fonte de energia para produção de electricidade é a nuclear (36% em 1997), seguindo-se os combustíveis sólidos (28%), o gás natural (15%), a hidroelectricidade (13%) e o fuelóleo (7%) (UNIPED/ EURELECTRIC, 2000). As restantes fontes renováveis representavam em 1997 apenas 2% da produção europeia de electricidade.

A eficiência e os impactes da produção são directamente dependentes do tipo de combustível utilizado, devido ao grau de impurezas contido, e da tecnologia utilizada.

As emissões de poluentes atmosféricos da combustão, ao nível actual, têm efeitos significativos em termos de saúde pública e do equilíbrio dos ecossistemas, devido por exemplo ao efeito estufa, podendo alterar significativamente o clima, tanto a nível regional como global. Os principais gases emitidos são o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre, os óxidos de azoto e o metano, juntamente com partículas em suspensão e os metais pesados. A queima de combustíveis fósseis também conduz à produção de resíduos sólidos.

Para a avaliação dos impactes ambientais gerados pela produção de energia termoeléctrica, para além da fase de operação, devem também ser analisadas as fases de extracção, transporte e refinação dos combustíveis fósseis, em que também ocorrem impactes ambientais significativos. Note-se, no entanto, que estas fases são comuns a outros processos produtivos para além da produção de energia eléctrica, sendo assim, apenas parte destes impactes da responsabilidade do sector eléctrico.

3.2.1.1. Extracção

O petróleo e o gás natural normalmente são encontrados conjuntamente, pois têm uma origem geológica semelhante. A sua extracção é feita por perfuração, em poços de petróleo, ou em plataformas marítimas no caso de extracção no mar. Cerca de 1/4 do petróleo actualmente consumido é extraído no mar (Crofton, 1990).

O carvão é extraído em minas, que podem ser de dois tipos distintos: a céu aberto, para depósitos de carvão que se encontram perto da superfície, sendo retirada a camada de solo imediatamente acima do depósito de carvão; ou subterrâneas, para depósitos de profundidade mais elevada. Cerca de 50% do carvão extraído é utilizado para a produção de electricidade nas centrais termoeléctricas.

Alterações Climáticas

A extracção de carvão, petróleo e gás natural, pela natureza dos processos, origina fugas de metano e de outros compostos orgânicos voláteis (COV's) para a atmosfera, contribuindo deste modo para o efeito de estufa (US EPA, 1999). Na secção 4.3.9. são apresentados factores de emissão de poluentes atmosféricos associados à extracção e refinação dos combustíveis fósseis.

Poluição Atmosférica Local

No caso da extracção de carvão, especialmente no caso de minas a céu aberto, há uma elevada produção de poeiras, que degradam a qualidade do ar no local. A libertação de poeiras deve-se principalmente às actividades de perfuração e explosão, mas também às actividades de transporte.

Degradação do Solo

Na zona envolvente à extracção, de petróleo ou de carvão, há uma degradação do solo devido sobretudo aos derrames e resíduos produzidos, que se acumulam na vizinhança.

Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos

No caso da extracção de petróleo e gás natural em plataformas marítimas há uma degradação do ecossistema marinho local, pela existência de uma estrutura artificial no ambiente natural. Os resíduos produzidos durante a perfuração, acumulam-se junto ao fundo, provocando danos nas comunidades bênticas do local. A utilização de tintas anti vegetativas nas plataformas, é um importante factor de contaminação dos ecossistemas, podendo originar problemas de bioacumulação nos organismos vivos (US EPA, 1999).

Depleção de Recursos Abióticos

Os combustíveis fósseis são recursos abióticos não renováveis na escala de tempo normalmente associada às actividades humanas, pelo que a sua utilização implica sempre uma depleção das reservas existentes. A longo dos últimos 50 anos, o consumo de combustíveis fósseis tem vindo a aumentar significativamente. Em 1995 foram extraídos em todo o mundo 137 milhões de m³ de carvão, 192 milhões de m³ de petróleo e 110 milhões de m³ de gás natural (UN, 1997).

Acidentes Graves

Nas actividades de extracção há perigo de explosão e de incêndio inerente à presença de combustíveis. Este perigo pode ser aumentado em caso de situações de guerra, como ocorreu por exemplo durante a Guerra do Golfo, em que foram incendiados numerosos poços de petróleo.

Intrusão Visual

As infra-estruturas necessárias para a extracção dos combustíveis, são elementos estranhos à paisagem natural, provocando impactes visuais. Este tipo de impacte depende logicamente do local de extracção: o impacte visual de uma plataforma marítima de extracção de petróleo colocada a alguns quilómetros da costa é muito inferior ao de uma mina de extracção de carvão a céu aberto num ambiente natural.

Ruído

O processo de extracção provoca ruído associado à operação da maquinaria utilizada. Trata-se de um grau de ruído elevado, devido às perfurações e explosões inerentes ao processo de extracção.

3.2.1.2. Transporte

O petróleo e o gás natural podem ser transportados em oleodutos e gasodutos, respectivamente. O transporte destes combustíveis também pode ser efectuado em navios de carga de grande dimensão. Este tipo de transporte é fundamental quando estão em causa grandes distâncias ou quando a extracção é efectuada em plataformas marítimas como sucede, por exemplo, no Mar do Norte.

O carvão também é normalmente transportado em navios de grande dimensão, sendo também utilizado frequentemente o transporte ferroviário.

Alterações Climáticas

Podem haver fugas no transporte de gás natural nos gasodutos. Assim, há uma libertação directa de metano para a atmosfera que contribui para o efeito de estufa.

O transporte marítimo de combustíveis também produz emissões de GEE's (sobretudo CO₂), contribuindo assim para o efeito de estufa.

Poluição Atmosférica Local

O transporte do carvão pode originar a produção de poeiras no caso de ser efectuado sem cobertura, como sucede por vezes no transporte ferroviário. Este tipo de poluição, para além de causar uma redução da visibilidade, pode originar problemas de saúde humana, ao nível das vias respiratórias.

Perda de Biodiversidade

A implantação de gasodutos e oleodutos implica a desmatação das zonas envolventes, havendo danos directos na flora e interferências com a fauna local. A existência deste

tipo de estruturas lineares poderá ainda originar uma fragmentação de *habitats* e efeito de barreira para certo tipo de espécies animais.

Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos

O impacto do transporte de combustíveis fósseis nas zonas costeiras e ecossistemas marinhos está sobretudo associado aos derrames acidentais de *crude* nos petroleiros, que originam graves danos ecológicos. Dos casos conhecidos mundialmente destaca-se a maré negra causada pelo Exxon Valdez, em 1989 perto do Alasca, onde morreram milhares de peixes e aves marítimas, devido ao derrame de cerca de 20 000 m³ de *crude*. Na costa portuguesa têm também ocorrido frequentemente alguns acidentes deste tipo.

Poderá também existir uma degradação dos ecossistemas marinhos resultante da poluição provocada pela lavagem dos porões e descarga dos tanques de lastro, dos petroleiros e dos navios de transporte de carvão, uma vez que as águas residuais resultantes dessa lavagem são normalmente lançadas no mar sem qualquer tipo de tratamento (US EPA, 1997).

Acidentes Graves

Durante a fase de transporte há o risco de rotura dos oleodutos e gasodutos, com efeitos de elevada gravidade potencial.

Intrusão Visual

A existência de infra-estruturas como os oleodutos e os gasodutos, provoca uma alteração das características da paisagem local, dependendo a magnitude do impacto das características do local e da possibilidade de se poder dissimular as estruturas. Muitos dos locais de extracção, são distantes dos locais de refinação, o que obriga à existência de condutas de grande extensão, por vezes atravessando zonas naturais (ex. Alasca).

3.2.1.3. Refinação

A fase de refinação só é necessária no caso das centrais termoeléctricas que utilizam como combustível um derivado do petróleo. No processo de destilação fraccionada do petróleo, o *crude* bruto é refinado nas suas diversas formas (gasolina, fuelóleo, gasóleo,

etc.). Dos produtos obtidos, só parte são utilizados como combustível nas centrais termoeléctricas, normalmente o gasóleo ou o fuelóleo. Os principais impactes ambientais associados à refinação estão associados à emissão de poluentes atmosféricos, sendo, no entanto, o seu contributo pouco importante quando comparado com as emissões das centrais termoeléctricas na fase de operação (US EPA, 1995).

Alterações Climáticas

Nas refinarias podem ocorrer fugas de constituintes voláteis do *crude*, nomeadamente daquele que se encontra armazenado. Destes constituintes destaca-se o metano que contribui para o aquecimento global. Durante o processo de refinação ocorrem também emissões de monóxido e dióxido de carbono, que também contribuem para o efeito de estufa.

Acidificação

A actividade de refinação do petróleo gera emissões de óxidos de azoto (NO_x) e de dióxido de enxofre (SO_2), que contribuem para o problema da acidificação.

Ozono Troposférico

Os óxidos de azoto (NO_x) são precursores do ozono troposférico, extremamente prejudicial à saúde humana. O ozono troposférico é responsável pelo nevoeiro fotoquímico ou *smog*.

Poluição Atmosférica Local

O contributo da refinação para a poluição atmosférica local deve-se sobretudo à emissão de partículas, durante o processo que resulta da existência de impurezas no *crude*, para além dos efeitos locais dos restantes poluentes emitidos (e.g. gases ácidos).

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

Nas refinarias é frequente haver escorrências de hidrocarbonetos líquidos, que podem contaminar as águas subterrâneas e superficiais. Apesar de se tratar de volumes

diminutos, a poluição total ao longo do tempo poderá ser gravosa, dado o carácter persistente daqueles compostos.

Degradação do Solo

O armazenamento do *crude* e dos produtos obtidos após a refinação pode causar uma degradação do solo na zona envolvente. Os depósitos mais antigos de armazenamento de derivados do petróleo, possuem sistemas de impermeabilização de fundo pouco eficazes, pelo que se verifica, a longo prazo, uma contaminação dos solos (ex. antiga refinaria da Petrolgal na zona da EXPO 98).

Resíduos Sólidos e Perigosos

Os resíduos produzidos no processo de refinação são tipicamente lamas, escórias e cinzas. Este tipo de resíduos poderá originar problemas graves, caso não lhes seja dado um destino final adequado, pois contêm metais pesados e outro tipo de substâncias tóxicas (US EPA, 1995).

Acidentes Graves

Numa refinaria há sempre o perigo de explosão e de incêndio associado ao armazenamento do petróleo bruto e dos combustíveis produzidos.

Intrusão Visual

A existência duma indústria deste tipo constitui necessariamente uma intrusão visual na paisagem envolvente, pois trata-se de uma unidade fabril de dimensões elevadas. A torre da refinaria causa impactes visuais significativos dada a sua elevada altura. O impacte será de maior ou menor magnitude consoante o valor paisagístico do local em questão.

Ruído

Verifica-se um aumento do nível de ruído nas proximidades da refinaria. Trata-se de um ruído inerente à existência de uma unidade industrial de dimensões consideráveis.

3.2.1.4. Operação

Os principais impactes ambientais associados à operação de uma central termoeléctrica relacionam-se com as emissões atmosféricas geradas no processo produtivo. A Tabela 3.1 indica gamas de valores para as emissões associadas à queima de vários tipos de combustível, apresentando-se no cap. 4 uma caracterização e quantificação mais detalhada das principais emissões. As variações dentro da gama de valores apresentadas para os diferentes poluentes/combustíveis resultam da diferente qualidade dos combustíveis e da eficácia das diferentes tecnologias.

Tabela 3.1 – Emissões de poluentes associadas à utilização de diferentes combustíveis fósseis

Poluente	Unidade por kWh	Combustível							
		Carvão		Carvão Limpo		Gás Natural		Fuelóleo	
		Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.
SO ₂	g SO ₂	22,7	2,3	2,7	0,5	0,0	0,0	13,6	1,8
CO ₂	g CO ₂	952,5	907,1	952,5	861,8	498,9	453,6	997,9	771,1
NO _x	g NO _x	4,1	2,7	1,8	0,2	2,7	0,1	3,2	1,4
CH ₄	g CH ₄	0,9	0,9	0,9	0,9	fugas	fugas	1,8	1,4
Partículas	g TSP	18,1	0,1	0,9	0,0	0,1	0,0	1,4	0,2
Resíduos sólidos	g	90,7	45,4	136,1	45,4	0,0	0,0	45,4	45,4
Metais		Alta	0,0	baixa	0,0	0,0	0,0	alta	0,0

Fonte: Adaptado de CEC, 1994

Alterações Climáticas

As centrais termoeléctricas contribuem para o aquecimento global através da emissão de gases de estufa, nomeadamente o dióxido de carbono e o metano, resultantes da queima dos combustíveis fósseis. A Tabela 3.1 mostra que, para todos os combustíveis, a quantidade de CO₂ emitida é muito superior à de CH₄, sendo o CO₂ o gás de estufa que mais contribui para o aquecimento global. Este gás é responsável por cerca de dois terços do aumento de GEE's, devendo-se presentemente cerca de 30% da sua emissão exclusivamente à queima de combustíveis fósseis nas centrais termoeléctricas (CEC, 1994). Contudo, para além das quantidades emitidas é importante considerar o potencial de aquecimento global de cada gás, apresentado na Tabela 2.1.

As emissões de gases de estufa reduzem-se para cerca de metade quando é utilizado o gás natural como combustível, em vez do carvão ou do petróleo. No entanto, caso haja fugas de combustível armazenado na central, o contributo para o aquecimento global

aumentará, uma vez que se trata da libertação directa de metano (que tem um PAG para 100 anos de 21 CO₂-equivalentes) para a atmosfera.

A emissão de NO_x nas centrais térmicas contribui indirectamente para o aquecimento global, uma vez que estes compostos podem conduzir à formação de óxido nitroso (N₂O) que é também um gás de estufa.

Acidificação

As emissões de óxidos de azoto e de dióxido de enxofre das centrais termoeléctricas contribuem muito significativamente para o problema da acidificação. As centrais termoeléctricas são responsáveis por 60-70% das emissões de SO₂ (CEC, 1994). O monóxido de azoto (NO) é o óxido de azoto emitido em maiores quantidades, sendo no entanto, a forma mais encontrada na atmosfera o NO₂, devido à elevada reactividade do NO. As centrais termoeléctricas são responsáveis por cerca de um terço do NO_x de origem antropogénica (CEC, 1994).

Poluição Atmosférica Local

A emissão de partículas é um problema grave nas centrais termoeléctricas, nomeadamente quando o combustível utilizado é o carvão. Estas partículas têm dimensões entre 1 e 100 µ, podendo provocar diversos problemas a nível das vias respiratórias.

O SO₂ e o NO_x podem também formar partículas secundárias, mais ácidas e de menores dimensões (0.005 – 2.0 µ). Este tipo de partículas é mais prejudicial à saúde humana, devido ao seu carácter mais agressivo e também a uma maior permanência na atmosfera. Por outro lado, a matéria particulada emitida directamente pelas centrais tem um efeito substancialmente maior na redução da visibilidade (CEC, 1994).

Ozono Troposférico

Tal como nas refinarias, a emissão de NO_x dá origem ao ozono troposférico que é extremamente prejudicial para a saúde humana e responsável pela ocorrência do nevoeiro fotoquímico.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

As centrais termoeléctricas utilizam a água para o seu sistema de refrigeração, sendo a água captada ao rio ou ao mar devolvida posteriormente a uma temperatura superior. Há assim uma variação na temperatura da água que pode provocar alterações ao nível da fauna e flora do local. Esta poluição térmica pode originar um aumento da taxa de mortalidade ou provocar um aumento do metabolismo em algumas espécies de peixes que origine períodos de maturação e/ou ciclos de reprodução mais curtos. Pode também ocorrer a proliferação de algas tóxicas (Pabla, 1998).

As águas de refrigeração também contêm contaminação devida aos aditivos químicos que lhes são adicionados, nomeadamente desincrustantes (polifosfatos, poliéster, fosfatos e poliacrilatos, e anteriormente crómio hexavalente), anticorrosivos (zinco, molibdato, silicato, polifosfato, carboxilato) e biocidas (cloro) (US EPA, 1997).

Degradação do Solo

O armazenamento do petróleo ou do carvão nas centrais termoeléctricas poderá levar a uma degradação do solo, caso os sistemas de impermeabilização não sejam os mais adequados.

Resíduos Sólidos e Perigosos

A queima do carvão e do petróleo origina a produção de resíduos sólidos contaminados com metais pesados, aos quais é necessário dar um destino final adequado. Alguns destes resíduos ficam depositados sob a forma de cinzas. Outros são libertados para a atmosfera sob a forma de partículas, que podem ser retiradas dos gases de saída através de equipamento de despoeiração, originando assim resíduos sólidos.

Os sistemas de tratamento de gases, nomeadamente os equipamentos de dessulfuração e desnitrificação também geram resíduos sólidos aos quais deve ser dado um destino final adequado.

Acidentes Graves

Numa central termoeléctrica há sempre o perigo de explosão e de incêndio associado ao armazenamento do combustível.

Intrusão Visual

Uma central termoeléctrica apresenta um impacto visual localizado, mas de alguma relevância. Este impacto está relacionado com a dimensão da central, nomeadamente com a altura da chaminé, que é o elemento mais visível a longa distância.

Ruído

Verifica-se um aumento dos níveis de ruído nas proximidades da central, inerente ao seu funcionamento.

3.2.2. ENERGIA NUCLEAR

Os sistemas de energia nuclear utilizam o urânio-235 como fonte de energia. A reacção de fissão do urânio gera calor que é utilizado para produzir electricidade, requerendo baixos custos de operação, mas produzindo resíduos sólidos altamente radioactivos. Este facto constitui um grande factor de preocupação nas populações, devido à perigosidade dos resíduos produzidos e ao potencial de risco de acidente durante a operação. A desactivação das instalações e o armazenamento dos resíduos radioactivos são problemas que ainda não estão completamente resolvidos, o que restringe muito a utilização desta tecnologia. A existência de casos de acidentes, como o de Chernobyl e o de Three Mile Island, reforçam os receios e incertezas das populações (CEC, 1994).

A referência a esta forma de produção de electricidade, deve-se ao facto de em Portugal ser consumida electricidade importada de Espanha, onde o nuclear representa 30% da produção total (UI, 2000). Assim, segundo a perspectiva adoptada de que os impactos ambientais da electricidade devem, em última análise ser afectos ao utilizador final, os impactos ambientais da energia nuclear devem ser considerados.

Na análise desta forma de produção de electricidade podem considerar-se duas fases principais: extracção e operação. A fase mais crítica, e durante a qual se verificam os maiores impactes, é a de operação.

3.2.2.1. Extracção

Durante a fase de extracção observam-se os impactes análogos a qualquer tipo de actividade extractiva.

Poluição Atmosférica Local

Durante a fase de extracção dá-se libertação de poeiras, devido principalmente às actividades de perfuração e explosão, assim como às actividades de transporte.

Degradação do Solo

Os desabamentos de terra, e a destruição do solo em redor das minas, devido à movimentação de maquinaria pesada, conduzem à degradação do solo nas imediações das minas.

Depleção de Recursos Abióticos

O urânio é um recurso abiótico não renovável, implicando a sua utilização sempre uma diminuição das reservas existentes. Anualmente verifica-se uma extracção mundial de cerca de 31000 toneladas de urânio (UI, 2000).

Resíduos Sólidos e Perigosos

A extracção de minério origina uma quantidade significativa de subprodutos, com elevadas concentrações de metais pesados. A incorrecta deposição destas escórias provoca uma grave deterioração do solo, e contaminação das águas superficiais e subterrâneas na vizinhança da mina (CEC, 1994).

Saúde Humana

A extracção de minério causa impactes significativos sobre a saúde humana, sobretudo dos trabalhadores, devido às elevadas radiações emitidas pelo urânio (Boffeta, 1993). A

mitigação destes impactes passa pela protecção dos mineiros, através da minimização, ou eliminação, do contacto com as radiações emitidas pelo minério.

Acidentes Graves

Como em qualquer mina, os perigos de desabamento, libertação de gases perigosos e consequentes explosões, são relativamente elevados.

Intrusão Visual

As infra-estruturas necessárias para a extracção de urânio, são elementos estranhos à paisagem natural, provocando impactes visuais. A significância deste impacte está directamente relacionada com as características do local de implantação das minas.

3.2.2.2. Operação

A fase de operação da energia nuclear apresenta alguns impactes ambientais bastante significativos.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

A poluição térmica, provocada pela circulação e libertação das águas de arrefecimento, pode causar graves alterações na vida aquática, conforme descrito para as centrais termoeléctricas. Também se verifica contaminação radioactiva das águas de arrefecimento, que representam um perigo toxicológico para as comunidades biológicas (CEC, 1994).

Perda de Biodiversidade

A emissão de radioactividade é extremamente nociva para todos os organismos vivos, pois a interacção da radiação com células vivas desencadeia um conjunto de reacções bioquímicas destrutivas. Contudo, os efeitos são diferentes para cada espécie, de acordo com uma relação dose-resposta, podendo causar desde doenças crónicas à morte imediata (CEC, 1994).

Resíduos Sólidos e Perigosos

A fase de operação de uma central nuclear é acompanhada por uma produção contínua de resíduos radioactivos. A sua deposição, cuja radiação pode ser alta, média ou baixa, deve ser rodeada de elevados cuidados, por forma a minimizar a dispersão da radiação (CEC,1994).

Os resíduos radioactivos provenientes da indústria nuclear devem ser completamente isolados de todo o tipo de vida. O manuseamento do material radioactivo deve ser sempre executado com bastante precaução. O reduzido volume de material radioactivo contido no combustível facilita, no entanto, esta operação. Estes resíduos, devido à sua perigosidade, devem ser concentrados em estruturas resistentes (ex. blocos de betão), colocadas em locais bastante abaixo da superfície do solo.

A perigosidade dos resíduos está directamente ligada ao seu grau de radioactividade. Por exemplo, se se verificar a deposição de grandes volumes de resíduos de baixa radioactividade, provenientes de centrais nucleares, a profundidades bastante baixas (6 metros), e se se assumir que se dá uma dispersão imediata no solo, entre a superfície e a profundidade das águas subterrâneas, e que os resíduos têm um comportamento semelhante aos materiais aí presentes naturalmente, os impactes serão cerca de 5% dos impactes resultantes de resíduos de elevada radioactividade (Cohen, 1996).

Saúde Humana

Durante o funcionamento duma central nuclear há a constante emissão de baixa radiação de rotina, que pode causar efeitos crónicos, nomeadamente mutações genéticas, conduzindo a doenças cancerígenas (CEC, 1994).

Acidentes Graves

Podem acontecer acidentes em centrais nucleares devido ao mau funcionamento das instalações, ou a erros durante a condução da central. Estes acidentes, apesar da sua reduzida probabilidade de ocorrência, causam impactes tão graves, que se torna difícil a sua quantificação.

O acidente nuclear de Chernobyl, atribuído a um erro humano, ocorreu em 1986 na antiga União Soviética tendo provocado directamente a morte de 31 pessoas (1 imediatamente e 30 em 3 meses). Foi a única vez na história da produção comercial de electricidade através de energia nuclear, em que se registaram vítimas mortais. As consequências finais da nuvem de radiação que se espalhou pela Rússia e países vizinhos ainda não são completamente conhecidas. Na Bielorrússia, Ucrânia e Rússia foi estabelecida uma relação entre o aumento do cancro da tiróide em crianças e o acidente em Chernobyl (NEI, 1998).

3.2.3. VALORIZAÇÃO ENERGÉTICA DE RESÍDUOS

A valorização energética de resíduos inclui o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos ou industriais orgânicos em unidades de incineração com produção de electricidade e o aproveitamento de biogás em aterros sanitários.

No presente capítulo são apresentados apenas os impactes ambientais da incineração de resíduos, dada a sua maior expressão em Portugal para produção de electricidade. Embora não se trate do aproveitamento de um recurso renovável, esta tecnologia tem diversos benefícios ambientais, nomeadamente:

- A combustão de resíduos reduz o volume necessário para deposição em aterro;
- A energia recuperada na combustão pode ser aproveitada para produzir electricidade ou para co-geração de calor e electricidade, evitando consumos de combustíveis e emissões de centrais termoeléctricas convencionais;
- O processo evita as emissões de metano (um poderoso GEE) que podem resultar da degradação dos resíduos em aterros;
- O processo permite aproveitar o conteúdo energético dos resíduos, que de outro modo seria perdido ou aproveitado com menor eficiência⁴.

Sendo a incineração uma tecnologia cujo objectivo principal é o tratamento de resíduos, a sua valorização energética pode ser encarada como um “sub-produto”. Assim, os impactes ambientais identificados não devem ser exclusivamente afectos à produção de electricidade, devendo também ser imputados à actividade de tratamento de resíduos.

A análise dos impactes da incineração de resíduos deve contemplar a fase de construção da central, os impactes decorrentes da recolha e transporte dos resíduos e os impactes da operação (combustão).

3.2.3.1. Construção

Os impactes da construção de uma central de incineração de resíduos são os associados a qualquer obra de engenharia civil de dimensão equivalente, nomeadamente emissão de poluentes atmosféricos, poeiras e ruído devido à movimentação de máquinas e às actividades de escavação e construção, e a intrusão visual associada às obras.

3.2.3.2. Recolha e Transporte dos RSU

Os principais impactes associados à recolha e transporte dos resíduos sólidos urbanos (RSU) correspondem às emissões atmosféricas e ruído associados aos veículos de transporte, bem como a eventuais incomodidades decorrentes do odor dos resíduos. Note-se, no entanto, que estes impactes ocorreriam independentemente da valorização energética de resíduos, uma vez que as actividades de recolha e transporte têm sempre que ser efectuadas.

3.2.3.3. Operação

Os principais impactes ambientais associados à incineração de resíduos estão associados às emissões de poluentes atmosféricos, nomeadamente metais pesados e compostos orgânicos como as dioxinas, que resultam do facto de se estar a utilizar um combustível pouco “limpo”.

Alterações Climáticas

A incineração de RSU gera emissões de CO₂, contribuindo assim para as alterações climáticas. As emissões produzidas (por kWh de electricidade produzida) são de um modo geral mais elevadas do que no caso dos combustíveis fósseis, dado o baixo poder calorífico dos RSU e a baixa eficiência de geração (~20%) (OECD/IEA, 1998).

⁴ A eficiência do aproveitamento energético de biogás de aterros é mais reduzida

Acidificação

A queima de resíduos sólidos urbanos gera emissões atmosféricas de óxidos de azoto e de enxofre que contribuem para a acidificação. Os níveis de emissões produzidos são superiores aos dos combustíveis fósseis. Note-se, no entanto, que as instalações de incineração têm normalmente sistemas de tratamento de gases bastante complexos, dados os exigentes limites de emissão a que estão sujeitas, reduzindo assim significativamente as emissões para a atmosfera.

A queima de RSU também gera emissões de ácido clorídrico (HCl) (sobretudo quando os resíduos contêm materiais de plástico) e ácido fluorídrico (HF) (em quantidades extremamente reduzidas), que também contribuem para a acidificação, para além de gerarem problemas de saúde.

Poluição Atmosférica Local

As centrais de incineração emitem uma grande variedade de poluentes, alguns deles tóxicos, resultantes da queima de materiais contendo estes compostos. Entre os principais poluentes encontram-se os metais pesados (sobretudo cádmio, mercúrio e arsénio) e compostos orgânicos voláteis (hidrocarbonetos aromáticos policíclicos- PAH's – PCB's, formaldeído e dioxinas). Estes compostos apresentam elevado grau de toxicidade, tendo efeitos em termos de saúde humana e nos ecossistemas.

A composição dos resíduos, a tecnologia de combustão utilizada e a eficiência do equipamento de controlo de poluição instalado, condicionam em grande escala a quantidade e tipologia dos poluentes emitidos.

Pode também ocorrer alguma incomodidade na vizinhança das instalações devido aos odores dos resíduos, que podem no entanto ser facilmente minimizáveis.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

As centrais de incineração utilizam a água para o seu sistema de refrigeração, podendo provocar poluição térmica. Os sistemas de tratamento de gases por via húmida (quando presentes) produzem efluentes líquidos potencialmente contaminados.

Resíduos Sólidos e Perigosos

As cinzas resultantes da incineração de RSU – cinzas de fundo e cinzas volantes - contêm poluentes inorgânicos (metais pesados) devendo a sua deposição final ser realizada em locais apropriados (aterros de RSU no caso das cinzas de fundo e de resíduos perigosos no caso das cinzas volantes).

Intrusão Visual

O impacte visual das centrais de incineração de RSU é semelhante ao de uma central termoeléctrica convencional. Este aspecto deve assim ser considerado na localização da central.

3.2.4. ENERGIA HIDROELÉCTRICA

O aproveitamento da energia dos cursos de água para produção de electricidade é bastante conhecido e utilizado por todo o Mundo. A transformação energética efectua-se através da passagem da água por uma turbina, cuja rotação permite a produção de energia eléctrica. Quanto maior for a energia potencial da água que faz mover as pás da turbina, maior será a produção de electricidade.

Existem várias formas de aproveitamento energético de um curso de água, dependendo das suas características e das condições geográficas envolventes do local de implantação das infra-estruturas. Podem, de um modo geral, distinguir-se dois grandes tipos de aproveitamentos consoante a sua dimensão: mini-hídricas e grandes aproveitamentos (OECD/IEA, 1998).

As principais fases da implantação de estruturas hidroeléctricas são: construção, enchimento e operação.

3.2.4.1. Mini-Hídricas

As mini-hídricas são instalações hidroeléctricas de pequenas dimensões. Neste tipo de empreendimento verifica-se o aproveitamento de um desnível natural do curso de água, para se instalar uma pequena turbina. Note-se que o aproveitamento deste desnível

natural pode, no entanto, requerer o desvio de uma parte do caudal do rio durante uma determinada extensão.

Os custos associados às mini-hídricas são relativamente reduzidos, quando comparados com outros tipos de aproveitamento hidroeléctrico. A produção eléctrica destas unidades é, contudo, bastante inferior à dos outros aproveitamentos.

De um modo geral, os impactes ambientais são mais reduzidos do que os associados a aproveitamentos de maiores dimensões e confinados ao local de instalação. Note-se, no entanto, que a instalação em cascata de diversos aproveitamentos no mesmo curso de água pode originar impactes cumulativos com alguma importância, pela alteração do regime hidrológico.

3.2.4.1.1. Construção

A construção de uma mini-hídrica, apesar da sua pequena dimensão, apresenta alguns impactes, inerentes a qualquer tipo de obra das mesmas dimensões: perturbação devida ao transporte de materiais, ruído, intrusão visual, emissão de poeiras, etc. Ocorrem impactes adicionais no ambiente aquático, nomeadamente aumento da matéria em suspensão e da turvação. A inundação de solo pode afectar a agricultura, infraestruturas locais e sítios arqueológicos ou com interesse conservacionista. A importância destes impactes varia com o tipo de meio envolvente, sendo no entanto na sua generalidade temporários de curta duração, dado o reduzido período de construção.

3.2.4.1.2. Operação

Durante a fase de operação não existem emissões de poluentes atmosféricos, devendo-se os principais impactes à existência de uma estrutura estranha ao meio. De sublinhar que os impactes deste tipo de infra-estruturas são de menor importância, quando comparados com os impactes das grandes barragens.

Efeitos nos Fluxos Hidrológicos/Qualidade da Água

Os aproveitamentos hidroeléctricos podem ter diversos efeitos de sentido oposto na qualidade da água e nos caudais tais como (OECD/IEA, 1998):

- Em alguns casos, o arejamento da água na turbina pode contribuir para aumentar os níveis de oxigénio dissolvido e assim contribuir para melhorar a qualidade da água do curso de água;
- Em aproveitamentos com uma grande queda, podem ocorrer impactes negativos devido à redução do caudal entre a tomada de água e o ponto de restituição, que pode levar à degradação da qualidade da água, alteração na disponibilidade de *habitats* e concentração de poluentes. Estes impactes podem ser minimizados pela garantia de um caudal mínimo (caudal ecológico);
- A alteração da morfologia e regime do rio, por exemplo o alargamento do leito e a redução da corrente, podem afectar as populações de peixes;
- Os aproveitamentos hidroeléctricos podem alterar o nível de partículas em suspensão no rio e afectar os processos de deposição de sedimentos e erosão.

Perda de Biodiversidade

Os aproveitamentos hidroeléctricos podem causar perturbações nos ecossistemas aquáticos, na extensão de rio entre a tomada de água e o ponto de restituição, em particular nos aproveitamentos com grandes quedas. Os impactes nas populações de peixes são os geralmente considerados mais importantes, sobretudo nas espécies migradoras, devido à obstrução dos fluxos migratórios. Este impacte pode ser minimizado através da construção de passagens para peixes.

Também pode acontecer a morte de peixes durante a fase descendente, devido ao obstáculo que as turbinas constituem. Este facto pode ser minimizado pela utilização de grelhas à entrada das condutas das turbinas (OECD/IEA, 1998).

Intrusão Visual

A instalação de uma mini-hídrica implica a colocação de uma estrutura não natural no meio, verificando-se uma alteração visual na paisagem. Contudo, devido à pequena dimensão destas instalações, podem ser aplicadas medidas minimizadoras, sem grandes custos e com relativa eficácia. As medidas deverão abranger tanto os materiais de construção, como a concepção da instalação (OECD/IEA, 1998).

3.2.4.2. Grandes Aproveitamentos

A ICOLD (*International Commission on Large Dams*) classifica um aproveitamento como uma grande barragem quando a sua altura é superior a 15 m. Para além da altura, existem diversas combinações de factores tais como a dimensão (a IEA inclui na classe de grandes aproveitamentos aqueles com uma capacidade superior a 10 MW), condições naturais, características do curso de água, modo de operação, etc. que tornam difícil a generalização dos impactes ambientais dos aproveitamentos hidroeléctricos, dadas as suas especificidades.

Os grandes aproveitamentos hidroeléctricos são normalmente divididos em dois tipos consoante existe ou não capacidade de armazenamento dos caudais afluentes: albufeira, em que existe capacidade de armazenamento, e aproveitamentos a fio de água em que não existe essa capacidade (ou é muito reduzida), ou seja, o caudal afluente é igual ao caudal descarregado e turbinado. Normalmente os impactes ambientais dos aproveitamentos de fio de água são de magnitude inferior aos das albufeiras.

Em ambos os tipos de aproveitamento pode existir, ou não, desvio do caudal do rio para ser turbinado. O desvio de caudal provoca, de um modo geral, impactes ambientais mais expressivos do que um aproveitamento sem desvio, devido à existência de uma extensão de rio sem (ou com reduzido) caudal entre a tomada de água e o ponto de descarga. Além disso, as estruturas de desvio também podem constituir uma importante intrusão na paisagem.

Os grandes aproveitamentos hidroeléctricos geram impactes ambientais significativos, embora localizados, podendo causar perturbações importantes nos sistemas ecológicos a montante e a jusante. Os impactes ambientais destas estruturas diferem bastante de local para local, devendo assim as especificidades da área afectada ser consideradas.

Nas diferentes fases do projecto – construção, enchimento e operação – ocorrem impactes ambientais diferenciados.

3.2.4.2.1. Construção

As grandes barragens incluem-se nos maiores projectos de engenharia civil a nível mundial e, como tal, a sua construção acarreta impactes ambientais significativos. O

período de construção é normalmente longo (entre 5 a 10 anos) e inclui uma larga gama de trabalhos de engenharia civil, mecânica e eléctrica (e.g. escavações, dragagens, betonagens, instalação de tubagens, linhas de transporte de electricidade, etc.). A fase de construção engloba a construção da represa e de todas as estruturas inerentes ao funcionamento da central hidroeléctrica. Os impactes da construção de um grande aproveitamento são fortemente dependentes do local de implantação.

Os principais impactes ambientais desta fase são a perda de biodiversidade, a poluição atmosférica local, a poluição localizada das águas superficiais e subterrâneas, a depleção de recursos abióticos, os impactes visuais e o ruído provocado pelas obras.

Poluição Atmosférica Local

Durante a fase de construção são emitidas grandes quantidades de poeiras, originadas pelas actividades de movimentação de terras. A deslocação de viaturas de transporte de materiais de construção para o local, também pode causar uma diminuição da qualidade do ar nas imediações da área de implantação, quer a nível de poeiras, quer pela emissão de poluentes gasosos. Estes impactes podem ser relativamente importantes, se não forem tomadas medidas de prevenção (ex. rega das vias de acesso) (OECD/IEA, 1998).

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

Durante a fase de construção verifica-se um aumento da turvação da água, nomeadamente devida à movimentação de terras e materiais, que pode causar efeitos negativos a nível da flora (diminuição da fotossíntese) e da fauna (dificuldades respiratórias).

Perda de Biodiversidade

Nesta fase, a perda de biodiversidade deve-se principalmente à destruição de *habitats* pela construção de acessos, e devido à magnitude das estruturas paralelas à obra.

Depleção de Recursos Abióticos

Devido às grandes quantidades de materiais utilizados na construção das grandes barragens, verifica-se uma depleção considerável de recursos abióticos, nomeadamente decorrentes da extracção de materiais inertes.

Intrusão Visual

Os impactes visuais da construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos são bastante significativos, principalmente para empreendimentos de maior envergadura, com grande área de espelho de água. Há a incorporação na paisagem de uma estrutura não natural, de forte contraste visual, cujos materiais não se incorporam no ecossistema circundante (OECD/IEA, 1998).

Ruído

O ruído associado aos grandes aproveitamentos hidroeléctricos verifica-se quase exclusivamente durante a fase de construção, devido às perfurações, ao funcionamento das máquinas e ao deslocamento das viaturas da obra. Quando a construção se realiza em locais com pouca influência humana os impactes são bastante mais significativos para as comunidades biológicas (CEC, 1994).

3.2.4.2.2. Enchimento

A fase de enchimento engloba o período após a construção da represa, até ao início da operação. Os impactes ambientais nesta fase são muito significativos, devido principalmente à extensão da área inundada.

Perda de Biodiversidade

Os impactes ambientais mais importantes na fase de enchimento devem-se principalmente à submersão de ecossistemas, assim como à destruição de flora ribeirinha, e consequente alteração dos padrões do ciclo de vida da fauna circundante.

A submersão de áreas implica a destruição dos *habitats* aí existentes. As perdas assumem maior relevância quanto maior a raridade e/ou importância ecológica do *habitat* ou das espécies afectadas, tanto numa escala regional como global. A desmatção e posterior

inundação de uma área relativamente extensa, é responsável pela destruição de *habitats* normalmente muito ricos em fauna e flora (ex. galeria ripícola).

Estes impactes são, de um modo geral, mais significativos nos casos dos aproveitamentos com albufeira do que nos aproveitamentos a fio-de-água, dada a maior extensão da área inundada.

Degradação do Solo

A desmatção não faseada pode conduzir a graves problemas de erosão nas áreas desmatadas, devido à prolongada falta de protecção do solo. Este tipo de acção impede o uso do solo até ao completo enchimento da albufeira. Este período pode demorar entre poucos meses a vários anos.

A submersão inviabiliza qualquer tipo de uso do solo, podendo haver perda de áreas agrícolas, florestais, etc. Estas perdas podem ser de difícil reposição, principalmente em zonas onde existam poucos solos com boa aptidão agrícola.

Intrusão Visual

Os principais impactes visuais na fase de enchimento devem-se ao processo de desmatção. Neste processo forma-se uma zona de solo nu nas margens do curso de água, que permanece a descoberto durante o tempo necessário ao enchimento, geralmente prolongado. Estes impactes são mais relevantes nos casos das albufeiras do que nos aproveitamentos a fio-de-água.

Impactes Socio-económicos

Durante a fase de enchimento podem ser submersos núcleos populacionais, infra-estruturas de uso corrente, ou valores patrimoniais. No caso das primeiras, é frequente a realocação das populações e actividades afectadas, sendo os custos materiais geralmente suportados pelo proponente da obra. Contudo, verificam-se transtornos a nível da manutenção das actividades quotidianas das populações.

O risco de destruição de valores patrimoniais pode ser minimizado, mas ocorrem sempre perdas, cuja importância está indexada à sua singularidade e importância. Pode também ocorrer a perda de locais de significado cultural ou religioso. Nestas situações a resolução do problema torna-se bastante complexa, e com implicações sociais e políticas particulares.

O alagamento da área da albufeira também pode provocar a perda de áreas de recreio. Por sua vez, a existência de uma massa de água também possibilita o desenvolvimento de novas actividades turístico-recreativas, tais como desportos aquáticos e pesca recreativa, o que constitui um impacto positivo.

3.2.4.2.3. Operação

Os impactes ambientais da operação dos grandes aproveitamentos são significativos, estando, no entanto a sua importância em cada caso particular dependente da política de gestão adoptada para a albufeira.

Alterações Climáticas

Para grandes espelhos de água podem verificar-se alterações a nível do clima local, devido à presença de uma grande massa de água previamente inexistente, que pode contribuir para aumentar a humidade relativa do ar. Em épocas de estio, quando os níveis da barragem se encontram mais baixos, pode ocorrer um aumento da temperatura média do local, devido à inexistência de flora ripícola nas margens.

Podem ocorrer emissões de gases estufa, nomeadamente dióxido de carbono e metano, em grandes albufeiras devido à degradação da matéria orgânica acumulada no fundo. As emissões de um aproveitamento dependem significativamente da área inundada, profundidade da albufeira, tipo de vegetação e de solo e temperatura, sendo difícil estimar factores de emissão médios. As emissões variam ao longo do tempo, sendo mais relevantes nos primeiros anos de operação.

Note-se no entanto que estas emissões apenas são potencialmente importantes para barragens com uma baixa relação output eléctrico/área de reservatório (OECD/IEA, 1998). Em barragens de menores dimensões estes impactes não são relevantes (Berkamp *et al* 2000).

Escassez de Água/Gestão de Recursos Hídricos

A existência de um reservatório pode ser encarada como uma reserva estratégica de água, que pode ser gerida por forma a viabilizar outros usos e a fazer face a situações de escassez, o que constitui uma vantagem deste tipo de aproveitamentos (sobretudo das albufeiras). Desta forma, paralelamente à produção de electricidade, podem existir outras utilizações, nomeadamente o abastecimento de populações e a rega de áreas agrícolas. Nestas condições é fundamental a manutenção da boa qualidade da água, consoante os objectivos a que se destina.

Note-se, no entanto, que uma inadequada gestão dos caudais libertados pode originar problemas de escassez de água a jusante da barragem, nomeadamente em períodos estivais. Por outro lado, a existência da barragem possibilita a regularização dos caudais, evitando ou minimizando os efeitos associados à ocorrência de cheias e períodos de seca.

Fluxos Hidrológicos/Qualidade da Água

A operação de uma grande barragem afecta os níveis de arejamento de um rio. O represamento da água provoca uma redução nos níveis de oxigénio dissolvido no reservatório, e também a jusante até uma determinada distância, com possíveis efeitos negativos na ictiofauna⁵. Este impacte é mais relevante nos aproveitamentos de tipo albufeira em que o tempo de retenção da água é mais elevado.

A formação de condições anaeróbias nas camadas mais profundas do reservatório pode desencadear diversas reacções bioquímicas⁶. Estas modificações podem alterar o balanço de nutrientes no reservatório e estimular o crescimento superficial de algas e outra vegetação – eutrofização – conduzindo a uma redução adicional dos níveis de oxigénio dissolvido (OECD/IEA, 1998).

As condições redutoras no fundo dos reservatórios podem também induzir o aumento da solubilidade dos metais pesados, mais relevante nas albufeiras onde a afluência destes compostos é maior.

⁵ Populações de peixes

⁶ Por exemplo, a redução de nitratos a amónia, de sulfatos a sulfito, libertação do fósforo inorgânico de sedimentos e matéria orgânica e, eventualmente, metanogénese.

Uma das soluções para estas situações é o arejamento das camadas de água inferiores. A desmatação prévia da zona a inundar pode contribuir para minimizar os fenómenos de eutrofização, visto tratar-se de uma fonte considerável de matéria orgânica.

Os aproveitamentos hidroeléctricos também provocam alterações importantes nos níveis de sólidos em suspensão nos rios, afectando as taxas de erosão e deposição de materiais, os ecossistemas aquáticos e o aspecto visual dos cursos de água. O teor de sedimentos em suspensão geralmente aumenta na água represada, sendo reduzido na que é turbinada. A redução dos níveis de sedimentos a jusante reduz os padrões de deposição de materiais, incluindo nutrientes, diminuindo a produtividade agrícola e dos ecossistemas aquáticos. O armazenamento de sedimentos no reservatório pode conduzir à redução da sua capacidade.

Em esquemas de elevada queda com desvio do rio, podem ainda ocorrer impactes significativos devido à redução do caudal no troço entre a tomada de água e a restituição (por exemplo havendo uma menor capacidade de diluição de eventuais descargas poluentes neste troço).

Degradação do Solo

A utilização da água armazenada numa albufeira pode, em determinadas circunstâncias, conduzir à degradação dos solos através da salinização ou da concentração de outros elementos indesejáveis no solo.

A existência de amplitudes sazonais do nível de água na albufeira pode conduzir à ocorrência de áreas significativas de solo nu emersas durante as épocas secas, verificando-se as situações mais graves em zonas de declives pouco acentuados.

Perda de Biodiversidade

Os aproveitamentos hidroeléctricos causam impactes significativos nos ecossistemas aquáticos, sendo os efeitos nas populações de peixes geralmente os mais valorizados negativamente.

Em geral os impactes são mais importantes nas espécies de peixes com ciclos de vida migratórios, tais como os salmonídeos, na medida em que a barragem dificulta ou

impede a sua passagem. Este efeito torna-se bastante prejudicial visto as migrações se verificarem principalmente durante as fases de desova, para montante, e de deslocação dos juvenis, para jusante.

A redução do caudal entre a barragem e o ponto de restituição nos aproveitamentos com desvio do caudal, pode provocar impactes significativos nos ecossistemas afectados. No entanto, em geral é assegurado um caudal mínimo – caudal ecológico – para proteger os ecossistemas.

Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos

A redução da quantidade de sedimentos e de nutrientes transportados pelas águas a jusante da barragem pode contribuir para aumentar a erosão em estuários e zonas costeiras e diminuir a produtividade ecológica dos rios e estuários.

Riscos Químicos

A existência de resíduos de manutenção, nomeadamente biocidas utilizados na limpeza das canalizações, provoca a contaminação das águas a jusante. Estes impactes podem ser minimizados através da utilização de boas práticas, como a utilização de compostos rapidamente biodegradáveis.

Acidentes Graves

A construção de uma grande albufeira pode aumentar a sismicidade local, devido ao armazenamento de uma grande massa de água sobre zonas geomorfologicamente sensíveis (OECD/IEA, 1998). A probabilidade de ocorrência de acidentes devido a falhas durante a fase de operação é bastante reduzida⁷, podendo os riscos ser minimizados quando são executadas regularmente acções de monitorização ao sistema.

Intrusão Visual

Os aproveitamentos hidroeléctricos provocam alterações profundas na paisagem envolvente, devido não só às próprias estruturas associadas, mas também à alteração da

⁷ Segundo a ICOLD, probabilidade de falha é da ordem de 1/10000 por barragem, por ano.

paisagem a montante das instalações, passando de um curso de água para uma albufeira. Este impacte reveste-se de aspectos negativos (e.g. efeito visual da parede de betão) e positivos (valor paisagístico de um espelho de água).

3.2.5. ENERGIA SOLAR

A energia proveniente do Sol pode ser aproveitada para gerar electricidade. Este processo pode ser efectuado por duas vias: (1) a fotovoltaica, onde se converte directamente a luz solar em electricidade através de processos físicos que ocorrem em determinados materiais (meios semicondutores) e (2) a solar térmica eléctrica onde se utiliza o calor irradiado pelo Sol para aquecer um fluido a elevadas temperaturas, de modo a produzir vapor, através do qual se pode gerar electricidade.

Dadas as significativas diferenças entre os dois sistemas, estes foram considerados em separado.

3.2.5.1. Energia Solar Fotovoltaica

Nos sistemas fotovoltaicos a luz solar é convertida em energia eléctrica por intermédio dos chamados semicondutores (como o silício) que são configurados em elementos denominados células fotovoltaicas. Cada célula produz uma corrente contínua de intensidade relativamente fraca, pelo que se verifica a necessidade de proceder a associações de células para se obter, após encapsulamento, um conjunto denominado "módulo fotovoltaico". O agrupamento de módulos colocados numa mesma estrutura de suporte forma um painel. Quando incide luz solar com energia suficiente sobre estas estruturas, produz-se uma corrente de electrões, obtendo-se assim energia eléctrica utilizável.

Presentemente esta tecnologia é utilizada principalmente em sistemas independentes ("stand-alone") para fornecer electricidade a localidades rurais remotas ou aplicações industriais isoladas, tais como centrais de comunicações. Aplicações em larga escala, tais como o fornecimento de electricidade à rede, ainda se encontram em fase de teste (OECD/IEA, 1998). No entanto, o potencial global desta tecnologia é muito elevado, reduzindo-se os custos associados com os novos desenvolvimentos tecnológicos.

Os sistemas fotovoltaicos geram poucos impactes ambientais, permitindo o aproveitamento de um recurso renovável para produzir electricidade sem gerar emissões atmosféricas. No entanto ocorrem alguns impactes ambientais negativos associados a esta forma de energia, sobretudo decorrentes da ocupação de áreas relativamente extensas e do processo e materiais envolvidos na produção das células. Os principais impactes ambientais ocorrem assim nas fases de produção, construção e desmantelamento dos sistemas, sendo os impactes na fase operacional bastante reduzidos (OECD/IEA, 1998).

3.2.5.1.1. Produção das Células

A construção de células fotovoltaicas é a fase que produz maiores impactes em todo o ciclo de vida destes sistemas. Este facto deve-se à utilização de diversos materiais perigosos para o ambiente e saúde e aos elevados consumos de energia associados à produção. Alguns impactes, como o nível de poluentes libertado durante o processo, estão dependentes da tecnologia utilizada.

A produção de células fotovoltaicas emprega uma variada gama de materiais, alguns dos quais potencialmente tóxicos e perigosos (Tabela 3.2).

Tabela 3.2 – Materiais tóxicos e perigosos utilizados na produção de células fotovoltaicas

Tipo de célula	Material	Perigo de incêndio	Toxicidade
Silicone Cristalino	<i>Trichlorosilane</i> (SiCl_3)	Elevado perigo de incêndio quando exposto a calor, chama ou ar.	Moderadamente tóxico após inalação ou ingestão.
	Oxíclorídeo de fósforo (POCl_3)	Reacção com a água potencialmente explosiva.	Tóxico após inalação ou ingestão.
	Cloreto de hidrogénio		Ácido corrosivo.
Silicone Amorfo	<i>Silane</i> (SiH_4)	Facilmente inflamável em contacto com o ar. Pode explodir.	Moderadamente tóxico após inalação.
	<i>Phosphine</i> (PH_3)	Ignição espontânea com ar. Perigo de incêndio por reacção química espontânea.	Muito tóxico.
	Diborano (B_2H_6)	Reage violentamente com o ar. Reage com a água formando-se hidrogénio que é potencialmente explosivo.	Extremamente tóxico.
CdTe	Cádmio		Metal pesado; tóxico, suspeita-se que é cancerígeno.
CIS	Selenato de hidrogénio (SeH_2)	Perigo de incêndio quando exposto a calor ou chama. Forma misturas explosivas com o ar.	Extremamente tóxico.

Fonte. Adaptado de OECD/IEA, 1998

Alguns tipos de células (ex. CdTe e CIS) utilizam matérias primas raras, o que em caso do fabrico em grande escala, pode contribuir para a depleção de recursos naturais.

Alterações Climáticas

A produção de células fotovoltaicas é um processo relativamente intensivo do ponto de vista energético, havendo assim a emissão de poluentes atmosféricos, nomeadamente de gases de estufa, associada ao processo produtivo.

Depleção de Recursos

Embora as células de silício sejam produzidas a partir de matérias primas abundantes (quartzito e areia de quartzo) as células CIS utilizam índio, um recurso escasso, utilizando as de CdTe telúrio, que é um recurso com disponibilidade limitada. Assim a produção em grande escala destas células pode contribuir para a depleção de recursos (OECD/IEA, 1998).

Poluição Atmosférica Local

O fabrico das células requer grandes quantidades de diversos gases, muitos deles tóxicos, explosivos ou inflamáveis. No entanto, em condições normais de funcionamento as emissões são tratadas. A utilização de compostos de arsénio ou cádmio produz impactes mais significativos do que se forem utilizados materiais com base em silicone, pois a manufactura destes compostos utiliza quantidades superiores de gases perigosos.

O armazenamento, distribuição e fabrico destes produtos podem levar à libertação de descargas acidentais de substâncias perigosas, que podem representar um risco para as populações das imediações das fábricas, devido às grandes quantidades de gases utilizados no processo. No entanto, dada a baixa probabilidade de ocorrência deste tipo de acidentes, o risco para a saúde pública é bastante reduzido (CEC, 1994).

Resíduos Sólidos e Perigosos

Uma vez que a eficiência do processo de fabrico das células é reduzida, são produzidas quantidades significativas de resíduos sólidos. Alguns destes resíduos, por exemplo de

compostos de arsénio ou cádmio, são perigosos, requerendo um manuseamento e deposição controlados.

3.2.5.1.2. Instalação e Operação

A magnitude dos impactes associados à implementação deste tipo de sistemas depende de diversos factores tais como a sua dimensão, eficiência, natureza da área de implantação, etc.

Degradação do Solo/Perda de Biodiversidade

Um dos principais impactes da instalação de grandes parques fotovoltaicos, resulta da ocupação de solo e das alterações causadas aos ecossistemas presentes. Note-se, no entanto, que a instalação de esquemas centralizados de painéis não é incompatível com todos os usos do solo, podendo, por exemplo, subsistir algum aproveitamento agrícola.

Os impactes decorrentes das actividades de construção para implantação dos painéis podem ser mitigados pelo planeamento cuidadoso das operações de construção, e pela adopção de medidas minimizadoras que ajudem a restabelecer as condições naturais do local.

Intrusão Visual

Os esquemas centralizados, de grande potência, ocupam áreas significativas (cerca de 1.6 ha/GWh.ano) (OECD/IEA, 1998), do que resulta um impacte visual significativo. Os sistemas de pequena dimensão, sobretudo quando instalados em telhados ou fachadas, têm impactes visuais reduzidos.

3.2.5.1.3. Desmantelamento

O desmantelamento dos painéis fotovoltaicos pode representar um risco para o ambiente devido à perigosidade dos materiais que os constituem.

Resíduos Sólidos e Perigosos

As células do tipo CdTe contêm cádmio, que é extremamente tóxico, devendo assim ser depositadas em locais apropriados ou recicladas. A incineração destes resíduos em

instalações sem as condições adequadas pode provocar emissões atmosféricas de cádmio. A sua deposição em aterros sem controlo adequado pode resultar na lixiviação com a consequente contaminação das águas subterrâneas. No entanto, o cádmio presente nestas células encontra-se numa forma insolúvel e em concentrações baixas (inferiores a 10 g/m²) (OECD/IEA, 1998) pelo que os níveis de lixiviamento expectáveis são reduzidos.

A deposição das baterias utilizadas nos sistemas “*stand-alone*” para armazenamento da electricidade pode causar maiores problemas, dado o seu menor tempo de vida e o risco de lixiviação dos ácidos contidos.

3.2.5.2. Energia Solar Térmica Eléctrica

Nos sistemas de conversão solar térmicos, a energia solar é captada por uma superfície que absorve o calor e o transfere para um fluido, normalmente óleo. As temperaturas geradas, entre 90 e 300°C, são utilizadas para a geração de vapor empregue na produção de energia eléctrica. Estes sistemas convertem o calor em energia mecânica, convertendo depois esta energia em electricidade utilizando um alternador.

Os sistemas solares térmicos são normalmente utilizados apenas para a produção de electricidade em grande escala, dada a complexidade do seu funcionamento. Estes sistemas são constituídos por uma área significativa de painéis e por uma central, onde se encontra a turbina e o alternador. Visualmente são semelhantes a uma central termoeléctrica, à excepção dos painéis solares.

3.2.5.2.1. Produção das Células

Os impactes da fase de produção das células devem-se principalmente à utilização de uma grande quantidade de materiais e riscos associados.

Depleção de Recursos Abióticos

O principal impacte ambiental associado a esta tecnologia é a utilização de elevadas quantidades de materiais para o fabrico dos sistemas. Contudo, após a instalação, não existem consumos significativos de materiais, reduzindo-se estes a pequenas quantidades

de aditivos ao fluido (quando presentes) e ao consumo energético de uma pequena bomba de circulação (quando presente).

Riscos Químicos

Os materiais utilizados nestes sistemas são, em geral, de perigosidade reduzida, sendo os painéis normalmente constituídos por metais. Apenas os fluídos de transporte de calor podem apresentar alguma perigosidade. Os sistemas contêm aditivos anti-congelantes, anti-ferrugem ou anti-biológicos. Assim podem conter produtos como o glicol, nitratos, cromatos, sulfitos e sulfatos. Os sistemas de alta temperatura podem ainda conter alcoóis, óleos, fluorcarbonetos e sódio líquido. O armazenamento destes produtos pode representar um potencial risco de descarga accidental.

3.2.5.2.2. Operação

Em condições normais de funcionamento as emissões durante a fase de operação dos sistemas solares térmico eléctricos são mínimas. Contudo várias substâncias podem ser libertadas para o ar, solo ou água, por acidente ou devido à adopção de práticas inadequadas de operação.

Degradação do Solo

Estes sistemas são os mais eficientes, de entre os sistemas solares, em termos de uso do solo, requerendo apenas aproximadamente 0.25 ha/GWh.ano (OECD/IEA, 1998). Mesmo assim, estes sistemas necessitam de elevadas áreas para se tornarem rentáveis, pelo que deve ser dada atenção à escolha do local onde são implementados.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

A descarga dos fluídos de transporte de calor existentes pode provocar alguma contaminação dos recursos hídricos, sobretudo quando se tratem de descargas accidentais (no caso de descargas de rotina, os fluídos podem ser encaminhados para tratamento). A perda accidental dos fluídos de circulação pode ainda resultar no sobreaquecimento e consequente risco de incêndio nas instalações.

Intrusão Visual

Os impactes visuais são significativos devido às extensas áreas de colectores necessárias para a produção de electricidade. Para além da área destinada a colectores, há ainda a considerar o impacte visual da instalação, que pode ser comparado ao impacte visual de uma central térmica. O local de implantação do esquema determina, em cada caso particular, a importância destes impactes.

3.2.5.2.3. Desmantelamento

O desmantelamento das instalações solares térmicas eléctricas, pode acarretar impactes significativos, dada a elevada quantidade e perigosidade de materiais existentes.

Resíduos Sólidos e Perigosos

A deposição e tratamento inadequados dos materiais das centrais podem conduzir à contaminação das zonas envolventes. Desta forma, os metais deverão ser reciclados, devendo os fluídos ser encaminhados para tratamento adequado.

3.2.6. ENERGIA EÓLICA

O vento é a deslocação de massas de ar originada por diferenças de pressão atmosférica. A energia cinética dessas massas de ar tem sido aproveitada desde há milhares de anos para deslocar embarcações, fazer funcionar moinhos de vento ou para bombagem de água. Mais recentemente tem vindo a ser utilizada para accionar turbinas eólicas com capacidade para produzir electricidade.

As turbinas eólicas para a produção de energia eléctrica podem ser montadas isoladamente ou em grupos de 10 a 100, os chamados parques eólicos. Normalmente situam-se em zonas abertas com uma velocidade média anual do vento elevada.

Os impactes ambientais da energia eólica, são em geral de escala reduzida e localizada, desde que implantados longe de zonas densamente povoadas ou áreas de valor turístico-paisagístico. Os principais impactes associados a este tipo de produção de energia são o ruído, a intrusão visual e as alterações nos ecossistemas.

3.2.6.1. Construção

A construção de turbinas eólicas engloba diversos materiais, mas de perigosidade reduzida. A grande maioria são metais, sendo os lubrificantes utilizados os únicos materiais potencialmente perigosos para o ambiente.

3.2.6.2. Operação

É durante a fase de operação que se registam os maiores impactes do aproveitamento de energia eólica.

Ocupação do Solo

O espaço ocupado por um parque eólico depende das características específicas do esquema implementado, nomeadamente do número de turbinas e da sua distância. O parque eólico de Altamont Pass na Califórnia possui 6700 turbinas, numa área total de 75 km², o que corresponde a uma média de 1.2 ha por turbina (CEC, 1994). A área total ocupada por um parque eólico pode, assim, ser bastante elevada. A distância entre as turbinas é elevada para garantir que nenhuma turbina bloqueia o vento a outras.

O espaço requerido pela turbina é reduzido (cerca de 40 m² por turbina, OECD/IEA, 1998), apenas o necessário à instalação da base e de um acesso por estrada. O impacte ambiental da energia eólica em termos de uso do solo depende assim da possibilidade, ou não, de utilização da área entre as turbinas.

No caso de Altamont a área de implantação continuou a poder ser utilizada para pastoreio. Neste caso, a renda paga pelos exploradores das turbinas compensa largamente a perda de solo disponível para pastoreio, tendo-se tornado numa importante forma de rendimento daquela região da Califórnia.

A importância da ocupação do solo está dependente da sua qualidade e valor para cada uso: agricultura, floresta, recreio, entre outros. Locais de valor histórico ou cultural, podem também ser afectados por perda ou perturbação de qualidade e valor educacional ou natural.

Em resumo, os impactes em termos de uso de solo podem ser reduzidos desde que haja particular cuidado na escolha dos locais de implantação de parques eólicos, devendo desde logo ser equacionada uma compatibilização com outros usos previamente existentes (ex. criação de gado ou agricultura).

Perda de Biodiversidade

Os principais impactes na vida selvagem do aproveitamento da energia eólica decorrem do risco de colisão de aves com as pás das turbinas e a perturbação causada pela presença física das turbinas. No entanto, estes impactes são normalmente pouco significativos dada a reduzida probabilidade de colisão de aves locais, em boas condições de visibilidade (OECD/IEA, 1998). As aves tendem naturalmente a evitar as grandes estruturas, voando as aves migradoras normalmente a alturas muito superiores às turbinas (excepto com mau tempo). Para além disso, as pás da turbina ocupam apenas uma pequena parte da área de varrimento, pelo que, mesmo que uma ave passe directamente pela área, a probabilidade de ser atingida pela pá é reduzida.

Um estudo de monitorização a longo prazo, conduzido pelo *Research Institute for Nature Management* na Holanda, sobre os efeitos de uma linha de turbinas com uma potência total de 25 300 kW, concluiu que o número de vítimas por quilómetro de turbinas era semelhante ao de um quilómetro de auto-estrada, e cerca de um décimo de um quilómetro de linhas de alta voltagem (Buerskens e Lysen, 1990).

Existem, no entanto casos, tais como o do parque eólico de Tarifa no Sul de Espanha e o de Altamont, na Califórnia, em que, devido à inadequada localização (Tarifa encontra-se numa rota migratória extremamente importante) e elevada dimensão, os impactes sobre a avifauna podem ser significativos.

Intrusão Visual

A intrusão visual causada pelas turbinas é um dos principais impactes ambientais da energia eólica. Estas estruturas metálicas podem atingir os 80 metros de altura, com pás de 60 metros de diâmetro (Krohn, 1999). O carácter rural de uma zona ventosa pode assim ser significativamente alterado pela presença de turbinas eólicas.

A importância do impacto visual de um parque eólico depende de um conjunto de especificidades locais, nomeadamente da dimensão física das turbinas, do seu número e *design*, do *layout* do parque eólico, da sua visibilidade, das características da paisagem, da população e visitantes locais, etc (OECD/IEA, 1998).

A importância dos impactos visuais depende também fortemente das atitudes das pessoas afectadas. Estudos de opinião realizados apresentam por vezes conclusões contraditórias.

Considera-se que a disposição das turbinas em linha causa um menor impacto visual que a disposição em grelha, especialmente quando a instalação se localiza em unidades lineares da paisagem, como a costa marítima, estradas e canais. O arranjo segundo um padrão irregular que acompanhe a morfologia do terreno parece ser o preferido.

De igual forma considera-se que esquemas de turbinas com o mesmo *design* e dimensão são menos agressivos do que esquemas onde existem diversos modelos de turbinas. A dimensão das turbinas parece ter menos influência na sua aceitabilidade que o seu número. Assim, para reduzir o impacto visual, deveria preferencialmente instalar-se um menor número de turbinas de maiores dimensões, para a mesma produção de potência. No entanto alguns estudos contradizem esta conclusão (OECD/IEA, 1998).

Para além destes impactos visuais, podem ser identificados impactos associados ao reflexo do sol nas pás, e também à alternância de luz e sombra causada pela rotação das pás (CEC, 1994).

Embora significativos, a quantificação destes impactos é difícil dada a subjectividade inerente à sua avaliação. Em grande medida podem ser reduzidos por uma cuidadosa selecção dos locais de implantação.

Ruído

O ruído e a vibração provocados pela operação das turbinas podem ser factores limitantes da implementação de parques eólicos, se não forem devidamente controlados. O ruído total de uma torre eólica é devido à soma de dois tipos de ruído: aerodinâmico e mecânico.

O ruído aerodinâmico, provocado pela passagem do ar pelas pás em movimento, aumenta com a velocidade de rotação das pás, embora também seja sensível ao seu desenho. Testes realizados em parques eólicos revelaram que o ruído produzido pela turbina pode ser audível a 2 100 m na direcção do vento e a 1 400 m na direcção oposta (CEC, 1994).

O ruído mecânico é gerado por todas as partes móveis da estrutura, em particular pela transmissão. Os níveis de ruído dependem da qualidade da construção. Existem duas abordagens para a sua redução: a redução do ruído gerado e o isolamento acústico da fonte de ruído do resto da estrutura.

O impacto de uma fonte de ruído, numa perspectiva antropocêntrica⁸, depende de um conjunto de factores que incluem:

- O nível de emissões relativamente ao ruído de fundo;
- A natureza do ruído;
- As características do local (e.g. topografia) e condições meteorológicas, que em conjunto afectam a propagação;
- O número de pessoas expostas à fonte de ruído;
- Tolerância ao ruído dos indivíduos e atitude face à instalação.

Assim, o impacto do ruído é extremamente subjectivo e dependente do local. Contudo é um dos impactos que pode representar um verdadeiro problema à implementação destes esquemas. Em geral, os impactos são mais elevados em condições de vento fraco, em que o ruído de fundo é mais reduzido. No entanto, o pressuposto de que o ruído de fundo aumenta a uma taxa mais elevada do que o ruído emitido pela turbina nem sempre se verifica.

Em áreas adjacentes a habitações devem ser tomadas medidas de mitigação do ruído no desenho da turbina através da insonorização da casa das máquinas e velocidade de rotação variável. Estas medidas podem reduzir as distâncias mínimas das habitações em 300 a 500 metros na direcção contrária à do vento (CEC, 1994).

⁸ A avaliação dos efeitos do ruído nas outras espécies reveste-se de grandes incertezas

Interferência Electromagnética

A rotação das pás das turbinas pode dispersar os sinais electromagnéticos causando interferências numa grande variedade de sistemas de comunicação, nomeadamente emissões de televisão, sistemas de navegação aérea e marítima, radares, telemóveis, comunicações por satélite, etc. No entanto, a maioria destes impactes podem ser minimizáveis através da adopção de tecnologias (e.g. amplificadores de sinais) e da escolha cuidadosa das localizações.

3.2.7. ENERGIA DA BIOMASSA

A tecnologia de energia da biomassa consiste no aproveitamento da energia contida na matéria orgânica de origem vegetal⁹. Os recursos de biomassa que podem ser utilizados são:

- Culturas específicas: culturas especialmente desenvolvidas para este fim, como as espécies florestais de crescimento rápido ou cana do açúcar;
- Resíduos agrícolas e florestais: resíduos das colheitas, bagaços, resíduos de limpeza de florestas.

A biomassa pode ser aproveitada de diversos modos. A alternativa mais comum consiste na queima directa, aproveitando-se o vapor para a geração da energia. Podem também ser utilizados digestores que transformam a biomassa em gás, que é posteriormente queimado. Outro sistema utilizado consiste na pirólise, em que a biomassa é reduzida a um óleo por meio de aquecimento, que é então queimado para produzir energia (Lazarz, 1998).

3.2.7.1. Produção e Colheita

Para os sistemas onde a biomassa utilizada é um resíduo, não existem impactes associados à sua produção e colheita, uma vez que essa biomassa seria produzida mesmo que não houvesse aproveitamento energético. Contudo para os casos da vegetação, cultivada ou não, existem impactes nesta fase.

⁹ A valorização energética de resíduos (por exemplo por incineração) é por vezes também considerada aproveitamento de biomassa. No entanto, uma vez que se trata do aproveitamento de um recurso de natureza diferente (não renovável), optou-se por apresentá-lo separadamente.

Perda de Biodiversidade

O aproveitamento da vegetação não cultivada pode produzir impactes significativos, conforme seja efectuada a exploração. Em muitos casos assiste-se à destruição total da vegetação, com impactes ecológicos expressivos no ecossistema terrestre, reduzindo a sua capacidade de fornecer abrigo e alimento aos animais. Podem ainda verificar-se impactes associados à destruição do *habitat* de espécies com estatuto de protecção.

O desenvolvimento de explorações de colheitas de energia em zonas anteriormente naturais, sobretudo quando são ocupados *habitats* ecologicamente sensíveis, tem impactes negativos na biodiversidade. No entanto, o estabelecimento destas plantações em áreas anteriormente ocupadas por agricultura intensiva pode ter impactes positivos, na medida em que possibilita a existência de maior diversidade.

A remoção de resíduos florestais para aproveitamento energético tem impactes positivos e negativos nos ecossistemas florestais. Por um lado, a probabilidade de se desenvolverem pragas e doenças florestais é mais baixa, sendo os locais mais fáceis de replantar e o risco de fogos florestais substancialmente reduzido. No entanto, esta prática conduz à remoção de nutrientes da floresta, a um aumento do escoamento superficial e a uma maior taxa de erosão.

Degradação do Solo

A realização de culturas específicas de espécies de energia (*energy crops*), produz impactes semelhantes aos de outro qualquer tipo de cultura. Se forem utilizados solos previamente cultivados, os impactes poderão ser apenas devidos ao uso de fertilizantes e pesticidas. Contudo, se forem utilizadas áreas naturais, o impacto pode ser significativo, ocorrendo, por exemplo, perda da qualidade do solo e aumento do risco de erosão.

A utilização de agroquímicos nas culturas de espécies florestais para fins energéticos é, em geral, mais reduzida do que nas culturas agrícolas tradicionais. As culturas anuais já requerem uma utilização mais intensiva, semelhante ao caso das explorações agrícolas.

Disponibilidades Hídricas / Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

A remoção de grandes quantidades de vegetação pode afectar a qualidade e quantidade da água disponível, ao aumentar a taxa de erosão, com um consequente aumento na concentração de sólidos suspensos nos cursos de água, e diminuir a infiltração. A lixiviação dos agroquímicos utilizados pode contribuir para um aumento do teor de nutrientes contribuindo para a eutrofização dos cursos de água e reservatórios.

Intrusão Visual

Os impactes visuais das culturas energéticas não são muito importantes, podendo ser minimizados através do desenho cuidadoso da exploração. A colheita, com a consequente destruição da vegetação, causa impactes visuais importantes, deixando o solo nu, afectando a unidade paisagística.

3.2.7.2. Operação

Em oposição à maioria das energias renováveis, a conversão e combustão da biomassa produz diversos impactes na qualidade do ar, solo e água.

Alterações Climáticas

Durante o processo de combustão da biomassa dá-se a libertação de gases que contribuem para o efeito de estufa, nomeadamente CO₂ e COV's. No entanto, no caso da queima de biomassa cultivada ou de resíduos agrícolas e florestais, considera-se que estas emissões não contribuem para o aquecimento global, na medida em que se trata de CO₂ sequestrado da atmosfera durante o crescimento da vegetação.

Acidificação

A queima de biomassa gera emissões atmosféricas de óxidos de azoto e de enxofre que contribuem para a acidificação. Os níveis de emissão são, no entanto, inferiores aos dos combustíveis fósseis.

Ozono Troposférico

Durante a combustão da biomassa são emitidos óxidos de azoto (NO_x) que são precursores do ozono troposférico.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

Durante a queima da biomassa, é necessária a utilização de água para arrefecimento. Esta água, quando restituída ao meio pode provocar um aumento da temperatura, o que pode ter consequências na fauna e flora aquáticas.

Resíduos Sólidos e Perigosos

O aproveitamento de resíduos de biomassa para produção de electricidade tem um impacte positivo decorrente do facto de se estar a valorizar um resíduo que, de outro modo, teria de ter um destino final adequado.

Por sua vez, a combustão de biomassa vegetal gera cinzas. Embora as cinzas provenientes deste tipo de tecnologia sejam de menor perigosidade do que as produzidas numa central a carvão, deve-lhes ser dado destino adequado, para evitar a contaminação do solo e água. Algumas cinzas podem ser utilizadas na correcção da acidez do solo, ou como fertilizantes. Contudo deve ser efectuado um controlo de qualidade rigoroso, de modo a eliminar qualquer possibilidade de contaminação dos recursos naturais.

Intrusão Visual

O impacte visual das centrais de combustão de biomassa é semelhante ao de uma central termoeléctrica convencional. Este aspecto deve assim ser considerado na localização da central.

3.2.8. ENERGIA GEOTÉRMICA

A produção de electricidade através do aproveitamento dos recursos energéticos térmicos do subsolo, pode ser executado de três formas distintas:

- Hidrotérmica – reservatórios subterrâneos de água/vapor de água, que se encontram a alta pressão e temperatura;

- Geopressurizada – reservatórios subterrâneos de salmoura, que se encontram a grandes profundidades, contendo energia como calor e pressão;
- Rocha quente e seca – rocha sólida perto da superfície, aquecida por uma profunda massa de materiais magmáticos (CEC, 1994).

O recurso mais utilizado é o hidrotérmico, estando os outros dois em fase experimental ou de demonstração. Neste processo, a água quente e/ou o vapor são convertidos em electricidade quando passam por uma turbina/alternador.

Os impactes ambientais da energia geotérmica são dependentes do local de instalação e da tecnologia utilizada. Contudo, os principais impactes estão associados às emissões atmosféricas, resíduos sólidos, destino da salmoura, poluição térmica ou química de águas superficiais ou subterrâneas, ruído, aumento da sismicidade e subsidiência do solo. Os impactes da energia geotérmica são mínimos, quando comparados com os impactes das tecnologias convencionais de produção de energia (DOE/EIA, 1997).

O ciclo de vida desta forma de produção de electricidade envolve quatro fases principais: construção, perfuração, operação e desmantelamento.

3.2.8.1. Construção

A fase de construção engloba a construção das estruturas onde se processará a transformação energética, e das infra-estruturas paralelas associadas ao funcionamento da central. No decorrer desta fase registam-se diversos impactes ambientais, sendo os principais a degradação do solo, o risco de acidentes e a intrusão visual.

Degradação do Solo

Durante a fase de construção é necessária a delimitação da área de influência da central, de acordo com a sua produção. Os requisitos mínimos de área dependem da dimensão das instalações. Sistemas de 1000 MW, com dez conjuntos de 100 MW podem necessitar de 20 a 40 km². No entanto, pequenos sistemas individuais podem ocupar apenas 50m², não incluindo a área das instalações de transformação. A área de solo necessária pode

diminuir através da utilização de técnicas de extracção direccionadas (ex. a existência de vários poços com apenas uma saída comum) (CEC, 1994).

Acidentes Graves

Muitos locais de aproveitamento geotérmico localizam-se em zonas declivosas, o que pode causar acidentes se ocorrerem desabamentos. Estes fenómenos podem causar danos, ou mesmo a destruição de poços ou tubagens, ocorrendo a libertação de vapor e água quentes, assim como outros gases nocivos que aí se encontrem. A probabilidade de ocorrência deste tipo de acidentes pode ser minimizada pela estabilização dos maiores declives, o que por sua vez, aumenta o impacte visual da obra (OECD/IEA, 1998).

Intrusão Visual

Como qualquer instalação produtora de electricidade, a construção de uma central geotérmica causa impactes visuais na paisagem natural do local onde é implantada. Quando incluída em zonas de elevado valor natural ou paisagístico, como é frequente verificar-se neste tipo de empreendimentos, pode ter importância significativa (OECD/IEA, 1998).

3.2.8.2. Perfuração

A perfuração pode ser um procedimento escalonado no tempo e no espaço, e ocorrer em diferentes fases de evolução do processo de aproveitamento de energia geotérmica. Os principais impactes desta fase relacionam-se com o risco de acidentes e com o ruído inerente à actividade de perfuração.

Acidentes Graves

Durante a operação de perfuração pode acontecer a destruição ocasional de estruturas naturais (ex. lençóis freáticos). A ocorrência de eventuais erros de perfuração pode conduzir a acidentes envolvendo a explosão de bolsas, cuja pressão fora mal calculada.

Ruído

Os níveis de ruído durante a perfuração de poços podem atingir valores de ordem dos 60 a 120 dB a 15 m. Também são medidos elevados níveis de vibração do solo (OECD, 1998).

3.2.8.3. Operação

A fase de operação corresponde ao processo de extracção e de transformação energética. É durante esta fase que se verificam os impactes mais significativos.

Alterações Climáticas

Os fluídos extraídos em profundidade encontram-se numa mistura complexa de água com gases e outros sólidos. O transporte para a superfície conduz ao desequilíbrio da mistura e à consequente volatilização de substâncias, que são libertadas para a atmosfera. Estes gases incluem o dióxido de carbono e o metano, em percentagens significativas, que contribuem para o aquecimento global, pelo efeito estufa. Embora as quantidades emitidas sejam bastante inferiores às emitidas pelos processos de produção convencionais (ver Figura 3.1), podem apresentar consequências nefastas se não se implementarem medidas mitigadoras (OECD/IEA, 1998).

A geração mais avançada de centrais geotérmicas produz cerca de 136 g CO₂/kWh de electricidade produzido (DOE/EIA, 1997). Este valor é muito reduzido quando comparado com as emissões associadas à electricidade produzida através da queima de carvão.

Acidificação

Nas emissões atmosféricas associadas à energia geotérmica incluem-se o gás sulfídrico e a amónia, precursores do ácido sulfúrico e nítrico, respectivamente.

Degradação do Solo

Pode ocorrer degradação do solo devido à subsidiência do solo pela remoção de grandes quantidades de fluídos subterrâneos. Este perigo pode ser minimizado re-injectando o fluído retirado (OECD/IEA, 1998).

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

A deposição dos fluídos hidrotérmicos utilizados é um problema relevante, devendo ser considerado, aquando da decisão de implementação deste tipo de instalações. As águas de aquíferos geotérmicos profundos contêm grandes quantidades de sólidos dissolvidos (cloreto de sódio, sulfato de sódio, cloreto de potássio, carbonato de cálcio e outros sais), verificando-se também a presença de metais pesados. Os impactes associados são a salinização, contaminação por metais pesados e poluição térmica de aquíferos doces e águas superficiais impedindo o seu consumo e ameaçando a viabilidade dos ecossistemas aí presentes (CEC, 1994).

Escassez de Água/Gestão de Recursos Hídricos

A elevada salinidade e a contaminação por metais pesados das águas hidrotérmicas pode contaminar massas de água doce utilizadas para consumo humano. Desta forma, a água utilizada deve ser sujeita a tratamento, não devendo ser descarregada directamente para linhas de drenagem. Outro problema associado ao aproveitamento da energia geotérmica é a diminuição do nível de água nos lençóis freáticos, devido às rupturas no invólucro dos poços abandonados.

Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos

A poluição térmica pode afectar a fauna e flora marinhas, quando os fluídos hidrotérmicos são posteriormente canalizados para o mar. As alterações da temperatura da água podem conduzir ao desaparecimento de espécies florísticas e faunísticas, e ao aparecimento de novas espécies não endémicas (OECD/IEA, 1998).

Riscos Químicos

A existência de químicos tóxicos (boro, lítio, arsénio, mercúrio, rubídio e amónia) nos efluentes pode conduzir a graves problemas de bioacumulação. Podem também precipitar e originar concentrações elevadas nos sedimentos, principalmente em zonas de águas paradas (CEC, 1994).

Saúde Humana

Para a atmosfera são também libertados benzeno (cancerígeno), mercúrio (pode causar distúrbios neurológicos), radão (elemento radioactivo e consequentemente cancerígeno), arsénio e boro. O gás sulfídrico, anteriormente referido, é um composto bastante tóxico, causador de odores desagradáveis e irritante para as mucosas (OECD/IEA, 1998).

Acidentes Graves

É frequente a existência de reservatórios hidrotérmicos em zonas de frequente actividade sísmica. Suspeita-se que a extracção e re-injecção de fluídos possa aumentar a sismicidade do local. No entanto, alguns estudos indicam que os volumes movimentados não são suficientes para provocar um aumento da sismicidade. Este assunto ainda se encontra pouco estudado, devendo ser adoptada uma atitude precaucionária nas zonas mais críticas (OECD/IEA, 1998).

Intrusão Visual

A exploração deste recurso diminui a pressão interna dos reservatórios, o que causa diminuição dos níveis de lagos naturais de água quente, e destruição de *geysers*, normalmente fonte de atracção turística.

Ruído

Durante a fase de operação a principal fonte de ruído provém do deslocamento de massas de vapor a alta pressão nas turbinas/ventiladores, podendo verificar-se medições na ordem dos 85 a 120 dB a 3 m, assim como vibrações do solo. A colocação de amortecedores de som é uma medida eficaz. Contudo, nem todos os sistemas de ventilação podem ser amortecidos (CEC, 1994).

3.2.8.4. Desmantelamento

A fase de desmantelamento só ocorre a médio/longo prazo, consoante a riqueza do subsolo em águas quentes. No entanto, nesta fase ocorrem alguns impactes, que se considerados na fase de projecto, podem ser minimizados, por exemplo, através da

utilização de estruturas facilmente desmontáveis. Os impactes devem-se sobretudo à existência de estruturas deterioradas em locais isolados, de beleza natural e aos perigos inerentes à instabilidade dos poços de extracção de águas quentes.

Se não for executada uma eficiente estabilização dos poços de extracção, podem ocorrer graves acidentes, devido a alterações geomorfológicas, provocando desabamento de terras.

3.3. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Depois de produzida nos centros electroprodutores, a energia eléctrica necessita de ser transportada, para que possa ser utilizada pelo consumidor final. Este processo de transmissão de electricidade engloba duas fases: o transporte e a distribuição. Designase por transporte a transmissão de electricidade desde os centros electroprodutores às regiões de consumo de electricidade. A distribuição permite que a electricidade chegue até ao consumidor final, pois liga a rede de transporte aos locais de consumo.

O transporte e a distribuição de electricidade podem ser efectuados através de linhas aéreas ou por cabos subterrâneos. Fazem também parte deste processo outro tipo de estruturas importantes, como as subestações onde há transformação da tensão eléctrica.

Os impactes mais significativos da transmissão de energia eléctrica estão associados ao transporte, devido aos impactes visuais das linhas aéreas e subestações e à desmatação necessária para a abertura de vias de construção das linhas aéreas. A distribuição apresenta impactes de menor magnitude, pois é constituída por estruturas de dimensão mais reduzida.

3.3.1. LINHAS AÉREAS

As linhas aéreas são as estruturas da rede de transporte de electricidade que apresentam impactes ambientais mais significativos, devido às grandes dimensões dos postes de alta tensão e à extensão das linhas.

Perda de Biodiversidade

A construção de uma linha aérea provoca necessariamente a destruição de vastas manchas de vegetação, conduzindo a uma fragmentação de *habitats* e consequente perda de biodiversidade. Este facto torna-se mais gravoso no caso do atravessamento de zonas de elevado valor natural.

A existência de uma estrutura linear de transporte de energia cria, não só um obstáculo à circulação de aves, como potencia a ocorrência de acidentes. Os acidentes mais frequentes resultam de colisões de aves com os postes e linhas, podendo ter consequências bastante graves sob o ponto de vista ecológico.

Saúde Humana

Em resposta a preocupações crescentes acerca dos potenciais efeitos na saúde devidos à exposição a campos electromagnéticos, a Organização Mundial de Saúde (OMS) lançou um grande esforço de investigação interdisciplinar neste domínio, denominado “International EMF Project”. Da análise dos inúmeros estudos realizados, a OMS concluiu que, apesar de ainda subsistirem algumas lacunas de conhecimento, tornando-se assim necessário promover linhas de investigação adicional, a evidência actual não comprova a existência de consequências para a saúde em resultado da exposição a campos electromagnéticos de baixa intensidade, como os que estão associados à existência de linhas de transporte de electricidade (WHO, 1997; Rapacholi, 1999).

Intrusão Visual

A alteração do cenário local em virtude do aparecimento de um novo elemento visual é evidente. O impacte será maior nos casos de linhas de maior tensão, em que os postes apresentam um maior dimensão. O impacte também será mais relevante no caso de locais com maior valor paisagístico e em que seja mais difícil a integração visual da estrutura.

Ruído

Os intensos campos electromagnéticos gerados pelos condutores de linha de alta tensão provocam a ionização das moléculas dos constituintes do ar atmosférico, originando descargas eléctricas intermitentes que causam um ruído característico. Este fenómeno é denominado efeito de coroa.

3.3.2. CABOS SUBTERRÂNEOS

Os cabos subterrâneos constituem uma alternativa às linhas aéreas com impactes ambientais bastante distintos. Em geral, pode afirmar-se que o transporte subterrâneo é uma alternativa mais vantajosa em termos ambientais, dependendo, no entanto da situação em causa.

Degradação do Solo

A instalação de cabos subterrâneos implica a abertura de valas no solo e a realização de escavações. Este tipo de intervenção poderá originar uma degradação do solo, mais importante no caso de solos com elevada aptidão agrícola.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

Os cabos subterrâneos contêm vários tipos de componentes, nomeadamente materiais eléctricos, óleos e substâncias tóxicas que podem vir a contaminar o solo e por infiltração as águas subterrâneas.

Saúde Humana

Tal como nas linhas aéreas, também está associado um campo electromagnético a este tipo de transporte subterrâneo. No entanto a sua intensidade é menor do que no caso do transporte aéreo, sendo ainda mais discutível que possa haver implicações a nível da saúde das populações afectadas.

3.3.3. SUBESTAÇÕES E POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

As subestações e postos de transformação são infra-estruturas onde há transformação do nível de tensão da energia eléctrica. Apresentam uma variedade de impactes semelhante à das linhas aéreas, que são, no entanto, menos significativos.

Alterações Climáticas

O hexafluoreto de enxofre (SF₆) é um gás de efeito de estufa utilizado nas actividades de transporte e distribuição de electricidade em disjuntores de alta e média voltagem e em subestações blindadas, dadas as suas propriedades dieléctricas. A utilização deste composto tem a vantagem de permitir construir subestações mais compactas, reduzindo assim os impactes de ocupação de solo, mas a ocorrência de eventuais fugas pode contribuir para as alterações climáticas.

Perda de Biodiversidade

Os campos electromagnéticos criados podem provocar interferências com o sentido de orientação de certos animais, como por exemplo aves migratórias e certo tipo de insectos. Continua a existir o risco de colisão de aves e possibilidade destas morrerem electrocutadas.

Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas

Podem ocorrer derrames acidentais de óleos dos transformadores, que por escorrência vão contaminar águas superficiais e subterrâneas. Há transformadores que contêm bifenilos policlorados (PCB's) na sua constituição. Os PCB's são solúveis na água, podendo assim contaminar os cursos de água locais e entrar na cadeia alimentar do Homem por processos de bioamplificação. Estas substâncias são extremamente tóxicas sendo precursoras de cancro.

Saúde Humana

Nas subestações também se formam campos electromagnéticos de baixa intensidade, no entanto, como foi referido para o caso das linhas aéreas, não há evidências de que haja

uma correlação entre os campos electromagnéticos e o aumento de doenças cancerígenas na população local.

Intrusão Visual

Os impactes visuais das subestações são semelhantes aos das linhas aéreas. Apesar de numa subestação a densidade de estruturas estranhas à paisagem local ser mais elevada, a extensão total afectada é muito inferior à de uma linha área de transporte.

Ruído

Tal como nas linhas aéreas, também se verifica a existência de ruído provocado pelo efeito “coroa”.

3.4. SÍNTESE DOS IMPACTES AMBIENTAIS

Na Tabela 3.3 apresenta-se uma síntese dos principais impactes ambientais associados ao sector eléctrico. Por forma a poder comparar os impactes associados a cada forma de produção de energia eléctrica, foi ainda elaborada uma matriz de avaliação de impactes (Tabela 3.4), que contém a classificação dos impactes ambientais de acordo com a sua significância.

A escala de impactes utilizada foi a seguinte:

	Sem significado
	Pouco significativo
	Significativo
	Muito significativo

Para a agregação da informação foram considerados os impactes por unidade de energia produzida. Desta forma, impactes absolutos semelhantes, mas a que correspondam produções distintas de energia, apresentam importâncias relativas distintas. Foi também considerada a vida útil dos projectos em questão, ou seja, os impactes de implementação e desmantelamento das instalações são amortizados ao longo vida útil do projecto.

A classificação dos impactes, sobretudo na actividade de produção, foi efectuada considerando o seu ciclo de vida completo de cada forma de energia, desde extracção de matérias primas, passando pelo ser processamento/ refinação e transporte, até à actividade de produção propriamente dita.

Os impactes ambientais identificados nas Tabelas 3.3 e 3.4, referem-se apenas aos impactes directos. Desta forma não são considerados os impactes indirectos (ex. a emissão de gases de estufa contribui para as alterações climáticas que, por sua vez, contribuem para a perda de biodiversidade).

Tabela 3.3– Síntese dos impactes ambientais do sector eléctrico

Categorias de impacte	Termoeléctrica	Nuclear	Incineração de resíduos	Miní-hídricas	Grandes Aproveitamentos
Alterações Climáticas	A extracção, refinação e sobretudo a queima de combustíveis fósseis geram emissões de GEE's		A incineração de resíduos gera emissões de CO ₂		
Acidificação	A refinação e sobretudo a queima de combustíveis fósseis geram emissões de SO ₂ e NO _x		A incineração gera emissões de SO ₂ e NO _x , para além de outros compostos acidificantes		
Poluição Atmosférica Local	As actividades de extracção, transporte e queima de combustíveis fósseis geram emissão de partículas		As instalações de incineração emitem metais pesados e compostos orgânicos tais como dioxinas		
O zono Troposférico	Os óxidos de azoto são precursores do ozono troposférico		Os óxidos de azoto são precursores do ozono troposférico		
Fluxos Hidrológicos				Alteração do regime dos rios; redução dos caudais	Alteração do regime dos rios; redução de caudais (sobretudo nas albufeiras)
Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas	Escorrências de poluentes nas actividades de extracção transporte e refinação; águas de refrigeração	Poluição térmica e radioactiva das águas de refrigeração	Poluição térmica; efluentes de processo e STG		Degradação da qualidade da água na albufeira (eutrofização) (menor risco nos fios -de-água)
Perda de Biodiversidade		As emissões radioactivas podem afectar organismos vivos		Efeitos negativos sobretudo nas populações de peixes; impactes cumulativos	Efeitos negativos nas populações de peixes; submersão de ecossistemas terrestres
Degradação do Solo	A extracção de carvão e o armazenamento de combustíveis causam degradação e contaminação do solo	A extracção de combustíveis nucleares provoca degradação do solo			Inundação de áreas que podem ser significativas; risco de salinização dos solos (menor nos fios-de-água)
Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos	O transporte de combustíveis fósseis provoca contaminação de ecossistemas marinhos				Redução dos sedimentos e nutrientes transportados aumenta erosão e diminui produtividade
Depleção de Recursos Abióticos	Os combustíveis fósseis são recursos abióticos não renováveis	Os combustíveis nucleares são recursos abióticos não renováveis			
Resíduos Sólidos e Perigosos	A refinação e queima de combustíveis fósseis gera cinzas e escórias	Produção de resíduos radioactivos durante a operação	A incineração gera cinzas e escórias		
Saúde Humana		Radiações emitidas têm efeitos na saúde humana			
Acidentes Graves	Perigo de explosão e incêndio em todas as fases	Um acidente numa central nuclear pode ter consequências extremamente graves.			Aumento da sismicidade; probabilidade de ocorrência de acidentes (sobretudo nas barragens)
Riscos Químicos					
Intrusão Visual	As estruturas associadas geram impactes visuais	As estruturas associadas geram impactes visuais	As estruturas associadas geram impactes visuais	Alteração visual em áreas não perturbadas	Intrusão visual das estruturas (e.g. barragem); efeito positivo associado ao espelho de água
Ruído	Actividades associadas provocam aumento dos níveis de ruído		Actividades associadas provocam aumento dos níveis de ruído		
Impactes socio-económicos					Submersão de núcleos populacionais, valores patrimoniais, estruturas. Novas oportunidades de uso (e.g. recreio)

Tabela 3.3– Síntese dos impactes ambientais do sector eléctrico (cont.)

