

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia
FEUP

**Adequação da Reserva em Sistemas
com Elevada Integração de Produção Eólica**

Ricardo Jorge Duque Fernandes da Costa Ferreira

Licenciado em Engenharia Electrotécnica
pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação submetida para a satisfação parcial dos
requisitos do grau de mestre
em

Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(Área de Especialização em Energias Renováveis)

Dissertação realizada sobre a supervisão de
Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos,
do Departamento em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Porto, Julho de 2009

Resumo

Nesta dissertação, é apresentado um conjunto de estudos realizados no âmbito do problema da avaliação da adequação da reserva em sistemas de energia eléctrica com elevada integração de produção eólica, com ênfase na adequação da reserva operacional.

Estes estudos foram desenvolvidos no contexto de um projecto de carácter internacional, que envolveu os operadores dos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal, com o objectivo de avaliar o risco associado a determinadas configurações dos seus sistemas de produção de energia eléctrica, num horizonte temporal até 2025. O projecto alicerçou-se na utilização de uma ferramenta computacional baseada em simulação de Monte Carlo sequencial capaz de produzir índices de fiabilidade que permitem quantificar o risco, para avaliar a adequação da reserva operacional do sistema ibérico. A força motriz do projecto foi o crescimento rápido dos níveis de penetração da energia eólica previsto para os próximos anos nos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal, levantando preocupações quanto à segurança de abastecimento, dadas as dificuldades operacionais inerentes à integração deste tipo de produção.

O trabalho específico desenvolvido pelo autor, exposto ao longo desta dissertação, consistiu na concepção de diversos modelos para o cálculo da disponibilidade de produção nos sistemas eléctricos ibéricos. Foi analisada a forma como a variação sazonal da disponibilidade de produção eólica afecta os indicadores de fiabilidade produzidos no âmbito do projecto. Realizou-se também um estudo de avaliação do desperdício de produção renovável, sobretudo eólica, considerando as restrições operacionais do sistema Espanhol. Foi ainda investigada a existência de relações entre diversos índices de fiabilidade probabilísticos e índices de cobertura de carácter determinístico.

Os modelos desenvolvidos pelo autor foram integrados no processo de simulação utilizado no âmbito do projecto, contribuindo para a concretização dos seus objectivos.

Palavras-chave:

- Reserva Operacional
- Produção Renovável
- Disponibilidade da Produção Eólica
- Adequação de Sistemas Electroprodutores

Abstract

This dissertation presents several studies concerning the evaluation of capacity reserve adequacy, mainly operational reserve adequacy, in electric power systems with high levels of wind power integration.

These studies were developed in the context of an international project, involving the Spanish and the Portuguese Transmission System Operators TSOs, aiming to evaluate the operational risk associated with specific configurations of their generating systems, until the time horizon of 2025. The project used a computational framework based on Monte Carlo sequential simulation, able to produce reliability indexes allowing quantifying operational reserve adequacy. The driving force behind the project was the rapid growing of wind power capacity that has been predicted for the Iberian Peninsula within the next years. The operational difficulties inherent to the integration of this kind of renewable power are raising concerns regarding security of supply.

The works presented in this dissertation consist of several mathematical models regarding the calculation of available electrical power in the power systems of Portugal and Spain. Also, an analysis was conducted in order to evaluate the effects of seasonal variations of wind power availability on the reliability indexes produced during the project's timeline. In addition, a study was performed for ascertaining the amount of renewable power production, mainly wind power production, which cannot be integrated into the Iberian power systems. In this study, the operational restrictions of the Spanish power system were taken into account. Finally, a comparative analysis was carried out trying to establish relations between probabilistic reliability indexes and deterministic adequacy indexes.

The developed models were integrated into the simulation process used within the project, contributing to the accomplishment of its objectives.

Keywords:

- Operational Reserve
- Renewable Sources
- Wind Power Availability
- Power System Adequacy

Agradecimentos

Ao Professor Manuel Matos, pela dedicação e entusiasmo que dedicou ao acompanhamento deste trabalho, pelas inúmeras sugestões e pela preciosa instrução que me proporcionou no âmbito da investigação científica de uma forma geral e na área dos sistemas eléctricos de energia em particular.

Ao Prof. Peças Lopes, pela forma inspirada como me transmitiu os problemas da integração de produção de origem renovável nos sistemas eléctricos, pela motivação e pelo encorajamento que me ofereceu ao longo dos anos que passei no INESC Porto.

À equipa da UNIFEI afectada ao Projecto Reservas, em especial ao Prof. Armando Leite da Silva, pela paciência com que atendeu às minhas questões e pelos conselhos preciosos que me concedeu.

A todas as pessoas das equipas da Divisão de Planeamento de Longo Prazo da REN e do Departamento de Planificación de la Red da REE que participaram nos trabalhos do projecto Reservas, pelas suas cordialidade, colaboração, contribuições relevantes e discussões frutuosas.

Ao Eng.º Mauro Rosa, pelo companheirismo, cooperação e troca proveitosa de diversas impressões, tanto ao longo do projecto Reservas como durante os trabalhos conducentes à presente dissertação.

Ao INESC Porto, em especial à Unidade de Sistemas de Energia (USE), por me ter proporcionado as condições necessárias à realização deste trabalho.

Aos meus pais, pelo apoio incondicional.

Índice

Índice de Figuras	13
Índice de Tabelas	17
Lista das variáveis utilizadas neste documento	19
Capítulo 1 – Introdução	29
1.1 Âmbito do trabalho desenvolvido	29
1.2 Enquadramento e caracterização da problemática abordada	32
1.2.1 Energia eólica em Espanha e em Portugal.....	34
1.2.2 Perspectivas de crescimento da energia solar no sistema ibérico.....	39
1.2.3 O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).....	40
1.3 Participação do autor no Projecto Reservas	43
1.4 Estrutura da dissertação	44
Capítulo 2 – Adequação da Cobertura e Regras de Reserva Operacional.....	47
2.1 Introdução	47
2.2 Metodologias para análise da adequação da cobertura.....	49
2.2.1 Análise de cobertura na literatura científica internacional	49
2.2.2 Metodologia da UCTE para a caracterização da adequação	52
2.2.3 Padrões de risco utilizados internacionalmente.....	57
2.3 Metodologias para análise de reserva operacional	58
2.3.1 Evolução histórica dos estudos de análise de reserva operacional	58
2.3.2 Desenvolvimentos recentes na literatura científica internacional	60
2.4 Métodos de especificação de reserva operacional	61
2.4.1 Definições da UCTE para reserva secundária	61
2.5 Reserva secundária recomendada pela UCTE.....	64
2.6 Alemanha.....	65
2.6.1 Energia eólica no sistema eléctrico alemão	65
2.6.2 Reserva secundária na Alemanha	68
2.7 República da Irlanda.....	71
2.7.1 Energia eólica no sistema eléctrico irlandês.....	71
2.7.2 Reserva de controlo secundária na República da Irlanda	72
2.8 Dinamarca e países do Nordel	73
2.8.1 Energia eólica no sistema eléctrico dinamarquês	73
2.8.2 Dinamarca Oriental e países do Nordel	74
2.8.3 Dinamarca Ocidental	79
2.9 Outros países membros da UCTE	81
2.9.1 Reserva de controlo secundário na Área Síncrona da UCTE.....	81
2.9.2 Bélgica	81
2.9.3 Espanha.....	82
2.9.4 França	84
2.9.5 Grécia.....	84
2.9.6 Holanda.....	86
2.9.7 Portugal.....	87
2.10 Estados Unidos da América.....	88
2.10.1 Califórnia	88
2.10.2 Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM).....	90
2.10.3 Método PJM modificado	92
2.11 Comparação entre as diferentes regras e metodologias descritas.....	92
2.12 Conclusões.....	95