Categorias de impacte	Solar Fotovoltaica	Solar Térmica Eléctrica	Eólica	Biomassa	Geotérmica	Transporte e Distribuição
Alterações Climáticas	A produção das células é um processo intensivo em energia			Emissões de GEE's, que no entanto não são contabilizadas para aquecimento global	Libertação de GEE's para a atmosfera (CO ₂ e CH ₄)	Podem ocorrer eventuais fugas de SF ₆
Acidificação				Emissões de SO ₂ e NO _x na queima	Emissões de gás sulfídrico e amónia	
Poluição Atmosférica Local				Emissões de partículas na queima		
Ozono Troposférico				Emissões de NOx durante a queima		
Fluxos Hidrológicos/Escassez de água	Descarga accidental de fluidos de transporte de calor pode causar poluição			A remoção de vegetação pode provocar alterações no escoamento e infiltração	Risco de descida dos níveis freáticos	Derrames accidentais de óleos (eventualmente com PCB's) e substâncias tóxicas
Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas				Lixiviação de agroquímicos na produção de biomassa pode causar contaminação e eutrofização	Fluidos hidrotérmicos podem contaminar recursos superficiais e subterrâneos	
Perda de Biodiversidade			Risco de colisão de aves com pás das turbinas	Destruição de vegetação para culturas de energia e remoção de resíduos florestais		
Degradação do Solo	Extensas áreas requeridas, mas admitindo alguns usos	Extensas áreas requeridas, admitindo alguns usos	Extensas áreas requeridas, mas não completamente ocupadas	Degradação do solo por culturas de energia; risco de erosão	Ocupação de solo para as instalações	Implantação de cabos subterrâneos
Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos					Riscos para fauna e flora marinha quando os fluidos são descarregados para o mar	
Depleção de Recursos Abióticos	Algumas células utilizam materiais escassos	Materiais requeridos para fabrico das células				
Resíduos Sólidos e Perigosos	Geração de resíduos perigosos na produção e desmantelamento das células	Resíduos potencialmente perigosos produzidos no desmantelamento		Cinzas resultantes da combustão devem ter destino adequado		
Saúde Humana					Libertação para a atmosfera de compostos nocivos	Efeitos na saúde de campos electromagnéticos
Acidentes Graves					Aumento do risco de desabamento, risco de explosão e sismicidade	
Riscos Químicos	Os materiais utilizados têm alguma perigosidade	Fluidos de transporte de calor podem apresentar alguma perigosidade				
Intrusão Visual	Os painéis solares constituem uma estrutura estranha na paisagem	Painéis solares e instalação causam impactes visuais significativos	As turbinas constituem um elemento estranho na paisagem	Culturas de energia têm impactes importantes na paisagem		Estruturas associadas (postes, cabos, estações) causam intrusão visual
Ruído			O ruído provocado pela operação pode ser um factor limitante da implementação		Níveis de ruído relevantes na fase de operação	Efeito de coroa
Impactes socio-económicos						

Tabela 3.4– Avaliação dos impactes ambientais do sector eléctrico

IMPACTES AMBIENTAIS	Produção											Transporte e Distribuição
	Termo-eléctrica	Nuclear	Incineração de RSU	Minihídricas	Grandes aproveitamentos		Solar		Eólica	Biomassa	Geotérmica	
					Fio de água	Albufeiras	Fotovoltaica	Térmica Eléctrica				
Alterações Climáticas	■		■				■			■	■	■
Acidificação	■		■							■	■	
Poluição Atmosférica Local	■		■							■	■	
Ozono Troposférico	■		■							■		
Fluxos Hidrológicos				■	■	■				■	■	
Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas	■	■	■		■	■		■		■	■	■
Perda de Biodiversidade		■		■	■	■			■	■		■
Degradação do Solo	■	■			■	■	■	■	■	■	■	■
Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos	■	■			■	■					■	
Depleção de Recursos Abióticos	■	■					■	■				
Resíduos Sólidos e Perigosos	■	■	■				■	■				
Saúde Humana		■	■								■	
Acidentes Graves	■	■				■					■	■
Riscos Químicos							■	■			■	
Intrusão Visual	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ruído	■		■						■		■	■
Impactes Socio-económicos					■	■						

4. EMISSÕES ATMOSFÉRICAS

4.1. INTRODUÇÃO

As emissões atmosféricas são um dos impactes ambientais mais significativos associados ao sector energético em geral, e em particular ao sector eléctrico. É fundamental dispor de informação quantitativa sobre as emissões e respectivas fontes para apoiar diversas tarefas de gestão ambiental, nomeadamente a definição de prioridades de intervenção, a identificação das actividades e agentes responsáveis pelos problemas, o estabelecimento de objectivos e metas e a avaliação da relação custo-eficácia de diferentes estratégias.

Dada a impossibilidade prática de medir as emissões individuais de todas as possíveis fontes, num dado horizonte temporal, recorre-se frequentemente à elaboração de estimativas de emissões. O modelo básico de cálculo de uma estimativa de emissão consiste no produto de (pelo menos) duas variáveis, seguindo duas vias alternativas:

- Uma estatística de actividade e um factor de emissão médio característico da actividade. Um factor ou coeficiente de emissão é uma medida quantitativa da emissão de um poluente por unidade de energia produzida, transformada ou utilizada por determinada tecnologia.
- Uma medição de emissão durante um período de tempo e o número de períodos em que essa emissão se verificou durante o período de estimação considerado.

Por exemplo, para estimar as emissões anuais de dióxido de enxofre em ton/ano de uma central térmica a fuelóleo podem utilizar-se:

- Dados sobre o consumo anual de combustível (em ton/ano) e um factor de emissão (em ton de SO₂ emitidas/ton fuelóleo consumido), ou;
- Emissões de SO₂ medidas (em gramas por hora) e número de horas de operação por ano.

Os dados obtidos pela realização de medições (sob a forma de amostras pontuais ou em contínuo) são, em princípio, mais adequados do que a aplicação de factores de emissão

para avaliar as emissões específicas de uma determinada fonte, constituindo uma aproximação mais representativa das suas emissões reais.

No entanto, os dados experimentais das fontes individuais nem sempre estão disponíveis e, mesmo nesse caso, podem não reflectir a real variação das emissões ao longo do tempo. Além disso, quando se pretendem realizar inventários considerando as emissões a níveis mais agregados (por exemplo nacional ou regional) e/ou antecipar as consequências ambientais de cenários futuros, não é exequível recorrer a medições. Nestes casos, os factores de emissão são frequentemente o único, ou o melhor, método disponível para estimar emissões, apesar das suas limitações (USEPA, 1995).

Neste capítulo são abordados com maior detalhe os métodos existentes para estimar as emissões dos principais poluentes atmosféricos decorrentes do sector eléctrico recorrendo à aplicação de factores de emissão.

4.2. FACTORES DE EMISSÃO

4.2.1. RELAÇÕES CAUSAIS ASSOCIADAS AOS FACTORES DE EMISSÃO

As emissões atmosféricas dos sistemas energéticos podem ter essencialmente duas origens: emissões resultantes da queima de combustíveis e emissões fugitivas. As emissões fugitivas referem-se à libertação, intencional ou não, de gases devido a actividades antropogénicas. Estas emissões podem ocorrer na produção, processamento, transporte, armazenamento e utilização dos combustíveis, incluindo emissões de combustão apenas nos casos em que esta não suporta uma actividade produtiva (e.g. *flaring* dos gases naturais em instalações de produção de petróleo e gás).

Tal como se referiu anteriormente, os factores ou coeficientes de emissão relacionam a quantidade de um dado poluente emitida com o combustível consumido, produzido ou perdido. Os factores de emissão relacionam assim uma quantidade conhecida com uma quantidade que se pretende determinar. O processo genérico para estimar emissões utilizando factores de emissão pode ser descrito pela seguinte equação:

$$E = A \times E F_x (1 - E R / 100)$$

em que:

E – emissões

A – taxa de actividade

EF – factor de emissão

ER – eficiência da tecnologia de redução de emissões, %

A aplicação de factores de emissão pressupõe uma relação directa linear entre os níveis de actividade e as emissões e que a primeira causa a segunda. Por vezes também podem haver relações indirectas, mais ou menos importantes, entre as duas quantidades, tal como nos casos das emissões fugitivas. Deste modo é fundamental estudar a natureza da relação entre as fontes e as emissões, antes de aplicar factores de emissão.

4.2.2. UNIDADES UTILIZADAS PARA EXPRESSAR FACTORES DE EMISSÃO

Uma questão também importante na utilização de factores de emissão refere-se ao tipo de unidades utilizadas para exprimir o numerador e o denominador. Em geral, a escolha do numerador é relativamente simples, sendo as emissões tipicamente expressas em unidades de massa. Quando os factores de emissão se referem a concentrações (e.g. ppm) em vez de massa, a sua aplicação requer a disponibilização de informação adicional, nomeadamente o caudal de emissão.

É também relevante saber se um dado factor é expresso em relação ao *input* energético ou de combustível ou relativamente ao *output* de energia ou de processo. Em geral os factores de emissão baseados nos *inputs* são mais fáceis de aplicar, na medida em que os factores baseados em *outputs* estão muito dependentes da eficiência dos processos, que pode variar significativamente. No entanto, para alguns processos tais como produção de *crude*, extracção de carvão e produção de gás, pode ser mais indicado utilizar factores baseados no *output* (Lazarus *et al*, 1995).

A escolha do tipo de unidades para o denominador também é relevante, podendo ser utilizadas unidades físicas, i.e., massa ou volume de combustível consumido, ou unidades

de energia (por exemplo, kg de óxidos de azoto por GJ de gás natural consumido). A escolha do tipo de unidade a utilizar depende da emissão variar com o *input* de energia no processo ou com o *input* físico de combustível.

Por exemplo, a base de dados EDB (*Environment Data Base*) desenvolvida pelo SEI-B (Stockholm Environment Institute – Boston) para integrar a componente ambiental no programa de apoio à decisão para planeamento energético LEAP (Long-Range Energy Alternatives), recomenda a utilização de factores de emissão baseados em unidades físicas para centrais térmicas queimando carvão, fuelóleo ou gás natural. Para as centrais geotérmicas, hidroeléctricas, nucleares, e solares fotovoltaicas é recomendada a aplicação de coeficientes baseados em energia (Lazarus *et al*, 1995).

4.2.3. DETERMINAÇÃO DE FACTORES DE EMISSÃO

Os factores de emissão são geralmente derivados de quantidades medidas ou são estimados com base na composição dos combustíveis ou outros parâmetros.

4.2.3.1. Determinação com Base em Medições

Muitos dos factores de emissão disponíveis foram derivados com base em medições realizadas nos equipamentos. Existem basicamente dois tipos de técnicas de medição: medição pontual e monitorização em contínuo.

Na medição pontual é retirada uma amostra do gás à saída da câmara de combustão ou da chaminé, que é armazenada num contentor apropriado para posterior análise em laboratório. Podem ocorrer problemas com este tipo de amostragem, derivados sobretudo da modificação da composição da amostra, por exemplo por adsorção de poluentes nas paredes do contentor ou reacção entre os constituintes do gás, durante o período que decorre entre a toma e a realização da análise. Um caso paradigmático deste tipo de problemas ocorreu com as determinações de N_2O que durante muito tempo foram medidas recorrendo a este tipo de técnica, tendo sido as emissões globais sobrestimadas por um factor entre 10-30 devido à ocorrência de reacções nas amostras que conduziam à produção de muito mais N_2O (por vezes 50-100 vezes mais) do que o inicialmente existente (Lazarus *et al*, 1995).

A monitorização em contínuo consiste na colocação de um sensor no fluxo de gases de saída, sendo realizadas e registadas em contínuo as medições realizadas durante um determinado período.

Os dois tipos de técnicas de amostragem têm vantagens e desvantagens. A medição pontual permite a realização das determinações num laboratório, que pode processar dados de diferentes instalações, garantindo assim consistência nos métodos analíticos e poupanças de custos. Este tipo de técnica também é utilizado nos casos em que não é viável instalar equipamento de medição em contínuo. Deve contudo garantir-se a representatividade das amostras tomadas e a inexistência de problemas como os acima referidos relativamente à armazenagem e manuseamento das amostras.

A medição em contínuo é útil sobretudo para grandes instalações. A sua aplicação requer, no entanto, também alguns cuidados, sobretudo relacionados com a garantia da operacionalidade e calibração dos equipamentos nas condições adversas (temperaturas elevadas, gases corrosivos, partículas abrasivas,...) em que estão normalmente instalados.

4.2.3.2. Determinação a Partir da Composição dos Combustíveis e das Condições de Combustão

Muitos factores de emissão são estimados com base em informação sobre a composição do combustível e sobre o modo como se processa a sua queima. Este é o caso das emissões de dióxido de carbono, óxidos de enxofre e metais como o chumbo. Quando o enxofre e o carbono de um combustível são queimados, formam-se os óxidos correspondentes. Quando a combustão é razoavelmente completa, praticamente todo o carbono do combustível (98-99% para os combustíveis fósseis) é convertido em dióxido de carbono. Do mesmo modo, quase todo o enxofre do combustível é convertido em SO_x, embora algum fique retido sob a forma de enxofre elementar nas cinzas de fundo ou nas cinzas volantes.

As emissões de óxidos de enxofre para a atmosfera dependem ainda da presença de equipamento de controlo de poluição. Neste caso, o factor de emissão deve ainda ser

afectado da eficácia do equipamento instalado. Na caixa 4.1 apresenta-se um exemplo do cálculo de um factor de emissão para o dióxido de enxofre.

Caixa 4.1: Exemplo de cálculo de factores de emissão de SO₂

Dados e pressupostos iniciais

- Teor de enxofre do carvão: 3% (em peso)
- Fracção de enxofre emitida como SO₂: 95%
- Relação entre a massa de SO₂ e S: 64/32 (peso molecular do SO₂/peso molecular de S)
- Eficácia do dessulfurizador: 90%

Cálculos:

$0.03 \text{ (kg S/kg combustível)} \times 0.95 \text{ (kg SO}_2 \text{ emitido/kg S no combustível)}$
 $\times 64/32 \text{ (kg SO}_2 \text{/kg S)} \times (1-0.90) = 2.85 \text{ g SO}_2 \text{/kg carvão}$

A aplicação de factores de emissão quando a composição dos combustíveis varia significativamente deve ser encarada com algumas reservas. Os combustíveis sólidos (carvão e biomassa) têm uma composição muito variável: a humidade, conteúdo de cinzas e o poder calorífico são factores que variam consideravelmente entre amostras diferentes, afectando o grau de “pureza” do combustível.

As emissões atmosféricas de alguns compostos são particularmente sensíveis às condições em que se processa a queima do combustível. Um exemplo são as emissões de NO_x, que dependem da temperatura de combustão, e as emissões de CO e hidrocarbonetos, que dependem da relação entre o oxigénio presente e o combustível. A aplicação de factores de emissão nestes casos deve assim atender às condições consideradas na sua obtenção.

Os factores de emissão de algumas actividades, nomeadamente as relacionadas com a extracção de combustíveis, são ainda fortemente dependentes das condições locais. Por exemplo, a quantidade de metano emitida por tonelada de carvão extraído varia grandemente de um veio para outro, dependendo das condições geológicas e da forma (a céu aberto ou subterrânea) e condições de exploração. Para a extracção de petróleo e gás natural, podem ocorrer variações significativas nas emissões em função do estado do equipamento, do grau em que o gás é capturado e canalizado em vez de ser libertado ou queimado numa tocha, e do cuidado geral com que a operação é efectuada.

4.2.4. FONTES DE INFORMAÇÃO SOBRE FACTORES DE EMISSÃO

As principais fontes de informação sobre factores de emissão são a base de dados desenvolvida e mantida pela USEPA (U.S. Environmental Protection Agency) (USEPA,1995), as directrizes metodológicas para elaboração de inventários de emissões desenvolvidas conjuntamente pelo programa EMEP (Emissions Monitoring and Evaluation Program), e no âmbito do programa CORINAIR, (EMEP/CORINAIR, 1996) e as directrizes desenvolvidas pelo IPCC para elaboração de inventários nacionais de gases de efeito de estufa (IPCC, 1996). A Organização Mundial de Saúde também produziu um compêndio de factores de emissão para o ar e água (WHO, 1982).

A USEPA mantém uma base de dados sobre factores de emissão, publicada na série de documentos “AP-42: Compilation of Air Pollutant Emission Factors” (USEPA, 1995). Esta base de dados cobre as emissões de fontes estacionárias e móveis dos designados “criteria pollutants”, que são aqueles para os quais existem *standards* nacionais de qualidade do ar, nomeadamente CO, NO_x, SO_x, hidrocarbonetos e partículas. Emissões de chumbo, metano, óxido nitroso e dióxido de carbono também são ocasionalmente incluídas. Os AP-42 foram inicialmente publicados no início da década de 70, tendo já sofrido diversas actualizações. Estes documentos podem ser obtidos no *site* da USEPA em <http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42.html>.

As directrizes CORINAIR foram inicialmente desenvolvidas no âmbito do programa CORINE (CO-ordination d’Information Environmentale) estabelecido pela Decisão do Conselho 85/338/EEC, com o objectivo de recolher, coordenar e garantir consistência de informação sobre o estado do ambiente na Comunidade Europeia. O programa CORINAIR iniciou-se em 1986 com o objectivo de elaborar um inventário de emissões atmosféricas na Europa.

Após uma primeira versão do inventário – CORINAIR, 1985 – foi produzida uma actualização em cooperação com o programa EMEP para apoiar os países signatários da Convenção sobre Poluição Atmosférica Transfronteiriça a Longa Distância no cumprimento da obrigação de reportar as emissões. Aquela Convenção prevê que as

partes submetam anualmente informação sobre as suas emissões de SO₂, NO_x, NMVOC¹⁰, CH₄, CO e NH₃ utilizando as categorias de fontes e métodos de cálculo do CORINAIR. Neste contexto foi desenvolvido o “UNECE-EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook”, cuja edição mais recente (1996) pode ser obtida no *site* da Agência Europeia do Ambiente em <http://themes.eea.eu.int/theme.php/state/air> .

Por sua vez, a OCDE organizou em 1991 um encontro de peritos para o IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) para desenvolver um conjunto de factores de emissão e procedimentos de recolha de dados para estimar as emissões de GEE's de actividades antropogénicas. Em resultado deste esforço surgiu um primeiro relatório “Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks” (OECD, 1991), que foi posteriormente actualizado em 1995 e 1996 (IPCC/OECD/IEAA, 1995; IPCC, 1996). Estas directrizes são utilizadas pelos países signatários da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, para cumprirem as suas obrigações relativamente ao desenvolvimento, actualização periódica, publicação e disponibilização de inventários nacionais das emissões antropogénicas e da remoção por sumidouros para todos os GEE's não controlados pelo Protocolo de Montreal. As directrizes do IPCC podem ser obtidas em <http://www.ipcc.ch> .

Têm sido desenvolvidos esforços significativos no sentido de se harmonizarem definições e metodologias utilizadas nestas duas abordagens por forma a permitir a comparação dos resultados e a produção simultânea de informação para elaboração dos inventários previstos em ambas as Convenções.

4.3. FACTORES DE EMISSÃO PARA AS ACTIVIDADES DE ENERGIA

Nas secções seguintes apresentam-se as principais metodologias de estimação das emissões atmosféricas associadas ao sector eléctrico, para os principais poluentes, com base, essencialmente, nas directrizes do IPCC, complementada com informação do EMEP/CORINAIR e dos AP-42.

As directrizes do IPCC para o sector energético consideram duas abordagens para estimar as emissões da queima de combustível:

¹⁰ Compostos orgânicos voláteis não metano

- Métodos simples (Tier 1), em que as emissões são estimadas com base nas quantidades de combustível consumidas e na aplicação de factores de emissão médios;
- Métodos detalhados (Tiers 2/3), em que as estimativas de emissões são baseadas em informação detalhada sobre os combustíveis e tecnologias.

As emissões fugitivas da extracção de carvão, petróleo e gás natural são tratadas separadamente.

4.3.1. DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

Ao contrário do que acontece para os restantes poluentes, as emissões de CO₂ resultantes da queima de combustíveis podem ser estimadas com bastante precisão a um nível elevado de agregação. As emissões de CO₂ estão em primeira análise dependentes do teor de carbono do combustível queimado, sendo assim a metodologia adoptada para a sua estimação simples, precisa e transparente.

As emissões de CO₂ das actividades energéticas podem ser estimadas a partir de dados de oferta de energia, com alguns ajustamentos como para o caso do carvão não oxidado. Os dados de consumo de combustíveis comerciais estão facilmente disponíveis. Estes dados, combinados com dados sobre teores de carbono típicos, fornecem um bom ponto de partida para a elaboração de inventários de emissões de CO₂, sobretudo a nível regional e nacional.

O processo de estimação das emissões de CO₂ da queima de combustíveis com base nos dados de consumo (Tier 1) pode ser dividido em seis passos (IPCC, 1996):

1. Estimativa do consumo de combustíveis por tipo de combustível/produto;
2. Conversão dos dados de combustível numa unidade de energia comum (TJ), se necessário;
3. Escolha dos factores de emissão de carbono a aplicar para cada tipo de combustível/produto e estimação do conteúdo total de carbono dos combustíveis;
4. Estimativa da quantidade de carbono armazenado em produtos (e.g. plásticos, fertilizantes, asfalto,...) por longos períodos de tempo;

5. Contabilização do carbono não oxidado durante a combustão;
6. Conversão das emissões de carbono em emissões de CO₂.

As directrizes do IPCC (IPCC, 1996) apresentam recomendações detalhadas para a realização destes passos bem como valores caloríficos líquidos específicos para os vários combustíveis de diferentes países. Na Tabela 4.1 apresentam-se os factores de emissão de C para os diferentes tipos de combustível.

Tabela 4.1 – Factores de emissão para o C no sector energético

COMBUSTÍVEL	PODER CALORÍFICO LÍQUIDO (TJ/kton)	FACTOR DE EMISSÃO (t C/TJ)
A - Combustíveis Fósseis Líquidos		
Combustíveis primários		
Petróleo bruto	42.71 ^(a)	20.0
Orimulsão	27.50	22.0
Líquidos do gás natural	-	17.2
Combustíveis secundários		
Gasolina	44.80	18.9
Querosene de aviação	44.59	19.5
Outro querosene	44.75	19.6
Óleo de xisto	36.00	20.0
Gasóleo	43.33	20.2
Fuelóleo residual	40.19	21.1
GPL	47.31	17.2
Etano	47.49	16.8
Nafta	45.01	(20.0)
Betume	40.19	22.0
Lubrificantes	40.19	(20.0)
Coque de petróleo	31.00	27.5
Matéria prima de refinaria	42.50 ^(a)	(20.0)
Outros produtos petrolíferos	40.19	(20.0)
B – Combustíveis Fósseis Sólidos		
Combustíveis primários		
Antracite	26.59 ^(a)	26.8
Carvão de coque	29.3 ^(a)	25.8
Outro carvão betuminoso	26.59 ^(a)	25.8
Carvão sub-betuminoso	17.16 ^(a)	26.2
Lignite	-	27.6
Xistos betuminosos	9.4	29.1
Turfa	-	28.9
Combustíveis secundários		
BKB & Patent fuel	-	(25.8)
Coke oven/gas coke	28.05 ^(a)	29.5
C – Combustíveis Fósseis Gasosos		
Gás natural		15.3

Nota: Os valores entre parêntesis referem-se a valores a utilizar por defeito até existirem factores de emissão específicos.

^(a) Valores específicos para Portugal (OECD/IEA, 1993)

Fonte: IPCC, 1996

Existem três grupos fundamentais de actividades envolvendo combustíveis nos sectores energético e transformador:

- (i) A transformação de combustíveis primários em secundários por processos físicos ou químicos, não envolvendo queima do combustível primário (e.g. a produção de derivados de petróleo a partir de *crude*);
- (ii) A produção de calor para venda ou para geração de electricidade;
- (iii) Queima de combustíveis para suportar a actividade principal de extracção de energia ou produção de uma empresa.

Segundo as directrizes do IPCC, as actividades do Grupo (i) não devem ser incluídas nas emissões resultantes da queima de combustíveis, uma vez que serão reportadas aquando da utilização dos produtos secundários, ou como emissões fugitivas, que têm um tratamento específico.

Relativamente às actividades incluídas no Grupo (ii) coloca-se a questão de estabelecer a categoria em que devem ser incluídas as emissões da produção de calor e electricidade pelos autoprodutores. Nas directrizes do IPCC de 1995, as emissões dos autoprodutores eram contabilizadas conjuntamente com as dos produtores principais na categoria “Public Electricity and Heat”. Na edição de 1996 das referidas directrizes, as emissões dos autoprodutores passaram a ser afectas às actividades industriais ou comerciais onde a geração ocorre, em resultado dos esforços de harmonização com as directrizes do Programa CORINAIR.

O IPCC recomenda que a estimação das emissões de CO₂ a partir dos consumos de combustível (Tier 1) seja complementada e comparada com uma abordagem “bottom-up” baseada no cálculo das emissões a partir da informação desagregada sobre as diversas fontes.

4.3.2. OUTROS GASES DE EFEITO DE ESTUFA

Ao contrário do que acontece para o CO₂, a avaliação das emissões de CH₄ e N₂O (e também de NO_x, CO e NMVOC's) requer informação mais detalhada, na medida em que as emissões dependem de diversos factores interrelacionados, nomeadamente das condições de combustão, das tecnologias e das medidas de controlo de poluição existentes, para além das características dos combustíveis. Estas estimativas devem

assim ser realizadas, preferencialmente, a um nível relativamente detalhado de actividade/tecnologia.

4.3.2.1. Emissões de Metano (CH₄)

O contributo da queima de combustíveis para as emissões globais de metano é reduzido, sendo a incerteza muito elevada. A queima de lenha, carvão vegetal, resíduos agrícolas e resíduos domésticos é a principal fonte de emissões de metano no grupo das emissões da combustão.

O metano é produzido em pequenas quantidades na queima de combustíveis devido à incompleta combustão dos hidrocarbonetos do combustível. A produção de metano depende da temperatura na caldeira/forno. Nas grandes instalações de combustão, mais eficientes, a taxa de emissão é muito reduzida.

Na Tabela 4.2 apresentam-se valores agregados para os factores de emissão a utilizar por defeito na estimação das emissões de CH₄ do sector energético. Na Tabela 4.9, no final do presente capítulo, apresentam-se valores desagregados por tipo de combustível/tecnologia, que devem ser preferencialmente utilizados, quando se disponha de informação mais detalhada.

Tabela 4.2 - Factores de emissão para o CH₄ no sector energético (sem controlo de emissões)

COMBUSTÍVEL	FACTOR DE EMISSÃO (kg/TJ)
Carvão ^(a)	1
Gás natural	1
Petróleo	3
Lenha/resíduos de madeira	30 ^(b)
Carvão vegetal	200 ^(b)
Outra biomassa e resíduos ^(c)	30

^(a) Os factores de emissão para a lignite podem ser várias vezes mais elevados do que para o *hard coal*.

^(b) Estes factores referem-se à queima do combustível em indústrias da energia.

^(c) Inclui excrementos animais e resíduos agrícolas, domésticos e industriais.

Fonte: IPCC, 1996

4.3.2.2. Emissões de Óxido Nitroso (N₂O)

Tal como no caso do metano, a contribuição da queima de combustíveis para as emissões globais de óxido nitroso é reduzida, e a incerteza elevada. O óxido nitroso é produzido directamente na queima de combustíveis fósseis, verificando-se que as

emissões são mais elevadas para temperaturas abaixo de 800 K ou acima de 1200 K. Os mecanismos químicos de formação de N_2O são relativamente bem conhecidos, mas os dados experimentais para determinação dos factores de emissão são limitados.

Na Tabela 4.3 apresentam-se os valores de factores de emissão a utilizar por defeito para estimar emissões de N_2O no sector energético. Na Tabela 4.9, no final do capítulo, apresentam-se valores desagregados por tipo de combustível/ tecnologia.

Tabela 4.3 - Factores de emissão para o N_2O no sector energético (sem controlo de emissões)

COMBUSTÍVEL	FACTOR DE EMISSÃO (kg/TJ)
Carvão ^(a)	1.4
Gás natural	0.1
Petróleo	0.6
Lenha/resíduos de madeira	4 ^(b)
Carvão vegetal	4 ^(b)
Outra biomassa e resíduos ^(c)	4

^(a) As lignites podem produzir menos N_2O que os carvões betuminosos; medições realizadas demonstraram que as emissões de N_2O da combustão de *hard coal* em centrais térmicas podem ser negligenciável. As emissões de N_2O de combustão em leitos fluidizados são cerca de 10 vezes mais elevadas do que em caldeiras.

^(b) Estes factores referem-se à queima do combustível em indústrias da energia.

^(c) Inclui excrementos animais e resíduos agrícolas, domésticos e industriais.

Fonte: IPCC, 1996

4.3.3. ÓXIDOS DE AZOTO (NO_x)

As actividades de queima de combustíveis são a fonte antropogénica mais importante de NO_x , nomeadamente as indústrias de energia e as fontes móveis. De um modo geral, na gama de temperaturas prevaiente, existem essencialmente dois mecanismos de formação de NO (UNECE/EMEP, 1996):

- Formação de “ NO -combustível” resultante da conversão do azoto existente no combustível;
- Formação de “ NO -térmico” resultante da fixação de azoto atmosférico proveniente do ar de combustão.

A maioria das emissões de NO_x da queima de carvão (80-90%) é proveniente de “ NO -combustível”. O teor em azoto nos combustíveis sólidos varia bastante: entre 0.2 e 35%

em peso (maf)¹¹ para o *hard coal*, entre 0.4 e 2.5% para a lignite, 0.6-1.55% para o coque, 0.7-3.4% para a turfa, 0.1-0.3% para a lenha e 0.3-1.4% para os resíduos (UNECE/EMEP, 1996). A contribuição do NO-térmico (inferior a 20%) depende da temperatura de combustão.

O teor de azoto dos combustíveis líquidos varia para o fuelóleo pesado entre 0.1 e 0.8% e para o fuelóleo entre 0.005 e 0.07% (em peso). Neste caso a quota do NO-combustível pode ser inferior a 50%. Para os combustíveis gasosos apenas se forma NO-térmico, uma vez que o gás natural não contém azoto ligado organicamente (UNECE/EMEP, 1996).

Na Tabela 4.4 apresentam-se os valores para factores de emissão por defeito para o NO_x nas indústrias de energia adoptados pelo IPCC. Estes factores agregados permitem a obtenção de uma estimativa grosseira das emissões. Na Tabela 4.9 apresentam-se valores desagregados por tipo de combustível/tecnologia.

Tabela 4.4 - Factores de emissão para o NO_x no sector energético (sem controlo de emissões)

COMBUSTÍVEL	FACTOR DE EMISSÃO ^(a) (kg/TJ)
Carvão ^(a)	300
Gás natural	150
Petróleo	200
Lenha/resíduos de madeira	100 ^(b)
Carvão vegetal	4 ^(b)
Outra biomassa e resíduos ^(c)	4

Nota: Os factores de emissão devem ser afectados pelas eficiências de redução, no caso de existirem medidas de redução de emissões. No capítulo 5 são apresentados valores típicos de eficiências de redução para as diferentes tecnologias.

^(a) Os factores de emissão para as pequenas instalações de combustão tendem a ser inferiores aos das grandes instalações devido às mais baixas temperaturas de combustão.

^(b) Estes factores referem-se à queima do combustível em indústrias da energia.

^(c) Inclui excrementos animais e resíduos agrícolas, domésticos e industriais.

Fonte: IPCC, 1996

4.3.4. EMISSÕES DE DIÓXIDO DE ENXOFRE (SO₂)

Mais de 80% das emissões antropogénicas de SO₂ resultam da queima de combustíveis, dos quais ¾ são provenientes da queima de carvão. O enxofre contido nos combustíveis é libertado na queima, maioritariamente oxidado como SO₂. Geralmente menos de 1-2% do enxofre total é emitido como SO₃.

¹¹ maf – sem humidade e sem cinzas (*moisture and ash free*), um estado de referência do carvão.

As emissões de SO₂ estão directamente relacionadas com o teor de enxofre dos combustíveis, que, para o caso do carvão pode variar de abaixo de 0.5 a mais de 10 % em peso. A maioria dos carvões actualmente em utilização estão na gama de 0.5-3% (IPCC, 1996).

O teor de enxofre do fuelóleo (incluindo o fuelóleo pesado) varia entre 0.3 e 5%. Actualmente o teor de enxofre médio mundial do petróleo bruto ronda 1.3%, embora haja grandes variações entre diferentes fontes (IPCC, 1996). Geralmente o teor de enxofre do gás natural é negligenciável (UNEP/EMEP, 1996). Na Tabela 4.5 apresentam-se os valores por defeito sugeridos pelo IPCC para o teor de enxofre dos combustíveis.

Tabela 4.5 – Teor de enxofre (S) dos combustíveis

COMBUSTÍVEL	VALOR POR DEFEITO (%)
Carvão	
- baixo teor de S	0.5
- médio teor de S	1.5
- elevado teor de S	3.0
Fuelóleo pesado	
- baixo teor de S	1.0
- médio teor de S	3.0
- elevado teor de S	4.0
Fuelóleo leve/diesel	
- baixo teor de S	0.3
- elevado teor de S	1.0
Gasóleo (transportes)	0.3
Querosene de aviação	0.05
Xistos betuminosos	1.5 (1.3-1.7)
Gás natural	negligenciável
Resíduos domésticos	0.003
Resíduos industriais	0.2
<i>Black liquor</i>	1.5
Lenha	0.2
Outra biomassa	< 0.03

Nota: Estes valores apenas devem ser aplicados quando não existe melhor informação disponível.

Fonte: IPCC, 1996

Durante a combustão, parte do enxofre fica retido nas cinzas. A taxa de retenção de enxofre nas cinzas de carvão pode variar entre 5 a 60% (geralmente é inferior a 10%). O IPCC recomenda a aplicação de uma taxa de 5% para o *brown coal* e de 30% para a lignite (IPCC, 1996). A retenção de enxofre nas cinzas para os combustíveis líquidos e biomassa é mínima podendo ser desprezada (IPCC, 1996).

No caso de serem utilizadas tecnologias de controlo de emissões de SO₂, os factores de emissão estimados devem ser afectados da respectiva eficiência de redução. As eficiências de redução para diferentes tecnologias variam entre 45 e 95% (ver cap. 5).

4.3.5. EMISSÕES DE MONÓXIDO DE CARBONO (CO)

O monóxido de carbono é um produto intermédio do processo de combustão, em particular em condições de combustão sub-estequiométricas. O mecanismo de formação de CO é directamente influenciado pelos padrões de utilização, tipo de tecnologia e dimensão, manutenção e operação da tecnologia. Em unidades mais pequenas e mais antigas, a combustão tende a ser menos controlada e, consequentemente, as emissões deverão ser mais elevadas do que nas instalações maiores e mais recentes.

Na Tabela 4.6 apresentam-se os valores para factores de emissão por defeito para o CO no sector energético adoptados pelo IPCC. Na Tabela 4.9 apresentam-se valores desagregados por tipo de combustível/ tecnologia.

Tabela 4.6 - Factores de emissão para o CO no sector energético

COMBUSTÍVEL	FACTOR DE EMISSÃO (kg/TJ)
Carvão	20
Gás natural	20
Petróleo	15
Lenha/resíduos de madeira	1000 ^(a)
Carvão vegetal	1000 ^(a)
Outra biomassa e resíduos ^(b)	100

^(a) Estes factores referem-se à queima do combustível em indústrias da energia.

^(b) Inclui excrementos animais e resíduos agrícolas, domésticos e industriais.

Fonte: IPCC, 1996

4.3.6. COMPOSTOS ORGÂNICOS VOLÁTEIS NÃO-METANO (NMVOC)

As emissões de NMVOC¹² são o resultado de combustão incompleta, sendo directamente influenciadas pelo combustível utilizado, padrões de utilização, tipo e dimensão da tecnologia, e manutenção e operação da tecnologia. As emissões de NMVOC nas grandes instalações de combustão são muito reduzidas.

¹² O termo NMVOC aplica-se a todos os hidrocarbonetos, incluindo aqueles em que os átomos de hidrogénio são, parcial ou completamente, substituídos por outros átomos (S, N, O, halogénios), excluindo os inventariados no âmbito do Protocolo de Montreal.

Na Tabela 4.7 apresentam-se os valores para factores de emissão por defeito para os NMVOC no sector energético adoptados pelo IPCC, que permitem obter uma estimativa grosseira das emissões. Na Tabela 4.9, no final do capítulo, apresentam-se valores desagregados por tipo de combustível/ tecnologia.

Tabela 4.7 - Factores de emissão para NMVOC no sector energético (sem controlo de emissões)

COMBUSTÍVEL	FACTOR DE EMISSÃO (kg/TJ)
Carvão	5
Gás natural	5
Petróleo	5
Lenha/resíduos de madeira	50 ^(a)
Carvão vegetal	100 ^(a)
Outra biomassa e resíduos ^(b)	50

^(a) Estes factores referem-se à queima do combustível em indústrias da energia.

^(b) Inclui excrementos animais e resíduos agrícolas, domésticos e industriais.

Fonte: IPCC, 1996

4.3.7. METAIS PESADOS

A maioria dos metais pesados emitidos nas instalações energéticas (arsénico - As, cádmio - Cd, crómio - Cr, cobre - Cu, mercúrio - Hg, níquel - Ni, chumbo - Pb, selénio - Se, zinco - Zn e vanádio - V) são libertados como compostos (e.g. óxidos, cloretos) em associação com partículas. Apenas o mercúrio (Hg) e o selénio (Se) estão, pelo menos parcialmente, presentes na fase gasosa. Os elementos menos voláteis tendem a condensar na superfície das partículas mais pequenas no fluxo de gás de saída. Observa-se assim um enriquecimento em metais das fracções de partículas de menores dimensões.

O teor de metais pesados do carvão é normalmente várias ordens de magnitude superior ao do petróleo (excepto ocasionalmente para o Ni e V no fuelóleo pesado) e do gás natural (EMEP/CORINAIR, 1996). Para o caso do gás natural, apenas as emissões de mercúrio são relevantes.

Durante a combustão do carvão, as partículas sofrem modificações complexas que levam à vaporização dos elementos voláteis. A taxa de volatilização dos compostos de metais pesados depende das características dos combustíveis e das tecnologias. Na Tabela 4.8

apresentam-se os valores de factores de emissão de metais para diferentes combinações combustível/tecnologia adoptados nas directrizes UNECE/EMEP.

Tabela 4.8 – Factores de emissão para os metais pesados (g/Mg) para instalações de combustão (≥ 300 MW)

COMBUSTÍVEL/TECNOLOGIA	CONTROLO DE POLUIÇÃO	FACTOR DE EMISSÃO (g/Mg combustível)				
		Hg	Cd	Pb	Cu	Zn
Hard coal, dry bottom boiler	Despoeirador ^(a)	0.05-0.2	0.003-0.01	0.021-1	0.01-0.4	0.03-1.3
	Despoeirador e FDG ^(b)	0.02-0.08	0.0001-0.004	0.007-0.5	0.006-0.2	0.01-0.5
Hard coal, wet bottom boiler	Despoeirador ^(a)	0.05-0.2	0.01-0.07	0.3-3	0.05-0.4	0.5-4
	Despoeirador e FDG ^(b)	0.02-0.08	0.004-0.03	0.1-1.2	0.05-0.2	0.2-1.6
Lignite, dry bottom boiler	Despoeirador ^(a)	0.05-0.2	0.002-0.004	0.003-0.06	0.004-0.02	0.01-0.2
	Despoeirador e FDG ^(b)	0.02-0.08	0.0008-0.001	0.001-0.02	0.002-0.01	0.006-0.1
Fuelóleo pesado, dry bottom boiler	Despoeirador	1.0	1.0	1.3	1.0	1.0
Gás natural (g/TJ)		0.05-0.15				
COMBUSTÍVEL/TECNOLOGIA	CONTROLO DE POLUIÇÃO	FACTOR DE EMISSÃO (g/Mg combustível)				
		As	Cr	Se	Ni	V
Hard coal, dry bottom boiler	Despoeirador ^(a)	0.03-0.3	0.04-0.2	0.01-0.03	0.03-0.4	
	Despoeirador e FDG ^(b)	0.01-0.1	0.02-0.06	0.004-0.01	0.01-0.5	
Hard coal, wet bottom boiler	Despoeirador ^(a)	0.1-0.8	0.05-0.4		0.2-0.5	
	Despoeirador e FDG ^(b)	0.04-0.3	0.02-0.2		0.1-0.2	
Lignite, dry bottom boiler	Despoeirador ^(a)	0.03-0.04	0.003-0.07		0.02-0.04	
	Despoeirador e FDG ^(b)	0.008-0.01	0.001-0.03		0.01	
Fuelóleo pesado, dry bottom boiler	Despoeirador	0.5	2.5	1.3	35	4.4

^(a) concentração de partículas no gás limpo 50 mg/m³

^(b) FGD – dessulfurizador, concentração de partículas no gás limpo 20 mg/m³

Fonte: EMEP/CORINAR, 1996.

4.3.8. FACTORES DE EMISSÃO DESAGREGADOS PARA A QUEIMA DE COMBUSTÍVEIS

Para além da abordagem por defeito (Tier 1) apresentada nas secções anteriores, o IPCC recomenda que os inventários de emissões para os poluentes que não o CO₂, sejam elaborados com base em informação detalhada sobre as diversas fontes, considerando o tipo de combustível, a tecnologia utilizada e, quando possível, as condições de operação e idade e manutenção do equipamento, dada a dependência das emissões destes factores.

Na Tabela 4.9 apresentam-se valores representativos para os factores de emissão de NO_x, CO, CH₄, N₂O e NMVOC's adoptados pelo IPCC. Os valores apresentados são expressos em kilogramas por terajoule de *input* energético, referindo-se ao peso molecular dos compostos. Os factores de emissão apresentados não reflectem o nível de tecnologia de redução de emissões instalado, pelo que, em cada caso particular, os resultados devem ser ajustados de acordo com a eficiência de remoção correspondente.

Estes factores foram essencialmente extraídos de Radian (1990) (que serviram de base às AP -42).

Na Tabela 4.9 não são apresentados factores de emissão para o SO₂, devendo estes ser sempre estimados com base nos valores de teor de enxofre dos combustíveis, apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.9 – Factores de emissão desagregados para as *utilities*

Tecnologia Básica	Configuração	Factores de Emissão (kg/TJ)				
		CO	CH ₄	NO _x	N ₂ O	NMVOcs
Carvão						
Combustão de carvão betuminoso pulverizado	Dry bottom, wall fired	9	0.7	380	1.6	n.d.
	Dry bottom, ignição tangencial	9	0.7	250	0.5	n.d.
	Wet bottom	9	0.9	590	1.6	n.d.
Bituminous spreader stokers	Com e sem re-injecção	87	1.0	240	1.6	n.d.
Queimadores de leitos fluidizados – betuminoso	Circulating bed	310	1.0	68	96	n.d.
	Bubbling bed	310	1.0	270	96	n.d.
Bituminous cyclone furnace		9	0.2	590	1.6	n.d.
Stokers de antracite		10	n.d.	160	n.d.	n.d.
Queimadores de leitos fluidizados – antracite		5.2	n.d.	31	n.d.	n.d.
Caldeiras de carvão- antracite pulverizado		310	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Combustão de lignite pulverizado	Dry bottom, ignição tangencial	n.d.	n.d.	130	n.d.	n.d.
	Dry bottom, wall fired	45	n.d.	200	n.d.	n.d.
Lignite cyclone furnace		n.d.	n.d.	220	n.d.	n.d.
Lignite spreader stokers		n.d.	n.d.	100	n.d.	n.d.
Lignite atmospheric fluidised bed		2.8	n.d.	63	42	n.d.
Petróleo						
Fuelóleo residual/óleo de xisto	Ignição normal	15	0.9	200	0.3	n.d.
	Ignição tangencial	15	0.9	130	0.3	n.d.
Fuelóleo destilado	Ignição normal	16	0.9	220	0.4	n.d.
	Ignição tangencial	16	0.9	140	0.4	n.d.
Fuelóleo destilado turbinas gasosas		21	n.d.	300	n.d.	n.d.
Grandes motores a gasóleo(>600 hp; 447 kW)		350	4.0	1300	n.d.	n.d.
Gás Natural						
Caldeiras		18	0.1	250	n.d.	n.d.
Large Gas-Fired gas turbines >3 MW		46	6	190	n.d.	n.d.
Large Dual-Fuel Engines		340	240	1300	n.d.	n.d.
Resíduos Sólidos Urbanos						
Mass Burn Waterwall Combustors		22	n.d.	170	n.d.	n.d.
RSU – Mass Feed		98	n.d.	140	n.d.	n.d.

Fonte: USEPA, 1995; IPCC, 1996.

Na Tabela 4.10 apresentam-se os valores adoptados pelo Banco Mundial (World Bank, 1998) para os factores de emissão de diversas *utilities*.

Tabela 4.10– Factores de emissão para as *utilities* (kg/TJ de input energético)

FONTE	FACTORES DE EMISSÃO (kg/TJ)				
	CO ₂	CO	CH ₄	NO _x	N ₂ O
Caldeiras de gás natural	56100	19	0.1	267	-
Turbinas a gás, ciclo combinado	56100	32	6.1	187	-
Turbinas a gás, ciclo simples	56100	32	5.9	188	-
Queimadores de fuelóleo residual	77350	15	0.7	201	-
Queimadores de fuelóleo destilado	74050	15	0.03	68	-
Resíduos sólidos urbanos (<i>mass feed</i>)	-	98	-	140	-
Carvão, spreader stoker	94600	121	0.7	326	0.8
Carvão, leitos fluidizados	94600	-	0.6	255	-
Carvão, pulverizado	94600	14	0.6	857	0.8
Carvão, ignição tangencial	94600	14	0.6	330	0.8
Carvão pulverizado, wall fired	94600	14	0.6	461	0.8
Caldeiras a lenha	26260	1473	18.0	112	-

Fonte: World Bank, 1998.

4.3.9. EMISSÕES FUGITIVAS

Durante as diversas fases desde a extracção de combustíveis fósseis, até à sua utilização final pode ocorrer a libertação de combustíveis gasosos, componentes voláteis ou gases absorvidos. Nas secções seguintes descrevem-se resumidamente os principais aspectos a considerar.

4.3.9.1. Emissões Fugitivas da Extracção e Manuseamento do Carvão

O metano é o principal componente das emissões fugitivas resultantes da extracção e manuseamento do carvão. O processo de formação de carvão gera metano e outros subprodutos, que são libertados no processo de extracção de carvão. As emissões de metano da extracção de carvão contribuíram em 23 a 39 Tg para as emissões globais de metano (IPCC, 1996).

A quantidade de CH₄ que se liberta durante a extracção do carvão é essencialmente uma função do grau e profundidade do carvão, conteúdo de gás e métodos de exploração, bem como outros factores como a humidade.

As estimativas das emissões de metano devem ser desenvolvidas considerando as três principais fontes de emissão: minas subterrâneas, minas a céu aberto e actividades pós-extracção. Ainda existem grandes limitações de dados sobre emissões sobretudo para os dois últimos tipos de fontes.

O IPCC recomenda a aplicação de valores médios globais entre 10 a 25 m³/ton de carvão extraído, para os factores de emissão de metano na extracção de carvão em minas subterrâneas (excluindo as actividades pós-extracção), na ausência de melhor informação (IPCC, 1996). Quando disponíveis devem ser utilizados os dados específicos do país (Tier 2) ou das diferentes minas (Tier 3). Os factores de emissão a adoptar devem ser corrigidos para descontar das emissões o metano que eventualmente seja recuperado e utilizado como combustível.

A incerteza quanto às emissões de metano em explorações a céu aberto é bastante mais elevada do que para o caso da exploração subterrânea, devido à ausência de dados de medições. O IPCC recomenda a aplicação de um factor na gama entre 0.3-2.0 m³/ton de carvão, não incluindo as actividades pós-extracção (IPCC, 1996). Esta gama deve no entanto ser utilizada com reservas dada a elevada incerteza que lhe está associada. As emissões podem ser estimadas com maior rigor com base em dados específicos dos países ou das bacias carboníferas, ou com base em determinações efectuadas no carvão.

A incerteza existente relativamente às emissões pós-extracção também ainda é relativamente elevada, recomendando o IPCC a utilização de factores entre 0.9-4 m³/ton para o carvão extraído de minas subterrâneas e entre 0.2m³/ton para o caso de explorações a céu aberto, na ausência de informação mais fiável.

Também podem ocorrer emissões de CO₂ resultantes da queima de depósitos de carvão e pilhas de resíduos. No entanto, estimativas realizadas para os EUA concluíram que o contributo desta fonte era negligenciável (IPCC, 1996).

4.3.9.2. Emissões Fugitivas das Actividades Associadas ao Petróleo e Gás Natural

Nesta secção são resumidamente abordadas as emissões fugitivas resultantes das actividades associadas ao petróleo e gás natural, incluindo as emissões da produção, processamento, transporte e utilização (que não combustão) do petróleo e gás natural, bem como da combustão não produtiva.

As actividades associadas ao petróleo e gás natural incluem:

1. Produção do petróleo e gás natural;
2. Transporte e refinação do *crude*;
3. Processamento, transporte e distribuição do gás natural.

As emissões das actividades associadas ao petróleo e gás natural podem ser divididas em:

1. Emissões durante as operações normais, incluindo a libertação e a queima em tocha e as fugas crónicas, descargas de respiradouros, etc.
2. Manutenção, que inclui actividades regulares executadas periodicamente na instalação;
3. Falhas e acidentes do sistema, que inclui os acontecimentos não planeados.

Tipicamente a maioria das emissões resultam das operações normais. Dada a complexidade das actividades associadas ao petróleo e gás natural, não é fácil estabelecer uma relação simples entre o nível de actividade e de descritores genéricos das actividades.

Ainda existe grande incerteza quanto aos factores de emissão a aplicar para estimar as emissões de metano das actividades associadas ao petróleo e gás natural. As directrizes do IPCC apresentam uma síntese de valores referidos em diferentes estudos, tendo definido cinco regiões considerando diferenças nos sistemas de petróleo e gás natural conjuntamente com as disponibilidades de informação sobre factores de emissão e níveis de actividade.

As emissões de metano da produção de petróleo podem ser estimadas com maior rigor com base em balanços de massa. Durante as fases de transporte e armazenagem do petróleo também ocorrem emissões importantes de metano, que podem ser calculadas por balanço de massas. O petróleo que chega à refinaria já está praticamente isento de metano.

Para além do metano, as emissões fugitivas mais significativas das actividades do petróleo e gás natural são os NMVOC. As emissões fugitivas da refinação, transporte e distribuição dos produtos petrolíferos são uma das principais componentes das emissões

nacionais de NMVOC's em muitos países. Na Tabela 4.11 apresentam-se valores a utilizar por defeito de factores de emissão para a refinação de petróleo.

Tabela 4.11 – Factores de emissão para a refinação de petróleo
(kg/m³ de matéria prima, e.g. *crude*)

POLUENTE	FACTOR DE EMISSÃO (kg/m ³)
SO ₂	0.8
NO _x	0.05
CO	0.08
NMVOC	0.53

Fonte: UNECE/EMEP, 1996

4.3.10. EMISSÕES ATMOSFÉRICAS NO CICLO DE VIDA DAS DIFERENTES FORMAS DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

Tal como se referiu no cap. 2, a comparação dos impactes ambientais, incluindo as emissões atmosféricas, das diferentes formas de produção de electricidade deve ser sempre realizada considerando o ciclo de vida completo associado ao aproveitamento de cada recurso. No casos dos combustíveis fósseis as fases mais importantes incluem a extracção, transporte, refinação e queima do combustível, juntamente com as estruturas associadas, sendo a fase de combustão aquela em que ocorrem os impactes mais importantes em termos de emissões atmosféricas.

Apesar da generalidade das energias renováveis produzirem poucas, ou nenhuma emissões durante a operação, as outras fases do seu ciclo de vida (tais com o a extracção e processamento dos materiais, o fabrico dos equipamentos, o desmantelamento, etc.) produzem emissões associadas à energia consumida para a sua realização. Em geral, estas emissões são equivalentes ou superiores às originadas na mesma fase do ciclo de vida das energias convencionais, devido ao facto das renováveis converterem fontes de energia mais “diluídas”, o que requer maior esforço (maior equipamento e estruturas por unidade de electricidade gerada) (OECD/IEA, 1998).

Na Figura 4.1 apresenta-se uma comparação das emissões de dióxido de carbono, dióxido de enxofre e óxidos de azoto no ciclo de vida das energias renováveis com as do ciclo de vida da geração convencional de electricidade no Reino Unido (carvão, fuelóleo, gás natural e gásóleo).

Da análise da Figura 4.1 ressaltam as vantagens das energias renováveis relativamente às convencionais no que diz respeito à emissão de poluentes atmosféricos, mesmo considerando os elevados consumos energéticos associados ao fabrico de certos equipamentos, como é o caso das células solares fotovoltaicas.

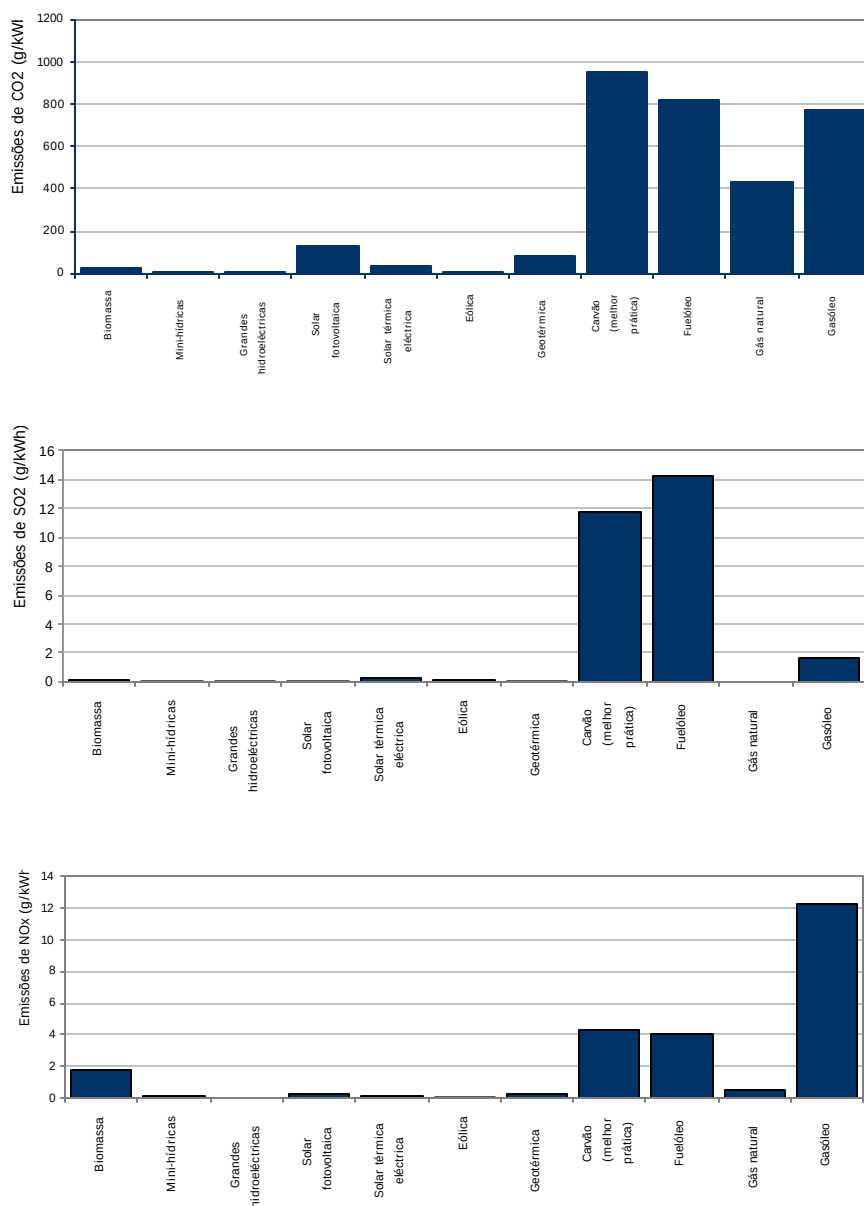


Figura 4.1 – Comparação das emissões de CO₂, SO₂ e NO_x ao longo do ciclo de vida de diferentes formas de produção de electricidade (Fonte: baseado em dados de OECD/IEA, 1998)

5. MEDIDAS DE REDUÇÃO DOS IMPACTES AMBIENTAIS

5.1. INTRODUÇÃO

A redução dos impactes ambientais associada ao sector eléctrico pode, de um modo geral, ser realizada através de intervenções nos diversos pontos da cadeia causal que conduz aos diferentes problemas ambientais. Assim, no presente capítulo, as medidas de redução dos impactes ambientais da produção de electricidade são agrupadas em três grandes categorias, consoante o seu ponto de actuação no sistema:

1. Medidas de gestão da procura, que visam essencialmente reduzir e controlar o consumo de energia, contribuindo assim para minimizar todos os impactes ambientais associados às diversas fases do ciclo de vida da electricidade.
2. Medidas de gestão da produção, que actuam através da escolha de formas de produção de electricidade, para satisfazer uma determinada procura, com menores impactes ambientais, tais como a utilização de energias renováveis e a escolha de combustíveis “limpos”.
3. Medidas de minimização dos impactes ambientais, que actuam através da introdução nos processos de tecnologias ou dispositivos que permitam reduzir as pressões ambientais causadas. Exemplos deste tipo de medidas são todas as tecnologias de controlo de emissões atmosféricas e as medidas de tratamento de resíduos e efluentes.

O modelo normalmente adoptado para gestão ambiental integrada considera que associada aos principais problemas ambientais está uma cadeia causal que se inicia nas chamadas “forças motrizes” dos problemas (i.e. as actividades humanas) que geram pressões ambientais (devidas ao consumo de recursos e à emissão de poluentes), que por sua vez vão provocar alterações no estado do ambiente que se traduzem em danos nos receptores (e.g. saúde humana e danos ecológicos). De um modo geral, quanto mais a montante da cadeia causal se realizar a intervenção, i.e. mais perto das chamadas “forças motrizes” maior a eficácia alcançada na resolução dos problemas ambientais. Por

sua vez, os custos associados à resolução dos problemas na origem também são geralmente mais reduzidos, obtendo-se assim uma maior eficiência global.

Assim, as medidas de gestão da procura são, à partida, as mais eficazes para resolver os problemas ambientais associados à electricidade, uma vez que se dirigem para as suas causas últimas, permitindo não só poupar recursos escassos como evitar a geração de emissões e resíduos. A actuação a este nível tem ainda a vantagem de contribuir simultaneamente para a resolução de vários problemas ambientais.

Por sua vez, dentro do grupo de medidas de minimização dos impactes ambientais, as medidas baseadas na prevenção da poluição, tais como o desenho melhorado dos processos de combustão, são, de um modo geral, mais desejáveis (normalmente têm uma maior eficácia ambiental com menores custos) do que as baseadas na remoção da poluição gerada (e.g. dessulfuradores, despoeiradores,...), sendo estas últimas, por sua vez, preferíveis às medidas de recuperação/restauração ambiental, tais como a descontaminação de locais.

Na maior parte dos casos não existe uma medida considerada óptima, ou aplicável em todas as situações, pelo que um mais efectivo controlo dos problemas ambientais passa geralmente pela adopção simultânea de um conjunto de medidas actuando nos diversos pontos do sistema.

Na secções seguintes apresenta-se uma breve descrição das principais medidas que podem ser adoptadas para reduzir os impactes da produção de electricidade dentro de cada um dos grupos considerados, apresentando-se, sempre que possível estimativas da sua eficácia ambiental e dos custos associados. As medidas de redução dos impactes ambientais das actividades de transporte e distribuição de electricidade, enquadram-se sobretudo na categoria das medidas de minimização de impactes.

5.2. ESTRATÉGIAS DE GESTÃO DA PROCURA

A gestão da procura (Demand Side Management – DSM) consiste no planeamento, implementação e monitorização de actividades destinadas a encorajar os consumidores a modificarem os seus níveis e padrões de consumo de electricidade. Estas actividades, que

frequentemente são desenvolvidas pelas próprias *utilities* do sector eléctrico, trazem benefícios para as *utilities*, para os consumidores e para a sociedade em geral (DOE/EIA, 1997).

A adopção de programas de DSM pode contribuir para atenuar todos os impactes ambientais negativos associados ao sistema eléctrico, nomeadamente em termos de exaustão de recursos, associada à utilização de combustíveis fósseis, mudanças climáticas e acidificação originadas pela emissão de poluentes atmosféricos e perda de biodiversidade associada à construção das grandes barragens, na medida em que estes actuam na causa última dos problemas ambientais: o consumo de electricidade.

As estratégias de DSM incluem iniciativas destinadas a modificar a forma do diagrama de cargas – gestão de carga – (por exemplo reduzindo o pico do diagrama de carga) e/ou a área total sob o diagrama de carga (o integral da curva corresponde ao consumo total de energia) – eficiência energética (Swisher *et al*, 1997).

Este tipo de iniciativas tem sido implementada sobretudo no contexto do designado “Planeamento Integrado de Recursos” (Integrated Resource Planning – IRP) que se pode definir como o desenvolvimento combinado de alternativas de oferta e de gestão da procura de energia a um custo mínimo, englobando também os custos sociais e ambientais.

5.2.1. GESTÃO DA CARGA

Os programas de gestão da carga incluem medidas que visam aproveitar melhor a capacidade instalada, ou diferir ou eliminar a necessidade de aumentar a capacidade. Assim, o principal objectivo da gestão da carga é modificar o perfil de carga, nomeadamente através da redução da procura nos períodos de ponta, e não especificamente reduzir o consumo total de energia, podendo este permanecer constante ou até aumentar.

A gestão da carga pode ser implementada através de modificações na estrutura tarifária, de controlo directo da carga (por exemplo através da introdução de limitadores de carga) ou da introdução de tecnologias específicas (e.g. instalação de termoacumuladores para

aquecimento de água com capacidade de armazenamento em substituição de equipamentos que funcionem por solicitação (*on-demand*) (Swisher *et al* 1997).

5.2.2. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A eficiência energética é um objectivo específico da DSM, em que os esforços se concentram na diminuição do consumo energético de uma utilização final específica. O objectivo global destes programas é reduzir o consumo energético, muitas vezes em conjunção com uma redução no crescimento da procura nos períodos de ponta.

A eficiência energética refere-se à relação entre o *output* (serviço) de um equipamento ou sistema e a energia que lhe é fornecida. Os programas de eficiência energética visam reduzir a energia consumida por sistemas e equipamentos específicos na utilização final, sem reduzir a qualidade dos serviços energéticos prestados. Estas reduções são geralmente alcançadas pela instalação de equipamentos conceptual/tecnologicamente mais avançados para produzir iguais níveis de serviços energéticos (e.g. iluminação, aquecimento,...) com menos electricidade. Exemplos destas soluções/equipamentos incluem construção eficiente (e.g. habitações mais eficientes de um ponto de vista térmico ou de iluminação), aparelhos eléctricos e iluminação de baixo consumo, sistemas de AVAC de elevada eficiência, motores eléctricos eficientes e sistemas de recuperação de calor.

Frequentemente confunde-se eficiência energética com a diminuição na intensidade energética do Produto. A melhoria na eficiência energética, consubstanciada tipicamente na introdução de uma nova medida/tecnologia, contribui para reduzir a intensidade energética. No entanto, esta é também determinada por outros factores tais como os preços da energia, a estrutura do Produto, os hábitos culturais, a geografia e clima, e o nível de desenvolvimento (OECD/IEA, 1999).

A eficiência energética é um elemento crítico das políticas que visam reduzir o consumo energético, mantendo (ou mesmo incentivando) simultaneamente o crescimento económico. Na medida em que aumentos na eficiência energética conduzem a menor utilização de energia por unidade de *output*, uma maior eficiência energética significa

redução nas importações de energia, menor taxa de depleção de recursos, menor dano ambiental e menores custos por unidade de *output* (OECD/IEA, 1999).

A eficiência energética pode contribuir para reduzir a ligação entre a procura energética e o crescimento económico e adiar a necessidade de aumentar a capacidade, contribuindo simultaneamente para a poupança de combustível (no caso das centrais térmicas). As políticas e medidas de eficiência energética são cada vez mais reconhecidas como uma peça chave de sistemas energéticos sustentáveis.

Grande parte dos programas e medidas de eficiência energética são dirigidos para os sectores residencial e comercial. Uma das medidas mais comuns para encorajar a utilização eficiente da energia é a adopção de regulamentos e normas de construção, que contribuam para melhorar o desempenho energético dos edifícios.

Outra medida que tem sido adoptada para promover o desenvolvimento, comercialização e procura de produtos com maior eficiência energética é a adopção de standards (requisitos mínimos) de eficiência energética para aparelhos e equipamentos domésticos. Também podem ser utilizados esquemas de rotulagem (obrigatória ou voluntária) de produtos para informar os consumidores acerca do consumo energético dos equipamentos para que estes considerem os custos energéticos nas suas decisões de consumo, incentivando assim os fabricantes a produzirem aparelhos mais eficientes. Os rótulos energéticos podem ser aplicados a equipamentos e aparelhos (como o esquema *Energy Star* adoptado pela EPA para rotulagem de equipamento informático ou o sistema aplicado em Portugal de classificação de electrodomésticos consoante o seu consumo energético) ou a edifícios (como acontece na Dinamarca e no Canadá) (IEA, 1999).

A eficiência energética nos sectores industrial e comercial pode ser promovida através de instrumentos como as auditorias energéticas, frequentemente promovidas pelas próprias *utilities* ou por entidades governamentais.

As medidas visando o aumento da eficiência energética também podem ser implementadas através de esquemas voluntários, de esquemas baseados em incentivos

financeiros/fiscais, esquemas de empréstimo e abatimentos e de actividades de informação/sensibilização dos agentes.

Os programas de instalação directa envolvem a instalação de equipamentos mais eficientes pelas próprias *utilities* ou seus representantes. Embora estes programas sejam mais caros, têm um grande potencial, devido a serem mais simples de implementar, sendo assim a sua relação custo-eficácia maior do que a dos programas baseados em incentivos ou abatimentos (Swisher *et al*, 1997).

Os programas de instalação directa são frequentemente implementados através de contratos com empresas de serviços energéticos (*Energy Service Companies* – ESCO), que podem comercializar ou alugar equipamento de eficiência energética, ou actuar como consultoras energéticas, efectuando auditorias, negociação de tarifas ou serviços de *retrofitting*. Frequentemente as ESCO fornecem medidas de conservação de energia (e.g. financiando ou instalando novos equipamentos), recebendo o pagamento sob a forma de uma quota das poupanças nos gastos energéticos alcançadas pelo cliente (este esquema é conhecido como “*shared savings*”). Muitas ESCO nos EUA pertencem às próprias *utilities*, havendo também casos em que são propriedade de empresas de equipamentos energéticos.

5.3. GESTÃO DA PRODUÇÃO

As medidas de gestão da produção visam procurar satisfazer a procura de electricidade recorrendo a fontes/tecnologias que gerem à partida menores impactes ambientais.

As tecnologias e infraestruturas de produção de electricidade têm longos períodos de vida útil, podendo assim, as transições fundamentais no sector produtivo demorar décadas. Isto significa que a implementação, e consequentemente os efeitos ambientais, das medidas técnicas e políticas de gestão da produção pode requerer muito tempo. No entanto, num horizonte de 50-100 anos, todo o sistema de produção de electricidade será substituído pelo menos duas vezes. É tecnicamente viável alcançar profundas reduções nas emissões nos sistemas produtores de energia em simultâneo com a calendarização normal de investimentos de substituição de infraestruturas e

equipamentos, à medida que estes se degradam ou tornam obsoletos (Watson *et al*, 1996).

As medidas de gestão da produção podem basear-se em três estratégias distintas:

- Aumentar o contributo de fontes renováveis para a produção de energia, que evitam a depleção de recursos não renováveis, como os combustíveis fósseis, e permitem reduzir a emissão de poluentes atmosféricos.
- Aumento da eficiência dos processos de conversão de energia, nomeadamente dos processos baseados na queima de combustíveis fósseis, permitindo não só reduzir as emissões poluentes associadas à produção de electricidade, mas também o consumo de recursos não renováveis.
- Escolha de combustíveis mais limpos, cuja combustão gere menores quantidades de emissões poluentes, em particular emissões atmosféricas.

5.3.1. ENERGIAS RENOVÁVEIS

O reforço do contributo de fontes renováveis para produção de electricidade e a substituição de electricidade por outras formas renováveis na utilização final (e.g. aquecimento) é apontada como uma das prioridades no desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis.

As energias renováveis permitem atenuar as pressões ao nível da depleção de recursos não-renováveis e evitar a emissão de poluentes atmosféricos, apesar de poderem provocar impactes ambientais negativos significativos (e.g. perda de biodiversidade, ocupação de solo, substâncias tóxicas).

O aproveitamento da energia solar é a forma de energia renovável que gera maiores expectativas. A produção fotovoltaica de electricidade permite aproveitar menos energia por unidade de área do que os colectores solares térmicos, mas é mais versátil. No entanto, os preços de electricidade das células solares são ainda cerca de oito vezes superiores aos preços correntes de electricidade (Imboden e Jaeger, 1999). Outra

difficuldade associada ao aproveitamento desta fonte reside nas significativas áreas necessárias.

Estimativas realizadas do potencial eólico mundial, referem que os recursos disponíveis são muito superiores à procura de electricidade, considerando o potencial de desenvolvimentos *off-shore* e zonas remotamente povoadas. No entanto, este potencial distribui-se de uma forma muito desigual no espaço, requerendo a ocupação de áreas consideráveis (UN, 1998).

Os recentes desenvolvimentos tecnológicos, nomeadamente em termos de aumento da dimensão das turbinas e da eficiência de produção de electricidade, permitem aumentar o output energético por unidade de área ocupada, contribuindo assim para minimizar os impactes desta opção em termos de ocupação de solo. As emissões de ruído também têm vindo a ser reduzidas com melhorias na concepção das turbinas.

A energia hidroeléctrica também é uma forma de energia renovável, na sua essência, que não gera emissões, nomeadamente de poluentes atmosféricos. No entanto, o aproveitamento desta forma de energia, sobretudo no caso das grandes barragens, pode acarretar impactes ambientais muito significativos, nomeadamente nos ecossistemas e na qualidade da água, e provocar impactes socio-económicos relevantes, pela necessidade de deslocação de populações, bens patrimoniais e/ou actividades. O seu desenvolvimento deve assim ser precedido de cuidadoso processo de planeamento e tomada de decisão, por forma a escolher os locais mais adequados e evitar danos importantes e irreversíveis.

Os aproveitamentos hidroeléctricos têm ainda a vantagem de a sua produção poder ser controlada consoante as necessidades de abastecimento, havendo nomeadamente a possibilidade de funcionarem como “reservatórios” de energia ao poderem armazenar água transportada para níveis superiores por bombagem. Esta flexibilidade de gestão não é possível com outras fontes renováveis como a solar e eólica, cuja produção é intermitente e não é controlável.

5.3.2. CONVERSÃO MAIS EFICIENTE DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

O aumento da eficiência da conversão dos combustíveis fósseis permite obter a mesma quantidade de energia eléctrica com um menor consumo de combustível. Geralmente as

novas tecnologias permitem uma conversão mais eficiente dos combustíveis fósseis. Por exemplo, estimativas do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) indicam que a eficiência da produção pode ser aumentada da presente média mundial de cerca de 30% para mais de 60% no longo prazo (Watson *et al.* 1996).

A eficiência média da produção energética com base em combustíveis fósseis nos países da OCDE é de cerca de 35%. O IPCC estima que um acréscimo de 1% na eficiência nos chamados países do Anexo I da UNFCCC¹³ (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas) resultaria numa redução de 2.5% nas emissões de CO₂ (Watson, 1996). No longo prazo, novas tecnologias de produção de electricidade baseadas em carvão com elevada eficiência incluem ciclos de vapor supercríticos, combustão pressurizada em leitos fluidizados, e ciclos combinados com gaseificação integrada (*integrated gasification combined cycles*). Algumas destas tecnologias podem já ser exploradas comercialmente, requerendo outros esforços adicionais de I&D.

As maiores eficiências de conversão para combustíveis fósseis correspondem actualmente à utilização de gás natural em centrais de ciclo combinado (superiores a 55%).

A co-geração de calor e electricidade, quando aplicável (e se bem aplicada), também permite aumentar significativamente a eficiência da utilização dos combustíveis. Sob o ponto de vista energético (e também ambiental) a atractividade da co-geração reside na potencialmente elevada eficiência de conversão, da ordem dos 75-90%, muito superior à que pode ser alcançada por sistemas independentes de calor e electricidade. No entanto, em geral, a co-geração só é economicamente viável quando existe uma procura tanto para o calor como para a electricidade durante pelo menos 17 horas diárias, tipicamente em certas unidades industriais e instalações de serviços/comerciais (Electricity Association, 1999).

Os ganhos de eficiência na conversão traduzem-se em menores custos de combustível, que podem eventualmente compensar os maiores investimentos necessários. Estas medidas contribuem para reduzir diversos impactes ambientais, nomeadamente a

¹³ O Anexo 1 da UNFCCC, que corresponde ao Anexo B do Protocolo de Quioto, inclui os países desenvolvidos nomeadamente a Comunidade Europeia e os seus 15 Estados Membros.

depleção de recursos abióticos e os problemas associados às emissões dos poluentes atmosféricos CO₂, SO₂, NO_x e partículas (responsáveis pelas mudanças climáticas, acidificação e poluição atmosférica local).

5.3.3. SELECÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

A escolha de combustíveis, favorecendo combustíveis com uma menor relação carbono-hidrogénio, pode contribuir para reduzir as emissões de CO₂. Assim, a substituição de carvão por petróleo ou gás natural, ou de petróleo por gás natural, pode contribuir para atenuar os impactes em termos de alterações climáticas. Os combustíveis com menor conteúdo de carbono podem ainda, em geral, ser convertidos com maior eficiência do que o carvão.

O IPCC estima que a substituição de carvão por gás natural mantendo a mesma eficiência de conversão combustível-electricidade contribuiria para reduzir as emissões globais de CO₂ em 40%. Tomando em consideração a maior eficiência de conversão do gás natural, a redução global de emissões por unidade de electricidade gerada seria de 50% (Watson *et al*, 1996). Refira-se no entanto que, apesar do gás natural ser abundante, a sua disponibilidade nalgumas zonas do Mundo pode ser reduzida, requerendo ainda o desenvolvimento de novas infraestruturas (com os consequentes impactes ambientais negativos). Assim, a viabilidade dos potenciais de redução depende muito das condições particulares em cada região.

Tal como se referiu na secção 4.3.3 o teor de azoto dos diferentes combustíveis varia bastante. De um modo geral, o carvão tem um conteúdo em azoto mais elevado que o fuelóleo. Por sua vez, o gás natural não contém azoto ligado organicamente, sendo as emissões resultantes apenas da formação de NO_x-térmico. Em muitas circunstâncias, a forma mais custo-eficaz¹⁴ de reduzir as emissões de NO_x consiste na utilização de combustíveis com baixo conteúdo de azoto, nomeadamente o gás natural. A utilização de gás natural permite reduzir as emissões de NO_x em 60%, relativamente ao carvão (World Bank, 1998).

¹⁴ O conceito de custo-eficácia traduz a relação entre os custos associados a uma medida e a sua eficácia ambiental (i. e. capacidade de atingir os objectivos). Uma medida é aqui considerada custo-eficaz quando permite atingir um objectivo ambiental (e.g. meta de redução de emissões) com um custo mínimo.

Uma vez que as emissões de dióxido de enxofre são proporcionais ao conteúdo de enxofre do combustível utilizado, a escolha de combustíveis com menor teor de enxofre, tais como o gás natural e fuelóleo e carvão de baixo teor de enxofre contribui para reduzir as emissões de SO₂, e consequentemente para minimizar o problema da acidificação.

As emissões de partículas também podem ser significativamente reduzidas através da escolha de combustíveis mais limpos. Para além das vantagens em termos de emissões de CO₂, NO_x e SO₂, o gás natural tem ainda a vantagem de não emitir partículas. Os processos baseados em derivados do petróleo, sobretudo os mais leves, emitem menos partículas do que os processos de combustão a carvão.

A energia nuclear poderia eventualmente constituir uma alternativa mais limpa à produção a partir de combustíveis fósseis, se fossem encontradas respostas aceitáveis para aspectos problemáticos como a segurança dos reactores, o transporte e deposição dos resíduos radioactivos e a proliferação nuclear. Esta opção teria a vantagem de evitar alguns dos impactes ambientais associados à queima de combustíveis fósseis, designadamente em termos de emissão de poluentes atmosféricos. No entanto, nas condições actuais, a utilização desta forma de energia levanta consideráveis e justificadas preocupações, nomeadamente junto da opinião pública.

5.4. MEDIDAS DE MINIMIZAÇÃO DOS IMPACTES AMBIENTAIS

As medidas de minimização de impactes visam eliminar ou atenuar os impactes ambientais da produção de electricidade, sendo de um modo geral consideradas medidas de fim de linha, que devem ser implementadas em complemento das medidas anteriormente enunciadas (gestão da procura e da produção).

5.4.1. REDUÇÃO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS

5.4.1.1. Gases de Efeito de Estufa

O controlo das emissões de CO₂ passa sobretudo pela redução das emissões na origem, através de medidas de gestão da procura ou de gestão da produção, dada a reduzida

eficácia e elevados custos associados às tecnologias de remoção. A remoção e posterior armazenamento do CO₂ dos gases de exaustão da queima de combustíveis fósseis é uma opção tecnologicamente viável para reduzir as emissões daquele gás, reduzindo, no entanto, a eficiência da conversão e aumentando significativamente os custos de produção de electricidade. Na tabela 5.1 apresentam-se estimativas de custos e de reduções de eficiência de conversão para a remoção de carbono dos gases de escape para centrais a carvão e a gás natural de ciclo combinado.

Tabela 5.1 – Eficiências e custos da descarbonização dos gases de saída

T IPO DE CENTRAL	EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO	EFICIÊNCIA DE REMOÇÃO DE CO ₂	PERDA DE EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO	CUSTOS (€/t C evitada)
Carvão convencional	40%	87%	10%	168.5
Gás natural, ciclo combinado	52%	82%	7%	236

€ 1 = USD \$0.89

Fonte: IPCC, 1995; Watson *et al* 1996

Embora os custos específicos de redução por tonelada de carbono evitada sejam mais elevados para o gás natural do que para o carvão, os custos por kWh de electricidade são mais reduzidos devido ao menor conteúdo específico de carbono do gás natural (Watson *et al* 1996).

A descarbonização do carvão através de gaseificação e remoção do CO₂ por regeneração do gás de síntese é outra alternativa apontada para reduzir as emissões de CO₂ resultantes da combustão de carvão. Para uma central a carvão de ciclo combinado com gaseificação integrada (IGCC – *integrated gasification combined cycle*) de origem, com uma eficiência de 44%, a redução das emissões de CO₂ em 85% reduziria a eficiência da conversão para cerca de 37% e aumentaria os custos de electricidade em 30-40%, o que corresponderia a cerca de €90 /ton C evitada (IPCC, 1995). A utilização de combustíveis fósseis, como carvão, como matéria prima para produzir combustíveis ricos em hidrogénio, tais como hidrogénio, metanol, etanol ou metano, é também uma alternativa de descarbonização de combustíveis.

O CO₂ recuperado pode ser armazenado em antigos poços de petróleo ou gás. A capacidade de armazenamento global estimada é da ordem das 130-500 Gt de C, o que representa um elevado potencial de mitigação (IPCC, 1996). O oceano é o maior

repositório potencial de CO₂, podendo este gás ser depositado a profundidades superiores a 3 000 m, o que o isolaria da atmosfera durante pelo menos alguns séculos (IPCC, 1996). No entanto preocupações sobre os potenciais impactes ambientais, bem como dificuldades tecnológicas e a avaliação dos custos envolvidos, fazem com que esta opção ainda careça de estudos mais aprofundados.

Tal como se referiu anteriormente, as emissões de SF₆ no sector eléctrico estão essencialmente associadas à sua utilização em disjuntores de alta e média voltagem na distribuição de electricidade. As principais medidas para controlo das emissões de SF₆ no sector eléctrico enquadram-se em duas categorias:

- Redução da taxa de perda anual dos actuais 2% para 0.4%, através da introdução de novos interruptores e da redução das perdas durante a instalação e reparação de interruptores. A substituição de SF₆ por resinas líquidas, ar ou óleo em disjuntores de média tensão e o desenvolvimento de disjuntores mais compactos são possíveis modificações a introduzir nos novos equipamentos. Os custos desta medida são estimados em 1 ECU/t CO₂-equivalente (Heijnes *et al*, 1999)
- Reciclagem do SF₆ de equipamentos retirados de utilização. Os custos da reciclagem de SF₆ (realizada, por exemplo na Alemanha) são estimados em 0.04 Euro/t CO₂ – equivalente reduzida (incluindo o teste e transporte) (Heijnes *et al*, 1999).

5.4.1.2. Óxidos de Azoto

As abordagens para controlar as emissões de NO_x de fontes estacionárias podem ser dirigidas para o NO_x-combustível, para o NO_x-térmico ou para ambos. Para além das medidas acima enunciadas de gestão de procura e de produção de electricidade, existem basicamente duas abordagens para controlar as emissões de NO_x:

- Modificação das condições de combustão – medidas primárias;
- Tratamento dos gases de exaustão – medidas secundárias.

As medidas primárias de controlo da combustão podem envolver três estratégias: (a) redução das temperaturas máximas na zona de combustão; (b) redução do tempo de

residência dos gases na zona de elevadas temperaturas ou (c) redução das concentrações de oxigénio na zona de combustão.

A medida primária mais utilizada para reduzir as emissões de NO_x é a utilização de queimadores de baixo NO_x (LNB – *low- NO_x burners*). Em relação aos queimadores tradicionais, em que todo o combustível e ar são injectadas no mesmo ponto, nos queimadores de baixo NO_x a injeção de ar e combustível é modificada para adiar a mistura, reduzir a disponibilidade de oxigénio e reduzir o pico de temperatura. Os LNB retardam a conversão do N-combustível em NO_x e a formação de NO_x térmico, mantendo uma elevada eficiência de combustão.

Os queimadores de baixo NO_x são de fácil instalação, sendo adequados para fazer o *retrofitting* de instalações existentes. As perdas de energia devidas às partículas de combustível inqueimadas são reduzidas. As reduções de emissões alcançadas são da ordem dos 50-65% (Cofala e Syri, 1998).

Outra tecnologia de redução de controlo de NO_x englobada nas medidas primárias é a injeção de combustível ou re-combustão ao nível da caldeira. Esta tecnologia cria diferentes zonas de combustão na fornalha através da injeção escalonada de combustível e ar. O objectivo desta tecnologia é reduzir de novo os óxidos de azoto que se formaram a azoto elementar. A eficiência de redução desta tecnologia é da ordem dos 50-60% (Cofala e Syri, 1998).

A utilização de oxigénio em vez de ar na combustão (oxi-combustão) é outra medida que pode ser utilizada, actuando através da redução do teor de azoto na zona de combustão, reduzindo assim a formação de óxidos de azoto.

A combustão em leitos fluidizados permite controlar simultaneamente as emissões de NO_x e SO_2 com eficiências relativamente elevadas.

Existem diversos métodos de tratamento de gases para remover os óxidos de azoto após o processo de combustão (medidas secundárias). A tecnologia mais aplicada é a redução catalítica selectiva (SCR – *selective catalytic reduction*), que se baseia na utilização de amónia (NH_3) para converter os óxidos de azoto em azoto elementar (N_2) e água na presença de um catalizador.

A principal vantagem da SCR é que não gera sub-produtos, sendo a eficiência de remoção alcançada da ordem dos 70-80%. No entanto, os catalizadores (óxidos de titânio ou outros) devem ser substituídos após algum tempo de operação.

A redução selectiva não catalítica (SNRC) é outra tecnologia que pode ser utilizada para controlar as emissões de NO_x. Esta tecnologia também se baseia na utilização de amónia ou outro agente redutor, como a ureia, ao gás de combustão, mas a redução do NO_x dá-se sem a presença de um catalizador, o que permite reduzir os custos de investimento e de operação.

É possível combinar medidas primárias, tais como a modificação da combustão, com medidas secundárias, como a SCR e a SNCR, uma vez que actuam em diferentes partes do processo de formação de emissões de NO_x. Na Tabela 5.2 apresentam-se valores típicos de eficiências de remoção e de custos associados a diferentes opções.

Tabela 5.2 – Eficiência de remoção e custos de tecnologias de controlo de NO_x

SISTEMA DE CONTROLO	EFICIÊNCIA DE REMOÇÃO DE	CUSTOS	
		INVESTIMENTO (1000€/MW)	O&M (% invest./ano)
Centrais existentes			
Medidas primárias			
Brown coal e lignnite	65%	6.8	-
Hard coal	50%	3.9	-
Fuelóleo pesado	65%	4.7	-
Gás natural	65%	5.0	-
Medidas primárias + SCR			
Brown coal e lignnite	80%	28.9	6%
Hard coal	80%	23.0	6%
Fuelóleo pesado	80%	22.9	6%
Gás natural	80%	24.7	6%
Novas centrais			
SCR			
Brown coal e lignnite	80%	14.1	6%
Hard coal	80%	12.2	6%
Fuelóleo pesado	80%	9.8	6%
Gás	80%	12.9	6%

Fonte: Amman *et al*, 1998

5.4.1.3. Óxidos de Enxofre

As emissões de óxidos de enxofre podem ser reduzidas através da chamada “beneficiação” dos combustíveis, que consiste na redução do seu teor de enxofre. Até cerca de 70% do enxofre do carvão com alto teor de enxofre encontra-se na forma de

pirites ou de sulfatos minerais, não estando ligado quimicamente ao carvão. A beneficiação do carvão pode remover 50% do enxofre pirítico e 20-30% do enxofre total (não é eficaz na remoção do enxofre orgânico) (World Bank, 1998). Esta abordagem pode nalguns casos ser custo-eficaz no controlo das emissões de SO_2 , mas gera grandes quantidades de resíduos sólidos e efluentes líquidos ácidos, que devem ser adequadamente tratados. O enxofre do petróleo também pode ser removido por processos de dessulfurização química.

As emissões de óxidos de enxofre também podem ser reduzidas através de modificações nos processos de combustão, nomeadamente pela adição de cal em caldeiras convencionais ou pela combustão em leitos fluidizados. No primeiro caso, o SO_2 é capturado na presença de um absorvente (cal ou dolomite) que pode ser adicionado às pastilhas (*pellets*) de carvão na caldeira ou injectado em caldeiras de carvão pulverizado. Devido à elevada relação absorvente/enxofre necessária para alcançar taxas de redução satisfatórias, esta tecnologia também produz grandes quantidades de resíduos. No caso da combustão em leitos fluidizados é possível remover simultaneamente o SO_2 e o NO_x com eficiências relativamente elevadas.

Os processos de dessulfurização são instalados para remover o SO_2 do gás de saída das instalações de combustão. A maioria dos processos, tais como a depuração húmida (*wet scrubbing* - WS), a absorção por via seca (*spray dryer absorption* - SDA), a injeção de sorvente seco (*dry sorbent injection* - DSI) e o processo de Walther (WP) são baseados na reacção do SO_2 com um agente alcalino adicionado como um sólido ou como uma suspensão/solução do agente na água para formar os respectivos sais. Nas reacções secundárias também são removidos o SO_3 , fluoretos e cloretos.

Os processos de dessulfurização podem ser regenerativos, ou não, consoante procedem à regeneração do absorvente, ou se não o aproveitam. Os processos regenerativos têm geralmente custos de investimento mais elevados do que os processos não regenerativos, mas menores requisitos e custos de deposição de resíduos, além de produzirem sub-produtos úteis tais como enxofre, ácido sulfúrico e gesso.

No processo DESONOX o SO_2 é cataliticamente oxidado a SO_3 e reage com a água para formar ácido sulfúrico. O processo de carvão activado e o de Wellman-Lord

(regenerativo) removem o SO₂ para produzir um gás rico em SO₂, que pode ser posteriormente processado para obter enxofre ou ácido sulfúrico.

O processo de depuração húmida (WS) é o mais utilizado nos países europeus da OCDE, representando cerca de 90% do equipamento total de dessulfuração instalado nas centrais eléctricas daqueles países (EMEP/CORINAIR, 1996). Neste processo os poluentes são removidos por reacção com um líquido alcalino (suspensão de compostos de cálcio em água), formando gesso como subproduto, que pode ser utilizado para diversos fins industriais. A eficiência de remoção de SO₂ é superior a 90%.

Na tabela 5.3 apresentam-se valores de eficiência de remoção e custos de investimento e operação e manutenção para alguns equipamentos de dessulfuração.

Tabela 5.3 – Eficiência de remoção e custos de equipamentos de dessulfuração

SISTEMA DE CONTROLO	EFICIÊNCIA DE REMOÇÃO DE	CUSTOS	
		INVESTIMENTO (1000 €/MW)	O&M (% invest./ano)
Centrais existentes			
Injecção de cal	60%	30	4%
FGD – via húmida	90-95%	69	4%
FGD – regenerativo	98%	165	4%
Novas centrais			
Injecção de cal	60%	22	4%
FGD – via húmida	95%	49	4%
FGD – regenerativo	98%	119	4%

FGD – Dessulfurização dos gases de combustão

Fonte: Amann, *et al*, 1998

5.4.1.4. Partículas e Metais Pesados

As emissões de partículas podem ser minimizadas através de medidas de prevenção de poluição e de controlo de emissões, para além das medidas acima enunciadas, nomeadamente a escolha de combustíveis mais “limpos”.

Medidas de gestão como melhoria do desenho, operação e manutenção dos processos e outras medidas de boa prática podem contribuir para reduzir as emissões. Aumentando a eficiência da combustão, reduz-se significativamente a quantidade de produtos de combustão incompleta, que são uma componente importante das emissões de partículas. Práticas adequadas de ignição e de configuração da zona de combustão, bem como uma

quantidade adequada de ar em excesso podem contribuir para reduzir a formação daqueles produtos.