Capítulo 3 – O Projecto Reservas.....	99
3.1 Introdução.....	99
3.2 Objectivos Gerais do Projecto Reservas.....	99
3.3 O processo de simulação	100
3.3.1 Descrição genérica.....	100
3.3.2 Dados de entrada	101
3.3.3 Simulação de Monte Carlo sequencial	102
3.3.4 Obtenção dos índices de fiabilidade	103
3.3.5 Índices de fiabilidade convencional	107
3.3.6 Índices de fiabilidade preventiva.....	108
3.4 Modelos relacionados com o cálculo da potência disponível	110
3.4.1 Produção em regime ordinário: grupos térmicos e grandes hídricas....	110
3.4.2 Potência disponível nas grandes hídricas	111
3.4.3 Potência disponível nas centrais de bombagem	112
3.4.4 Produção em regime especial	114
3.4.5 Programa de manutenção das unidades de produção	115
3.4.6 Definição das ordens de mérito para a simulação	116
3.4.7 Capacidade adicional devida às interligações	116
3.5 Modelos relacionados com a carga.....	117
3.6 Análise da adequação da reserva	118
3.6.1 Definições utilizadas no âmbito da análise da adequação da reserva...	118
3.6.2 Avaliação da adequação da reserva operacional	120
3.6.3 Avaliação da adequação da reserva secundária.....	122
3.7 Conclusões.....	122
Capítulo 4 – Contribuições para os Modelos de Disponibilidade Hidroeléctrica	125
4.1 Introdução.....	125
4.2 Modelo de disponibilidade de produção hidroeléctrica em Espanha	125
4.2.1 Dados utilizados	125
4.2.2 Potência hídrica disponível horária máxima	127
4.2.3 Potência declarada disponível até quatro horas seguidas	127
4.2.4 Modelo de disponibilidade hidroeléctrica para o sistema espanhol	129
4.2.5 Cálculo final disponibilidade hidroeléctrica para o sistema espanhol..	131
4.3 Estudo comparativo de alternativas para a modelização da bombagem	131
4.3.1 Justificação do estudo.....	131
4.3.2 Resultados obtidos.....	133
4.4 Conclusões.....	135
Capítulo 5 – Modelos para a Produção Solar	137
5.1 Introdução.....	137
5.2 Justificação e dados utilizados.....	137
5.2.1 Perspectivas de crescimento da energia solar na península Ibérica.....	137
5.2.2 Especificidade das centrais solares de produção de energia eléctrica..	138
5.2.3 O sistema de informação geográfica para aplicações fotovoltaicas	142
5.3 Perfil de produção para as centrais solares fotovoltaicas	146
5.3.1 Perfil de produção fotovoltaica para Portugal	146
5.3.2 Perfil de produção fotovoltaica para Espanha	149
5.4 Perfil de produção para as centrais solares térmicas	150
5.4.1 Armazenamento de energia e despachabilidade.....	150
5.4.2 Perfis de produção solar térmica para Portugal	153
5.4.3 Perfis de produção solar térmica para Espanha	156

5.5	Conclusões.....	157
Capítulo 6 – Análise de Relações entre Indicadores		159
6.1	Introdução	159
6.2	Estudo complementar sobre a disponibilidade de produção em Espanha....	160
6.2.1	Dados utilizados	161
6.2.2	Análise efectuada.....	162
6.2.3	Resultados obtidos.....	163
6.2.4	Conclusões.....	169
6.3	Análise de Relações entre Indicadores	171
6.3.1	Metodologia adoptada	171
6.3.2	Dados utilizados no estudo	172
6.4	Resultados obtidos para o sistema espanhol.....	174
6.4.1	Análise de cobertura (valores mensais)	174
6.4.2	Análise de reserva operacional (valores mensais).....	176
6.4.3	Análise de cobertura (valores anuais).....	177
6.4.4	Análise de reserva operacional (valores anuais).....	179
6.5	Resultados obtidos para o sistema português	180
6.5.1	Análise de cobertura (valores mensais)	180
6.5.2	Análise de reserva operacional (valores mensais).....	182
6.5.3	Análise de cobertura (valores anuais).....	183
6.5.4	Análise de reserva operacional (valores anuais).....	185
6.6	Conclusões.....	186
Capítulo 7 – Estudo Preliminar de Avaliação do Desperdício de Produção Renovável		189
7.1	Introdução	189
7.2	O problema do desperdício de produção renovável	189
7.3	Descrição do estudo preliminar	192
7.3.1	Metodologia adoptada	192
7.3.2	Consideração da operação de bombagem.....	194
7.3.3	Casos relativos ao ano de 2008 com grupos de carvão	194
7.4	Resultados obtidos.....	195
7.4.1	Resultados obtidos não considerando a operação de bombagem	195
7.4.2	Resultados obtidos considerando a operação de bombagem.....	197
7.4.3	Horas mais críticas para a integração de produção renovável.....	199
7.5	Conclusões.....	201
Capítulo 8 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros		203
8.1	Conclusões.....	203
8.2	Perspectivas de evolução futura	205
8.2.1	Análise de cobertura e regras de reserva operacional.....	205
8.2.2	Modelo de disponibilidade hidroeléctrica em Espanha.....	206
8.2.3	Modelos para produção solar.....	207
8.2.4	Avaliação do desperdício da produção de origem renovável	208
8.2.5	Relações entre indicadores probabilísticos e determinísticos.....	209
8.2.6	Adequação da reserva em sistemas com elevada produção eólica.....	209
Referências e Bibliografia		211
Anexo A – Perfis para produção solar: valores numéricos		225
Anexo B – Dados utilizados no estudo para apoio à definição de padrões de risco		227

Índice de Figuras

Figura 1	– Evolução da capacidade de produção eólica em Espanha.....	36
Figura 2	– Evolução da capacidade de produção eólica em Portugal.....	36
Figura 3	– Evolução da produção eléctrica de origem eólica em Espanha.....	37
Figura 4	– Evolução da produção eléctrica de origem eólica em Portugal.....	37
Figura 5	– Evolução futura da capacidade de produção eólica em Espanha.	38
Figura 6	– Evolução futura da capacidade de produção eólica em Portugal.	38
Figura 7	– Evolução futura da capacidade de produção solar em Espanha.	39
Figura 8	– Evolução futura da capacidade de produção solar em Portugal.	40
Figura 9	– Principais grandezas envolvidas na metodologia da UCTE.....	54
Figura 10	– Metodologia de análise de adequação da UCTE.	56
Figura 11	– Mobilização e entrega das reservas de controlo de frequência	62
Figura 12	– Curva de Reserva Secundária Recomendada pela UCTE	65
Figura 13	– Áreas de controlo alemãs e operadores de sistema associados	65
Figura 14	– Importações e exportações da Alemanha	67
Figura 15	– Evolução da capacidade de substituição da produção convencional.....	68
Figura 16	– Necessidade de reserva secundária.....	69
Figura 17	– Área geográfica do sistema eléctrico irlandês	71
Figura 18	– Áreas de controlo dinamarquesas e operadores de sistema associados...	73
Figura 19	– Capacidade de interligação e transacções no Nordel.....	74
Figura 20	– Reserva secundária vs Capacidade instalada.....	78
Figura 21	– Sistema eléctrico da ilha de Creta (Grécia)	86
Figura 22	– Alocação dos diferentes tipos de reserva pela Tennet.....	87
Figura 23	– Análise de fiabilidade ao nível HL I em barramento único.....	100
Figura 24	– Modelo conceptual da análise de fiabilidade HL I.....	101
Figura 25	– Espaço de estados, representando as configurações possíveis.	103
Figura 26	– Evolução da potência disponível ao longo do processo de simulação ..	105
Figura 27	– Exemplo da forma da curva de carga utilizada.....	106
Figura 28	– Cálculo da função binária de teste associada à perda de carga	106
Figura 29	– Modelo conceptual da análise de fiabilidade preventiva.....	109
Figura 30	– Modelo de Markov a dois estados de operação.....	111
Figura 31	– Modelização das operações de bombagem e turbinamento.....	112
Figura 32	– Modelização de Markov a múltiplos estados.	114
Figura 33	– Distribuição normal discretizada em sete impulsos	117
Figura 34	– Sorteio do nível de carga com incerteza.....	118
Figura 35	– Definição de reserva operacional	120
Figura 36	– Análise da adequação da reserva operacional	121
Figura 37	– Análise da adequação da reserva secundária.....	122
Figura 38	– Produção horária máxima vs volume armazenado	126
Figura 39	– Potência declarada pelos produtores vs volume armazenado.....	126
Figura 40	– Potência hidroeléctrica máxima horária em cada dia	127
Figura 41	– Potência declarada pelos produtores vs volume armazenado.....	128
Figura 42	– Potência hidroeléctrica máxima horária vs potência declarada.....	128
Figura 43	– Modelização da potência hídrica disponível	129
Figura 44	– Modelização da potência hídrica disponível	130
Figura 45	– Volume bombado no aproveitamento hidroeléctrico da Agueira.....	133
Figura 46	– Volume bombado no aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva.....	134
Figura 47	– Volume bombado no aproveitamento hidroeléctrico do Alto Rabagão.	134

Figura 48	– Volume bombado no aproveitamento hidroelétrico do Torrão.	135
Figura 49	– Volume bombado no aproveitamento hidroelétrico da Venda Nova ..	135
Figura 50	– Ilustração do efeito fotovoltaico numa célula fotoelétrica.....	138
Figura 51	– Sistema fotovoltaico ligado à rede de 20 MW	139
Figura 52	– Sistemas de conversão de energia solar em calor.....	140
Figura 53	– Produção eléctrica numa central solar térmica de 30 MW	141
Figura 54	– Níveis de irradiação solar em função da hora, da estação e da latitude	142
Figura 55	– Interface do PVGIS, acessível via Internet.....	143
Figura 56	– Estimativas de produção para um sistema fotovoltaico.....	144
Figura 57	– Estimativa da irradiação solar dia típico de Janeiro	145
Figura 58	– Perfil de produção para as centrais solares fotovoltaicas (Portugal)	148
Figura 59	– Capacidade de centrais solares em Projecto	149
Figura 60	– Escolha da localização de referência para Espanha.....	150
Figura 61	– Perfis de produção para as centrais solares fotovoltaicas (Espanha)....	150
Figura 62	– Despachabilidade de uma central com torre ou receptor central.....	151
Figura 63	– Vantagens decorrentes da despachabilidade da produção solar).....	151
Figura 64	– Perfil de produção numa central solar termoelétrica do tipo chaminé	152
Figura 65	– Obtenção de valores para um perfil solar fotovoltaico.....	154
Figura 66	– Processo de obtenção de valores para a produção solar térmica	154
Figura 67	– Perfis de produção solar térmica para Portugal	156
Figura 68	– Perfis de produção solar térmica para Espanha	156
Figura 69	– Evolução da $LOLE$ e do $IC_{mês}$ ao longo de 2005	160
Figura 70	– Variações da potência disponível aproximada.	163
Figura 71	– Variações da potência disponível aproximada (sem PRO)	164
Figura 72	– Intervalos de variação e valor médio de $M'_{disp[\%]}$	164
Figura 73	– Valor mínimos de $M'_{disp[\%]}$ em cada mês de 2005.	165
Figura 74	– Evolução do $LOLE$ e do valor mínimo de $M'_{disp[\%]}$ ao longo de 2005..	165
Figura 75	– Distribuições de $M'_{disp[\%]}$ ao longo dos diferentes meses de 2005.....	167
Figura 76	– Detalhe da distribuição acumulada de $M'_{disp[\%]}$	168
Figura 77	– Distribuição acumulada de M'_{disp}	168
Figura 78	– Detalhe da distribuição acumulada de M'_{disp}	169
Figura 79	– Valores da $LOLE$ obtidos para todos os anos simulados.....	174
Figura 80	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica)...	174
Figura 81	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (linear).....	175
Figura 82	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).	175
Figura 83	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica)...	176
Figura 84	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (linear).....	176
Figura 85	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).	177
Figura 86	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica).	177
Figura 87	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (linear).	178
Figura 88	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).....	178
Figura 89	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica).	179
Figura 90	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (linear).	179
Figura 91	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).....	180
Figura 92	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica)...	180
Figura 93	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (linear).....	181
Figura 94	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).	181
Figura 95	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica)...	182
Figura 96	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (linear).....	182

Figura 97	– Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).	183
Figura 98	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica).	183
Figura 99	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (linear).	184
Figura 100	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).	184
Figura 101	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (logarítmica).	185
Figura 102	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (linear).	185
Figura 103	– Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).	186
Figura 104	– Exemplo de desperdício de produção eólica	191
Figura 105	– Exemplo de desperdício de produção eólica e fio de água.....	191
Figura 106	– Resultados possíveis não considerando bombagem	193
Figura 107	– Resultados possíveis considerando bombagem.....	194
Figura 108	– Carga do sistema nas duas horas mais críticas	199

Índice de Tabelas

Tabela 1	– Nomenclatura utilizada para designar a reserva secundária.....	63
Tabela 2	– Tempos de mobilização e disponibilização de reserva secundária.....	63
Tabela 3	– Ponta de Consumo e Capacidade Eólica Instalada.....	66
Tabela 4	– Capacidade de Interligação do Sistema Eléctrico Alemão.....	66
Tabela 5	– Características da reserva secundária na Alemanha.....	70
Tabela 6	– Reserva secundária na Alemanha versus recomendação da UCTE.....	70
Tabela 7	– Capacidade de produção instalada na Irlanda.....	71
Tabela 8	– Cálculo da Reserva Secundária na Irlanda.....	72
Tabela 9	– Ponta de Consumo e Capacidade Instalada.....	74
Tabela 10	– Fornecimento de reserva secundária no Nordel.....	76
Tabela 11	– Requisitos de reserva primária no Nordel.....	77
Tabela 12	– Reserva primária e secundária em 2006.....	77
Tabela 13	– Reserva secundária obtida mediante regras diferentes.....	77
Tabela 14	– Cálculo da Reserva de Controlo Secundário em Espanha.....	83
Tabela 15	– As diferentes reservas de acordo com o CAISO.....	89
Tabela 16	– Resumo das regras identificadas em cada país.....	93
Tabela 17	– Comparação Recomendação UCTE vs Operador de Sistema.....	94
Tabela 18	– Parâmetros associados à operação de bombagem.....	132
Tabela 19	– Previsão da evolução da capacidade solar instalada em Portugal.....	137
Tabela 20	– Previsão da evolução da capacidade solar instalada em Espanha.....	138
Tabela 21	– Número de horas de sol e horas reais associadas.....	145
Tabela 22	– Cálculo da energia produzida em cada mês no ano de 2015.....	146
Tabela 23	– Determinação da potência solar em cada hora.....	147
Tabela 24	– Determinação do perfil característico para o mês de Janeiro.....	148
Tabela 25	– Determinação do perfil característico para o mês de Janeiro.....	153
Tabela 26	– Determinação do perfil característico para o mês de Janeiro.....	155
Tabela 27	– Resultados obtidos para o ano de 2005.....	160
Tabela 28	– Cenários a que se reportam os resultados utilizados.....	173
Tabela 29	– Evolução da capacidade instalada, dos MIT e da ponta anual.....	190
Tabela 30	– Resultados obtidas sem considerar a operação de bombagem.....	196
Tabela 31	– Consumos em bombagem considerados (sistema espanhol).....	197
Tabela 32	– Resultados obtidas considerando a operação de bombagem.....	198
Tabela 33	– Resultados obtidos para as 08:00 h do dia 27 de Março.....	200
Tabela 34	– Resultados obtidos para as 07:00 h do dia 15 de Maio.....	200