A redução das cinzas através da limpeza dos combustíveis também pode contribuir para reduzir as emissões de partículas. A limpeza do carvão através de lavagem e beneficiação pode reduzir o seu teor em cinzas e em enxofre, devendo no entanto ser tomadas medidas para o correcto manuseamento das grandes quantidades de resíduos sólidos e líquidos gerados no processo de limpeza. A combustão simultânea de carvão com alto e baixo teor de cinzas também é apontada como uma opção. O carvão mais limpo também contribui para um melhor desempenho das caldeiras e uma redução nos custos de manutenção e tempos de paragem, recuperando assim parte dos custos da limpeza do carvão (World Bank, 1998).

A utilização de processos e tecnologias mais eficientes também reduz as emissões de partículas. Tecnologias de combustão avançadas, tais como a gaseificação do carvão e a combustão em leitos fluidizados, são exemplos de processos mais eficientes que permitem reduzir as emissões de partículas em 10% (World Bank, 1998).

Existem diversas tecnologias para remoção de partículas com diferentes características físicas e económicas. Os separadores por inércia, utilizados para a remoção de partículas grosseiras e de dimensão média, tiram partido do peso das partículas para as separar do fluxo de gases de saída. Os ciclones são a tecnologia deste tipo mais utilizada, permitindo remover partículas de dimensão entre 10-100 μ , com reduzidos custos e requisitos de manutenção. A eficiência de remoção para partículas de menores dimensões é reduzida (inferior a 70%), sendo estes equipamentos utilizados frequentemente como um estágio primário, a montante de outros dispositivos. O custo deste equipamento é da ordem dos €39 por m³/min de caudal de emissão (World Bank, 1998).

Os precipitadores electrostáticos removem as partículas utilizando um campo electrostático para atrair as partículas para os eléctrodos. As eficiências de recolha, para equipamentos funcionando adequadamente, são da ordem dos 99.9%. Os precipitadores são particularmente eficazes na recolha de partículas de menores dimensões, podendo também capturar emissões de metais tóxicos com eficiências de 99%. Estes

equipamentos representam tipicamente 1-2% dos custos de investimento de uma instalação nova.

A eficiência de redução dos precipitadores electrostáticos para a maioria dos elementos no estado sólido é superior a 99%. A eficiência de remoção apenas é inferior para alguns elementos mais voláteis, tais como o Cd, Pb, Zn e Se, sendo no entanto ainda superior a 90%. A eficiência de remoção para o Hg depende da temperatura de operação do precipitador, sendo de cerca de 35% para um precipitador operando a 140°C (UNECE/EMEP, 1996).

Os filtros de mangas recolhem as partículas fazendo passar os gases de combustão por um filtro, sendo bastante eficazes (99.9% remoção de poeiras). A sua eficiência na remoção de metais tóxicos como o arsénio, cádmio, crómio, chumbo e níquel também é elevada (90%). Estes dispositivos também têm o potencial de contribuir para a remoção de SO₂ em instalações a jusante da injeção de absorventes e de depuradores por via seca. Representam 1-2% dos custos de investimento de novas instalações (World Bank, 1998).

Os depuradores húmidos (*wet scrubbers*) ao utilizarem um *spray* líquido removem as partículas do fluxo de gases. A sua utilização primária é a remoção de emissões gasosas, sendo a remoção de partículas uma função secundária. Estes sistemas são adequados quando os poluentes não podem ser removidos eficientemente na forma gasosa, quando estão presentes gases solúveis ou partículas húmidas.

As tecnologias de dessulfuração e de desnitrificação também contribuem para reduzir as emissões de metais pesados, removendo uma fracção adicional das partículas em suspensão.

5.4.2. POLUIÇÃO DA ÁGUA / FLUXOS HIDROLÓGICOS

As centrais termoeléctricas utilizam grandes volumes de água nos seus circuitos de arrefecimento, dando origem a efluentes com poluição térmica e alguma poluição química derivada dos aditivos utilizados (biocidas, anti-incrustantes,...).

A principal medida para minimização deste problema ambiental consiste na redução do consumo de água, que pode ser alcançada sobretudo com a implementação de sistemas em circuito fechado, que têm no entanto a desvantagem de necessitarem de torres de arrefecimento, aumentando os impactes visuais das centrais.

A minimização dos aditivos químicos adicionados às águas de arrefecimento, através da determinação das dosagens óptimas a utilizar em cada caso, é outra medida que pode ser implementada para reduzir o risco de contaminação das massas de água. De um modo geral os biocidas clorados são menos tóxicos que os bromados; por sua vez, os inibidores de corrosão polifosfatados e organofosfatados são menos tóxicos que os à base de crómio (US-EPA, 1997).

Os efeitos do represamento de água em albufeiras nos fluxos hidrológicos a jusante dos aproveitamentos podem ser parcialmente minimizados através da manutenção de um caudal mínimo que garanta a sobrevivência dos ecossistemas e a manutenção dos usos anteriormente existentes a jusante.

As medidas para controlar a acumulação de nutrientes numa albufeira, e as suas consequências em termos de eutrofização, incluem o controlo do fluxo de nutrientes para o reservatório e/ou a sua remoção da massa de água. A redução da carga de nutrientes é implementada sobretudo através da promoção de soluções de tratamento dos efluentes a montante e da realização de acções de formação junto dos agricultores para promover práticas agrícolas mais adequadas (por exemplo na utilização de fertilizantes). A remoção de nutrientes das albufeiras é uma medida com uma eficácia mais reduzida, uma vez que apenas atenua o problema no curto prazo, não constituindo uma solução sustentada.

A desmatação da zona a inundar antes do enchimento de uma albufeira também é uma medida geralmente utilizada para evitar as consequências negativas em termos de qualidade da água da degradação da matéria orgânica presente no material vegetal submerso.

O controlo da acumulação de sedimentos nas albufeiras pode ser efectuado de diversos modos, nomeadamente remoção mecânica através de dragagens ou pela realização de descargas de fundo com alguma periodicidade.

5.4.3. DEGRADAÇÃO DO SOLO / PERDA DE BIODIVERSIDADE

Os aproveitamentos hidroeléctricos são a forma de produção de electricidade que gera maiores impactes ambientais a nível de degradação/perda de solo e perturbação/destruição de ecossistemas, com os consequentes efeitos em termos de perda de biodiversidade.

Existem quatro grandes categorias de medidas que podem ser incorporadas no projecto (concepção), regime de operação ou programa de gestão dos aproveitamentos hidroeléctricos para evitar ou minimizar estes impactes ambientais, designadamente (Bergkamp *et al* 2000):

1. Medidas para evitar impactes ambientais identificados *a priori*;
2. Medidas para mitigar ou reduzir impactes ambientais;
3. Medidas destinadas a compensar efeitos negativos que não podem ser compensados ou minimizados;
4. Desmantelamento e restauração ambiental dos aproveitamentos.

A primeira categoria diz respeito a medidas destinadas a evitar a ocorrência de alguns efeitos adversos dos aproveitamentos hidroeléctricos tais como a perda de áreas ecológicas sensíveis ou importantes, requerendo a sua implementação uma avaliação cuidadosa das alternativas durante a fase de concepção do empreendimento. A medida mais óbvia nesta categoria consiste em não construir o aproveitamento, ou construí-lo noutro local para evitar a destruição de ecossistemas terrestres ou aquáticos.

Uma abordagem defendida, e que já é incluída na estratégia de desenvolvimento da hidroelectricidade de países como a Suíça, Suécia e Noruega, consiste em reservar algumas bacias hidrográficas ainda não aproveitadas para protecção ambiental, destinando outras bacias, preferencialmente já perturbadas, para desenvolvimento. Esta estratégia permite evitar a dispersão de efeitos adversos nos ecossistemas a nível nacional e salvaguardar as bacias hidrográficas ainda não perturbadas (Bergkamp *et al*, 2000).

Para além da escolha da localização, existem outros factores de projecto, tais como altura da barragem e seu alinhamento, localização de estruturas auxiliares, escolha dos locais de extracção de inertes, etc., que podem ser ajustados para evitar impactes ambientais negativos nos ecossistemas.

As medidas mitigadoras visam eliminar ou atenuar os impactes ambientais de aproveitamentos, existentes ou em fase de concepção, a níveis considerados aceitáveis. Durante a fase de construção existem diversas medidas deste tipo que devem ser tomadas, tais como a concepção dos acessos à obra, a revegetação das zonas perturbadas, a selecção dos locais para implantação de estaleiros e as precauções associadas ao seu funcionamento, etc.

As principais medidas de mitigação dos impactes nos ecossistemas na fase operacional estão relacionadas com a manutenção de caudais adequados a jusante do aproveitamento (caudais ecológicos), de preferência reproduzindo o regime hidrológico natural do curso de água.

As medidas para minimizar o bloqueio da migração de peixes pelas barragens consistem essencialmente na instalação de dispositivos para passagem de peixes. A maioria destes dispositivos, normalmente designados por “escadas de peixes”, são passivos, isto é os peixes têm que se movimentar por si na passagem. Existe, no entanto, outro tipo de dispositivos, os “elevadores de peixes”, em que estes são conduzidos para “caixas” sendo posteriormente elevados ao nível do reservatório.

Apenas uma reduzida percentagem dos aproveitamentos hidroeléctricos actualmente existentes a nível mundial dispõe deste tipo de dispositivos¹⁵. A eficácia das passagens existentes é em muitos casos reduzida devido a diversos factores tais como a baixa atractividade para os peixes, má concepção da passagem relativamente a variações no caudal, mau dimensionamento, obstrução ou mau funcionamento (Bergkamp *et al*, 2000).

¹⁵ Na altura em que foram construídos muitos dos aproveitamentos ainda não se dispunha de tecnologia apropriada.

É também frequente proceder-se à instalação de grelhas, ou métodos de desvio, nos aproveitamentos hidroeléctricos para prevenir a entrada de peixes nas turbinas nas suas deslocações de montante para jusante.

As medidas de compensação consistem essencialmente nalguma forma de “pagamento” por efeitos adversos que não podem ser evitados ou completamente minimizados. Estas medidas incluem pagamentos monetários directos a organizações, governamentais ou não, que providenciem protecção, substituição ou reabilitação de recursos em compensação pelos que se perdem devido ao aproveitamento.

As compensações podem ser no mesmo recurso (*in-kind*) (por exemplo substituição de zonas húmidas perdidas por novas zonas húmidas) ou através de uma via diferente (*out-of-kind*) (por exemplo construção de um viveiro de peixes em substituição de zonas de desova perdidas). A compensação pode ser realizada na bacia hidrográfica onde ocorrem os impactes ou noutra bacia hidrográfica, consoante a natureza dos impactes e dos recursos afectados.

Este tipo de medidas é aplicado sobretudo para os impactes de destruição de solo e de ecossistemas terrestres por inundação, que não são, pela sua natureza, evitáveis ou mitigáveis.

Em alguns países, nomeadamente nos EUA, considera-se actualmente a opção de descomissionar alguns aproveitamentos hidroeléctricos e recuperar os *habitats* destruídos devido aos seus impactes ambientais, em particular os impactes ecológicos, serem considerados inaceitáveis (Bergkamp, *et al*/2000). No entanto, a aplicabilidade e eficácia desta opção é limitada, comprometendo outros usos e actividades humanas que entretanto se desenvolveram nos reservatórios e a jusante das barragens, havendo ainda que providenciar formas alternativas de compensar a produção eléctrica perdida.

As principais medidas para minimização dos impactes ambientais de parques eólicos nos ecossistemas, nomeadamente na avifauna, incidem na escolha criteriosa dos locais de implantação, por forma a evitar zonas ecologicamente sensíveis e a perturbação de corredores de passagem.

Do mesmo modo, a minimização dos impactes dos sistemas solares em termos de uso do solo, perturbação de ecossistemas e intrusão visual passa essencialmente pela escolha dos locais de implantação e pela concepção dos sistemas. Por exemplo, a incorporação de sistemas solares fotovoltaicos nas fachadas de edifícios permite minimizar impactes sobre os ecossistemas, bem como a intrusão visual associada a grandes instalações no solo.

A selecção de corredores tendo em consideração as condicionantes ambientais também é a medida mais eficaz para minimizar os impactes negativos nos ecossistemas decorrentes da instalação de linhas aéreas de alta tensão na rede de transporte de electricidade. Outras medidas que podem ser implementadas nesta actividade consistem na instalação de dispositivos dissuasores para minimizar o risco de colisão de aves com as linhas (que tem impactes negativos para a avifauna e para o funcionamento da rede) e a instalação de plataformas de nidificação nas zonas mais seguras.

5.4.4. RESÍDUOS SÓLIDOS E/OU PERIGOSOS

As cinzas volantes¹⁶ representam a fracção mais importante dos resíduos sólidos produzidos numa central termoelétrica. A reciclagem desta componente é assim uma importante medida de minimização dos impactes ambientais desta forma de produção de electricidade. As utilizações típicas deste tipo de resíduos sólidos consistem na sua incorporação em materiais de construção tais como asfalto ou cimento. No entanto estão constantemente a ser desenvolvidas novas utilizações tais como a recuperação de minas abandonadas, a incorporação como aditivo a lamas de tratamento de águas residuais para utilização como corrector de solos, revestimento de tubagens, etc. A efectiva valorização destes resíduos está muito dependente das condições de mercado e dos custos de transporte.

O enxofre recuperado nos sistemas de limpeza de combustíveis pode ser reciclado para diversos fins tais como a produção de betão, a utilização no revestimento de materiais de construção ou na asfaltagem.

¹⁶ Cinzas retidas nos sistemas de despoeiramento das centrais.

Os sistemas de dessulfurização dos gases de combustão também produzem resíduos sólidos tais como enxofre, ácido sulfúrico, gesso ou lamas não valorizáveis. Alguns destes materiais, nomeadamente o gesso e o ácido sulfúrico podem ter aplicações comerciais.

A utilização de energia solar e eólica também contribui para a produção de resíduos com algum grau de perigosidade devido à natureza dos materiais que constituem estes sistemas (sobretudo no caso dos sistemas solares fotovoltaicos). A minimização deste impacte ambiental passa, em primeiro lugar pela selecção dos materiais para a construção dos sistemas, procurando, sempre que possível reduzir as quantidades e a toxicidade dos materiais utilizados e aumentar o tempo de vida útil dos equipamentos. A reciclagem dos materiais incorporados nos sistemas fora de uso é também uma opção que deve ser incentivada. Por último, devem ser adoptados procedimentos que garantam a adopção de soluções de tratamento/destino final adequado para as componentes que não podem ser reutilizadas nem recicladas.

5.4.5. Ruído

Os impactes de ruído associados à produção de electricidade são sobretudo relevantes no caso dos parques eólicos. Tal como para outros impactes, a minimização destes efeitos é alcançada através da selecção de locais de implantação, sendo, neste caso, preferíveis as localizações afastadas de actividades humanas e de espécies de fauna sensíveis.

Complementarmente devem ser adoptadas medidas visando, por um lado, a redução do ruído gerado pelos equipamentos e, por outro, o isolamento acústico da fonte de ruído do resto da estrutura.

Os impactes do ruído provocados nas actividades de transporte e distribuição podem ser minimizados através da escolha de corredores e locais para instalação dos equipamentos.

5.5. SÍNTESE DAS MEDIDAS DE REDUÇÃO DOS IMPACTES

Na Tabela 5.4 apresenta-se uma síntese das principais medidas que podem ser implementadas para redução dos impactes ambientais das actividades do sector eléctrico, agrupadas segundo as três grandes categorias consideradas.

Tabela 5.4 – Medidas de redução de impactes ambientais do sector eléctrico

GESTÃO DA PROCURA	MINIMIZAÇÃO DE IMPACTES (CONT.)
Gestão da carga Estrutura tarifária Controlo de carga Tecnologias específicas	Emissões atm osféricas SO ₂ Beneficiação dos combustíveis Modificação da combustão Dessulfurização dos gases de combustão
Eficiência energética Construção eficiente Equipamentos eléctricos eficientes Auditorias energéticas (indústria) Programas de instalação directa	Partículas e metais pesados Ciclones Precipitadores electrostáticos Filtros de mangas
GESTÃO DA PRODUÇÃO	Poliuição da água/ fluxos hidrológicos Refrigeração em circuito fechado Minimização de aditivos químicos Tratamento de efluentes na bacia das albufeiras Práticas agrícolas adequadas Remoção de nutrientes das albufeiras Desmatação das zonas a inundar
Energias renováveis Solar Eólica Hidroeléctrica	Degradação do solo/perda de biodiversidade Localização de estruturas e corredores Concepção dos aproveitamentos Manutenção de caudais ecológicos Passagens para peixes Grelhas de desvio Compensação de danos ecológicos
Aumento da eficiência na conversão Tecnologias de elevada eficiência Gás natural, centrais de ciclo combinado Co-geração de calor e electricidade	
Seleção de combustíveis Gás natural Combustíveis com baixo teor de enxofre Outros combustíveis	
MINIMIZAÇÃO DE IMPACTES	Resíduos sólidos e perigosos Aproveitamento de cinzas Aproveitamento de resíduos de dessulfurização Reciclagem de materiais em sistemas solares
Emissões atmosféricas CO ₂ Remoção dos gases de combustão Descarbonização do carvão (gaseificação e combustíveis ricos em H)	
NO _x Queimadores de baixo NO _x Injecção de combustível Oxi-combustão Redução selectiva catalítica Redução selectiva não catalítica	Ruído Seleção de locais Redução do ruído gerado Isolamento da fonte de ruído

6. IMPACTES AMBIENTAIS DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS

No presente capítulo apresenta-se uma caracterização dos principais impactes ambientais associados ao sector eléctrico português, elaborada com base em informação disponibilizada pelas principais empresas do sector, bem como em publicações existentes. Sempre que possível procurou desenvolver-se indicadores quantitativos que possibilitassem o estabelecimento de comparações e a análise de tendências de evolução.

Consideram-se sobretudo os impactes ambientais associados às actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade, dadas as dificuldades em caracterizar os impactes das outras fases do ciclo de vida da electricidade, tais como a extracção, transporte e processamento de matérias primas.

Têm vindo a ser implementadas algumas medidas no sector eléctrico português de modo a promover o desenvolvimento sustentável e a cumprir as mais recentes obrigações legais em matéria de protecção do ambiente. De um modo geral, as medidas implementadas incluem a redução do consumo de combustíveis fósseis através da utilização de energias renováveis, a utilização mais eficiente dos combustíveis, nomeadamente através da produção de electricidade em cogeração, a utilização de combustíveis fósseis com baixo teor de carbono e enxofre, a instalação de equipamento para reduzir as emissões de poluentes atmosféricos e acções de protecção da biodiversidade como a inclusão de escadas para peixes em aproveitamentos hidroeléctricos ou a inclusão de apoios de linha com plataformas para nidificação de cegonhas nas actividades de transporte e distribuição.

Neste capítulo apresenta-se inicialmente uma breve descrição do sistema eléctrico português em termos de oferta e procura de electricidade, enquadrando-o no sector energético nacional. Posteriormente é efectuada a caracterização dos principais aspectos ambientais das actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade.

6.1. CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS

Nas duas últimas décadas, a economia portuguesa apresentou uma assinalável dinâmica, com uma taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) superior à média da União Europeia (UE). Contudo, essa tendência de crescimento não permitiu evitar a manutenção do mais baixo valor do PIB *per capita* a nível da UE (cerca de 70% da média, tendo por base a paridade do poder de compra). O crescimento do PIB foi sustentado num forte crescimento do Consumo Privado, também superior na última década à média da União Europeia, sendo igualmente significativa, embora mais irregular, a contribuição da Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF).

A dinâmica de crescimento económico foi um factor gerador de pressão no consumo de energia, tendo sido verificado um efeito multiplicador. De facto, o consumo energético em Portugal tem crescido mais rapidamente do que o PIB, conduzindo a um aumento da intensidade energética (medida pela relação entre a Oferta Total de Energia Primária e o PIB), que apresentou um crescimento médio anual de 1.7% entre 1973 e 1990. Este crescimento abrandou desde o início dos anos 90 (1.2% por ano entre 1990 e 1998)(OECD/IEA, 2000).

Desde 1985, a intensidade energética acelerou no sector dos transportes, alcançando a média dos países europeus da IEA no final dos anos 90. Por sua vez, a intensidade energética na indústria estabilizou, em meados dos anos 90, a um nível superior à média dos países europeus da IEA, e também superior ao valor de 13 dos 24 países da IEA. Em termos globais, a indústria, sobretudo através do consumo de fuelóleo e electricidade, e os transportes, através do gasóleo e gasolina, são os sectores que mais contribuem para o consumo final de energia. Apesar disso, a intensidade energética em Portugal apresentava, em 1998, o quarto valor mais baixo de todos os países da IEA (OECD/IEA, 2000). Esta posição resulta de Portugal apresentar nessa data a mais baixa intensidade energética nos sectores residencial e comercial, apesar do aumento verificado entre 1990 e 1996.

Uma outra característica vincada do sector energético em Portugal resulta da elevada dependência do exterior relativamente ao abastecimento de energia, nomeadamente das importações de energia primária, sobretudo do petróleo (cerca de 80% do total)

e carvão (17%). Assim, afigura-se desejável a diversificação das fontes e origens de abastecimento energético, para o que contribuirá a introdução gradual do gás natural. A produção de energia primária de origem nacional, cerca de 20% da importada, é essencialmente constituída por energias renováveis (hidroelectricidade e biomassa) (ERSE, 1999).

Uma parte significativa do consumo de energia primária destina-se à produção de electricidade, de origem hídrica e térmica. De 1978 a 1997, o seu valor situou-se acima dos 30%. Por sua vez, a electricidade representa uma parte substancial do consumo final de energia, cerca de 17%. Assim, torna-se evidente que o sector eléctrico representa necessariamente uma componente fundamental da política energética, nas suas vertentes económica e ambiental.

O consumo anual de energia eléctrica *per capita* era em 1998 de 3.4 MWh, o que correspondia ao mais baixo valor da União Europeia e ao terceiro mais baixo dos países da IEA, a seguir à Hungria e Turquia. Contudo, o consumo de energia eléctrica cresceu a uma taxa anual de aproximadamente 6% entre 1973 e 1998, superior ao PIB, enquanto nos países da União Europeia o consumo cresceu, nesse período, a uma taxa anual de 2.5% (OECD/IEA, 2000).

A elasticidade do consumo relativamente ao PIB foi de 1.73 no período 1994-98, prevendo o Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público que essa elasticidade venha a decrescer, atingindo um valor de 1.33 em 2000 e sendo inferior à unidade a partir de 2005 (DGE, 1999). A intensidade eléctrica do PIB cresceu entre 1978 e 1998, de 1.8 kWh/10³ escudos para cerca de 2.8 kWh/10³ escudos, a preços de 1990 (ERSE, 1999).

O crescimento verificado no consumo de electricidade em Portugal deveu-se essencialmente ao aumento da taxa de electrificação e do rendimento disponível das famílias, bem como ao desenvolvimento do sector dos serviços (terciarização da economia).

De facto, a distribuição sectorial do consumo de electricidade indica que o sector residencial/comercial é o principal consumidor, representando, em 1998, cerca de 56% do consumo total, em parte devido ao rápido crescimento do sector dos serviços (mais de 8% ao ano entre 1973 e 1998) (OCDE/IEA, 2000). A contribuição deste sector para o consumo de energia eléctrica no conjunto dos sectores produtivos aumentou de 24%, em 1980, para 40%, em 1998, enquanto que o sector industrial viu a sua contribuição no mesmo período descer de 75% para 57%. Em 1998, o sector industrial representava 43% do consumo total de energia eléctrica (ERSE, 1999). É ainda de realçar o emergente consumo para sistemas de refrigeração, sendo de esperar que no futuro o consumo seja mais elevado no Verão do que no Inverno.

A distribuição espacial dos consumos de electricidade indica uma elevada concentração nas áreas metropolitanas de Lisboa e Porto, que representam cerca de 2/3 dos consumidores totais.

Do lado da oferta, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) engloba duas componentes: o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). No SEP estão incluídas as actividades de produção, transporte e distribuição que são exercidas numa lógica de serviço público. Este sistema inclui os produtores vinculados (CPPE, Tejo Energia e Turbogás), a concessionária da Rede Nacional de Transporte – RNT (Rede Eléctrica Nacional – REN) e a EDP Distribuição.

O SEI engloba o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e os Produtores em Regime Especial (PRE). No SENV é permitido o livre acesso às actividades de produção e distribuição em MT e AT, sendo actualmente constituído pelas três empresas de produção do Grupo EDP (HIDROCENEL, HDN e EDP Energia). A PRE engloba os sub-sistemas associados aos aproveitamentos hidroeléctricos de potência inferior a 10 MVA, a cogeração, centrais eólicas, outras renováveis e a incineração de resíduos, nomeadamente RSU.

O SEN é objecto de um mecanismo de regulação económica, que abrange as actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP, bem como as relações comerciais entre o SEP e o SENV.

A capacidade instalada em termos de produção, em 1998, era de 9.76 GW, da qual 40.7% correspondia a unidades hidroeléctricas, 45.8% a unidades termoeléctricas (a carvão, fuelóleo e gás natural), 11.2% a unidades de co-geração, e 1.4% a energias renováveis (eólica e mini-hídricas). A electricidade bruta gerada em 1998 foi de 38,01 TWh (ERSE, 1999). Na Figura 6.1 apresenta-se a evolução da produção de energia eléctrica no SEN por tecnologia.

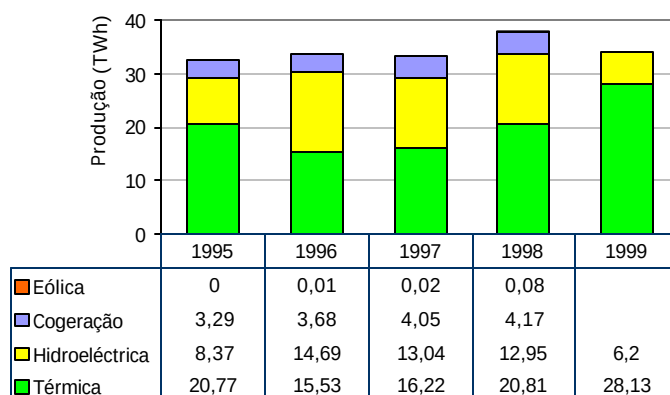


Figura 6.1 – Produção de energia eléctrica por tecnologia (Fonte: ERSE, 1999; EDP, 2000)

A Tabela 6.1 apresenta alguns indicadores da estrutura do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) em 31-12-98. Verifica-se que o sistema electroprodutor se encontra fortemente concentrado no Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP). A produção hidroeléctrica, concentrada na CPPE (25 centrais hidroeléctricas), apresenta grandes variações interanuais, decorrentes das flutuações no regime hidrológico. As variações na disponibilidade de energia hidroeléctrica são compensadas recorrendo ao parque térmico, verificando-se assim que a produção a partir das duas tecnologias está inversamente relacionada (ver Figura 6.2). Em anos secos, a produção é essencialmente assegurada por um reduzido número de centrais térmicas (Sines, Setúbal, Pego, Tapada do Outeiro - CPPE, Carregado e, mais recentemente, Tapada do Outeiro – Turbogás).

Tabela 6.1 - Estrutura do SEN em 31-12-1998

	SEP		SEI	
	Número Unidades	Potência Instalada (MW)	Número Unidades	Potência Instalada (MW)
Aproveitamentos hidroeléctricos	25	3903	32 (embebi.)+ 68=100	270+190= 460
Centrais térmicas				cogeração
Carvão	2	1776		
Fuelóleo	3	1567		
Gás Natural	1	660		
Fuel/Gás natural	1	238		
Gasóleo	2	329		
Total	9	4570		1090
Centrais eólicas	-	-	4	40
Total	34	8473		1590

Fonte: DGE (1999)

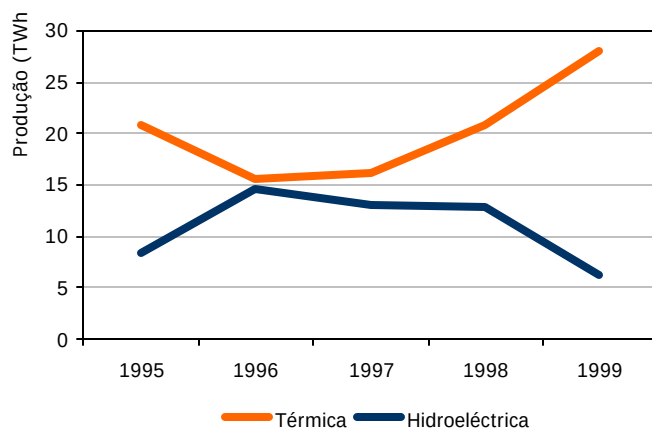


Figura 6.2 - Variação de produção térmica e hídrica de electricidade

A EDP constitui destacadamente o maior grupo empresarial a operar no sector eléctrico em Portugal, com cerca de 5 milhões de clientes, que vendeu 27 456 GWh de energia eléctrica em 1996.

6.2. CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

A maioria dos impactes ambientais do sector eléctrico estão directamente associados à fase de produção. Com efeito, a queima de combustíveis fósseis nas centrais termoeléctricas é uma das fontes mais importantes de emissão de poluentes atmosféricos

a nível nacional. Deste modo, diversos problemas ambientais associados à poluição atmosférica tornam-se aspectos chave para esta actividade, destacando-se as mudanças climáticas, a acidificação e a poluição atmosférica local.

Adicionalmente, a produção de electricidade, sobretudo a partir de fontes renováveis como a hidroeléctrica, pode causar impactes negativos em termos de ocupação de solo e perda de biodiversidade, cuja importância depende, em cada caso, da selecção do local de implantação. A produção de resíduos sólidos, como as cinzas e escórias, é também um aspecto significativo, nomeadamente nas centrais a carvão devido à presença de materiais não combustíveis na sua composição.

Nas secções seguintes apresenta-se uma caracterização dos aspectos mais relevantes da actividade de produção de electricidade, organizados segundo a tecnologia/recurso utilizado, incidindo sobretudo naqueles que determinam a magnitude dos impactes ambientais gerados.

6.2.1. NÃO RENOVÁVEIS

As fontes de produção de energia eléctrica não renováveis incluem as centrais termoeléctricas (a fuelóleo, carvão, gás natural e gasóleo), a cogeração e a incineração de resíduos. As centrais termoeléctricas, apresentadas por combustível principal utilizado, incluem as centrais da CPPE do Grupo EDP, a Central do Pego pertencente à Tejo Energia e a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro pertencente à Turbogás. As empresas de cogeração consideradas neste estudo são as associadas da Cogen Portugal, sendo efectuada uma análise agregada. A incineração de resíduos sólidos urbanos com valorização energética é realizada na Valorsul e na LIPOR.

6.2.1.1. Centrais a Fuelóleo

As centrais termoeléctricas que utilizam fuelóleo como combustível principal incluem as Centrais de Setúbal e do Barreiro. Desde 1997, a Central do Carregado utiliza fuelóleo e gás natural. A Central da Tapada do Outeiro (CPPE) utilizou fuelóleo e carvão até ao fim de 1997, tendo a partir daí passado a utilizar apenas fuelóleo. Esta Central encontra-se presentemente em fase de descomissionamento, tendo um dos grupos sido

descomissionado em 1997 e outro em 1999, prevendo-se o encerramento do 3º grupo em 2002.

A Central de Sines apenas utiliza fuelóleo nos geradores de vapor auxiliar, sendo o seu combustível principal o carvão (secção 6.2.1.2). Na Tabela 6.2 apresenta-se um resumo das principais características das centrais a fuelóleo.

Tabela 6.2 – Características das centrais a fuelóleo

Central	Localização	Entrada em serviço	Tipo Combustível	Nº Grupos	Potência por grupo (MW)	Consumo combustível/grupo (t/h)	Abastecimento combustível	Capacid. armazenam. parque combustível
Tapada do Outeiro	Gondomar	1959 (1º G) - 1967 (3º G)	Convencional Fuelóleo + carvão	3	50	Carvão: 20.1 Fuelóleo: 6.7	Carvão – transportador aéreo (m. Pejão) Fuelóleo – camiões cisterna (r. Leixões)	Carvão: 500x10³ t Fuelóleo: 28x 10³ t
Carregado	Alenquer	1968 (1º G) - 1976 (6º G)	Convencional Fuelóleo + gás natural	6	125	28	Batelões/oleoduto Gasoduto	6 reserv. - 220000 m³ 2 reserv. - 50000 m³
Barreiro	Barreiro	1979	Cogeração Fuelóleo	2	31.6 32.9	20	Navios médio porte/reservatórios	1 reserv. - 20000 m³ 3 reserv. - 7500 m³
Setúbal	Setúbal	1979 (1º G) - 1982 (4º G)	Convencional Fuelóleo	4	250	54	Navios tanque/pipeline	4 reserv. - 50000 m³ 1 reserv. - 10000 m³

Fonte: CPPE, 1996

Nas Tabelas 6.3 e 6.4 apresenta-se a evolução da produção de electricidade e os consumos de fuelóleo associados, respectivamente, nas centrais da CPPE para o período 1995-99.

Tabela 6.3 – Produção de electricidade nas centrais a fuelóleo (MWh)

CENTRAL	1995	1996	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro (CPPE)	251 844	104 546	268 088	73 194	84 911
Carregado ^a	1 300 709	244 902	168 126	1 682 242	2 713 772
Barreiro ^b	254 325	93 905	137 638	208 577	245 821
Barreiro ^c	348 000	415 000	482 000	533 088	414 261
Setúbal	5 202 160	2 351 280	2 557 773	5 034 739	4 636 212
Total	7 357 038	3 209 633	3 613 625	7 531 840	8 094 977

^a – A partir de 1997 utiliza fuelóleo e gás natural

^b – Electricidade

^c – Equivalente eléctrico correspondente à energia fornecida sob a forma de vapor a clientes industriais

Fonte: EDP, 2000

Tabela 6.4 – Consumo de fuelóleo nas centrais térmicas (t)

	1995	1996	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro	43 790	18 160	47 600	22 513	27 039
Carregado	325 240	65 210	26 400	255 412	303 797
Barreiro ^a	105 570	74 360	86 800	104 623	108 332
Setúbal	1 207 330	566 170	615 300	1 179 901	1 095 032
Total	1 681 930	723 900	776 100	1 562 449	1 534 200
Sines ^b	(c)	(c)	8 600	7 008	4 953
TOTAL	1 681 930	723 900	784 700	1 569 457	1 539 153

^a – Inclui o consumo associado à produção de vapor industrial

^b – Utiliza como combustível auxiliar

^c - Até 1997 os consumos de fuelóleo associados aos arranques na Central de Sines não foram considerados para efeitos de cálculo de emissões atmosféricas

Fonte: EDP, 2000

Na Tabela 6.5 resumem-se as principais características do fuelóleo utilizado. Em média o PCI do fuelóleo é de 40 MJ/kg, não se verificando grandes diferenças entre as várias centrais. O mesmo acontece relativamente ao teor de enxofre, que em média é de 2.8%. Para este último caso, a Central da Tapada do Outeiro (CPPE) apresenta um valor mais baixo embora a diferença não seja significativa.

Tabela 6.5 - Características do fuelóleo consumido

		1995	1996	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro (CPPE)	PCI [MJ/kg]	39.9	40.3	40.0	40.1	40.2
	Enxofre [%]	2.7	2.3	2.7	2.5	2.3
	Cinzas [%]	0.050	0.05	0.04	0.03	0.04
	Carbono [%]	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
Carregado	PCI [MJ/kg]	39.9	39.8	39.9	40.0	40.0
	Enxofre [%]	2.46	2.9	2.8	3.0	2.8
	Cinzas [%]	0.050	0.03	0.03	0.03	0.03
	Carbono [%]	85	85.0	85.0	85.0	85.0
Barreiro	PCI [MJ/kg]	39.9	40.0	39.9	39.9	40.1
	Enxofre [%]	2.83	2.9	2.9	3.0	2.7
	Cinzas [%]	0.050	0.05	0.04	0.04	0.04
	Carbono [%]	85	85.0	85.0	85.0	85.0
Setúbal	PCI [MJ/kg]	39.9	39.8	39.9	39.9	40.0
	Enxofre [%]	2.85	3.0	2.9	2.9	2.7
	Cinzas [%]	0.050	0.05	0.03	0.04	0.04
	Carbono [%]	85	85.0	85.0	85.0	85.0

Fonte: EDP, 2000

A Tabela 6.6 apresenta a evolução do rendimento¹⁷ nos vários centros produtores para o mesmo período.

Tabela 6.6 – Rendimento das centrais a fuelóleo

	1995	1996	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro	27.07	26.49	27.12	29.17	28.11
Carregado	36.03	33.47	29.49	37.58	36.89
Barreiro ^a	51.78	61.67	64.39	63.97	54.73
Setúbal	39.02	37.55	37.51	38.44	38.11

^a – inclui a energia fornecida sob a forma de vapor a clientes industriais

Fonte: EDP, 2000

6.2.1.2. Centrais a Carvão

As centrais termoeléctricas de Sines e do Pego utilizam o carvão como combustível principal. Tal como se referiu anteriormente, a Central da Tapada do Outeiro deixou de utilizar carvão em 1997. Na Tabela 6.7 apresenta-se um resumo das principais características das centrais a carvão, apresentando a Tabela 6.8 a evolução da produção naquelas centrais.

Tabela 6.7 – Características das centrais a carvão

Central	Localização	Entrada em serviço	Tipo Combustível	Nº Grupos	Potência por grupo (MW)	Consumo combustível/ grupo (t/h)	Abastecimento combustível	Capacid. armazen. parque combustível
Sines	Sines	1985 (1º G) - 1989 (4º G)	Convencional Carvão	4	314	106	Tapete transportador (cais mineiraleiro – porto de Sines)	1.5x10 ⁶ ton
Pego	Abrantes	1992 (1º G)- 1995 (2º G)	Convencional Carvão	2	300	108	Comboio a partir do porto de Sines	3.5x10 ⁵ + 3x10 ⁵

Fonte: CPPE, 1996

Tabela 6.8 – Produção de electricidade nas centrais a carvão (MWh)

CENTRAL	1995	1996	1997	1998	1999
Sines	9 597 588	8 417 451	8 381 039	8 384 777	9 319 181
Pego	3 172 000	3 588 000	3 896 000	3 028 000	5 192 000
Total	12 769 588	12 005 451	12 277 039	11 412 777	14 511 181

Fonte: EDP, 2000

¹⁷ Rendimento: relação entre a produção líquida de electricidade e o total de energia primária consumida

A Tabela 6.9 apresenta a evolução dos consumos de carvão naquelas centrais para o período 1995-1999. Durante as fases de arranque dos geradores de vapor, a Central do Pego utiliza gás propano e fuelóleo em pequenas quantidades. A Tabela 6.10 sintetiza as principais características do carvão consumido, apresentando-se na Tabela 6.11 a evolução do rendimento líquido global anual.

Tabela 6.9 – Consumo anual de carvão (t)

	1995	1996	1997	1998	1999
Sines	3 437 660	3 061 310	3 028 800	3 054 232	3 415 195
Tapada do Outeiro ^a	93 499	41 570	99 100		
Pego	1 079 000	1 202 000	1 318 000	1 053 000	1 767 000
Total	4 610 159	4 304 880	4 445 900	4 107 232	5 182 195

^a - A Central da Tapada do Outeiro cessou a utilização de carvão nacional em 1997

Fonte: EDP, 2000; Tejo Energia, 2000

Tabela 6.10 - Características do carvão consumido

		1995	1996	1997	1998	1999
Sines	PCI [MJ/kg]	26.5	26.7	26.6	25.8	26.0
	Enxofre [%]	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
	Cinzas [%]	9.7	10.0	10.5	9.4	10.2
	Carbono [%]	67.9	68.2	67.5	67.2	66.3
Tapada do Outeiro (CPPE)	PCI [MJ/kg]	16.0	16.6	16.6	(a)	(a)
	Enxofre [%]	0.8	0.8	0.6		
	Cinzas [%]	38.0	40.9	41.4		
	Carbono [%]	56.3	55.3	55.3		
Pego	PCI [MJ/kg]	25.4	25.3	25.6	25.0	25.0
	Enxofre [%]	0.6	0.7	0.7	0.6	0.7
	Cinzas [%]	12.5	12.8	10.2	11.0	10.8
	Carbono [%]	66.0	64.8	64.6	65.3	65.0

^a - A Central da Tapada do Outeiro cessou a utilização de carvão nacional em 1997

Fonte: EDP, 2000; Tejo Energia, 2000

Tabela 6.11 – Rendimento das centrais a carvão

	1995	1996	1997	1998	1999
Sines	37.1	37.2	37.2	37.4	37.70
Pego		37.6	37.9	37.9	38.4

Fonte: EDP, 2000; Tejo Energia, 1999

6.2.1.3. Gás Natural

A produção de electricidade a partir da combustão de gás natural é efectuada na Central do Carregado (que iniciou a utilização deste combustível, juntamente com fuelóleo em

1997) e na Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás) (que entrou em funcionamento comercial em Agosto de 1999). Os valores de produção de electricidade na Central do Carregado foram apresentados na Tabela 6.4. Em 1999 a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro produziu 5 523 000 MWh de electricidade.

Na Tabela 6.12 apresentam-se os consumos de combustível, apresentando-se na Tabela 6.13 as características do gás natural utilizado.

Tabela 6.12 - Consumo de gás natural ($\text{Nm}^3 \times 10^3$)

	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro (Turbogás)			1 044 426
Carregado	26 313	163 757	376 278

Fonte: EDP, 2000; Turbogás

Tabela 6.13 - Características do gás natural

		1997	1998	1999
Tapada do Outeiro (Turbogás)	PCI [$\text{GJ}/\text{Nm}^3 \times 10^3$]			37.6
	Enxofre [%]			
	Carbono [%]			
Carregado	PCI [$\text{GJ}/\text{Nm}^3 \times 10^3$]	37.9	37.9	37.9
	Enxofre [%]	0	0	0
	Carbono [%]	75.0	75.0	75.0

6.2.1.4. Gasóleo

As centrais de Alto de Mira e Tunes utilizam o gasóleo como combustível principal, sendo este usado como combustível auxiliar pelas centrais de Sines e Tapada do Outeiro. A Tabela 6.14 apresenta a produção de electricidade naquelas centrais, apresentando-se os consumos de gasóleo na Tabela 6.15.

Tabela 6.14 – Produção de electricidade nas centrais a gasóleo (MWh)

CENTRAL	1995	1996	1997	1998	1999
Alto de Mira	- 264	- 681	- 95	3 858	406
Tunes	356	346	208	4 591	1 999
Total	92	- 335	113	8 449	2 405

Fonte: Grupo EDP, 2000

Tabela 6.15 – Consumo de gasóleo (kl)

	1995	1996	1997	1998	1999
Alto de Mira	261	190	264	2 105	752
Tunes	215	331	237	1 630	854
Sub -Total	475	521	501	3 735	1 606
Sines ^a	35	5	6	203	30
Tapada do Outeiro ^a	137	58	77	28	96
Sub -Total	173	63	83	231	126
TOTAL	648	584	584	3 966	1 732

^a Utilizam como combustível auxiliar

Fonte: Grupo EDP, 2000

6.2.1.5. Cogeração

A produção conjunta de calor e electricidade em processos de cogeração tem tido um crescimento muito significativo nos últimos anos. A Tabela 6.16 apresenta a evolução da produção total de energia eléctrica por cogeração e a capacidade eléctrica máxima bruta instalada. Do total de electricidade produzida, parte é consumida na própria central sendo o restante vendido à rede. A referida tabela apresenta ainda a evolução da capacidade máxima líquida instalada em termos de energia térmica e a respectiva produção.

Tabela 6.16 - Capacidade total instalada e produção total de energia nas instalações de cogeração

		1992 ^a	1993 ^a	1994 ^a	1995	1996	1997	1998
Electricidade	Capacidade máxima bruta instalada (MW)				1054.18 ^b	1087	1113	1184
	Electricidade bruta produzida (GWh)	1 787	2 185	2 743	3 567	3 527	4 051	4 438
	Total injectado na rede ^a (MWh)	-	-	-	-	-	1 199 000	1 369 000
	Consumo na indústria e eventuais perdas (MWh)	-	-	-	-	-	2 851 000	2 801 000
Energia térmica	Capacidade máxima líquida instalada (MW)				4 283	4 292	4 298	3 978
	Energia térmica produzida (MJ)				49 003	48 081	51 812	65 298

^a Dados fornecidos pela ERSE (1999)

^b unidades em 1995: MVA

Fonte: DGE (1997); DGE/Eurostat (1996-1998)

As instalações de cogeração em Portugal utilizam diferentes tipos de equipamentos, como se verifica na Tabela 6.17, que resume a evolução do número de centrais por tipo de equipamento.

Tabela 6.17 - Número de centrais de cogeração por tipo de equipamento

Equipamento	1995	1996	1997	1998
Turbinas d e contrapressão	43	43	43	40
Turbinas de condensação	15	15	15	14
Engenhos de combustão internos	53	60	65	85
Outros		2	2	2
Total	111	120	125	142

Fonte: DGE (1997); DGE/EUROSTAT (1996, 1997, 1998)

A Tabela 6.18 apresenta os consumos totais de energia primária – energia de entrada no sistema – nos sistemas de cogeração. As utilidades públicas apenas vendem a electricidade à rede, enquanto que os autoprodutores consomem parte do que produzem, sendo o restante vendido à rede.

Tabela 6.18– Consumos de energia primária (TJ NCV) por utilidades públicas e autoprodutores no período 1996-1998

Combustível	1996			1997			1998		
	UP	AutoP	Total	UP	AutoP	Total	UP	AutoP	Total
Hard coal e derivados									
Lignite e derivados									
Fuelóleo residual	8 784.0	33 300.0	42 084.0	13 519.0	31 502.0	45 021.0	16 393.7	32 943.2	49 336.9
Gasóleo	10.0	29.0	39.0	22.0	22.0	44.0	28.8	26.9	55.7
Gás natural						142.0	276.2	891.2	1 167.4
Gás de refinaria			5 307.0			5 889.0			5 311.7
Gás de coque e forno (oven)			570.0			963.0			1 032.3
Gás de alto forno (blast furnace)			818.0			1 173.0			1 006.7
Renováveis			32 464.0			36 296.0			35 782.1
Outros combustíveis			406.0			237.0			104.5
Total			81 688.0			89 765.0			93 797.2

UP – Utilidades Públicas

AutoP – Autoprodutores

Fonte: DGE/EUROSTAT, 1998

Verifica-se que o fuelóleo é o combustível mais utilizado, sendo os autoprodutores os maiores consumidores. As renováveis são o segundo tipo de energia com maior consumo, não sendo significativa a diferença de consumo entre utilidades públicas e autoprodutores neste caso.

Na Tabela 6.19 apresentam-se a caracterização do parque de cogeração por sector de actividade económica. As utilidades públicas contribuem com cerca de 31% para o total de energia eléctrica produzida por cogeração, sendo os autoprodutores responsáveis por

cerca de 69%. Dentro dos autoprodutores, o sector do papel e impressão contribui com cerca de 32%, seguindo-se o sector das refinarias com 12% e o dos têxteis e curtumes com cerca de 9%.

Tabela 6.19 – Caracterização do parque de cogeração por sector de actividade em 1998

Sector	Pot. Eléctrica (MW)	Prod. Eléctrica (MWh)	Pot. Térmica (MW)	Prod. Térmica (TJ)	Energia primária (TJ NVC)	Nº equipam.
Utilidades Públicas	255	1375000	631	7421	16823	49
Autoprodutores	883	3063000	3347	57877	77099	93
Extracção e aglomeração de combustíveis sólidos						
Extracção de crude e gás natural						
Fornos de coque						
Refinarias	141	561000	854	14172	15954	7
Extracção e processamento de comb. nucleares						
Indústria de ferro e aço	20	76000	107	1738	2077	1
Metais não-ferrosos						
Indústria química	115	231000	439	4427	56999	8
Prod. minerais não metálicos	9	54000	3	84	506	2
Extracção						
Produtos alimentares, bebidas e tabaco	25	76000	168	1110	1535	11
Têxteis e curtumes	72	430000	16	485	3775	14
Papel e impressão	453	1424000	1704	34607	44415	32
Prod. metálicos, máquinas e equipamento						
Outros ramos industriais	31	148000	46	1077	2551	7
Transporte						
Serviços, etc	12	34000	5	77	306	10
Outros	5	28000	4	101	280	1
Total	1138	4438000	3978	65298	93922	142

Fonte: DGE/EUROSTAT (1998)

As utilidades públicas representam cerca de 11% do total de energia térmica produzida por cogeração, sendo o restante relativo aos autoprodutores. Dentro deste grupo, o sector do papel e impressão destaca-se com uma contribuição de cerca de 53% e o sector das refinarias com uma contribuição de cerca de 22%.

6.2.1.6. Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos

Em Portugal existem duas unidades de valorização energética de resíduos urbanos: a Central de Valorização Energética LIPOR II, localizada na Maia (freguesia de Moreira) e a Central da Valorização Energética da Valorsul, situada em Loures (freguesia de S. João da

Talha). Na Tabela 6.20 apresenta-se uma síntese das principais características destas duas centrais.

Tabela 6.20 – Características das centrais de valorização energética de resíduos

Central	Localização	Municípios servidos	Entrada em serviço	Combustível	Nº linhas	Capacidade de incineração por linha (t/dia)	Produção de energia eléctrica ^a (GWh/ano)
LIPOR II	Maia	Espinho, Gondomar, Maia, Matosinhos, Porto, Póvoa de Varzim, Valongo e Vila do Conde	1999	RSU	2	592	193
Valorsul	Loures	Amadora, Lisboa, Loures, Vila Franca de Xira	1999	RSU	3	672	329 ^b

^a – produção líquida de energia eléctrica, i.e. deduzindo o autoconsumo

^b – valor esperado funcionando a plena carga

Fonte: Valorsul, LIPOR

O auto-consumo eléctrico da central da Valorsul é de 89 kWh/t RSU, sendo a sua produção eléctrica bruta de 587 kWh/t RSU. Tendo em conta que a capacidade anual de processamento da central é de 660 mil toneladas de RSU, está prevista uma produção bruta anual de 387 GWh (329 GWh em valores líquidos) (Valorsul, 2000).

Os resíduos sólidos urbanos incinerados na Valorsul têm um Poder Calorífico Inferior (PCI) nominal de 7.4 GJ/kg, valor significativamente inferior ao dos combustíveis fósseis utilizados nas centrais termoeléctricas. O teor de enxofre médio dos RSU incinerados naquela instalação, determinado com base na realização de várias campanhas de caracterização dos RSU da Área Metropolitana de Lisboa, é de 11.3%.

6.2.2. RENOVÁVEIS

6.2.2.1. Hidroeléctricas – Grandes Aproveitamentos

Na Tabela 6.21 apresenta-se uma síntese das principais características dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos da CPPE.

Tabela 6.21 – Características dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos da CPPE

Centro de produção	Aproveitamento	Curso de água	Tipo de aproveitamento	Entrada em serviço	Potência instalada (MW)	Nº grupos	Capacidade útil da albufeira (hm³)	Área da bacia hidrográfica (km²)	Área inundada* (ha)
Cávado-Lima	Alto-Lindoso	Lima	Albufeira	1992	630	2	347.9	1525	1072
	Touvedo	Lima	Albufeira	1993	22	1	4.5	1700	172
	Alto Rabagão	Rabagão	Albufeira	1964	68	2	550.1	210	2212
	Vila Nov a/Venda Nova	Rabagão	Albufeira	1951	90	3	92.1	356	380
	Vila Nova / Paradela	Cávado	Albufeira	1956	54	1	158.2	168	391
	Salamonde	Cávado	Albufeira	1953	42	2	55	642	242
	Vilarinho das Furnas	Homem	Albufeira	1972	125	2	69.7	77	344
	Cançada	Cávado	Albufeira	1954	62	2	144.4	860	689
Douro	Miranda	Douro	Fio-de-água	1960	369	4	6.7	63500	122
	Picote	Douro	Fio-de-água	1958	195	3	13.4	63750	244
	Bemposta	Douro	Fio-de-água	1964	240	3	20	63850	405
	Pocinho	Douro	Fio-de-água	1983	186	3	12.2	81005	829
	Valeira	Douro	Fio-de-água	1976	240	3	13	85395	795
	Vilar-Tabuaço	Távora	Albufeira	1965	58	2	95.5	359	850
	Régua	Douro	Fio-de-água	1973	180	3	12	90800	952
	Carrapatelo	Douro	Fio-de-água	1971	201	3	13.8	92040	1298
	Torrão	Tâmega	Albufeira	1988	140	2	22	3252	650
	Crestuma -Lever	Douro	Fio-de-água	1985	117	3	22.3	96520	670
Tejo-Mondego	Caldeirão	Caldeirão	Albufeira	1994	40	1	3.5	38	66
	Aguieira	Mondego	Albufeira	1981	336	3	216	3113	2000
	Raiva	Mondego	Albufeira	1982	24	2	12	3339	230
	Cabril	Zêzere	Albufeira	1954	108	2	615	2340	1965
	Bouça	Zêzere	Albufeira	1955	44	2	7.9	2525	500
	Castelo de Bode	Zêzere	Albufeira	1951	159	3	902.5	3950	3480
	Pracana	Ocreza	Albufeira	1993	41	3	95.6	1410	547
	Fratel	Tejo	Fio-de-água	1974	132	3	21	59562	750

* Áreas totais submersas nas condições de nível máximo normal

Fonte: EDP, 1997; 2000

Na Figura 6.3 apresenta-se a produção de energia eléctrica a partir das centrais hidroeléctricas da CPPE, agrupadas em três centros de produção.

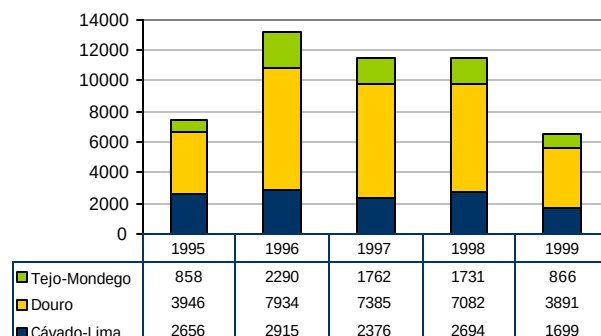


Figura 6.3 – Produção de electricidade nas centrais hidroeléctricas do SEP (GWh) (Fonte: Grupo EDP, 2000)

A produção de electricidade a partir das centrais hidroeléctricas apresenta uma elevada variabilidade interanual, em função da variação na precipitação (e consequentemente nas afluências). Esta variabilidade é traduzida através do índice de produtibilidade hidroeléctrica, cuja evolução no período 1995-98 se ilustra na Figura 6.4. As flutuações na disponibilidade de energia hidroeléctrica são compensadas recorrendo ao parque térmico, verificando-se assim que a produção a partir das duas tecnologias está inversamente relacionada, tal como se referiu anteriormente.

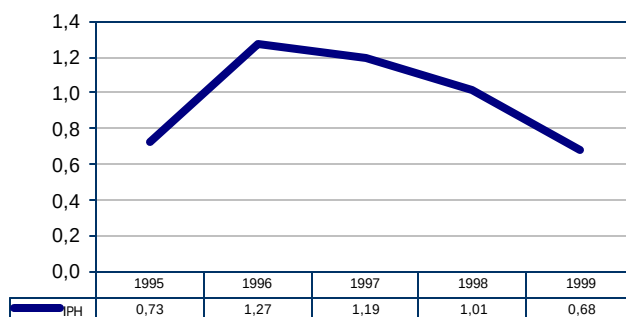


Figura 6.4 - Evolução do índice de produtibilidade hidroeléctrica (Fonte: CPPE, 1999)

6.2.2.2. Aproveitamentos Integrados no SEI

Na Tabela 6.22 resumem-se as características e a produção líquida¹⁸ dos aproveitamentos hidroeléctricos pertencentes a empresas do Grupo EDP (HDN, Hidrocenel e EDP Energia) integrados no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV).

Tabela 6.22 – Características dos aproveitamentos hidroeléctricos da EDP integrados no SENV

Aproveitamento	Empresa detentora	Curso de água	Tipo de aproveitamento	Potência instalada (MW)	Produção líquida (MWh)	
					1998	1999
Guilhofrei	HDN	Ave	Albufeira	4.6	9718	10080
Erma	HDN	Ave	Albufeira	10.8	28099	27179
Ponte da Esperança	HDN	Ave	Albufeira	2.8	7862	7651
Senhora do Porto	HDN	Ave	Albufeira	8.8	21635	21338
Lindoso	HDN	Lima	Fio de água	42.2	4066	6164
France	HDN	Coura	Fio de água	7	21099	26471
Penide I e II	HDN	Cávado	Fio de água	4.8	25484	20721
Chocalho	HDN	Varosa	Fio de água	24.7	70463	40553
Freigil	HDN	Cabrum	Fio de água	4.6	11814	10698
Aregos	HDN	Cabrum	Fio de água	3.2	8576	7971
Cefra	HDN	Ouro	Fio de água	1.5	6512	7739
Sabugueiro I	HIDROCENEL	Rib. Caniçada	Albufeira	13.2	49936	39394
Sabugueiro II	HIDROCENEL	Rib. Covão do Urso	Albufeira	10	27405	21401
Desterro	HIDROCENEL	Alva	Misto	14	37746	31374
Ponte de Jugais	HIDROCENEL	Alva	Misto	19.3	51921	28707
Vila Cova	HIDROCENEL	Alva	Misto	11.8	36561	17649
Drizes	HIDROCENEL	Vouga	Fio de água	0.1	644	620
Riba-Côa	HIDROCENEL	Côa	Fio de água	0.1	741	728
Pateiro	HIDROCENEL	Mondego	Fio de água	0.5	409	233
Figueiral	HIDROCENEL	Carvalhinho	Fio de água	0.2	623	675
Pisões	HIDROCENEL	Dinha	Fio de água	0.1	276	240
Rei de Moinhos	HIDROCENEL	Alva	Fio de água	0.7	3006	2608
Ermida	HIDROCENEL	Rib. S. João	Fio de água	0.4	1057	996
Santa Luzia	HIDROCENEL	Unhais	Fio de água	23.2	70952	25824
Ribafeita	HIDROCENEL	Vouga	Fio de água	0.9	5158	5166
Belver	EDP ENERGIA	Tejo	Fio de água	80.7	201979	80313
Póvoa	EDP ENERGIA	Rib. de Nisa	Albufeira	0.7	1481	466
Bruceira	EDP ENERGIA	Rib. de Nisa	Albufeira	1.6	5416	1563
Velada	EDP ENERGIA	Rib. de Nisa	Albufeira	1.9	7471	2681
Caldeirão	EDP ENERGIA	Almonda	Fio de água	0.1	0	0

Fonte: EDP, 2000

A implementação de pequenos aproveitamentos hidroeléctricos tem tido um crescimento significativo nos últimos anos, devido não só aos programas de incentivo ao investimento implementados (subsídios e empréstimos sem juros), mas também à garantia de aquisição da electricidade produzida a um preço favorável.

Em Anexo apresenta-se a localização das diversas mini-hídricas existentes, segundo o inventário da Direcção Geral de Florestas, por bacia hidrográfica.

¹⁸ Electricidade entregue à Rede Nacional de Transporte

Na Figura 6.5 apresenta-se a evolução da produção total de electricidade a partir de aproveitamentos hidroeléctricos com potência inferior a 10 MVA (mini-hídricas). Note-se que a produção não é necessariamente igual ao valor injectado na rede, devido a eventuais perdas ou à existência de instalações consumidoras associadas (ERSE, 1999).

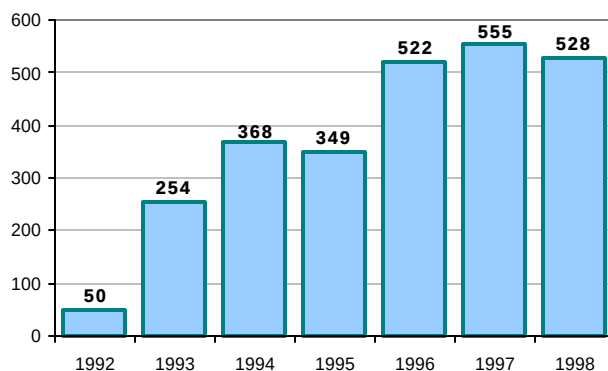


Figura 6.5 – Produção de electricidade nas centrais mini-hídricas (GWh)
(Fonte: ERSE, 1999)

6.2.2.3. Energia Eólica

Na Tabela 6.23 sintetizam-se as principais características dos parques eólicos pertencentes à ENERNOVA (Grupo EDP), apresentando-se na Tabela 6.24 os valores de produção de energia eléctrica naqueles parques, conjuntamente com a produção eólica total da PRE.

Tabela 6.23 - Características gerais dos parques eólicos da ENERNOVA

Parque Eólico	Localização	Entrada em serviço	Nº aero-geradores	Potência instalada (MW)	Potência unitária (MW)	Área ocupada (ha) *
Fonte da Mesa	Serra das Meadas	1996	17	10.2	0.6	340
Pena Suar	Serra do Marão	1998	20	10.0	0.5	205
Cabeço Rainha	Serra de Alvelos	Em instalação	17	10.2	0.6	70
Total Enernova			54	30.4		545

*valores aproximados

Tabela 6.24 - Produção eólica (GWh)

PARQUE EÓLICO	1995	1996	1997	1998	1999
Fonte da Mesa		6	22	22.6	24.3
Pena Suar				23.3	28.6
Total (PRE)	3	9	24	78	

Fonte: ERSE, 1999; Grupo EDP, 2000

6.2.2.4. Aproveitamento de Biomassa

A produção de electricidade a partir de biomassa é apenas realizada na Central de biomassa de Mortágua (Central Térmica para Aproveitamento Energético de Resíduos Florestais de Mortágua), que é o único centro electroprodutor térmico da EDP integrado no SEI. Esta central, propriedade da ENERNOVA, que entrou em serviço em Agosto de 1999, tem uma potência instalada de 10 MW e destina-se ao aproveitamento de cerca de 70 000 ton/ano de resíduos recolhidos na região Centro do país. A sua produção líquida em 1999 foi de 2716 MWh (Grupo EDP, 2000).

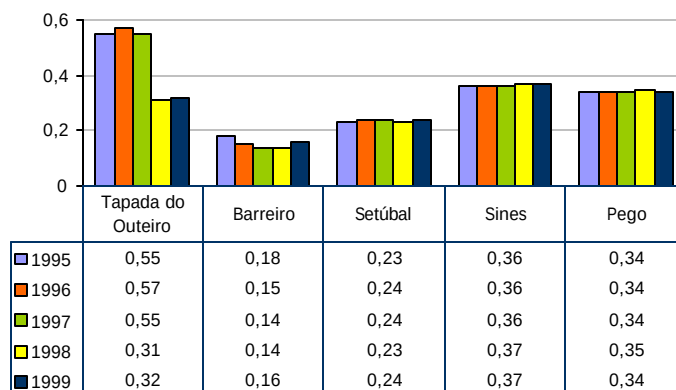
6.3. IMPACTES AMBIENTAIS DA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

6.3.1. DEPLECÇÃO DE RECURSOS ABIÓTICOS

Um dos principais impactes ambientais da produção de electricidade através da queima de combustíveis fósseis é o seu contributo para a deplecção de recursos não renováveis. Por forma a quantificar esse impacte apresentam-se na Figura 6.6 os valores da quantidade de combustível consumido (t) por unidade de energia eléctrica produzida (MWh), que pode ser adoptado como um indicador muito aproximado deste impacte.

Note-se, no entanto, que subjacente ao indicador adoptado está o pressuposto que os dois tipos de recurso (carvão e fuelóleo) são igualmente valorizados (em massa), o que pode ser questionável. Uma alternativa seria, por exemplo, ponderar os consumos por um factor traduzindo as reservas ou disponibilidade de cada recurso.

Os consumos de gás natural nas centrais do Carregado e de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, não foram incluídos neste indicador dadas as dificuldades inerentes à conversão dos volumes de gás natural em unidades de massa.



Nota:A central do Barreiro inclui a produção de vapor para fins industriais

Figura 6.6 – Consumo de combustível (t) por MWh para as centrais termoeléctricas (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop, 2000)

Verifica-se que as centrais a carvão contribuem mais para a depleção de recursos não renováveis do que as centrais a fuelóleo, o que decorre directamente do menor PCI do combustível utilizado. Os baixos valores verificados na central do Barreiro justificam-se pela sua maior eficiência global, decorrente da co-geração de vapor e electricidade.

6.3.2. EMISSÕES ATMOSFÉRICAS

Nesta secção apresenta-se uma análise das emissões atmosféricas associadas às diversas instalações de produção de electricidade. Apresenta-se inicialmente uma análise por poluente (e.g. CO₂, SO₂, NO_x, partículas), por forma a possibilitar a comparação das diversas centrais e a análise de padrões de evolução. Posteriormente apresenta-se uma avaliação global em que se procura quantificar o contributo do sector eléctrico para os principais problemas ambientais relacionados com a poluição atmosférica (mudanças climáticas e acidificação).

A análise das emissões atmosféricas associadas à produção de electricidade é apresentada separadamente para as centrais termoeléctricas do SEP (que se enquadram nas designadas Grandes Instalações de Combustão) e para os produtores em regime especial, nomeadamente as instalações de cogeração e de valorização energética de resíduos.

6.3.2.1. Centrais Termoeléctricas

Na Tabela 6.25 apresenta-se uma síntese das medidas de controlo e/ou minimização de emissões adoptadas nas diferentes centrais termoeléctricas do SEP.

Tabela 6.25 – Medidas de controlo de emissões atmosféricas nos centros electroprodutores

Instalação	Altura da chaminé (m)	Rede de monitorização	Equipamento instalado
Tapada do Outeiro	60	5 postos	Precipitadores electrostáticos
Carregado	100	6 postos	Precipitadores electrostáticos
Barreiro	104	3 postos	
Setúbal	200	7 postos	Precipitadores electrostáticos
Sines	225	5 postos	Queimadores de baixo teor de NO _x (Grupos 1 e 2) Precipitadores electrostáticos
Pego	225	6 postos	Queimadores de baixo teor de NO _x Precipitadores electrostáticos
Tapada do Outeiro (Turbogás)			Queimadores ABO (Grupos 2 e 3)

Fonte: EDP, 1997, 2000; Pegop, 1999; Portugal, 2000.

A CPPE tem vindo a utilizar combustíveis com baixo teor de enxofre nomeadamente carvão com um teor inferior a 1% (0.91% em 1997) e fuelóleo com um teor inferior a 3% (2.96% em 1997), por forma a reduzir as emissões de dióxido de enxofre.

As estimativas de emissões das centrais da CPPE foram elaboradas adoptando os seguintes pressupostos (EDP, 2000):

- As emissões de CO₂ decorrem dos consumos globais de combustíveis e da aplicação dos factores de emissão CORINAIR 90.
- As emissões de SO₂ são estimadas a partir das características do combustível utilizado (teor de enxofre), considerando uma retenção de 0.5% em peso (p/p) de enxofre nas cinzas das centrais a fuelóleo e de 5% (p/p) nas centrais a carvão.
- Até ao final de 1998, as emissões de NO_x foram calculadas com base na aplicação dos factores de emissão CORINAIR 90 aos consumos globais de combustíveis, de acordo com a metodologia utilizada na verificação da Directiva 88/609/CEE (Directiva das Grandes Instalações de Combustão). Apesar de existirem valores medidos da monitorização de emissões para todas as centrais termoeléctricas da EDP¹⁹ (excepto

¹⁹ Estes valores revelam que as emissões reais são superiores às obtidas aplicando os factores de emissão CORINAIR (cerca de 10% em Setúbal e 15% no Carregado) (Grupo EDP, 2000).

Alto Mira e Tunes, cujos caudais mássicos não obrigam), a EDP adoptou este procedimento para garantir consistência em todos os dados de emissão divulgados pela empresa, uma vez que existia o compromisso de reportar as emissões de acordo com aquela metodologia no âmbito do Programa Nacional de Redução de Emissões das Grandes Instalações de Combustão.

Em 1999 foram instalados queimadores de baixo teor de NO_x na Central de Sines, passando a ser considerado um factor de emissão de 290 g/GJ para os grupos já modificados e de 500 g/GJ para os restantes grupos, para a queima de carvão (Grupo EDP, 2000). Estes factores de emissão já foram obtidos a partir de dados reais de medições com equipamentos de monitorização. Presentemente a EDP está a desenvolver factores de emissão reais para o NO_x (i.e. obtidos a partir de medições efectuadas) para as restantes centrais da CPPE.

- As emissões de partículas foram calculadas com base na aplicação aos consumos globais de combustíveis de factores de emissão (g/GJ) determinados a partir da monitorização em contínuo das emissões em cada central térmica, durante os períodos de funcionamento em paralelo.

A Tabela 6.26 apresenta os factores de emissão utilizados pela CPPE.

Tabela 6.26 – Factores de emissão aplicados nas instalações da CPPE (g/GJ)

Instalação	Combustível	NO _x	CO ₂
Tapada do Outeiro	Carvão	310	92.0
	Fuelóleo	210	76.5
Carregado	Fuelóleo	260	92.0
	Gás natural	170	56.0
Barreiro	Fuelóleo	210	76.5
Setúbal	Fuelóleo	260	76.5
Sines	Carvão	380	92.0
	Fuelóleo	260	76.5

Não se encontram disponíveis dados de emissões das Centrais de Tunes e Alto de Mira.

Os valores de emissões de SO₂, NO_x e partículas da Central do Pego são calculados com base na medições realizadas no Sistema de Monitorização da Qualidade do Ambiente da Central. As emissões de CO₂ e HCl daquela central são estimadas a partir de análises efectuadas ao carvão.

Nas Figuras 6.7 a 6.14 apresentam-se as emissões atmosféricas associadas à produção de electricidade nas centrais do SEP. Verifica-se que as emissões totais de CO₂, NO_x e SO₂ acompanham a variação na produção anual de electricidade a partir de combustíveis fósseis.

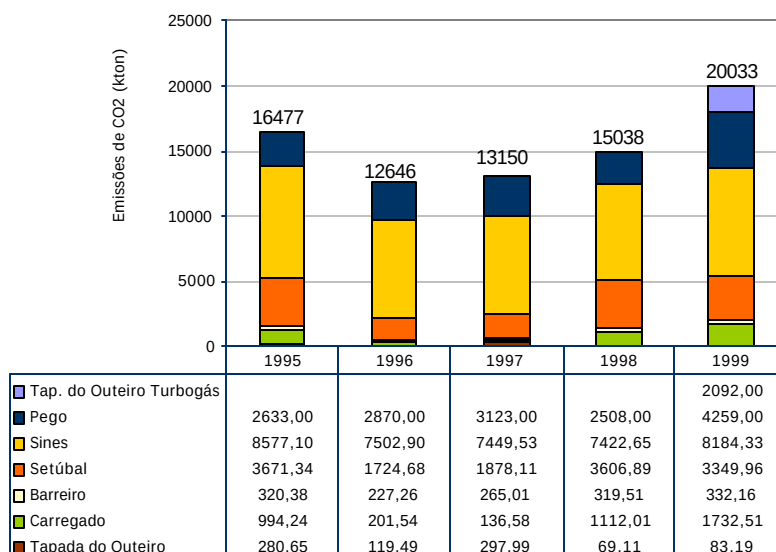
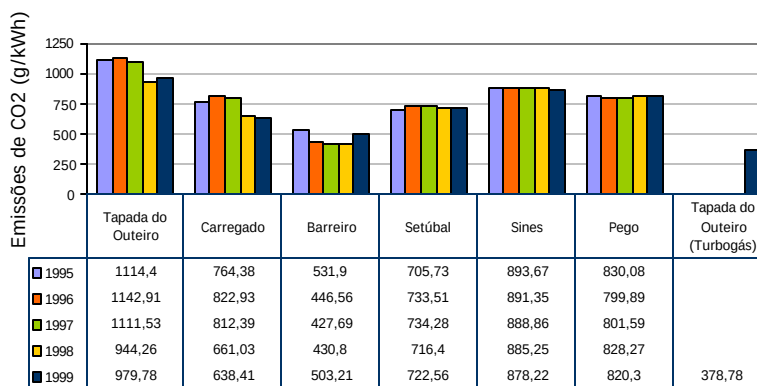


Figura 6.7 - Emissões de CO₂ das centrais do SEP (Fonte: EDP, 2000, Pegop, Turbogás)



Nota: A central do Barreiro inclui a produção de vapor para fins industriais

Figura 6.8 - Emissões específicas de CO₂ das centrais do SEP (Fonte: EDP, 2000, Pegop, Turbogás)

As variações interanuais nas emissões específicas de CO₂ nas diferentes centrais podem ser explicadas pelas flutuações na eficiência (ver Tabelas 6.6 e 6.11) e pela variação nos combustíveis utilizados, no caso das Centrais da Tapada do Outeiro (CPPE) e do Carregado. De um modo geral, verifica-se que as emissões específicas de CO₂ são mais elevadas nas centrais a carvão (Sines e Pego) do que nas centrais a fuelóleo (Barreiro, Setúbal e Carregado) e gás natural (Carregado).

A emissão específica de CO₂ da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás) em 1999 foi 378.78 g/kWh, valor significativamente inferior à das restantes centrais, ressaltando as vantagens em termos de controlo das emissões de GEE's da adopção do gás natural relativamente aos restantes combustíveis fósseis.

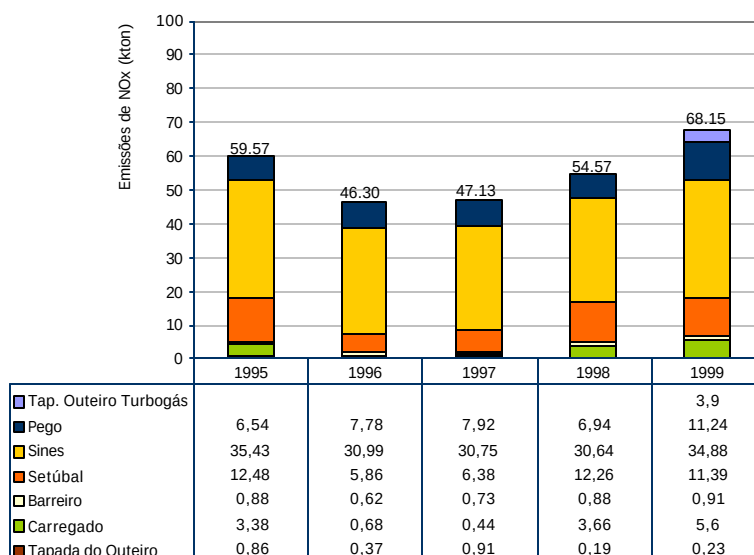
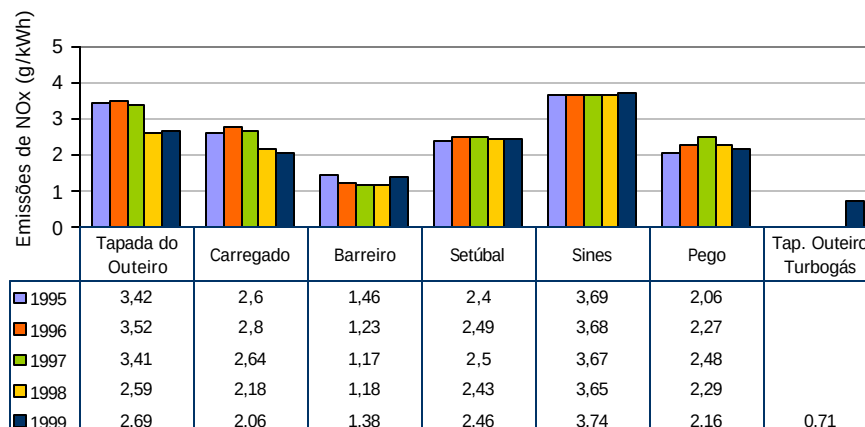


Figura 6.9 – Emissões de NO_x das centrais do SEP (Fonte: EDP, 2000, Pegop, Turbogás)



Nota:A central do Barreiro inclui a produção de vapor para fins industriais

Figura 6.10 – Emissões específicas de NO_x das centrais do SEP (Fonte: EDP, Pegop, Turbogás)

As Centrais de Sines e da Tapada do Outeiro são as que apresentam valores mais elevados das emissões específicas de NO_x. As principais variações interanuais nas emissões específicas daquele poluente ocorreram nas centrais da Tapada do Outeiro (quando deixou de queimar carvão, em 1997) e do Carregado (devido à introdução do gás natural).

A instalação de queimadores de baixo teor de NO_x nos Grupos 1 e 2 da Central de Sines não introduziu variações significativas nas emissões específicas desta central. Tal facto demonstra que os factores de emissão até então utilizados, baseados exclusivamente na metodologia do CORINAIR 90, não se adequavam às condições de funcionamento da referida Central, conduzindo a uma estimativa das emissões por defeito. O desenvolvimento de factores de emissão “reais” para as restantes centrais da CPPE afigura-se assim da maior relevância.

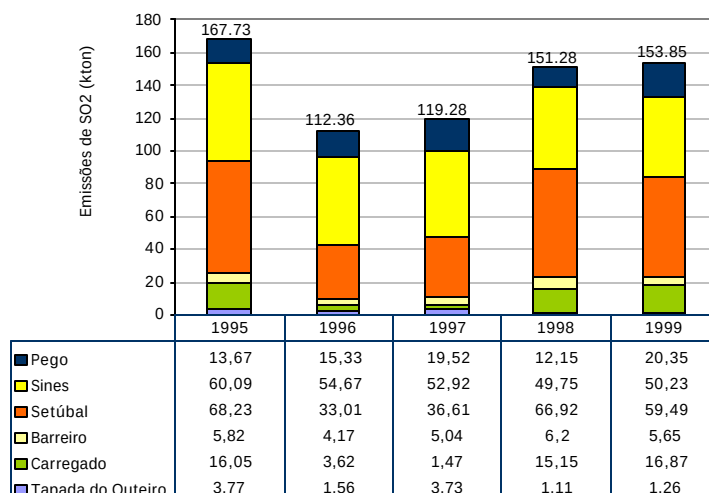
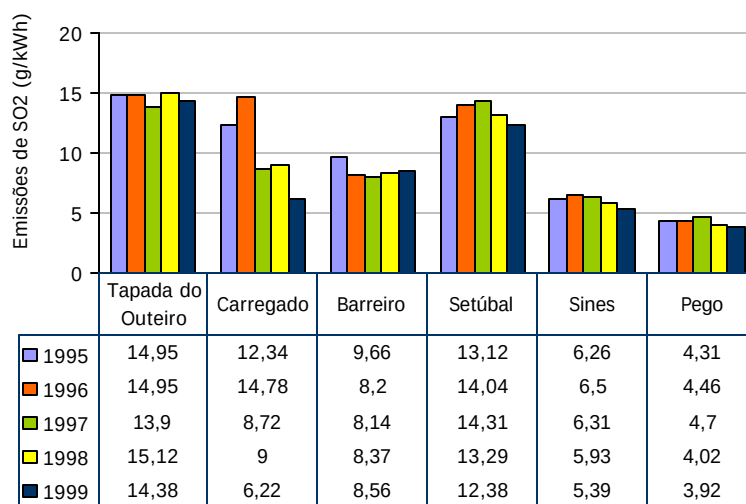


Figura 6.11 – Emissões de SO₂ das centrais do SEP (Fonte: EDP, Pegop, Turbogás)



Nota:A central do Barreiro inclui a produção de vapor para fins industriais

Figura 6.12 – Emissões específicas de SO₂ das centrais do SEP (Fonte: EDP, Pegop, Turbogás)

As emissões específicas de SO₂ das centrais a fuelóleo são, de um modo geral, superiores às das centrais a carvão, devido ao diferente teor de enxofre dos combustíveis. As flutuações interanuais nas emissões específicas justificam-se não só pelas variações na eficiência, mas também pelas flutuações no teor de enxofre do combustível utilizado (ver Tabelas 6.5 e 6.10).

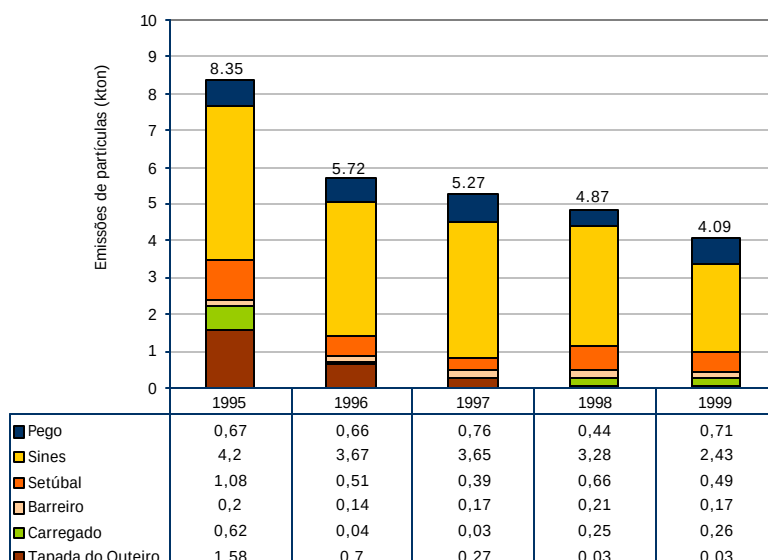
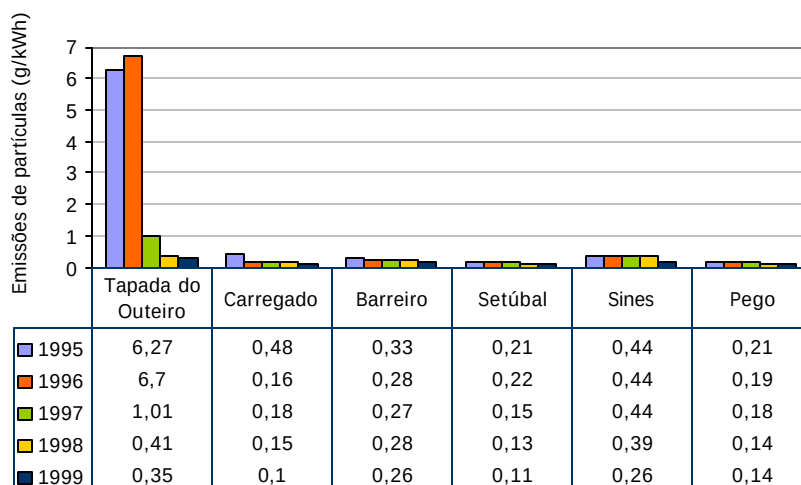


Figura 6.13– Emissões de partículas das centrais do SEP (Fonte: EDP, Pegop, Turbogás)



Nota:A central do Barreiro inclui a produção de vapor para fins industriais

Figura 6.14– Emissões específicas de partículas das centrais do SEP (Fonte: EDP, Pegop, Turbogás)

Verifica-se que as emissões totais de partículas têm vindo sempre a diminuir no horizonte temporal estudado, independentemente das flutuações no IPH. Tal facto deve-se

sobretudo à instalação progressiva de precipitadores electrostáticos para remoção de partículas nas diversas centrais e ao abandono da queima de carvão na Central da Tapada do Outeiro (CPPE).

6.3.2.2. Instalações de Valorização Energética de RSU e de Cogeração

Na Tabela 6.27 resumem-se as principais características ambientais das instalações de incineração de resíduos sólidos urbanos.

Tabela 6.27 – Medidas de controlo de emissões atmosféricas nas instalações de valorização energética de RSU

Instalação	Altura da chaminé (m)	Rede de monitorização	Equipamento instalado
Valorsul	70	4 postos	Sistema de tratamento de gases (remoção de NO _x , gases ácidos, carvão activado e filtro de mangas)
Lipor II		5 postos (DRA -N /LIPOR/POA)*	Sistema de tratamento de gases (reactor e filtro de mangas)

* - Explorados pela CGA-AP (Comissão de Gestão do Ar da Área do Porto); 9 em fase de instalação

Fonte: Valorsul, 1998; LIPOR, 1999.

Na Tabela 6.28 apresentam-se os valores de emissão específica de poluentes (por massa de resíduos incinerada e por kWh de electricidade produzida) na Central de Valorização Energética de RSU da Valorsul. Os valores de emissão apresentados foram estimados a partir de medições de poluentes na chaminé da Central (estando esta a operar em condições normais de funcionamento) efectuadas no período de Junho a Agosto de 2000, e dos correspondentes dados de produção.

Tabela 6.28 – Emissão específica de poluentes na Central da Valorsul

Poluentes	Emissão específica	
	g/t RSU incinerados	g/kWh
CO	47.61	0.072
Partículas	12.04	0.018
TOC ^a	2.69	0.004
HCl	42.93	0.065
SO ₂	53.84	0.081
NO _x	794.59	1.198

^a – TOC – Carbono Orgânico Total

Fonte: Valorsul

Verifica-se que as emissões específicas de SO₂, NO_x e partículas (g/kWh) da Central de Valorização Energética de Resíduos da Valorsul são, de um modo geral,

significativamente inferiores às das centrais termoeléctricas do SEP, apesar da menor “qualidade” do combustível utilizado. Tal facto poderá ser explicado pela maior sofisticação e eficácia do sistema de tratamento de gases daquela central.

Não existem dados sobre as emissões atmosféricas associadas aos sistemas de cogeração. O cálculo de uma estimativa minimamente fiável das emissões atmosféricas da cogeração em Portugal utilizando factores de emissão requer o levantamento sistemático da informação fornecida nos processos de licenciamento, o que não se enquadra no âmbito do presente trabalho.

Um estudo realizado sobre as condições de operação das instalações de co-geração com motores diesel em Portugal (Rebola *et al*, 1998), onde se efectuou um inquérito, complementado com visitas técnicas às instalações, concluiu que todas as instalações emitem valores de SO₂ inferiores ao indicado na legislação actual. Em relação às emissões de NO_x, verificou-se que apenas uma das instalações visitadas emitia valores próximos do estipulado pela legislação, emitindo todas as outras valores bastante superiores. O referido estudo incidiu sobre o universo constituído pelas unidades industriais com instalações de cogeração com motores diesel licenciados ao abrigo do DL 189/89 de 27 de Maio. O inquérito foi realizado numa amostra de cerca de 25% do universo, seleccionada segundo um critério de representatividade técnico-estatística.

A cogeração de calor e electricidade é geralmente considerada uma opção favorável em termos ambientais, devido à maior eficiência de utilização dos combustíveis que possibilita, sendo por isso promovida em termos nacionais e comunitários. Refira-se, no entanto, que o facto de esta estratégia assentar no desenvolvimento de um elevado número de unidades com uma dimensão relativamente pequena, pode criar dificuldades adicionais na implementação e controlo de medidas de minimização das emissões atmosféricas.

6.3.2.3. Avaliação Global

Nesta secção apresenta-se uma avaliação global do contributo do sector eléctrico português para os principais problemas ambientais associados aos poluentes atmosféricos

emitidos pelo parque térmico: alterações climáticas e acidificação. Apresenta-se também uma avaliação do contributo do sector para as emissões de poluentes a nível nacional.

6.3.2.3.1. Emissões de GEE's

Na Figura 6.15 apresenta-se a evolução das emissões específicas de CO₂ do parque térmico português do SEP. Verifica-se um decréscimo a partir de 1997, possivelmente devido à introdução do gás natural na Central do Carregado e da entrada em serviço da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás).

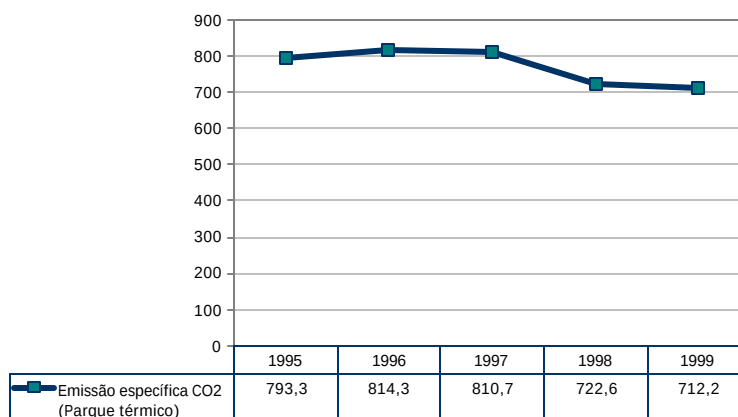


Figura 6.15 – Evolução das emissões específicas de CO₂ do parque térmico do SEP(g/kWh) (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop; Portugal)

Segundo o Protocolo de Quioto, adoptado no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, a Comunidade Europeia, e respectivos Estados-membros, comprometem-se em conjunto a reduzir as emissões de GEE (avaliadas através do potencial de aquecimento global) em 8% relativamente aos níveis de 1990 no período 2008-2010. Portugal tem como compromisso limitar o crescimento das emissões totais de GEE's em 27% relativamente ao ano base de 1990, até 2008-2010 (DGA, 1999). Nesta percentagem está incluído um aumento de 40% para as emissões de CO₂.

Na Figura 6.16 apresenta-se a comparação das emissões de CO₂ do conjunto das centrais térmicas do SEP, com as metas decorrentes da aplicação do Protocolo de Quioto. A comparação é apresentada para duas metas:

1. A meta nacional, que decorre do cálculo de um crescimento de 40% relativamente às emissões nacionais de CO₂ em 1990 (39138 kt) (DGA, 2000);
2. Uma meta para o sector da electricidade e calor, calculada aplicando uma taxa de crescimento de 40% relativamente às emissões de CO₂ do sector de produção de electricidade e calor em 1990 (13903 kt; DGA, 2000). Uma vez que ainda não existe uma afectação dos tectos de emissão entre os vários sectores de actividade, adoptou-se o pressuposto de que as responsabilidades de controlo de emissões serão igualmente partilhadas por todos os sectores.

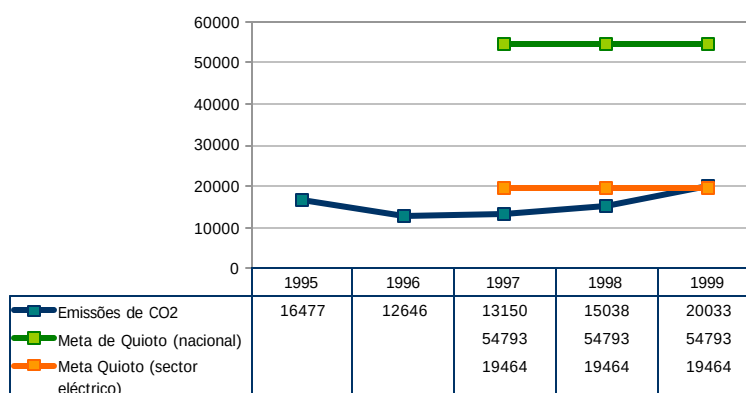


Figura 6.16 - Comparação das emissões de CO₂ das centrais térmicas do SEP com as metas (kt)

Verifica-se que, apesar da meta estabelecida para Portugal prever a possibilidade de um crescimento das emissões globais de GEE's (ao contrário dos restantes países europeus), essa “folga” de crescimento já está presentemente esgotada, pelo menos no respeitante ao sector eléctrico, assumindo que as responsabilidades de controlo são igualmente partilhadas por todos os sectores de actividade. Note-se que os valores apresentados na Figura 6.16 apenas incluem as emissões das centrais do SEP, não incluindo os autoprodutores e restantes entidades do SENV. A premência da definição de uma estratégia nacional de controlo de emissões, assente na redução dos consumos e no reforço das energias renováveis, torna-se assim por demais evidente.

Na Figura 6.17 apresenta-se a evolução das emissões de CO₂ no sector de produção de electricidade e calor, de acordo com o inventário nacional submetido no âmbito da UNFCCC (DGA, 2000). Não é possível detectar uma tendência de evolução dadas as flutuações introduzidas pela variação na produtividade hidroeléctrica.