Lista das variáveis utilizadas neste documento**Variáveis representadas por caracteres de origem latina**

A	Número de anos efectivamente simulados ao longo de uma simulação de Monte Carlo sequencial
A_m	Capacidade média das unidades de produção que participam no controlo secundário na República da Irlanda, ao longo do período m (MW)
$A_{máx}$	Número máximo de anos de simulação admitido no processo de simulação
ARM	Margem de adequação de referência (MW)
B	Constante do modelo de disponibilidade hidroeléctrica português (MW)
C	Constante do modelo de disponibilidade hidroeléctrica português (MW/hm ³)
C_{bomb}	Caudal de bombagem nominal (m ³ /s)
C_{ENS}	Custo unitário da energia não fornecida (€/MWh)
D	Constante do modelo de disponibilidade hidroeléctrica português (hm ³)
D_m	Capacidade declarada pelos fornecedores que participam no cocontrolo secundário na República da Irlanda, para um determinado período de transacção ou mês m (MW)
$Dur\{H\}$	Duração média dos estados saudáveis
$Dur\{M\}$	Duração média dos estados marginais
$\tilde{E}[G]$	Estimativa da média do indicador de fiabilidade G , ao longo do processo de simulação de Monte Carlo sequencial
E_{bomb}	Energia consumida em cada mês, num dado aproveitamento hidroeléctrico, pela operação de bombagem (MWh)
$E_{cortada}$	Energia de origem renovável que é desperdiçada (MWh)
$EENS$	Energia não fornecida esperada (MWh)
E_{Nordel}	Consumo eléctrico conjunto de todos os países membros do Nordel (GWh)
ENS_i	Energia não fornecida associada ao estado de simulação S_i (MWh)
ENS_a	Energia não fornecida associada ao ano de simulação a (MWh)

$EPNS$	Potência não fornecida esperada (MW)
E_{TSO}	Consumo anual num sistema eléctrico pertencente a um estado membro do Nordel (GWh)
Ex	Factor de ajuste da capacidade sobreante numa dada área ou bloco de controlo da UCTE (RC) em função das trocas comerciais do sistema
F_{corte}	Frequência com que ocorre o desperdício de produção renovável
$f_{eól}$	Factor de ajuste do erro de previsão eólica, utilizado na ilha de Creta
FOR	Indisponibilidade de uma determinada unidade de produção, traduzindo a probabilidade de, num dado momento da simulação, essa unidade de produção estar fora de serviço
$Freq\{H\}$	Frequência de ingresso na região saudável
$Freq\{M\}$	Frequência de ingresso na região marginal
f_{disp}	Factor de disponibilidade para a bombagem pura
f_{teste}	Função binária de teste que traduz o resultado da comparação entre a potência disponível P_{disp} e a potência de carga P_{carga} associadas a um determinado estado de simulação S_i
$f_{testeRO}$	Função binária de teste que traduz o resultado da avaliação da reserva operacional em cada período de simulação t
G	Indicador de fiabilidade genérico, cujo valor médio é calculado ao longo do processo de simulação de Monte Carlo sequencial
h_{bomb}	Número de horas de bombagem tipicamente utilizado para realizar a operação de bombagem num determinado aproveitamento hidroeléctrico
$h_{mês}$	Número de intervalos horários simulados para um determinado mês
IC_{ano}	Índice de cobertura da ponta anual, dado pelo quociente entre a média anual dos valores horários de potência disponível P_{disp} obtidos nas simulações e o valor da ponta anual dos consumos
$IC_{mês}$	Índice de cobertura médio mensal, dado pelo quociente entre a média mensal dos valores horários de potência disponível P_{disp} obtidos nas simulações e o valor da ponta mensal dos consumos

$IC_{mês_médio}$	Índice de cobertura médio mensal, determinado pela média aritmética dos quocientes entre P_{disp} e P_{carga} obtidos no conjunto das $h_{mês}$ horas simuladas para um determinado mês
$IC_{mês_mínimo}$	Índice de cobertura mínimo mensal, determinado pelo menor dos quocientes entre P_{disp} e P_{carga} obtidos no conjunto das $h_{mês}$ horas simuladas para um determinado mês
k_{bomb}	Coeficiente energético para a bombagem (MWh/hm ³)
L	Carga não interruptível prevista para uma determinada área ou bloco de controlo da UCTE (MW)
LLD_a	Duração total das interrupções contabilizadas no ano de simulação a (h)
LLO_a	Número de interrupções contabilizadas no ano de simulação a
$LOLC$	Custo da energia não fornecida esperada (€)
$LOLD$	Duração da perda de carga (h)
$LOLE$	Perda de carga esperada (h/ano)
$LOLF$	Frequência de perda de carga (ocorrências/ano)
$L_{máx}$	Valor máximo da carga prevista numa determinada área ou bloco de controlo de um estado membro da UCTE (MW)
$L_{máx,m}$	Valor máximo da carga do sistema eléctrico da República da Irlanda, para o qual a reserva secundária é fornecida, num determinado período ou mês de transacção m (MW)
$L_{min,m}$	Valor mínimo da carga do sistema eléctrico da República da Irlanda, para o qual a reserva secundária é fornecida, num determinado período ou mês de transacção m (MW)
m	Período de transacção definido na República da Irlanda para a aquisição de reserva de controlo secundário, correspondente a um mês
$MAPL$	Margem para a ponta ou pico dos consumos (MW)
M_{disp}	Margem de cobertura, traduzindo a diferença entre a potência disponível e a carga, em cada intervalo horário de simulação (MW)

M'_{disp}	Margem de cobertura aproximada, traduzindo a diferença entre a potência disponível e a carga, em cada intervalo horário de simulação, mas não considerando avarias nos grupos de produção em regime especial (MW)
$M'_{disp[\%]}$	Margem de cobertura aproximada relativa, obtida dividindo a margem de cobertura aproximada pela carga na hora correspondente
MO	Capacidade indisponível numa determinada área ou bloco de controlo da UCTE devido a acções de manutenção programada (MW)
$MTTR$	Tempo médio de reparação de uma determinada unidade de produção (h)
N	Número total de grupos pertencentes a uma central de produção em regime especial modelizada através do modelo de Markov a múltiplos estados
n_{bomb}	número médio de dias em que a bombagem é efectuada em cada mês
n_{ef}	Número de estados de falha observado ao longo de um determinado ano de simulação a
n_{eh}	Número de estados saudáveis observados em toda a simulação
n_{em}	Número de estados marginais observados em toda a simulação
NGC	Capacidade de produção total de uma determinada área ou bloco de controlo da UCTE (MW)
$N_{horas\ corte\ ano}$	Número de horas em que ocorre desperdício de energia renovável
NUC	Capacidade de produção não utilizável (MW)
O	Capacidade indisponível numa determinada área ou bloco de controlo da UCTE devido a avarias não programadas (MW)
ORR	Taxa de substituição de uma unidade de produção, traduzindo a probabilidade de uma determinada unidade de produção não sair de serviço e não ser substituída num dado intervalo de tempo em análise
$Prob\{j\}$	Probabilidade de residência num determinado estado j entre $N+1$ estados possíveis definidos pelo modelo markoviano a múltiplos estados
$P(V)$	Potência hidroelétrica disponível num determinado aproveitamento ou sistema de produção hidroelétrico, função do volume armazenado V (MW)

P_{bomb}	Potência de bombagem instalada num determinado aproveitamento hidroeléctrico (MW)
P_{BP}^{disp}	Potência disponível numa determinada central de bombagem pura (MW)
P_{BP}^{inst}	Capacidade instalada numa determinada central de bombagem pura (MW)
P_{carga}	Potência de carga associada a um determinado estado de simulação (MW)
$P_{carga}(t)$	Potência de carga no período de simulação t (MW)
$P_{cortada}$	Valor médio da potência cortada nos períodos em que ocorre desperdício de produção de origem renovável (MW)
$P_{declarada < 4h}$	Potência declarada pelos produtores hidroeléctricos espanhóis, disponível até quatro horas consecutivas (MW)
P_{disp}	Potência disponível associada a um determinado estado de simulação (MW)
P'_{disp}	Aproximação à potência disponível associada a um determinado estado de simulação, não considerando a ocorrência de avarias em grupos de produção em regime especial (MW)
$P_{disp(\%)}(V)$	Potência hidroeléctrica disponível no sistema espanhol, em percentagem da capacidade de produção instalada total
$P_{disp}(t)$	Potência disponível no período de simulação t (MW)
$P_{disp_mês}$	Média mensal da potência disponível no conjunto de todos os períodos de simulação associados a esse mês (MW)
$P_{eól}(t)$	Potência eólica observada no período de simulação t (MW)
$P_{eól, inst}$	Capacidade de produção eólica instalada no sistema eléctrico alemão (MW)
$P_{esc}(t)$	Potência escalada no período de simulação t (MW)
$P_{hídrica}$	Produção programada para os grupos hídricos da Califórnia (MW)
$P_{hidro_máx}$	Potência hidroeléctrica máxima disponível no sistema espanhol (MW)
P_{inst}	Valor da potência fotovoltaica instalada submetido ao PVGIS (kWp)
P_{inst_hidro}	Potência hidroeléctrica instalada no sistema espanhol (MW)
P_{int_import}	Somatório de todas as importações de produção eléctrica interruptíveis da área de controlo da CAISO, Califórnia (MW)

P_m	Valor médio da potência fornecida pelas unidades de produção que participam no controlo secundário na República da Irlanda, ao longo de um determinado período de transacção ou mês m (MW)
P_{MIT}	Valor dos requisitos mínimos de inércia térmica em cada ano (MW)
$P_{mob<1h}(t)$	Potência mobilizável em entre o período de simulação t e o período de simulação $t+1$ (MW)
PNS_i	Potência não fornecida associada ao estado S_i (MW)
PRE	Produção em regime ordinário, porém excluindo produção mini-hídrica, dada pelas séries de disponibilidade fornecidas pelas empresas (MW)
P_{resRE}	Somatório dos valores de produção das centrais de biogás, biomassa, cogeração, RSU, RSI, solar térmica, solar fotovoltaica e mini-hídrica (MW)
PRO	Produção em regime ordinário, porém incluindo produção mini-hídrica, dada pelas séries de disponibilidade fornecidas pelas empresas (MW)
$Prob\{H\}$	Probabilidade de residência em estados saudáveis
$Prob\{M\}$	Probabilidade de residência em estados marginais
P_{subst}	Produção convencional que pode ser substituída por produção eólica (MW)
$P_{térmica}$	Produção programada para os grupos térmicos da Califórnia (MW)
r_1	Constante empírica utilizada pela UCTE para determinar a reserva secundária em cada área/bloco de controlo, que assume o valor de 10 MW
r_2	Constante empírica utilizada pela UCTE para determinar a reserva secundária em cada área/bloco de controlo, que assume o valor de 150 MW
RAC	Capacidade de produção disponível (MW)
RC	Capacidade sobrança (MW)
$ResOp(t)$	Reserva operacional no período de simulação t (MW)
RM	Margem sobrança, dada pela diferença entre RAC e $L_{máx}$ (MW)
R_{Nordel}	Resposta em frequência requerida para todo o Nordel (MW/Hz)
RO_1	Porção de capacidade hídrica e térmica utilizada pelo operador de sistema da Califórnia para efeitos do cálculo da Reserva operacional R_{oper} (MW)

RO_2	Maior perda de produção previsível na área de controlo do operador de sistema da Califórnia, utilizada no cálculo horda Reserva operacional (MW)
R_{oper}	Reserva operacional calculada para a área de controlo do operador de sistema da Califórnia (MW)
$R_{prim}(t)$	Reserva primária especificada para o período de simulação t (MW)
r_{rcs}	taxa de decrescimento da reserva de controlo secundário
R_{sec}	Reserva secundária, calculada de acordo com a recomendação da UCTE para uma determinada área/bloco de controlo ou através de outra regra adoptada pelo operador de sistema responsável (MW)
$R_{sec}(t)$	Reserva secundária especificada para o período de simulação t (MW)
$R_{sec\ Espanhal}$	Reserva secundária calculada de acordo com a recomendação da UCTE para o sistema espanhol (MW)
$R_{sec\ Portugal}$	Reserva secundária calculada de acordo com a recomendação da UCTE para o sistema português (MW)
R_{TSO}	Resposta em frequência atribuída a um determinado sistema de um estado pertencente ao Nordel (MW/hz)
S	Espaço de estados das configurações possíveis para a operação do sistema
SC	Capacidade em reserva (MW)
S_i	i -ésimo estado possível para o funcionamento do sistema, seleccionado dentro do conjunto de estados de operação possíveis ($S_i \in S$)
SSR	Capacidade utilizada para efeitos da constituição das reservas primária, secundária e terciária mobilizável em menos de uma hora numa determinada área ou bloco de controlo da UCTE (MW)
t	período considerado para efeitos da análise da adequação da reserva, correspondente a uma hora de duração
UC	Capacidade de produção indisponível (MW)
V	Volume armazenado no reservatório de um determinado aproveitamento ou cascata hidroeléctrica (hm^3)
V_{bomb}	Volume adicional devido à operação de bombagem (hm^3)

$V(\tilde{E}[G])$	Variância da estimativa da média $\tilde{E}[G]$ do indicador de fiabilidade G , ao longo do processo de simulação de Monte Carlo sequencial
x	Parâmetro do modelo de disponibilidade hidroelétrica português

Variáveis representadas por caracteres de origem grega

β	Coefficiente de variação da estimativa da média $\tilde{E}[G]$ do indicador de fiabilidade G , ao longo do processo de simulação de Monte Carlo sequencial
λ	Taxa de avarias de uma determinada unidade de produção (ocorrências/ano)
μ	Taxa de reparação de uma determinada unidade de produção (ocorr./ano)
σ	Desvio padrão da distribuição do erro da previsão de carga (MW)
ν	Média da distribuição do erro da previsão de carga (MW)