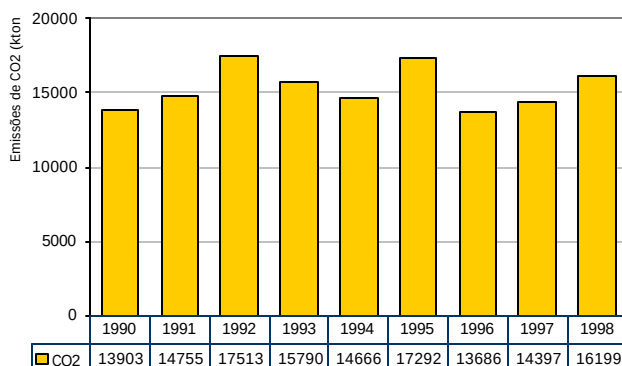


Figura 6.17 – Evolução das emissões de CO₂ no sector de produção de electricidade e calor (Fonte: DGA, 1998)

Na Tabela 6.29 apresenta-se a projecção da evolução das emissões globais de GEE's do sector de produção de energia eléctrica até 2010, de acordo com o estudo elaborado pelo GASA-FCT/UNL (1999). Esta projecção foi elaborada recorrendo ao Plano de Expansão do SEP (DGE, 1999) para o estabelecimento da evolução futura da quantidade de energia eléctrica produzida e da estrutura da produção por cada origem considerada: hidroeléctrica, termoeléctrica e fontes alternativas. No referido estudo adoptaram-se as projecções de consumo de electricidade do Cenário I do referido Plano, que corresponde a um cenário de crescimento macro-económico mais elevado. Os valores das emissões de GEE's foram estimados aplicando os factores de emissão adoptados pela DGA para a realização dos inventários nacionais de emissões (DGA, 1998).

As referidas projecções incluem não só as grandes centrais do sector público, mas também a produção em autoprodutores (estimadas a partir do diferencial de consumo de combustíveis no sector e aplicando factores de emissão médios) (GASA, FCT/UNL, 2000).

Tabela 6.29 – Projecção das emissões globais de GEE's do sector de produção de energia eléctrica

POLUENTE	1995	CENÁRIO	2000	2005	2010
CO ₂ (kt)	17675	Médio	18189	20898	22569
		Seco	22774	25006	26476
		Húmido	13546	16784	19065
CH ₄ (t)	164	Médio	207	229	232
		Seco	254	269	266
		Húmido	164	194	206
N ₂ O (t)	221	Médio	252	301	340
		Seco	304	341	377
		Húmido	196	255	302
PAG* (t)	17675	Médio	18189	20898	22569
		Seco	22774	25006	26476
		Húmido	13546	16784	19065

* PAG – potencial de aquecimento global (CO₂ equivalentes)

Fonte: GASA, FCT/UNL, 2000

Da análise dos valores apresentados na Tabela 6.29 constata-se a tendência para um crescimento das emissões de GEE's (sobretudo CO₂) no sector de produção de energia eléctrica, sendo ultrapassado o limite adoptado na análise apresentada na Figura 6.16 (crescimento de 40%, relativamente a 1990, das emissões de CO₂ do sector eléctrico) em anos médios e secos.

6.3.2.3.2. Emissões de Compostos Acidificantes

Nas Figuras 6.18 e 6.19 apresenta-se a evolução das emissões específicas de NO_x e SO₂, respectivamente, do parque térmico português do SEP. Verifica-se que, em ambos os casos, tem havido uma descida a partir de 1997, em resultado da introdução do gás natural e da implementação de medidas de controlo (queimadores de baixo NO_x e combustível com menor teor de enxofre).

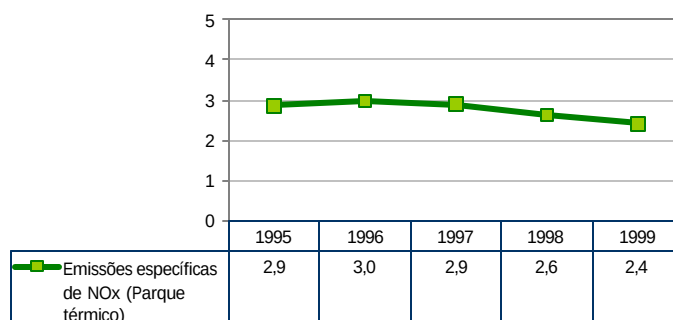


Figura 6.18 – Evolução das emissões específicas de NO_x do parque térmico do SEP (g/kWh) (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop; Portugén)

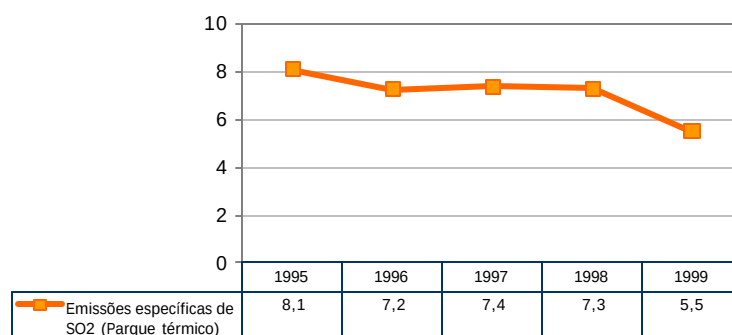


Figura 6.19 – Evolução das emissões específicas de SO₂ do parque térmico do SEP (g/kWh) (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop; Portugén)

As emissões de NO_x e SO₂ foram comparadas com as quotas de emissão para o sector eléctrico acordadas no âmbito do Programa Nacional de Redução de Emissões (Figuras 6.20 e 6.21). Este programa foi elaborado com o objectivo de promover o cumprimento dos tectos nacionais de emissão previstos na Portaria 352/90, estabelecidos para promover a implementação da Directiva 88/609/CEE (Directiva das GIC). A Directiva aplica-se às instalações de combustão existentes (autorizadas antes de 1 de Julho de 1987) com potência térmica maior ou igual a 50 MW.

Para o caso do NO_x, considerou-se a extensão da meta prevista até 1998 para o ano de 1999. Através da análise da Figura 6.20, verifica-se que a meta estabelecida é ultrapassada nos anos em que o IPH é inferior a 1, ou seja nos anos em que a pressão

sobre a produção térmica é mais elevada. Torna-se assim premente a realização de esforços adicionais para controlar as emissões de NO_x no sector eléctrico nacional.

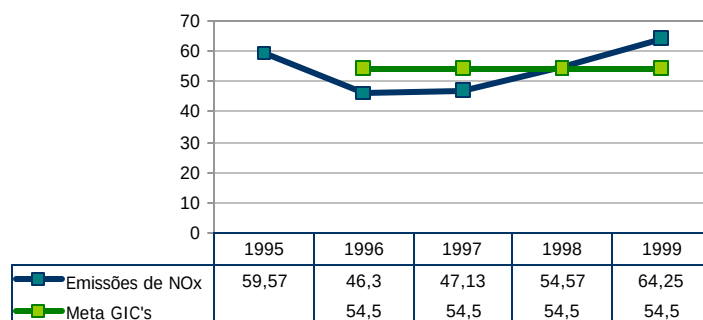
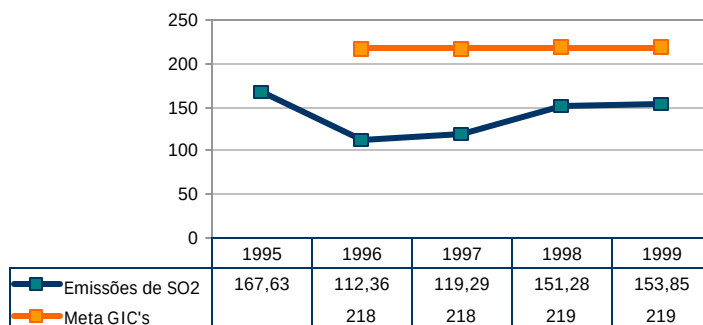


Figura 6.20 - Comparação das emissões de NO_x das centrais térmicas do SEP com respectivo tecto de emissão (kt)

Da análise da Figura 6.21 verifica-se que o tecto de emissão de SO_2 para as grandes instalações de combustão do sector eléctrico tem sido sempre cumprido.



Nota: Assumiu-se que as metas para 1997 e 1999 eram iguais às dos anos anteriores

Figura 6.21- Comparação das emissões de SO_2 das centrais térmicas do SEP com o respectivo tecto de emissão (kt)

Na Figura 6.22 apresenta-se a evolução das emissões de NO_x e SO_2 para o sector de produção de electricidade e calor no período 1990-98, de acordo com o inventário nacional de gases de efeito de estufa (DGA, 2000). Verifica-se que, tal como no caso das

emissões de CO₂, os quantitativos emitidos variam com as flutuações na disponibilidade hídrica, que se sobrepõem aos crescimentos no consumo de electricidade.

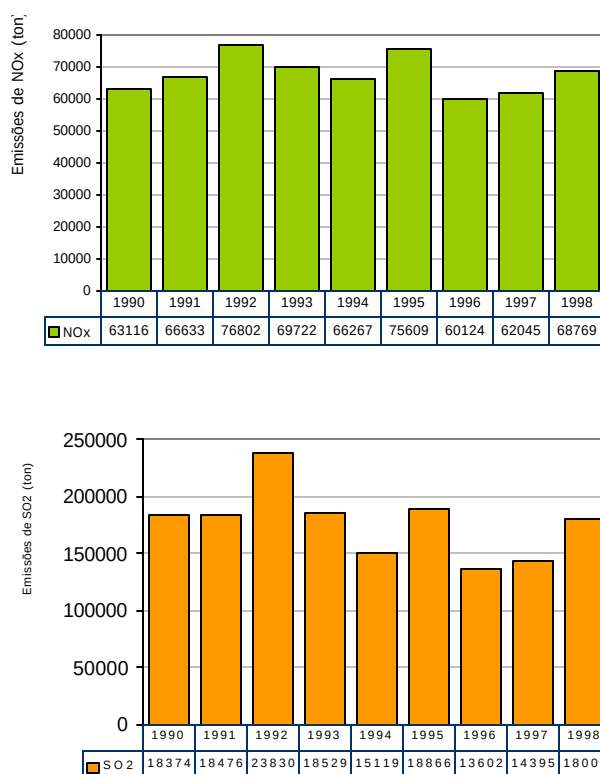


Figura 6.22 – Evolução das emissões de NO_x e SO₂ no sector da produção de electricidade e calor (Fonte: DGA, 2000)

6.3.2.3.3. Contributo do Sector Eléctrico para as Emissões a Nível Nacional

Na Figura 6.23 apresenta-se o contributo dos diversos sectores de actividade económica para as emissões dos principais poluentes atmosféricos, em 1998, de acordo com o inventário nacional de emissões (DGA, 2000). Verifica-se que o sector energético é o que mais contribui para as emissões de quase todos os poluentes atmosféricos à excepção do metano (CH₄) e do óxido nitroso (N₂O), cujas emissões são devidas sobretudo ao sector agrícola e à gestão de resíduos.

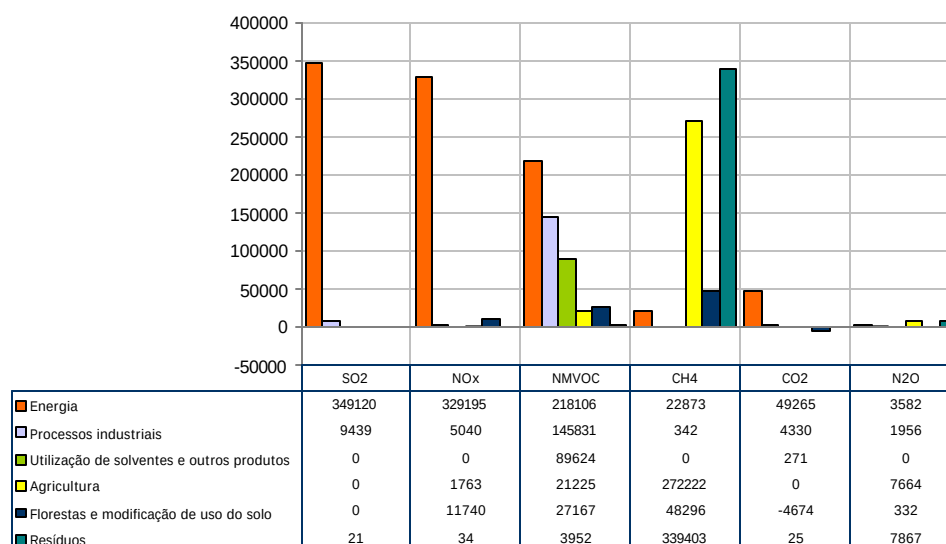


Figura 6.23 – Contributo dos diversos sectores para as emissões de poluentes atmosféricos (ton/ano, excepto CO₂ – kton/ano) (Fonte: DGA, 2000)

No sector energético incluem-se não só as actividades de queima de combustíveis nas indústrias da energia, na indústria transformadora e construção, nos transportes e noutros sectores (comercial/institucional, doméstico e agricultura/florestas²⁰), mas também as emissões fugitivas dos combustíveis. O contributo destas actividades para as emissões atmosféricas do sector energético em 1998 é apresentado na Figura 6.24.

A repartição das emissões das indústrias da energia pelas diferentes actividades nelas incluídas, para o ano de 1998, é apresentada na Figura 6.25. Verifica-se que a produção pública de calor e electricidade é responsável pela maior parte das emissões destas indústrias.

²⁰ Os valores negativos das emissões de CO₂ para o sector das florestas resultam da sua actuação como sumidouros daquele gás

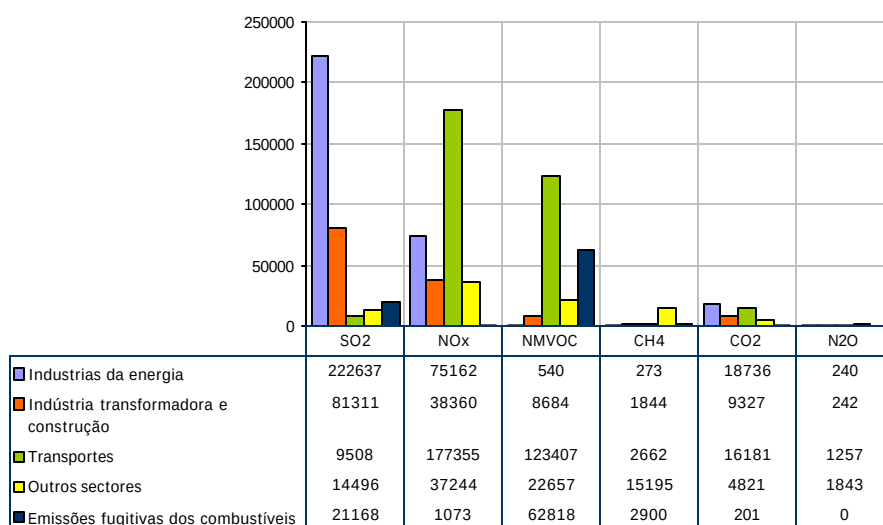


Figura 6. 24 – Repartição das emissões de poluentes atmosféricos no sector energético (ton/ano, excepto CO₂ – kton/ano) (Fonte: DGA, 2000)

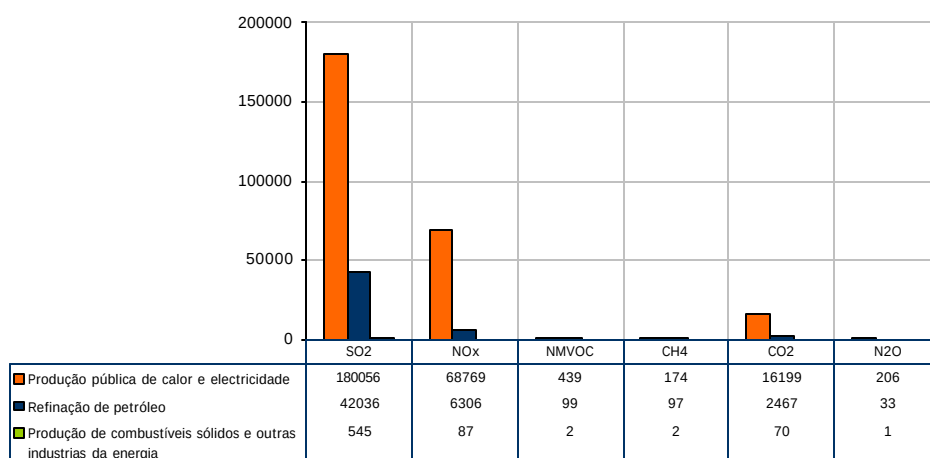


Figura 6.25 – Emissões atmosféricas das indústrias da energia (ton/ano, excepto CO₂ – kton/ano) (Fonte: DGA, 2000)

Na Figura 6.26 apresenta-se a contribuição percentual dos diversos sectores para as emissões de SO₂, NO_x e CO₂, ressaltando o peso do sector eléctrico (sobretudo no caso das emissões de SO₂) e dos transportes (NO_x).

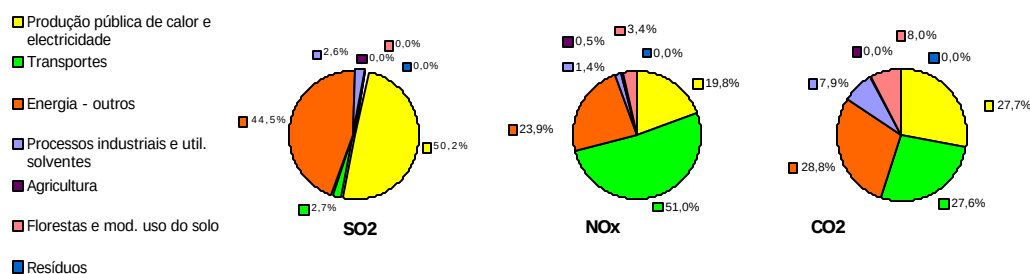
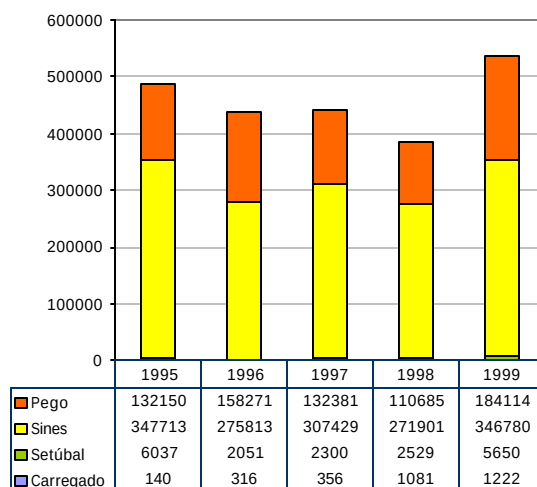


Figura 6.26 – Contribuição percentual dos diversos sectores para as emissões a nível nacional (Fonte: DGA, 2000)

6.3.3. RESÍDUOS

6.3.3.1. Cinzas e Escórias

A inventariação dos resíduos no Grupo EDP iniciou-se em 1995 no âmbito da Portaria nº 189/95 (revogada pela Portaria nº 792/98 de 22 de Setembro). Nas Figuras 6.27 e 6.28 apresenta-se a produção total e específica (por kWh de electricidade produzida) de cinzas volantes²¹ nas centrais termoeléctricas do SEP, para o período 1995-1999. Verifica-se que a produção de cinzas nas centrais a carvão é muito superior à das centrais a fuelóleo.



Nota: As cinzas volantes da Central da Tapada do Outeiro (CPPE) são contabilizadas conjuntamente com as escórias

Figura 6.27 – Produção de cinzas nas centrais termoeléctricas (t) (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop)

²¹ Cinzas retidas nos sistemas de despoiramento das centrais.

As cinzas de fuelóleo das centrais da CPPE são depositadas num aterro controlado localizado na Central de Sines. As cinzas de carvão, provenientes da Central de Sines, são vendidas como subproduto para a indústria cimenteira e de fabrico de betão. As cinzas da Central do Pego são quase exclusivamente utilizadas na indústria betoneira. As cinzas não valorizadas, têm sido depositadas num parque específico existente no recinto da central. A Figura 6.29 resume as estratégias de gestão de cinzas nas centrais de Sines e do Pego.

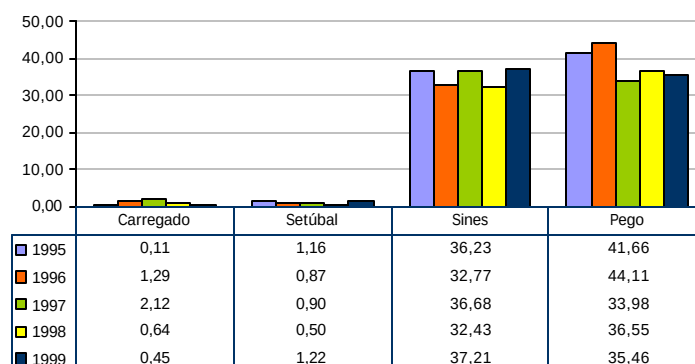


Figura 6.28 – Produção específica de cinzas (t/kWh) (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop)

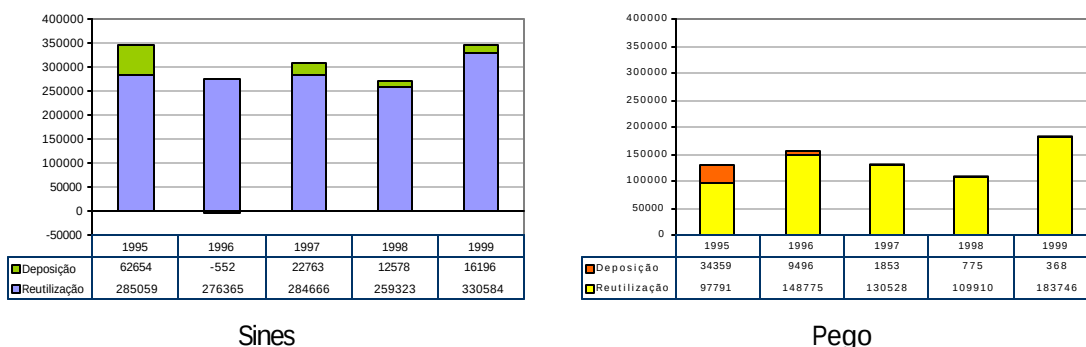


Figura 6.29 – Gestão de cinzas nas Centrais de Sines e do Pego (Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop)

A Tabela 6.30 apresenta a produção de escórias²² nas centrais do Grupo EDP e na Central do Pego. As escórias das Centrais da CPPE são depositadas no aterro controlado

²² Produtos residuais da queima do combustível, acumulados ou recolhidos nos cinzeiros das fornalhas

da Central de Sines, sendo as da Central do Pego depositadas no parque de cinzas e escórias da central.

Tabela 6.30 - Produção de escórias (t)

Instalação	1995	1996	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro*		19 290	42 643	100	116
Carregado		8	0	6	12
Sines	28 506	26 784	28 326	29 910	30 658
Pego	15 431	9 516	8 282	6 947	13 552
Total	43 937	55 598	79 251	36 963	44 338

* As cinzas volantes são contabilizadas juntamente com as escórias

Na Tabela 6.31 apresentam-se os valores de produção específica de cinzas (cinzas volantes e resíduos do sistema de tratamento de gases) e escórias na Central de Valorização Energética de Resíduos da Valorsul. Note-se, no entanto, que esta produção de resíduos não deve ser imputada exclusivamente ao sector eléctrico, na medida em que a Central da Valorsul se destina sobretudo à incineração de RSU, com aproveitamento energético.

Actualmente as cinzas e os resíduos do sistema de tratamento de gases são inertizados e enviados para célula própria no Aterro de Mato da Cruz, no concelho de Vila Franca de Xira. Após recuperação dos metais ferrosos na Central, as escórias são enviadas para o Aterro de Mato da Cruz. Em Abril de 2000, com a entrada em funcionamento da Instalação de Tratamento e Valorização de Escórias (ITVE), pretende-se promover a sua utilização como inertes na construção civil, obras públicas e eventual recuperação paisagística em pedreiras e minas, após recuperação de metais e maturação adequada.

Tabela 6.31 – Produção de cinzas e escórias na Valorsul

Resíduos	Produção específica (kg/t RSU*)	Destino final
Cinzas volantes e resíduos do STG	99.6	Aterro de Mato da Cruz
Escórias	161.4	

Fonte: Valorsul (2000)

*Calculada com base na quantidade enviada para aterro em Janeiro 2000 (5148 t de cinzas e 8342 t de escórias) e a quantidade de RSU incinerados nesse mês (51 679 t)

6.3.3.2. Resíduos Metálicos

A produção de resíduos metálicos nas centrais termoeléctricas (ver Tabela 6.32) resulta essencialmente de equipamento fora de uso (essencialmente condensadores e transformadores), de reparações e modificações efectuadas e de cabos metálicos (nús e isolados, de cobre, alumínio e aço). Os resíduos metálicos das centrais da CPPE são enviados na sua quase totalidade para reciclagem, sendo os da Central do Pego vendidos como sucata.

Tabela 6.32 - Produção de resíduos metálicos nos centros produtores (t)

	1996	1997	1998	1999
Centro de Produção Cávado-Lima	36	17	15	144
Centro de Produção Douro	0	0	0	20
Centro de Produção Tejo-Mondego	0	0	0	0
Tapada do Outeiro	14	5	94	0
Carregado	96	395	25	154
Barreiro	25	36	56	21
Setúbal	112	39	14	73
Sines	147	472	275	297
Pego	33	48	8	36
Total	463	1012	487	745

Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop, 2000

6.3.3.3. Óleos Usados e PCB's

O Grupo EDP efectua uma gestão diferenciada de óleos sem PCB's (óleos isolantes, hidráulicos e lubrificantes de base mineral, aqui designados por "óleos usados") e de óleos e equipamentos de transformação eléctrica com PCBs.

Na Tabela 6.33 apresenta-se a produção anual de óleos usados sem PCB's nos diferentes centros produtores. Neste grupo incluem-se os denominados óleos isolantes provenientes de equipamentos de transformação eléctrica (transformadores e condensadores) e os óleos hidráulicos e lubrificantes utilizados em sistemas mecânicos (turbinas, motores, etc.). Os óleos usados são entregues para reutilização a empresas licenciadas para o efeito, no âmbito da Portaria nº 240/92 de 25 de Março.

Tabela 6.33 - Produção de óleos usados sem PCB's (t)

	1995	1996	1997	1998	1999
Centro de Produção Cávado-Lima		10.99	0.47	5.60	22.81
Centro de Produção Douro		0	0	0	8.03
Centro de Produção Tejo-Mondego		8.6	16.34	32.59	10.49
Tapada do Outeiro		0.34	0.18	0	0
Carregado		1.72	11.4	2.8	11.45
Barreiro		9.63	2.41	2.75	5.8
Setúbal		84.62	5.12	97.35	182.52
Sines		112.83	17.51	20.14	121.13
Pego	23.00	44	31	32	53
Total	23.00	272.73	84.43	193.23	415.23

Fonte: Grupo EDP, 2000; Pegop, 2000

A EDP possui um inventário dos equipamentos contendo PCB e ainda dos equipamentos contaminados com PCB em concentrações superiores a 50 ppm de que é detentora. Os PCB's e equipamentos que os contêm têm vindo a ser eliminados com recurso a incineração em instalações licenciadas (fora do território nacional). A EDP estima que até Junho de 2000 eliminou, no seu todo, cerca de 75% do peso total dos equipamentos contendo PCB (transformadores e condensadores) (Grupo EDP, 2000). A Tabela 6.34 apresenta a quantidade de PCB's contidas em diversos equipamentos dos centros electroprodutores da CPPE (ver notas associadas à Tabela), e que são alvo de eliminação.

Tabela 6.34 - Eliminação de PCBs nos centros electroprodutores da CPPE (t)

		1995	1996	1997	1998	1999
Centro de Produção Cávado-Lima	peso total	-	-	-	-	-
	peso PCB	-	-	-	-	-
Centro de Produção Douro	peso total	-	-	-	-	-
	peso PCB	-	-	-	-	-
Centro de Produção Tejo-Mondego	peso total	1.88 ^a	2.89 ^b	-	-	-
	peso PCB	0.00	0.96	-	-	-
Tapada do Outeiro	peso total	-	-	-	-	-
	peso PCB	-	-	-	-	-
Carregado	peso total	-	-	2.24 ^b	-	21.71 ^c
	peso PCB	-	-	0.81	-	7.56
Barreiro	peso total	-	-	-	-	1.68 ^b
	peso PCB	-	-	-	-	0.46
Central de Setúbal	peso total	-	-	4.37 ^b	0.08 ^a	23.40 ^c
	peso PCB	-	-	1.31	0.00	7.22
Sines	peso total	-	-	6.77 ^d	-	-
	peso PCB	-	-	2.15	-	-

a – Resíduos sólidos; b – Transformadores; c – Transformadores, condensadores, resíduos sólidos e óleo transfor maior; d – Condensadores

6.3.3.4. Avaliação Global

Na Tabela 6.35 e na Figura 6.30 apresenta-se a estrutura da produção de resíduos industriais em Portugal em 1998, de acordo com informação do Plano Estratégico dos Resíduos Industriais (INR, 2000). Constatase o reduzido peso do sector energético para o total da produção de resíduos na indústria portuguesa (cerca de 2.3% do total), sendo, no entanto, o seu contributo para a produção total de resíduos perigosos mais elevado (15%).

Note-se que, de acordo com a informação apresentada nas secções anteriores, a produção de resíduos no sector eléctrico representa cerca de 88% do valor apresentado para a indústria da energia no referido Plano. Saliente-se, no entanto, que a comparação dos valores obtidos para o sector eléctrico com os dados apresentados no PERI, deve ser enquadrada pela análise dos pressupostos e metodologia subjacentes à elaboração daquele Plano.

Tabela 6.35 – Estrutura da produção de resíduos industriais em 1998

	Produção de Resíduos (t)		
	Banais	Perigosos	Total
Indústria Extractiva	3 499 136	6 414	3 505 550
Indústria Transformadora	16 290 857	205 793	16 496 650
Indústria Energética	444 263	39 645	483 908
Indústria da Construção	48 783	11 023	59 806
Total	20 283 039	262 875	20 545 914

Fonte: INR, 2000

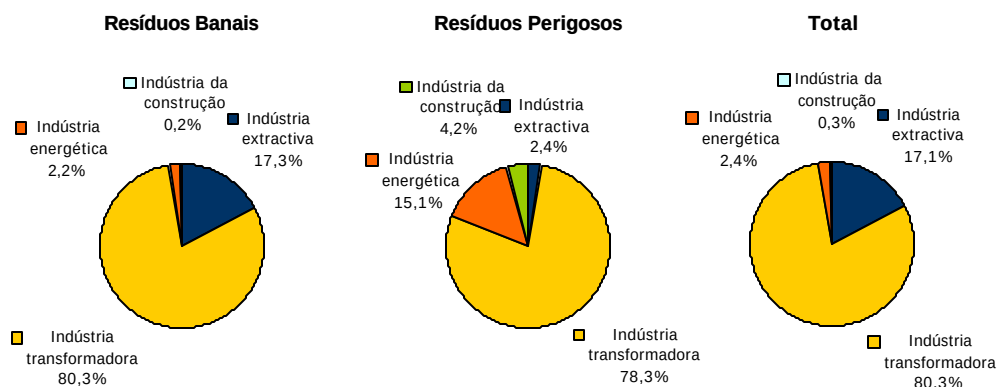


Figura 6.30 – Produção de resíduos industriais por sector de actividade (Fonte: INR, 2000)

6.3.4. FLUXOS HIDROLÓGICOS / POLUIÇÃO DA ÁGUA

6.3.4.1. Centrais Térmicas

A água consumida nas centrais térmicas é normalmente dividida em dois sistemas separados: a água utilizada para arrefecimento do vapor no condensador (água de refrigeração) e a designada utilização industrial, que se refere aos consumos nos circuitos de incêndio, em usos gerais e no processo industrial, após desmineralização.

A Tabela 6.36 sintetiza as origens e consumos de água para os diferentes usos nas centrais térmicas do SEP.

Tabela 6.36 - Consumo de água nas centrais térmicas do SEP (m³)

Instalação	Utilização da água	Origem	1995	1996	1997	1998	1999
Tapada do Outeiro (CPPE)	Industrial	Douro	82 192	91 243	181 640	34 020	73 140
	CAR	Douro	49 491 216	20 417 652	49 872 096	14 865 912	19 173 168
Carregado	Industrial	Tejo	467 016	184 857	136 660	378 851	494 901
	CAR	Tejo	267 415 200	52 840 944	46 011 888	310 489 920	521 726 400
Barreiro	Industrial	Furo	619 048	664 021	682 772	623 008	611 776
	CAR	Tejo	42 670 080	32 429 376	37 290 816	26 128 512	37 290 816
Setúbal	Industrial	Furo	1 115 953	665 000	794 339	863 350	996 903
	CAR	Sado	772 007 400	370 517 040	429 960 600	713 959 200	678 536 640
Sines	Industrial	Barragem	1 060 596	1 375 149	2 522 722	2 510 330	2 130 500
	CAR	Oceano	1185 588 000	1083 312 000	1078 992 000	1068 876 000	1143 262 800
	CAR	Tejo	8 628 000	11 050 000	10 399 000	7 610 000	11 725 000
Pego	Água restituída		3 619 000	6 000 000	4 986 000	3 293 000	5 418 000
	Água perdida por evaporação		5 009 000	5 050 000	5 413 000	4 317 000	6 307 000
Tapada do Outeiro (Turbogás)	CAR	Douro					334 000 000
	Água restituída	Douro					334 000 000

Fonte: EDP, 2000; Pegop, 2000; Portugén Energia, 2000.

Os sistemas de arrefecimento das centrais térmicas da EDP funcionam em circuito aberto, sendo o volume de água restituído ao meio igual ao volume extraído. O sistema de refrigeração da Central do Pego funciona em circuito fechado, sendo os consumos referentes às necessidades para compensação da água perdida por evaporação e para renovação periódica da água.

A água do sistema de refrigeração pode causar poluição térmica nos cursos de água receptores, tendo nomeadamente efeitos negativos na fauna aquática. Segundo o Grupo EDP, é efectuado um controlo permanente da temperatura à entrada e saída do

condensador principal do circuito de refrigeração, sendo o aumento de temperatura da água restituída inferior a 3°C. A Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro tem também em conta este diferencial, assegurando do mesmo modo que a temperatura da água do rio não ultrapasse os 28°C após a descarga.

A Central de Valorização Energética de Resíduos da Valorsul extrai água do rio Tejo, com um caudal máximo de 15.5 kt/hora para utilização no processo. A água restituída ao Tejo resultante do circuito de refrigeração provoca um aumento de temperatura da água na vizinhança do ponto de saída de 1.5 a 2.0 °C.

A água do circuito de arrefecimento da maioria das centrais da EDP²³ é clorada para prevenir o desenvolvimento de microorganismos. Apesar das concentrações de cloro serem usualmente baixas (abaixo do limite de detecção), não causando, em princípio, efeitos significativos no meio receptor, não se deverá negligenciar o grande volume de água produzido e descarregado.

Os efluentes líquidos das centrais térmicas (esgotos da instalação, águas pluviais, etc.) são tratados em instalações de tratamento de águas residuais por forma a garantir o cumprimento da legislação sobre rejeição de águas residuais industriais. É efectuada uma monitorização em contínuo dos seguintes parâmetros: pH, temperatura, condutividade, turvação, oxigénio dissolvido, óleos e gorduras.

Adicionalmente, são também analisadas amostras compostas recolhidas em campanhas de 5 dias consecutivos em cada mês, para efeitos de cumprimento dos requisitos das respectivas licenças de descarga de águas residuais. Para estas amostras são analisados um total de 33 parâmetros (constantes do Anexo XVIII do DL nº 236/98 ou das licenças de descarga). Na Tabela 6.37 apresentam-se os valores médios anuais dos parâmetros mais relevantes.

Tabela 6.37 – Efluentes líquidos das centrais térmicas da CPPE (valores médios anuais em amostras compostas de 5 dias)

Central Térmica	Parâmetro	VLE ^a	Valores Médios Anuais		
			1997	1998	1999
Sines	SST (mg/l)	60	8.4000	8.6000	12.2000
	Ferro total (mg/l)	2	0.0480	0.2953	0.0760
	Cobre total (mg/l)	1	0.0090	0.0030	0.0070
	Zinco (mg/l)	(não existe)	0.0210	0.0210	0.0310
	Níquel total (mg/l)	2	0.0180	0.0070	0.0301
	Vanádio (mg/l)	(não existe)	0.2040	0.2970	0.0540
	Crómio total (mg/l)	2	0.0040	0.0060	0.0050
	Óleos e gorduras (mg/l)	15	0.4200	0.1800	0.1500
	Hidrocarbonetos (mg/l)	10			
Barreiro	SST (mg/l)	60	8.3714	5.8113	9.6571
	Ferro total (mg/l)	2	0.1985	0.2963	1.5390
	Cobre total (mg/l)	1	0.0133	0.0123	0.0087
	Zinco (mg/l)	(não existe)	0.1197	0.0952	0.0723
	Níquel total (mg/l)	2	0.0188	0.0401	0.2531
	Vanádio (mg/l)	(não existe)	0.0947	0.2890	0.9226
	Crómio total (mg/l)	2	0.0056	0.0057	0.0081
	Óleos e gorduras (mg/l)	15	1.1448	0.6198	0.7371
	Hidrocarbonetos (mg/l)	10	0.6020	0.3431	0.4077
Carregado	SST (mg/l)	60	18.2000	48.9000	ITEL em construção
	Ferro total (mg/l)	2	0.1700	0.7200	
	Cobre total (mg/l)	1	0.0080	0.0110	
	Zinco (mg/l)	(não existe)	0.0142	0.0230	
	Níquel total (mg/l)	2	0.0079	0.0060	
	Vanádio (mg/l)	(não existe)	0.0561	0.0380	
	Crómio total (mg/l)	2	0.0010	0.0030	
	Óleos e gorduras (mg/l)	15	0.2300	0.2300	
	Hidrocarbonetos (mg/l)	10	0.1200	0.1300	
Setúbal	SST (mg/l)	60	14.2586	17.9815	28.7478
	Ferro total (mg/l)	2	0.6817	1.1236	3.0088
	Cobre total (mg/l)	1	0.0237	0.0120	0.0296
	Zinco (mg/l)	(não existe)	0.0726	0.0770	0.2013
	Níquel total (mg/l)	2	0.1356	0.1753	0.7132
	Vanádio (mg/l)	(não existe)	0.3354	0.6529	4.4918
	Crómio total (mg/l)	2	0.0031	0.0070	0.0081
	Óleos e gorduras (mg/l)	15	0.7263	0.8755	0.5209
	Hidrocarbonetos (mg/l)	10	0.2669	0.4100	0.2500

^a – VLE: Valor Limite de Emissão, entendido como média mensal, definida como média aritmética das médias diárias referentes aos dias de laboração de um mês, que não deve ser excedido.

Fonte: EDP, 2000

6.3.4.2. Aproveitamentos Hidroelétricos

O represamento da água nas barragens, e o controlo de caudais associado ao funcionamento dos aproveitamentos hidroelétricos, tem impactes positivos, contribuindo

²³ Exceptua-se a central do Carregado, onde se utiliza o sistema Taproge, baseado num processo mecânico de remoção do filme de biomassa.

para a regularização de caudais e mitigação dos efeitos de situações de cheia e de estiagem. No entanto, esta regularização também tem impactes negativos nos ecossistemas aquáticos a jusante, sobretudo se não forem garantidos caudais ecológicos que salvaguardem a sobrevivência das espécies.

Dos aproveitamentos hidroeléctricos da CPPE, apenas em quatro (Alto Lindoso, Touvedo, Alto Rabagão e Vilarinho das Furnas) é referida a “obrigatoriedade de manutenção de um caudal ecológico a jusante para fins ambientais”.

Tal como se referiu anteriormente, o represamento da água numa barragem provoca também impactes na qualidade da água devidos à diminuição do oxigénio dissolvido e ao enriquecimento em nutrientes, sobretudo quando existem importantes fontes de poluição (pontuais ou difusas) na bacia de drenagem das albufeiras. Se bem que estes impactes sejam originalmente provocados pelo inadequado tratamento de efluentes domésticos e industriais e/ou por práticas agrícolas desajustadas, os seus efeitos são potenciados pela existência da barragem. Quando não se procedeu à desmatação prévia da área a inundar, a degradação da matéria orgânica submersa também contribui para a degradação da qualidade da água e para a ocorrência de fenómenos de eutrofização.

Na Tabela 6.39 apresenta-se uma síntese da evolução da qualidade da água nas albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos do SEP. A classificação apresentada baseia-se numa metodologia desenvolvida pelo INAG (Instituto da Água) para classificação da qualidade da água para usos múltiplos, que considera as seguintes classes (Tabela 6.38):

Tabela 6.38 – Classes de qualidade da água (INAG)

	Classe A Sem poluição	Águas consideradas como isentas de poluição, aptas a satisfazer potencialmente as utilizações mais exigentes em termos de qualidade.
	Classe B Fracamente poluído	Águas com qualidade ligeiramente inferior à classe A, mas podendo também satisfazer potencialmente todas as utilizações.
	Classe C Poluído	Águas com qualidade “aceitável”, suficiente para irrigação, para usos industriais e produção de água potável após tratamento rigoroso. Permite a existência de vida piscícola (espécies menos exigentes) mas com reprodução aleatória; apta para recreio sem contacto directo.
	Classe D Muito poluído	Águas com qualidade “mediocre”, apenas potencialmente aptas para irrigação, arrefecimento e navegação. A vida piscícola pode subsistir, mas de forma aleatória.
	Classe E Extremamente poluído	Águas ultrapassando o valor máximo da classe D para um ou mais parâmetros. São consideradas como inadequadas para a maioria dos usos e podem ser uma ameaça para a saúde pública e ambiental.

A determinação da classe a atribuir em cada caso é efectuada com base na determinação de um conjunto de parâmetros da qualidade da água (a tabela de classificação pode ser consultada em http://snirh.inag.pt/dados_sintese/qual_ag_anual/classificacao.html).

Da análise da Tabela 6.39 verifica-se que as albufeiras do Douro são as que apresentam maiores problemas de qualidade da água, existindo, no entanto pouca informação relativamente às albufeiras do sistema Tejo-Mondego. Na referida Tabela também se apresenta uma síntese da informação existente sobre o estado trófico²⁴ das albufeiras, bem como a sua classificação relativamente à utilização para fins secundários²⁵.

Tabela 6.39 – Qualidade da água nas albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos do SEP

Aproveitamento		Qualidade da água					Estado trófico	Classificação para usos secundários
		1995	1996	1997	1998	1999		
Cávado-Lima	Alto-Lindoso						Mesotrófico	Condicionada
	Touvedo							
	Alto Rabagão							Utilização livre
	Vila Nova/Venda Nova							Utilização livre
	Vila Nova / Paradela							Protegida
	Salamonde						Mesotrófico (ocas. oligo.)	Protegida
	Vilarinho das Furnas							Protegida
Douro	Cançada						Mesotrófico	Protegida
	Miranda						Eutrófico/hipereutrófico	Condicionada
	Picote						Mesotrófico (ocas. eutr. e hiper)	Condicionada
	Bemposta						Meso/eutrófico (ocas. hiper)	
	Pocinho						Eutrófico/hipertrófico	Utilização livre
	Valeira							Utilização livre
	Vilar-Tabuaço							Protegida
	Régua							Utilização livre
	Carrapateiro							Utilização livre
	Torrão							
Tejo-Mondego	Crestuma -Lever						Eutrófico (ocas. meso e hiper)	Utilização livre
	Caldeirão							
	Agueira						Eutrófico (ocas. meso e hiper)	Protegida
	Raiva							Protegida
	Cabril							Protegida
	Bouça							Utilização limitada
	Castelo de Bode							
	Pracana							Protegida
	Fratel							Utilização limitada

Fonte: INAG/SNIRH, 2000 (<http://snirh.inag.pt>)

²⁴ Os sintomas da ocorrência de eutrofização são os aumentos dos níveis de nutrientes e da produção de algas, redução da transparência da água e o desaparecimento do oxigénio nas águas mais profundas. A consequente degradação da qualidade da água inviabiliza a utilização destas albufeiras para determinados usos. O conceito de estado trófico de uma massa de água engloba, não só as concentrações de nutrientes (avaliadas neste caso pelo fósforo total), mas também a sua produtividade (clorofila-a), variando de ultra-oligotrófico a hiper-eutrófico

²⁵ As albufeiras de águas públicas são classificadas, pelo Decreto-Regulamentar Nº 2/88 de acordo com as características do local em que se inserem e dos usos primários já existentes, em quatro classes: Protegidas; Utilização Limitada; Utilização Livre e Condicionada.

6.3.5. DEGRADAÇÃO DE SOLO / PERDA DE BIODIVERSIDADE

6.3.5.1. Ocupação de Solo e Destruição de Ecossistemas

A implementação de grandes aproveitamentos hidroeléctricos, com a consequente inundação de áreas, tem impactes ambientais significativos em termos de ocupação de solo e perda de biodiversidade. A avaliação da significância destes impactes requer a análise pormenorizada dos ecossistemas afectados (no caso da biodiversidade) e do tipo de solo inundado (perda de solo), o que não se justifica no âmbito do presente trabalho. Assim, tomou-se como indicador aproximado destes impactes a área ocupada²⁶ por unidade de electricidade produzida, o que equivale ao cálculo de um factor específico de intensidade de ocupação de solo.

De acordo com a informação apresentada na Tabela 6.21, os aproveitamentos hidroeléctricos do SEP provocaram a inundação de uma área total de 21 855 ha, o que num ano de produtividade hidroeléctrica média (1998) corresponde à ocupação de 1.9 ha por GWh²⁷. Na Figura 6.31 apresentam-se os valores específicos de ocupação de solo para os aproveitamentos hidroeléctricos do SEP.