Variáveis representadas por caracteres de origem latina e grega

Δ_{carga}	Erro de maior amplitude da série histórica de consumos utilizada na Dinamarca Ocidental para calcular o valor da reserva secundária (MW)
Δ_{CE}	Variações associada à perda de produção na Dinamarca Ocidental (MW)
$\Delta P_{carga}(t)$	erro de previsão de carga sorteado para o período de simulação t (MW)
$\Delta P_{eól}(t)$	erro da previsão eólica observado no período t , dado pela diferença entre $P_{eól}(t)$ e $P_{eól}(t+I)$ (MW)
$\Delta P_{disp}(t)$	variação da potência disponível devida a avarias (MW)
Δt_i	Duração do i -ésimo estado de simulação S_i
η_{conv}	Rendimento da conversão da fotovoltaica, considerando a eficiência dos painéis e as perdas eléctricas na ligação à rede
θ_{mod}	Inclinação dos módulos ou painéis solares (ângulo com a vertical)

ζ_{perfil}	Factor de correcção para os perfis de produção solar que foram determinados utilizando o PVGIS, permitindo alcançar as estimativas de produção eléctrica fornecidas pelas empresas
σ_{carga}	Desvio padrão da distribuição do erro da previsão de carga na República da Irlanda (MW)
σ_{CE}	Desvio padrão da distribuição conjunta do erro de previsão eólica e da capacidade perdida devido a saídas não programadas de unidades de produção, utilizada pela Energinet na Dinamarca Ocidental (MW)
σ_{disp}	Desvio padrão da distribuição da capacidade perdida devido a saídas não programadas de unidades de produção, utilizada pela Energinet na Dinamarca Ocidental (MW)
$\sigma_{eól}$	Desvio padrão da distribuição do erro de previsão eólica, utilizada pela Energinet na Dinamarca Ocidental (MW)
$\sigma_{sistema}$	Erro de previsão do sistema, definido como a raiz quadrada da soma dos quadrados dos desvios padrão das previsões de carga e de produção eólica na República da Irlanda (MW)
σ_{vento}	Desvio padrão da distribuição do erro da previsão eólica na República da Irlanda (MW)
φ_{mod}	Azimute dos módulos ou painéis fotovoltaicos (ângulo de orientação relativamente ao Sul geográfico)

Capítulo 1– Introdução

1.1 Âmbito do trabalho desenvolvido

A presente dissertação resultou do trabalho desenvolvido pelo autor ao longo do segundo semestre de 2006, do ano de 2007 e do primeiro semestre de 2008 na Unidade de Sistemas de Energia do Instituto de Engenharia e Sistemas de Computadores (INESC Porto), no contexto de um projecto de investigação e desenvolvimento de âmbito internacional, formalmente designado por *Projecto Reservas*.

O Projecto Reservas compreendeu um conjunto de estudos centrados na avaliação da adequação do sistema electroprodutor ibérico, que foram realizados na sequência de um contrato celebrado entre o INESC Porto e os operadores das redes de transporte de energia eléctrica de Espanha e de Portugal, Red Eléctrica de España (REE) e Rede Eléctrica Nacional (REN), respectivamente. O objectivo principal desses estudos consistiu na avaliação de níveis adequados de reserva operacional nos sistemas eléctricos ibéricos, numa perspectiva temporal de médio e de longo prazo (2005 a 2025), considerando a integração em grande escala de energia eléctrica produzida em regime especial, sobretudo de energia eléctrica produzida em centrais eólicas.

Os trabalhos integrados no Projecto Reservas foram elaborados por uma equipa internacional, constituída por investigadores do INESC Porto e da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI – Brasil), em consonância com equipas da REN e da REE, que influenciaram decisivamente o desenvolvimento dos mesmos, quer através da partilha da sua experiência profissional, quer pela apresentação das suas preocupações e expectativas em relação a alguns aspectos de carácter metodológico e, em particular, em relação à utilidade dos resultados a obter.

Os estudos realizados no âmbito do Projecto Reservas assentaram na utilização de uma ferramenta computacional baseada em simulação de Monte-Carlo cronológica, desenvolvida especificamente para analisar a adequação dos sistemas de produção de electricidade de Espanha e de Portugal. Essa ferramenta de simulação permite não só quantificar a referida adequação, através da produção de um conjunto de índices de fiabilidade de natureza probabilística amplamente validados e consagrados pela comunidade científica internacional, como também introduz novos conceitos e índices desenvolvidos pelas equipas que integraram o projecto.

A concepção desta ferramenta pressupõe a modelização matemática da disponibilidade das diversas unidades de produção que compõem o sistema electroprodutor ibérico: térmicas, hidroeléctricas (com e sem bombagem), mini-hídricas, de cogeração, eólicas, solar térmicas e solar fotovoltaicas, de biogás, de biomassa e de resíduos sólidos urbanos e industriais. Para esse efeito, foram consideradas séries históricas de disponibilidade de produção de energia eléctrica, tendo em conta os diferentes tipos de centrais mencionados no parágrafo anterior. Por outro lado, a concretização dos objectivos do projecto exigiu a utilização de previsões da procura de energia eléctrica nos sistemas de Espanha e de Portugal, bem como os programas de expansão/investimento das empresas contratantes.

No decurso do desenvolvimento do Projecto Reservas, foram ainda produzidos diversos estudos complementares, alguns dos quais se descrevem nesta dissertação, destinados a refinar aspectos de modelização que se revelaram deficitários, a explicar resultados inesperados e a esclarecer dúvidas de carácter metodológico que foram surgindo com o andamento dos trabalhos.

A contratação do Projecto Reservas teve como motivação fundamental a necessidade de dar resposta a algumas das preocupações mais recentes dos operadores de sistema ibéricos, relacionadas com os efeitos decorrentes do crescimento rápido, esperado para os próximos anos, dos níveis de penetração da energia eólica nos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal.

Em particular, como o comportamento do vento é muito variável [1] e a sua previsibilidade é limitada [2], [3], [4], a produção eólica é afectada por uma grande incerteza, sendo por isso intrinsecamente não despachável [5], [6]. Esta situação dificulta a gestão da operação dos sistemas eléctricos, na medida em que se torna necessário acomodar e compensar as variações do recurso eólico, em grande parte inesperadas, recorrendo à mobilização ou à desmobilização de produção eléctrica de origem convencional (hídrica ou térmica). Desta forma, a presença de grandes quantidades de produção eólica nos sistemas eléctricos de energia de Espanha e de Portugal acarreta a necessidade de assegurar a existência de montantes adequados de reserva operacional (reserva de regulação secundária e reserva terciária), com vista a garantir a operação contínua, fiável e segura do sistema eléctrico ibérico.

No entanto, as metodologias de cálculo utilizadas tradicionalmente para determinar as necessidades de reserva operacional baseiam-se em regras puramente determinísticas, que não são adequadas para responder às necessidades futuras dos seus sistemas eléctricos [7], porque a filosofia subjacente à sua formulação não leva em conta os efeitos decorrentes da integração de grandes quantidades de produção não controlável [8]. Surge assim a necessidade de repensar os pressupostos teóricos subjacentes à formulação dessas regras, incorporando nelas mecanismos que permitam compensar as consequências da incerteza associada à produção de carácter intermitente, em especial da produção eólica.