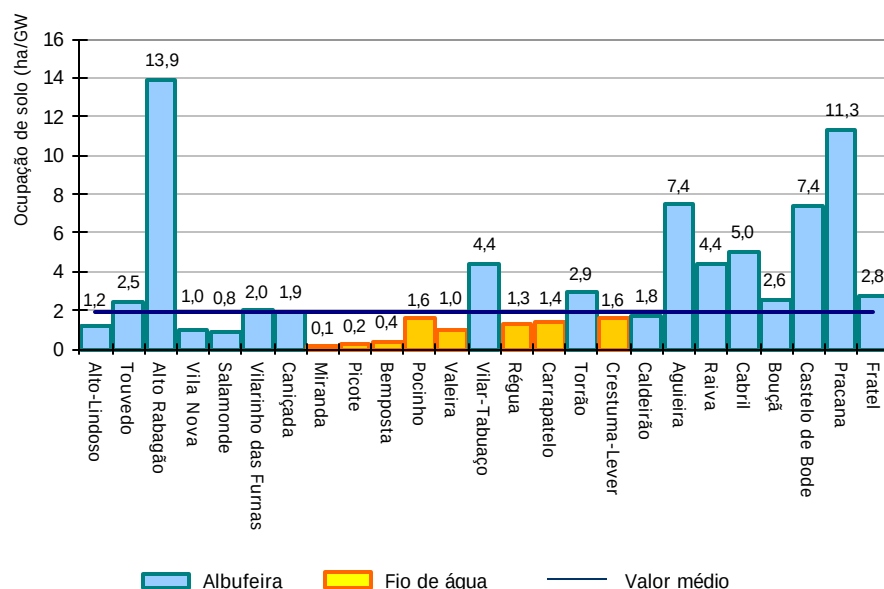


Figura 6.31 – Ocupação de solo nos grandes aproveitamentos hidroeléctricos (ha/GWh)

²⁶ Área ocupada pelo espelho de água

²⁷ O valor médio corresponde à relação entre a área total inundada e a produção total

Verifica-se que existe uma imensa variabilidade na intensidade de ocupação de solo (e na magnitude dos impactes ambientais associados) entre os diversos aproveitamentos, o que resulta das diferentes características dos locais de implantação, tais como a topografia, morfologia do leito, afluências, etc. Note-se, no entanto, que o indicador adoptado não traduz os benefícios que um aproveitamento pode trazer para a cascata em que se encontra inserido, como é o caso do aproveitamento de Alto Rabagão.

É interessante referir que o aproveitamento de Alqueva irá inundar uma área total de 25000 ha (superior à soma das áreas alagadas de todos os aproveitamentos da CPPE), estando prevista uma produção anual de 350 GWh. O valor de intensidade de ocupação do solo para este aproveitamento será assim de cerca de 71.4 ha/GWh, ou seja, cerca de 30 vezes superior ao valor médio e 5 vezes superior ao aproveitamento com maior ocupação (Alto Rabagão). Note-se, no entanto, que o aproveitamento de Alqueva é um aproveitamento com fins múltiplos, não devendo por isso os seus impactes ambientais ser afectos exclusivamente à energia eléctrica.

A instalação de parques eólicos também requer a ocupação de áreas significativas, sendo este aspecto (conjuntamente com o ruído e com a intrusão visual) um dos impactes ambientais mais importantes desta forma de produção de electricidade. Na Figura 6.32 apresentam-se os valores específicos de ocupação de solo para os parques eólicos da ENERNOVA.

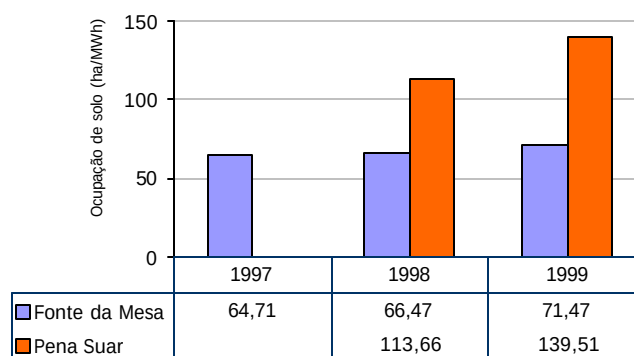


Figura 6.32 – Ocupação de solo nos parques eólicos da ENERNOVA (ha/MWh)

Da comparação das Figuras 6.31 e 6.32 verifica-se que a energia eólica, em Portugal, é bastante mais “área intensiva” do que a hidroeléctrica. Note-se, no entanto, que o tipo de ocupação é completamente diferente. Enquanto que no caso das hidroeléctricas a ocupação corresponde à inundação de áreas, com a consequente destruição de ecossistemas e perda da possibilidade de utilização do solo (embora se criem outras potencialidades de uso), no caso da energia eólica, a ocupação não é tão “radical”, não havendo a destruição do solo e dos ecossistemas afectados, e continuando a existir a possibilidade de manutenção de alguns dos usos anteriores. Acresce que, no caso da energia eólica, o grau de reversibilidade dos impactes também é muito maior.

6.3.5.2. Perturbação de Espécies

A instalação de aproveitamentos hidroeléctricos também causa perturbações significativas nas espécies piscícolas (ictiofauna), devido à obstrução que as estruturas (barragens) constituem para a passagem dos indivíduos, tendo assim impactes negativos, sobretudo nas espécies migratórias. A construção de passagens para peixes constitui uma medida normalmente adoptada para minimizar este impacte. No entanto, a sua eficácia está fortemente dependente, por um lado, da concepção adequada dos dispositivos, e por outro das condições de funcionamento em cada caso particular.

Na Figura 6.33 apresentam-se exemplos de dispositivos para passagem de peixes instalados em mini-hídricas portuguesas, classificados de acordo com a adequação da sua concepção e considerando as suas condições de funcionamento.

Na Tabela 6.40 e na Figura 6.34 apresentam-se os resultados de um levantamento efectuado às condições de funcionamento das passagens para peixes num conjunto de mini-hídricas (Ferreira *et al*, 2000). Verifica-se que numa larga percentagem de casos as passagens para peixes estão inoperacionais ou em condições inaceitáveis de funcionamento.



Vale Soeiro (muito boa)



Ponte Nova (má)



Gumei (boa)



Paredes (média)

Figura 6.33 – Exemplos de passagens para peixes instaladas em mini-hídricas (Fotos de Ricardo Diogo)

Tabela 6.40– Condições de funcionamento das passagens para peixes nas mini-hídricas

Aproveitamento	Bacia Hidrográfica	Curso de água	Apreciação global do funcionamento
Paus	Minho	Coura	condições inaceitáveis
Rendufe	Lima	Mestre	condições inaceitáveis
Ponte do Bico	Cávado	Cávado	condições aceitáveis
Nunes	Douro	Tuela	boas condições
Torga	Douro	Tuela	condições aceitáveis
Casal	Douro	Peio	condições inaceitáveis
Vale Soeiro	Douro	Paiva	condições aceitáveis
Senhora do Salto	Douro	Sousa	condições inaceitáveis
Ponte Nova	Douro	Távora	condições inaceitáveis
Ucanha-Gouveias	Douro	Varosa	boas condições
Fráguas	Douro	Paiva	condições aceitáveis
Terragido	Douro	Corgo	-
Seixinhos	Douro	Louredo	-
Bragadas	Douro	Beça	em construção
Ponte Fagilde	Mondego	Dão	-
Talhadas	Vouga	Alfusqueiro	inoperacional
Paredes	Vouga	Varoso	condições inaceitáveis
Bertelhe	Vouga	Vouga	em construção
Valgode	Vouga	Vouga	em construção
Cercosa	Vouga	Alfusqueiro	condições inaceitáveis
São Pedro Sul	Vouga	Alfusqueiro	boas condições
Ribafeita	Vouga	Vouga	inoperacional
Soutinho	Vouga	Águeda	condições inaceitáveis
Janeiro de Cima	Tejo	Zêzere	boas condições

Fonte: Ferreira *et al*, 2000

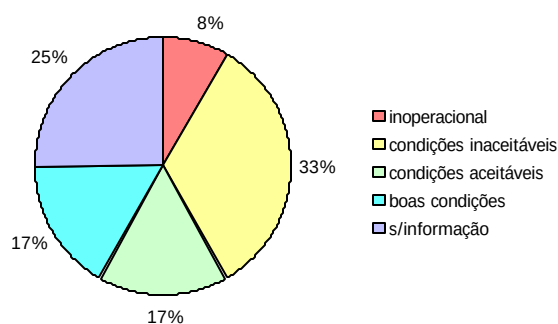


Figura 6.34– Condições de funcionamento dos dispositivos para passagem de peixes em mini-hídricas (Fonte: Ferreira *et al*, 2000)

6.3.6. INCIDENTES AMBIENTAIS OCORRIDOS NOS CENTROS DE PRODUÇÃO

A ocorrência de situações acidentais nas actividades de produção de electricidade também pode provocar danos ambientais importantes. Estes impactes, se bem que de

natureza esporádica, podem-se revestir de uma elevada significância, consoante a magnitude dos danos causados.

Nos últimos anos ocorreram os seguintes incidentes nas centrais da CPPE (Grupo EDP, 2000):

Central Térmica do Carregado

- 20.07.1998 (Ocr 127) – Reclamação da Sociedade Agrícola do Faiel – reconhecido por aquela sociedade que a reclamação não tinha fundamento;
- 07.02.1999 (Ocr. 25) – Derrame de 200 l de fuelóleo no rio Tejo por rotura na mangueira de descarga do batelão. O fuelóleo foi removido, recorrendo a um barco e equipamento adequado para este tipo de limpeza. Actualmente são utilizadas mangueiras de descarga certificadas anualmente.

Central Térmica do Barreiro

- 13.03.1997 (Ocr. 12), 27.06.1998 (Ocr. 54), 14.08.1999 (Ocr. 37) – Reclamações da população residente na vizinhança da Central por prejuízos causados em viaturas e roupas, com origem em episódios de emissão de partículas na sequência de arranques dos grupos. Foi efectuada uma análise dos casos apresentados e accionado o seguro de cobertura de danos, quando se apurou a responsabilidade da Central.

Central Térmica de Setúbal

- 21.12.1998 (Ocr. 166) – Derrame de fuelóleo no cais de descarga e no rio Sado, devido a rotura da mangueira de descarga do navio PANAREA. A parte derramada no rio foi retida no espaço compreendido entre o cais e o navio, através de barreiras flutuantes, tendo sido retirado da água por um processo de aspiração. Actualmente são utilizadas durante a descarga mangueiras para retenção do fuelóleo, certificadas por testes periódicos. Foram melhorados os aspectos operacionais da operação de manobra de recepção e colocados painéis de borracha entre as defesas e o cais com vista à eliminação de eventuais derrames.

A EDP desenvolveu um conjunto de medidas de resposta a situações de emergência de aplicação genérica, dirigidas para as emissões e efluentes e para a ocorrência de derrames. No caso das ocorrências de poluição por emissões e efluentes aplica-se o “Procedimento – Plano de Emergência e Capacidade de Resposta” do Sistema de Gestão Ambiental da Direcção de Produção Térmica. No caso da ocorrência de derrames acciona-se o “Procedimento – Controlo de Derrames de Fuelóleo Durante a Descarga” do Manual de Procedimentos Operacionais do Sistema de Gestão Ambiental da respectiva Central.

6.4. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Os principais impactes ambientais das actividades de transporte e distribuição de electricidade relacionam-se com a utilização de materiais tóxicos nos equipamentos (nomeadamente PCB's e SF₆) e os efeitos em termos de ocupação de solo, perda de biodiversidade, intrusão visual e ruído associados à instalação de linhas aéreas. Os eventuais efeitos nocivos na saúde humana associados aos campos electromagnéticos também constituem um impacte ambiental relevante desta actividade.

Nesta secção apresenta-se uma síntese dos principais equipamentos utilizados nas redes de transporte e distribuição de electricidade e a caracterização dos principais impactes ambientais associados.

6.4.1. CARACTERIZAÇÃO DO EQUIPAMENTO

As classes de tensão utilizadas nas actividades de transporte e distribuição são as definidas pelo Decreto-Lei nº 182/95 que se apresentam na Tabela 6.41.

Tabela 6.41- Classes de tensão e voltagens associadas

Classe	Voltagens admitidas (kV)	Voltagens utilizadas (kV)
MAT – Muito Alta Tensão	> 110	150, 220, 400
AT – Alta Tensão	> 45; ≤ 110	60
MT – Média Tensão	> 1; ≤ 45	40, 30, 15, 10, 6, 5, 4
BT – Baixa Tensão	≤ 1	≤ 1 (400 e 230 V)

Fonte: Grupo EDP (2000)

Nas Tabelas 6.42 e 6.43 apresenta-se a síntese do equipamento existente e extensão de cabos subterrâneos e linhas aéreas das redes de transporte e distribuição de electricidade, respectivamente.

Tabela 6.42 - Equipamentos utilizados na rede de transporte

	1995	1996	1997	1998	1999
Transformadores principais (nº unidades)	116	122	123	125	125
Transformadores serviços auxiliares (nº unid.)	76	80	83	83	83
Subestações (nº unidades)	41	43	43	43	44
Postos de corte (nº unidades)	3	3	4	4	4
Extensão de cabos subterrâneos MAT (km)	0	5	4	7	15
Extensão de linhas aéreas MAT (km)	5716	5681	5927	5982	5976

Fonte: EDP (2000)

Tabela 6.43 - Equipamentos utilizados na rede de distribuição

	1995	1996	1997	1998	1999
Subestações (nº unidades)	349	340	348	358	365
MAT/MAT	-	0	0	0	-
MAT/AT	-	0	0	0	-
MAT/MT	-	2	2	2	-
AT/MT	-	261	270	280	-
MT/MT	-	76	75	75	-
MAT/AT/MT	-	1	1	1	-
Transformadores de subestação (nº unidades)	617	618	631	642	645
MAT/MAT	-	1	1	1	-
MAT/AT	-	0	0	0	-
MAT/MT	-	4	4	4	-
AT/MT	-	504	518	530	-
MT/MT	-	107	106	105	-
MAT/AT/MT	-	2	2	2	-
Extensão de linhas aéreas (km)	137 392	140 838	143 203	145 695	148 308
AT	6 138	6 413	6 528	6 613	6 773
MT	46 631	47 520	48 267	48 738	49 515
BT	84 623	86 905	88 408	90 344	92 020
Postes de betão (nº de unidades)	-	160 291	160 244	-	-
AT	-	12 408	12 879	-	-
MT	-	147 883	147 365	-	-
BT	-	0	0	-	-
Extensão de cabos subterrâneos (km)	26 882	28 329	29 754	31 414	33 028
AT	306	307	325	358	357
MT	8 167	8 539	8 895	9 325	9 778
BT	18 409	19 483	20 534	21 731	22 893
Postos de transformação (nº unidades)	-	41 871	43 264	44 638	-
30 kV	-	10 243	10 493	10 737	-
15 kV	-	26 964	27 989	28 941	-
10 kV	-	4 427	4 573	4 756	-
6 kV	-	211	193	189	-
5 kV	-	26	16	15	-
Transformadores - postos transformação (nº unidades)	-	9 558	9 814	-	-
30 kV	-	3 488	3 580	-	-
15 kV	-	1 098	1 106	-	-
10 kV	-	4 807	4 959	-	-
6 kV	-	165	169	-	-

Fonte: EDP (2000); ERSE (1999)

6.5. IMPACTES AMBIENTAIS DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE

6.5.1. OCUPAÇÃO DE SOLO

A instalação de linhas aéreas de transporte de electricidade implica o condicionamento do uso do solo na sua área de influência. Ao longo de toda a extensão das linhas aéreas de transporte de electricidade são definidos corredores, com larguras dependentes da tensão, no interior dos quais não podem existir construções ou ser desenvolvidas actividades que violem as distâncias prescritas na legislação (Regulamento de Segurança de Linhas).

Na Tabela 6.44 apresenta-se uma avaliação da área total de restrição para as diferentes classes de tensão. Verifica-se que a actividade de transporte de electricidade é responsável pelo condicionamento do uso do solo numa área total de 28770 ha.

Tabela 6.44 – Áreas afectadas pelas linhas aéreas de transporte de electricidade

Linha	Extensão da linha (km)	Largura do corredor (m)	Área total de restrição (ha)
150 kV	2391	45	10670
220 kV	2357	45	10607
400 kV	1234	60	7404
Total	5982		28770

Fonte: Grupo EDP, 2000

6.5.2. ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

O SF₆ (hexafluoreto de enxofre) é um poderoso gás de efeito de estufa utilizado nas actividades de transporte e distribuição de electricidade como isolante em certos disjuntores e em subestações blindadas, devido às suas propriedades dieléctricas. Na Tabela 6.45 apresentam-se as quantidades de SF₆ utilizadas nos diversos equipamentos da rede de transporte. Não existe informação relativamente às quantidades de SF₆ utilizadas na distribuição, estando presentemente a EDP Distribuição a realizar o respectivo inventário.

Tabela 6.45 - Utilização de SF₆ na actividade de transporte de electricidade (kg)

	1990	1995	1998	1999
Disjuntores 400 kV	2218	2764	2845	2845
Disjuntores 220 kV	3287	4186	4671	4625
Disjuntores 150 kV	544	866	1192	1249
Disjuntores 60 kV	0	187	358	370
Disjuntores 30 kV	10	10	10	10
Subestações blindadas	0	5100	5710	5950

Fonte: Grupo EDP, 2000

A detecção de eventuais fugas de SF₆ é efectuada através do alarme de baixa pressão deste gás, facto que determina intervenção imediata por questões de segurança, além do subsequente bloqueio dos órgãos de corte que o utilizam como isolante.

6.5.3. RESÍDUOS

Na Tabela 6.46 apresentam-se os diversos tipos de resíduos produzidos nas actividades de transporte e distribuição.

Os resíduos metálicos produzidos resultam de equipamento fora de uso (condensadores e transformadores) e cabos metálicos (nus e isolados, de cobre, alumínio e aço), que são enviados, na sua quase totalidade, para reciclagem.

As lâmpadas usadas na rede de transporte são essencialmente fluorescentes tubulares utilizadas na iluminação de edifícios administrativos e subestações de MAT. Na distribuição, estes resíduos são constituídos essencialmente por lâmpadas de bolbo com vapor de mercúrio e vapor de sódio utilizadas na rede de iluminação pública, cuja manutenção a EDP tem a seu cargo, no âmbito da actividade de distribuição de electricidade. O processo de identificação de esquemas de eliminação que se revelem mais eficientes do ponto de vista económico e ambiental encontra-se em reformulação no Grupo EDP.

À semelhança da actividade de produção, os óleos usados sem PCBs gerados nas actividades de transporte e distribuição incluem óleos isolantes provenientes de equipamentos de transformação eléctrica (transformadores e condensadores) e óleos lubrificantes utilizados em sistemas mecânicos (motores, etc.). Estes resíduos são enviados para reutilização em empresas licenciadas.

O Grupo EDP adopta uma estratégia de gestão de resíduos com PCB's no transporte e distribuição de electricidade idêntica à descrita anteriormente para a actividade de produção (ver secção 6.3.3.3).

Tabela 6.46 - Resíduos produzidos nas actividades de transporte e distribuição de electricidade (t)

		1995	1996	1997	1998	1999
Transporte	Óleos usados (sem PCBs)		37.5	120.5	99.2	79.0
	Equipamento com PCB					
	Peso total		-	-	-	10.1(a)
	Peso PCB					2.29
	Resíduos metálicos		382	408	89	(b)
Distribuição	Lâmpadas usadas		0.07	0.09	0.04	(b)
	Óleos usados (sem PCBs)		168.4	121.4	61.7	187.3
	Equipamento com PCB					
	Peso total	22.23	8.78	12.1	24.1	3.21
	Peso PCB	4.1	1.5	2.36	5.72	0.6
	Resíduos metálicos		6693	3245	1819	2712
	Postes de betão		16086	10242	5309	2943
	Lâmpadas usadas		26.24	16.63	14.7	5.35

Grupo EDP (2000)

(a) Condensadores, resíduos sólidos e óleo de transformador

(b) Resíduos temporariamente armazenados e a eliminar durante o ano 2000

Os postes de betão da rede de distribuição são utilizados como suporte das linhas aéreas de MT e AT, sendo constituídos por betão com armação interna de varão metálico. Cerca de 80% dos postes de betão usados gerados anualmente estão a ser armazenados pela EDP Distribuição e serão em breve objecto de um programa de eliminação/valorização.

6.5.4. CONTAMINAÇÃO DE ÁGUAS SUPERFICIAIS E SUBTERRÂNEAS

A EDP assegura a realização de inspecções semanais para a detecção de eventuais fugas de óleos isolantes de transformadores de potência, de medição, de aparelhagem de corte, entre outros equipamentos. A generalidade dos transformadores de potência dispõe de bacias de recolha de óleos derramados, individuais ou colectivas.

São também efectuadas inspecções semanais às baterias de condensadores contendo óleo isolante com PCBs que ainda estão em serviço, assim como a certas unidades e objectos em armazém contaminados com PCBs.

A possibilidade de fugas do fluído isolante dos cabos subterrâneos na rede de distribuição tem vindo a diminuir, já que deixaram de ser adquiridos há cerca de 10 anos cabos com

isolante a papel-óleo, restando apenas uma pequena fracção que tem vindo a ser progressivamente retirada de serviço. Actualmente a maioria dos cabos são isolados a polietileno em diferentes formas. O isolamento é feito com um produto oleoso não migrante, o que reduz as possibilidades de derrames nos terrenos circundantes.

6.5.5. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Nos projectos das linhas de MAT são calculados os valores de campo eléctrico e magnético gerados, os quais mesmo nas condições mais desfavoráveis, são inferiores aos recomendados pelo ICNIRP (Comissão Internacional de Protecção de Radiações Não Ionizantes). A mais recente recomendação da Comissão Europeia sobre este assunto (1999/519/CEE de 12 de Julho), está em plena conformidade com os valores propostos pelo ICNIRP (Grupo EDP, 2000).

Sempre que há reclamações do público relativamente ao eventual nível excessivo de campos eléctrico e magnético num determinado local, são efectuadas medições do valor de campo. Verifica-se que os valores obtidos são sempre inferiores aos das recomendações. Têm sido efectuadas medições em todos os níveis de tensão da RNT.

Complementarmente, a REN encomendou à LABELEC a medição sistemática dos valores do campo electromagnético de todas as linhas em serviço, e nas subestações tipo de cada nível de tensão.

A EDP Distribuição não procede, por rotina, a medições de campos eléctricos e magnéticos, associados à sua rede de distribuição, apenas o fazendo quando necessário.

6.5.6. Ruído

Na fase de projecto das linhas de MAT é calculado o nível máximo de ruído gerado para as condições de isolamento adoptadas, sendo sempre inferior aos estipulados na legislação sobre ruído. Pontualmente existem reclamações devido ao ruído nas linhas aéreas em exploração na rede de transporte, sendo na maioria das vezes devido à acumulação de poeiras nos isoladores o que é resolvido por lavagem dos mesmos. Mais raramente verificam-se reclamações devido ao ruído provocado pelo vento nas estruturas

metálicas, sendo efectuadas medições do nível de ruído de modo a calcular a atenuação necessária e implementar medidas adequadas.

A EDP distribuição não efectua medições de rotina ao ruído, embora algumas medições pontuais tenham sido realizadas em subestações, não se detectando níveis de ruído perturbadores das actividades circundantes (Grupo EDP, 2000).

6.5.7. IMPACTES DAS LINHAS AÉREAS NA AVIFAUNA

As linhas aéreas de transporte e distribuição de electricidade representam um risco para a avifauna devido à possibilidade de colisão das aves com as estruturas. De modo a minimizar o risco de colisão de aves com as linhas aéreas, são instalados na rede de transporte *diverters* – dispositivos helicoidais que se instalam nos condutores, cujo volume possibilita que as aves vejam a presença do obstáculo e evitem a colisão.

Em Março de 1997 encontravam-se instalados nos postes da rede de transporte um total de 433 plataformas de nidificação e 140 dispositivos dissuasores. Nessa data, foram recenseados nessas estruturas 316 ninhos, 70 dos quais em plataformas de nidificação. Nos últimos anos verificou-se uma diminuição significativa do número de incidentes causados por cegonhas nas linhas da rede de transporte (EDP, 1999).

Nos últimos 5 anos a REN instalou cerca de 1500 dispositivos dissuasores em cerca de duas dezenas de vãos, em linhas em exploração e construídas (Grupo EDP, 2000), o que demonstra o esforço que tem vindo a ser realizado, relativamente à situação em 1997. Nas linhas aéreas da rede de distribuição também têm vindo a ser instalados dispositivos do tipo “espanta pássaros”, elevando-se o seu número a algumas centenas (Grupo EDP, 2000).

A cegonha branca (*Ciconia ciconia*) é uma espécie que demonstra uma preferência crescente pela nidificação em postes metálicos das redes de transporte e distribuição de electricidade. A localização destes ninhos interfere frequentemente com o funcionamento das linhas, causando disparos que resultam na sua indisponibilidade temporária e em eventuais cortes no abastecimento de energia eléctrica (EDP, 1999).

Em locais frequentados por cegonhas, a REN utiliza dispositivos dissuasores de nidificação nas zonas dos postes propícias a originar incidentes, colocando plataformas de nidificação em outras zonas dos postes em que esse risco é reduzido. Cerca de 300 postes foram abrangidos por esta medida (Grupo EDP, 2000).

No sentido de minorar os perigos de electrocussão das aves e facilitar o atravessamento de zonas sensíveis (Parques, Reservas e ZPE's – zonas de protecção especial) pelas linhas aéreas de transporte e distribuição, está em estudo um protocolo envolvendo a EDP, o ICN (Instituto de Conservação da Natureza) e as Direcções das Áreas Protegidas para o estudo e procura de soluções sobre esta matéria.

6.5.8. CRITÉRIOS PARA LOCALIZAÇÃO DE NOVAS LINHAS

A selecção de corredores para a implantação de uma nova linha da rede de transporte que interligue duas instalações já existentes compreende os seguintes passos (Grupo EDP, 2000):

1. Definição da área de estudo, com o comprimento correspondente à distância entre as duas instalações e com uma largura de cerca de 4 km;
2. Identificação das condicionantes ambientais: zonas protegidas e ecossistemas sensíveis, nomeadamente corredores migratórios e zonas de nidificação de avifauna, de património histórico e arqueológico etc., podendo verificar-se a necessidade de alargamento da área de estudo;
3. Elaboração de mapas temáticos da área de estudo e consulta às entidades com interesses locais (Câmaras Municipais, Juntas de Freguesia, associações profissionais e recreativas, entre outras), de modo a identificar projectos futuros para a região e eventuais condicionantes adicionais;
4. Delineamento de um corredor com várias alternativas em áreas críticas tendo por base a informação recolhida; esta solução de arranque, traduzida numa faixa com 400 m de largura, é a tecnicamente mais favorável, compatível com os condicionalismos identificados;

5. Análise da solução proposta por um conjunto de especialistas em ambiente, para confirmação ou proposta de alternativas adicionais. A faixa final a reter de entre as alternativas em análise é a que conduza a menores impactes ambientais.
6. Na faixa definida, em que foram já identificadas medidas minimizadoras de impacte, é feito o projecto da linha que conduz à selecção final do corredor de 40 m de largura com a respectiva implantação. A linha projectada é submetida a um processo de Avaliação de Impacte Ambiental. Os estudos realizados dão origem ao relatório “Estudo das Grandes Condicionantes de Projecto” e ao “Estudo de Impacte Ambiental”.

Os níveis de tensão utilizados na rede de distribuição não requerem um Estudo de Impacte Ambiental, embora, segundo a EDP distribuição, a implantação de novas linhas seja efectuada tendo em conta a integração no meio envolvente.

6.6. POLÍTICA AMBIENTAL DAS EMPRESAS DO SECTOR ELÉCTRICO

A Central Termoeléctrica do Pego foi a primeira entidade do sector eléctrico português a implementar um Sistema de Gestão Ambiental (SGA). Com efeito, aquela central desenvolveu o seu SGA em simultâneo com a construção, entrada em funcionamento e operação dos dois Grupos Geradores. Este sistema foi concebido de acordo com o Sistema Comunitário de Eco-gestão e Auditoria (EMAS), tendo sido posteriormente adaptado de modo a cumprir também os requisitos da Norma ISO 14001.

O SGA da Central do Pego foi certificado pela LRQA segundo a Norma ISO 14001 em Janeiro de 1997, tendo em 1999 sido realizada nova auditoria para manutenção do certificado. O certificado ISO 14001 emitido pela LRQA aplica-se à: *“produção de energia eléctrica a partir da combustão de combustíveis fósseis e a correspondente venda ou deposição das cinzas”*.

Em Junho de 1999 foi solicitada à Direcção Geral do Ambiente, como entidade competente no país, o registo no EMAS da Central Termoeléctrica do Pego, após verificação da Declaração Ambiental de 1998 pela LRQA, sendo actualmente esta a única instalação portuguesa registada no referido Sistema.

A Central do Pego possui um seguro que cobre eventuais danos decorrentes de situações acidentais relacionadas com poluição do meio ambiente.

A implementação progressiva de SGA's nas diversas estruturas do Grupo EDP decorre da concretização da Declaração de Princípios da Política Ambiental da EDP, tornada pública em 1994. A EDP tem como objectivo a certificação faseada das Empresas do Grupo EDP pela norma ISO 14001, iniciando-se o processo com as centrais de produção térmica da CPPE.

A Central de Setúbal foi a primeira instalação do Grupo a desenvolver os passos necessários para a definição, estabelecimento e manutenção de um SGA. O SGA da Central de Setúbal está certificado segundo a norma ISO 14001 desde 15 de Outubro de 1999. O processo de implementação do SGA iniciou-se em 1997, altura em que se deu início à realização das primeiras auditorias ambientais internas na Central. As acções de auditoria externa decorreram no período de Julho a Outubro de 1999, tendo o certificado sido emitido pela Lloyd's Register Quality Assurance (LRQA), sendo aplicável a: "produção de electricidade a partir da queima de combustíveis fósseis de acordo com a política ambiental disponível publicamente".

Prevê-se a conclusão do processo de certificação do sistema de gestão ambiental das centrais do Carregado e do Barreiro no ano de 2000, estando prevista a conclusão do processo da central de Sines um ano mais tarde.

A EDP possui um seguro de Responsabilidade Civil por Poluição e Contaminação, que abrange as suas subsidiárias.

A REN irá em breve encetar o processo de certificação ambiental pela ISO 14001, tirando para isso partido do facto da actividade de projecto e construção de linhas e subestações já ser certificada pela ISO 9001 desde Abril 2000.

Actualmente a Central de Incineração de RSU da Valorsul encontra-se numa fase inicial do desenvolvimento e implementação de um SGA. Embora seja prática da empresa a concretização de alguns requisitos exigidos pela Norma ISO 14001, é necessária a sistematização de toda a informação que possa ser enquadrada no SGA. Prevê-se para

breve a elaboração da Política do Ambiente da Valorsul, bem como a elaboração de procedimentos essenciais ao Sistema.

A Valorsul possui um seguro de Responsabilidade Civil Legal, que garante eventuais reclamações decorrentes de poluição/contaminação da atmosfera, da água e/ou solo, provocadas por eventos repentinos e imprevisíveis. São excluídos deste seguro os eventos que resultem da não implementação deliberada de medidas impeditivas da poluição em causa.

7. SÍNTESE E CONCLUSÕES

No presente relatório apresentou-se uma síntese do contributo das actividades do sector eléctrico para os principais problemas ambientais. Verificou-se que, de um modo geral, para as tecnologias baseadas na queima de combustíveis fósseis, os principais impactes ambientais ocorrem durante a fase de produção de electricidade, devidos sobretudo à emissão de poluentes atmosféricos. Não devem, no entanto, ser negligenciados os efeitos associados às actividades a montante (extração de recursos, transporte e refinação).

As tecnologias de aproveitamento de fontes renováveis de energia, apesar de, em geral, originarem impactes ambientais muito menos significativos durante a produção de electricidade, também têm alguns impactes negativos importantes devido essencialmente à natureza dos materiais utilizados (no caso da energia solar) e aos danos ecológicos associados (casos da hidroelectricidade e energia eólica).

Os aspectos ambientais também devem ser considerados para as actividades de distribuição e transporte de electricidade, nomeadamente devido à natureza e perigosidade de alguns materiais utilizados (e.g. PCB's, SF₆), à fragmentação de *habitats* provocada pelas linhas de transporte e distribuição e aos eventuais efeitos na saúde humana provocados pelos campos electromagnéticos.

Identificaram-se um conjunto de medidas que podem ser adoptadas para minimizar os impactes ambientais da electricidade, desde as medidas orientadas para a redução dos consumos (gestão da procura), passando pela escolha das formas de produção (gestão da produção) e considerando, finalmente, as medidas para minimização dos impactes gerados (e.g. medidas de controlo de poluição, gestão de resíduos, recuperação de *habitats*).

Os impactes ambientais do sector eléctrico português são significativos, dada a natureza e dimensão das actividades associadas. Por este motivo as empresas do sector têm sido objecto de fortes pressões, nomeadamente regulamentares, por parte das entidades

públicas com responsabilidade no ambiente, tendo, em consequência vindo a realizar esforços significativos no sentido de minimizar os efeitos ambientais das suas actividades.

O controlo das emissões de poluentes atmosféricos (sobretudo SO₂, NO_x e, mais recentemente CO₂) tem sido um dos aspectos fundamentais para o sector eléctrico português. Outros factores relevantes têm sido os impactes ambientais associados à hidroelectricidade, devidos ao alagamento e destruição de ecossistemas e zonas de valor patrimonial, a gestão de resíduos e a localização de corredores de transporte de electricidade.

O sector eléctrico português tem desenvolvido esforços importantes para reduzir as emissões de poluentes atmosféricos, nomeadamente através da introdução do gás natural, da redução do teor de enxofre dos combustíveis utilizados e da instalação de queimadores de baixo NO_x e de precipitadores electrostáticos. Apesar disso verifica-se que, para o caso do dióxido de carbono e dos óxidos de azoto, os compromissos ambientais para o sector podem vir a ser violados em anos de baixa produtividade hidroeléctrica.

A análise realizada ressalta assim a premência de serem desenvolvidos esforços adicionais no controlo dos impactes ambientais do sector eléctrico, nomeadamente no controlo dos consumos (através de estratégias mais agressivas de DSM), no incentivo às fontes renováveis, na utilização de combustíveis mais limpos e na instalação de equipamento de controlo de emissões.

REFERÊNCIAS

Amann, M., I. Bertok, J. Cofala, F. Gyarfas, C. Heyes, Z. Klimont, M. Makowski, W. Schopp, S. Syri, (1998), *Cost-effective Control of Acidification and Ground-level Ozone. Part A: Methodology and Databases*, Sixth Interim Report to the European Commission, DG-XI, IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg.

Amann, M., I. Bertok, J. Cofala, F. Gyarfas, C. Heyes, Z. Klimont, M. Makowski, W. Schopp, S. Syri, (1998), *Cost-effective Control of Acidification and Ground-level Ozone. Part B: Emission Control Scenarios*, Sixth Interim Report to the European Commission, DG-XI, IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg.

Bergkamp, G., P. Dugan, J. McNeely, (2000), *Dams, Ecosystem Functions and Environmental Restoration*, WCD Thematic Reviews, Environmental Issues II.1, World Commission on Dams, Cape Town.

Boffeta, P., (1993), “Electricity Production and Cancer Risk – Review”, *The Cancer Journal*, 6, 1. (<http://www.infobiogen.fr/agora/journals/cancer/articles/6-1/boff.htm>).

CEC, (1994), *The European Renewable Energy Study – Prospects for Renewable Energy in the European Community and Eastern Europe up to 2010*, Commission of the European Communities, Brussels.

Cofala, J., S. Syri, (1998), *Sulfur Emissions, Abatement Technologies and Related Costs for Europe in the RAINS Model Database*, Interim Report, IR-98-035/June, IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg.

Cofala, J., S. Syri, (1998), *Nitrogen Oxides Emissions, Abatement Technologies and Related Costs for Europe in the RAINS Model Database*, Interim Report, IR-98-88/October, IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg.

CPPE, (1996), *Centrais Termoeléctricas*, CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, Direcção de Produção Térmica, Lisboa.

CPPE, (1999), *Relatório Técnico 1998*, CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, Direcção de Produção Térmica, Lisboa.

DGA (1999), *Relatório do Estado do Ambiente 1998*. Direcção Geral do Ambiente, Lisboa.

DGA, (2000), *Portuguese Report on Greenhouse Gas Inventory, 1990-98*, Direcção Geral do Ambiente, Lisboa.

DGE (1996), *Informação Energia*, nº 21, Direcção Geral de Energia, Lisboa.

DGE (1997), *Instalações de cogeração em Portugal - 1995*. DSPAE, Direcção Geral de Energia, Lisboa.

DGE (1999), *Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público*, Direcção Geral de Energia, Lisboa.

DOE/EIA, (1997), *U.S. Electric Utility Demand-Side Management 1996*, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, DOE/EIA-0589(96), Washington DC.

DOE/EIA, (1997), *Environmental Impacts of Geothermal Energy*, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington DC.

EEA (1998), *Europe's Environment: The Second Assessment*, European Environment Agency, Elsevier Science Publishers, Oxford.

EEA (1999), *Environment in the European Union at the Turn of the Century*. European Environment Agency, Copenhagen.

EDP (1999), *Relatório de Ambiente 1997*, EDP-Electricidade de Portugal, Lisboa.

EDP (2000), "Resposta da EDP ao Questionário do Centro Ecoman FCT-UNL no Âmbito do Estudo para a ERSE sobre o Sector Eléctrico e o Ambiente", EDP-Electricidade de Portugal, Lisboa.

Electricity Association, (1999), *The UK Electricity Industry and the Environment*. EA 1502/9.99. Electricity Association Services Ltd, London.

EMEP/CORINAIR, (1996), *Atmospheric Emissions Inventory Guidebook*. Volumes 1 e 2, European Environment Agency, Copenhagen.

ERSE, (1999), *Caracterização do Sector Eléctrico. Portugal Continental 1999*. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Lisboa.

Ferreira, M. T., A. Pinheiro, A. Ferreira, F. Godinho, A. Albuquerque, J. M. Santos, R. Diogo, F. Reis, S. Santos, L. Santos, (2000), *Avaliação da Eficácia das Passagens para Peixes de Pequenos Aproveitamentos Hidroeléctricos e suas Alterações Ecológicas sobre a Ictiofauna Fluvial*, 2º Relatório de Progresso, Instituto Superior de Agronomia, UTL, Departamento de Engenharia Florestal, Lisboa.

GASA, FCT/UNL (2000), *Emissão e Controlo de Gases com Efeito de Estufa em Portugal*, Grupo de Análise de Sistemas Ambientais, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa.

Heijnes, H., M. van Brummelen, K. Blok, (1999), *Reduction of the Emissions of HFC's, PFC's and SF₆ in the European Union*, Final Report, Commissioned by the European Commission DG XI, M717, Ecofys, Utrecht.

Houghton, J. T., L. G. Meira Filho, B. A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, K. Maskell, (eds) (1996), *Climate Change 1995: The Science of Climate Change*, IPCC, Cambridge University Press, Cambridge.

IEA, (1999), "Energy Efficiency Policies 1999 and 2000: Cornerstone for a Sustainable Energy System", *Energy Efficiency Update*, nº 22, Maio de 1999, International Energy Agency.

Imboden, D., C. Jaeger, (1999), "Towards a Sustainable Energy Future", em OECD (edt) *Energy the Next Fifty Years*, OECD, Paris.

INR (2000), *Plano Estratégico dos Resíduos Industriais*, Ministério da Economia, Ministério do Ambiente, Instituto dos Resíduos (INR), Lisboa.

IPCC, (1995), *Climate Change 1995 – Scientific-Technical Analyses of Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change*, Report of IPCC Working Group II, IPCC Second Assessment Report, Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva.

IPCC/OECD/IEA (1995), *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. IPCC/OECD/IEA Inventory Programme, Paris, France.

IPCC, (1996), *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual*, Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva.

Krohn, S., (1999), *Wind Turbine Towers* (<http://www.windpower.dk/tour/wtrb/tower.htm>)

Lazarz, D., (1998), *Biomass Energy – Converting Biomass into Useful Energy*, National Renewable Energy Laboratory (http://www.nrel.gov/lab/pao/biomass_energy.html).

Lazarus, M., D. von Hippel, D. Hill, R. Margolis, (1995), *A Guide to Environmental Analysis for Energy Planners*, Stockholm Environment Institute – Boston, Boston, Ma.

McNeely, J., Miller, K. R., Reid, W. V., Mittermeier, R. A., Werner, T. B., (1990), *Conserving the World's Biological Diversity*, IUCN, WRI, CI, WWF-US, the World Bank, Gland, Switzerland and Washington DC.

OECD (1991), *Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks. Final Report from the OECD Experts Meeting 18-21 February*, The Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France.

OECD (1996), *Saving Biological Diversity. Economic Incentives*. The Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France.

OECD/IEA (1993), *Energy Balances for OECD Countries, 1990-91*. International Energy Agency, The Organization for Economic Cooperation and Development, Paris.

OECD/IEA (1998), *Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables*, International Energy Agency, The Organization for Economic Cooperation and Development, Paris.

OECD/IEA (1999), *World Energy Outlook. Looking at Energy Subsidies: Getting the Prices Right*. International Energy Agency, The Organization for Economic Cooperation and Development, Paris.

OECD/IEA (2000), *Energy Policies of IEA Countries. Portugal 2000 Review*, International Energy Agency, The Organization for Economic Cooperation and Development, Paris.

Pabla, A. S., (1998), *Electrical Power Systems Planning*, MacMillan India Limited, New Dehli.

Pegop, Tejo Energia (1998), *Central Termoeléctrica do Pego – Sumário Ambiental 1998*.

Pegop, Tejo Energia (1999), *Central Termoeléctrica do Pego – Sumário Ambiental 1999*.

Rapacholi, M. H. (1999), “EMF Concerns and WHO’s International EMF Project”, em *EMF Risk Perception and Communication*, Proceedings of the International Seminar on EMF Risk Perception and Communication, Ottawa, WHO/SDE/OEH 99.01, World Health Organization, Geneva.

Rebola, A., M. Costa, M. G. Carvalho (1998), “Estudo das Condições de Operação e das Instalações da Cogeração com Motores Diesel”, *3ª Conferência COGEN-PORTUGAL*, 3 de Dezembro de 1998, Lisboa.

Ritter, M., (1999), *Annual European Community Greenhouse Gas Inventory, 1990-1996. Submission to the Secretariat of the UNFCCC*, European Environment Agency, Technical Report No 19, Copenhagen.

Swisher, J. N., G. M. Jannuzzi, R. Y. Redlinger (1997), *Tools and Methods for Integrated Resource Planning. Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment*, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, Risø National Laboratory, Roskilde.

UIL (2000), “Statistics – Latest Nuclear Share Figures”, *Core Issues. The Journal of the Uranium Institute*. Uranium Institute, London <http://www.uilondon.org/coresissues/stats/uprod.htm>.

UIL (2000), "Statistics – Uranium Production Figures", *Core Issues. The Journal of the Uranium Institute*. Uranium Institute, London <http://www.uilondon.org/coreissues/stats/uprod.htm>.

UN (1997), *Energy Statistics Yearbook*, , United Nations, New York.

UN (1998), *Renewable Sources of Energy, with Special Emphasis on Wind Energy*, United Nations Economic and Social Council, E/C.13/1998/4, New York.

UNECE/EMEP (1996), *Emission Inventory Guidebook*. Second Edition. Technical Report nº 30, European Environment Agency, Copenhagen.

UNEP, (1999), *Production and Consumption of Ozone Depleting Substances, 1986-1998*, Ozone Secretariat, UNEP– United Nations Environment Programme, Nairobi.

US-EPA (1995), *Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42. Fifth Edition, Volume I: Stationary Point and Area Sources*. United States Environmental Protection Agency, Washington DC (<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42.html>).

US-EPA (1995), *Profile of the Petroleum Refining Industry*, EPA Office of Compliance Sector Notebook Project, United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

US-EPA (1997), *Profile of the Water Transportation Industry*, EPA Office of Compliance Sector Notebook Project, United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

US-EPA (1997), *Profile of the Oil and Gas Extraction Industry*, EPA Office of Compliance Sector Notebook Project, United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

US-EPA (1997), *Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry*, EPA Office of Compliance Sector Notebook Project, EPA/310-R-97-007, United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

Watson, R. T., M. C. Zinyowera, R. Moss, (1996), *Technologies, Policies and Measures for Mitigating Climate Change*, IPCC– Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva.

World Bank, (1998), *Pollution Prevention and Abatement Handbook*, World Bank Group, Washington, DC.

WHO (1997), *International EMF Project: 1997 Advisory Committee Report*, World Health Organization, Geneva.

LISTA DE SIGLAS

COV's – Compostos Orgânicos Voláteis

DSM – Gestão do lado da procura (Demand Side Management)

EEA – Agência Europeia do Ambiente (European Environment Agency)

FGD – Dessulfurização dos Gases de Combustão (Flue Gas Desulfurisation)

GEE's – Gases de Efeito de Estufa

GIC's – Grandes Instalações de Combustão

IEA – International Energy Agency

IPCC – Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (Intergovernmental Panel on Climate Change)

NMVOC – Compostos Orgânicos Voláteis não Metano

PAH – Hidrocarbonetos Aromáticos Policíclicos

PCB's – Bifenilos Policlorados

PCI – Poder Calorífico Inferior

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SGA – Sistema de Gestão Ambiental

TOC – Carbono Orgânico Total

TSP – Partículas Totais em Suspensão (Total Suspended Particles)

UNFCCC – Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (United Nations Framework Convention on Climate Change)

ANEXO

LOCALIZAÇÃO DAS MINI-HÍDRICAS POR BACIA HIDROGRÁFICA