Esta problemática não é inteiramente nova, tendo surgido na última década nalguns países da Europa, sobretudo na Alemanha, na Dinamarca, na República da Irlanda e, em sistemas isolados com a ilha de Creta (Grécia) [9], à medida que os níveis de integração da produção eólica e o seu peso relativo nos sistemas electroprodutores destes estados foram aumentando. Com efeito, os operadores de sistema destes países foram obrigados a desenvolver e a adoptar novas metodologias de determinação dos níveis de reserva operacional, para poderem responder adequadamente às solicitações decorrentes da presença de grandes quantidades de energia eólica nos seus sistemas eléctricos [7], [10], [11]. Porém, a especificidade do sistema eléctrico ibérico, fracamente interligado e com uma disponibilidade hidroeléctrica muito dependente do regime hidrológico anual [12], inviabiliza a possibilidade de utilizar metodologias semelhantes nos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal.

Neste contexto, os estudos realizados no âmbito do Projecto Reservas revestem-se de grande utilidade, na medida em que permitem, por um lado, perspectivar as consequências do aumento do peso relativo da componente eólica no sistema electroprodutor ibérico e, por outro lado, avaliar a adequação dos investimentos previstos para o parque produtor ibérico, bem como das regras de quantificação dos níveis de reserva operacional utilizadas actualmente pelos operadores de sistema de Espanha e de Portugal. Os resultados obtidos no decurso do Projecto Reservas constituem por isso uma mais valia estratégica para os operadores de sistema, quer no âmbito do apoio às suas decisões de investimento, quer em termos da sua utilidade científica como base para uma revisão e eventual reformulação das metodologias de cálculo dos volumes de reserva operacional.

O trabalho que é exposto neste documento resultou da necessidade de adaptar os trabalhos conducentes à presente dissertação ao desenvolvimento do Projecto Reservas. Com efeito, a importância, a dimensão e a duração do projecto implicaram a necessidade de desdobrar os trabalhos em função das áreas de competência técnica dos diversos participantes.

Coube por isso ao autor, enquanto membro integrante da equipa do INESC Porto e sob a supervisão do seu orientador, a realização de um conjunto de estudos de carácter científico específico, que se descrevem ao longo desta dissertação, bem como outras tarefas de âmbito geral. No sentido de esclarecer e delimitar o espaço destas contribuições no contexto da participação do autor no projecto, os trabalhos desenvolvidos pelo autor são objecto de clarificação na *secção 1.3* do presente capítulo.

O estudo dos problemas decorrentes da integração de grandes quantidades de produção eléctrica não controlável é relativamente recente no âmbito da análise da fiabilidade dos sistemas eléctricos. Por conseguinte, o conteúdo desta dissertação incide fundamentalmente sobre a realidade específica dos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal, embora sejam referidas soluções técnicas e práticas adoptadas noutros países europeus, que possuem níveis de integração de produção eólica elevados.

1.2 Enquadramento e caracterização da problemática abordada

Os sistemas eléctricos de energia evoluíram ao longo de décadas, sendo hoje entidades extremamente complexas [13]. Cabe aos operadores de sistema, enquanto entidades responsáveis pela gestão dos sistemas eléctricos, garantir que a energia eléctrica produzida é entregue aos consumidores de uma forma segura e contínua, com um custo, nível de qualidade técnica (frequência e tensão) e qualidade de serviço adequados e aceitáveis pela maioria dos clientes servidos. Estas condições estão intrinsecamente relacionadas entre si, como componentes da fiabilidade dos sistemas eléctricos de energia [14].

Em resultado da alteração dos padrões de consumo das populações e do aumento da competitividade industrial verificados nas últimas décadas, as sociedades contemporâneas atribuem uma valorização económica elevada à fiabilidade dos sistemas eléctricos de energia, em particular à continuidade de serviço e ao

restabelecimento rápido do fornecimento de electricidade após a ocorrência de interrupções [15].

Para assegurar os níveis elevados de fiabilidade mencionados no parágrafo anterior, as empresas do sector eléctrico recorriam, tradicionalmente, a práticas de planeamento e de operação baseadas na intuição, na experiência e na capacidade de julgamento crítico dos seus profissionais (operadores, técnicos, engenheiros, etc.) [16]. No entanto, têm ocorrido mudanças importantes no sector eléctrico europeu ao longo das últimas duas décadas, que têm vindo a alterar gradualmente esta filosofia. De entre essas alterações, destacam-se:

- o aumento da dimensão física e da complexidade dos sistemas eléctricos, em resultado do crescimento natural da procura de energia eléctrica, da diversificação das fontes de produção e da alteração dos padrões de consumo de energia [17];
- a mudança paradigmática da organização do sector eléctrico, caracterizada pela separação sectorial de diversas companhias de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica e pela sua posterior reestruturação no âmbito da criação de mercados de energia eléctrica [18]; este processo é frequentemente designado por desverticalização do sector eléctrico [19], sendo uma das suas consequências a substituição da lógica tradicional de planeamento centralizado da operação dos sistemas eléctricos pela actuação das forças de mercado (agentes de produção, empresas de transporte, distribuidores, comercializadores, consumidores, fornecedores de serviços de sistema, etc.) [20];
- o aparecimento e disseminação em larga escala de sistemas de produção de energia eléctrica baseados em fontes de energia renovável, sobretudo a partir da última década do séc. XX, que têm vindo a dificultar os processos de gestão da operação dos sistemas eléctricos de energia, devido à incerteza associada aos níveis de produção eléctrica de origem renovável, em especial da energia eólica e, mais recentemente da energia solar [21], [22], [23].

Estas alterações estruturais e organizacionais têm forçado os profissionais do sector eléctrico a substituir as suas abordagens empíricas por métodos mais formais, que incluem a categorização de conceitos e de índices, a análise de falhas e avarias dos

diversos componentes, o estabelecimento de critérios e a aplicação de métodos determinísticos e, mais recentemente, métodos probabilísticos para a análise da fiabilidade dos sistemas eléctricos de energia [13].

Neste contexto, os operadores dos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal enfrentam dois desafios fundamentais: (1) em resultado da implementação de um conjunto de políticas nacionais e europeias de incentivo à integração de fontes de energia renovável e à redução dos níveis de emissão de CO₂, o sistema de produção de energia eléctrica ibérico integra presentemente uma capacidade de produção não despachável muito significativa, estando previsto o seu aumento rápido nos próximos anos, devido sobretudo ao crescimento acelerado da componente eólica, mas também da energia solar; (2) a criação recente do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

1.2.1 Energia eólica em Espanha e em Portugal

Desde meados dos anos 80 do século passado que se tem verificado um aumento da consciencialização mundial para os problemas relacionados com o meio ambiente e com os objectivos estratégicos do desenvolvimento sustentável, levando à assinatura, em 1997, do protocolo de Quioto, mediante o qual 175 países (incluindo Espanha e Portugal) se comprometeram a reduzir os seus níveis de emissões de gases de efeito de estufa [24]. Na sequência do protocolo de Quioto, foi redigida a *Directiva Europeia 2001/77/CE*, que fixa os seguintes objectivos [25]:

- no ano de 2010, 12% do consumo total de energia primária da UE deverá ser de origem renovável e 22,1% da produção de electricidade da UE deverá ser de origem renovável;
- no ano de 2020, 20% do consumo de energia da UE deverá ser de origem renovável e 34% da produção de electricidade da UE deverá ser de origem renovável;

O cumprimento do primeiro objectivo enunciado pressupõe diferentes valores de referência para os sistemas eléctricos dos países ibéricos: Espanha deverá assegurar que 29,4% da sua produção nacional de electricidade vai ser exclusivamente de origem renovável em 2010, enquanto que Portugal terá que assegurar uma quota de 39% nesse mesmo ano.

Em Espanha, a transposição da Directiva Europeia 2001/77/CE pelo governo deu origem à publicação, no ano 2005, do *Plan de Las Energías Renovables 2005-2010* (PER) [26], que substituiu o *Plan de Fomento de Las Energías Renovables 2000-2010*, um plano de incentivo à construção de aproveitamentos de produção de electricidade baseados em fontes de energia renovável, datado do ano 2000 [27]. No ano de 2007 foi publicada a *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-2016* [28], aumentando a quota de referência para o ano de 2011 de 29,4% para 31,4% e fixando o objectivo de 34,3% para 2016 [29].

Em Portugal, os objectivos da Directiva Europeia 2001/77/CE foram fixados pela *Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005*, no âmbito do estabelecimento da *Estratégia Nacional para a Energia* [30]. Os objectivos da Directiva foram posteriormente reforçados com a publicação do plano *Energia e Alterações Climáticas – Mais investimento, melhor ambiente*, aumentando a quota de electricidade de base renovável de 39% para 45% [31].

A par desta legislação, os governos de Espanha e de Portugal desenvolveram políticas de incentivo à construção de centrais de produção de electricidade baseadas em fontes de energia renovável, através de definição de formas remuneratórias atractivas para os produtores em regime especial.

Em Espanha, foi publicado o *Real Decreto 436/2004*, estabelecendo o regime jurídico e económico da actividade de produção de energia eléctrica em regime especial [32], no qual foi definido que os produtores podem optar entre vender a sua electricidade directamente a uma empresa de transporte ou de distribuição e vendê-la livremente no mercado, recebendo um prémio por participação [33]. No caso concreto da energia eólica, se os produtores em regime especial optarem por vender a sua electricidade directamente a uma empresa de transporte ou de distribuição, serão remunerados mediante uma tarifa regulada, única para todos os períodos de operação. Se decidirem vender a sua produção livremente no mercado, a sua remuneração será dada pela soma do preço de mercado com um prémio especial destinado a incentivar a participação dos produtores eólicos no leilão de preço uniforme [34].

Em Portugal foram publicados, na sequência da Directiva Europeia 2001/77/CE, o *Decreto-lei 339-C/2001*, posteriormente revogado pelo *Decreto-lei 33A/2005*, nos quais foram definidas formas remuneratórias para a produção de electricidade em regime especial. Em particular, estes diplomas propõem uma fórmula de remuneração

produzida a partir de recursos renováveis [35], [36], garantindo a respectiva remuneração por um período considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efectuados e a expectativa de retorno económico mínimo dos investidores [37]. Os produtores de energia eléctrica em regime especial entregam à rede nacional de transporte toda a energia produzida. O valor da tarifa praticada depende da tecnologia utilizada, sendo estabelecido pelo *Decreto-Lei nº 225/2007* [38].

Em resultado da publicação desta legislação, a capacidade de produção eólica registou um crescimento significativo ao longo da última década, tanto em Espanha como em Portugal. Com efeito, o crescimento da potência eólica instalada no sistema eléctrico ibérico aumentou consideravelmente a partir do ano 2000, primeiro em Espanha e depois em Portugal, conforme se pode observar na *Figura 1* e na *Figura 2*.

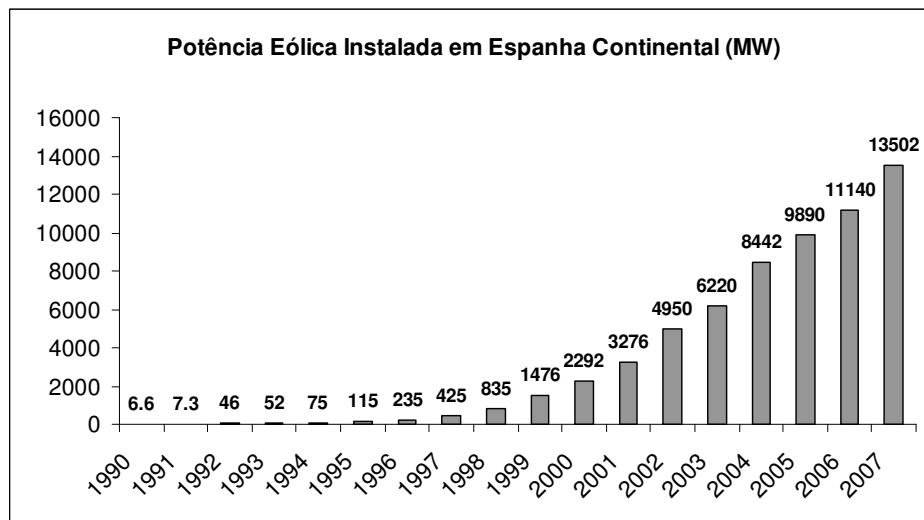


Figura 1 – Evolução da capacidade de produção eólica em Espanha [45],[46],[47],[48],[49].

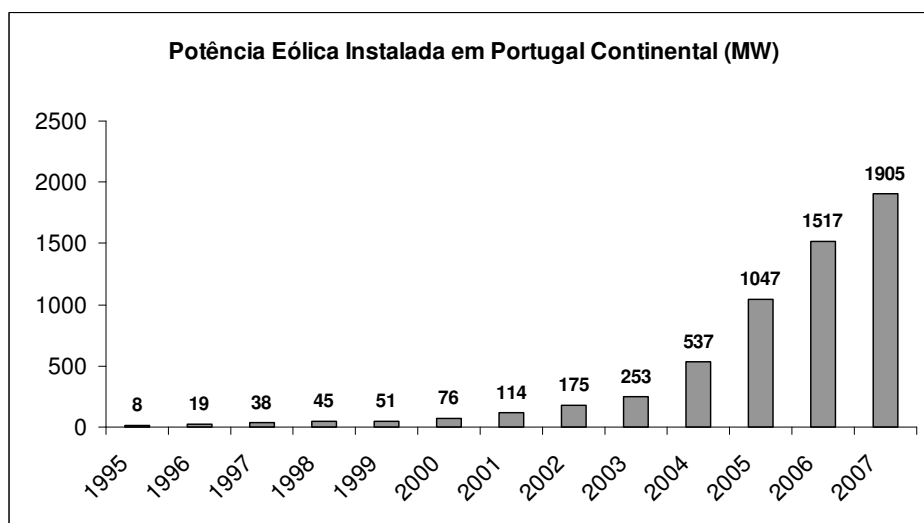


Figura 2 – Evolução da capacidade de produção eólica em Portugal [40],[41],[42],[43],[44].

No dia 31 de Dezembro de 2007, a potência eólica instalada totalizava 13 502 MW no sistema eléctrico espanhol [39] e 1 905 MW no sistema eléctrico português [40]. Os valores de capacidade instalada apresentados na *Figura 1* e na *Figura 2* correspondem à potência efectivamente ligada às redes de transporte da REE e da REN, sendo os valores reais de potência eólica instalada ligeiramente superiores. A observação da *Figura 1* permite verificar que, em Espanha, a potência eólica cresceu a uma taxa média de aproximadamente 33% desde o ano de 2000. Em Portugal, a variação correspondente foi igual a 59% (*Figura 2*).

À medida que a potência eólica instalada nos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal foi aumentando, a parcela do consumo de energia eléctrica abastecida a partir de energia eólica também foi crescendo, conforme se ilustra na *Figura 3* e na *Figura 4*.

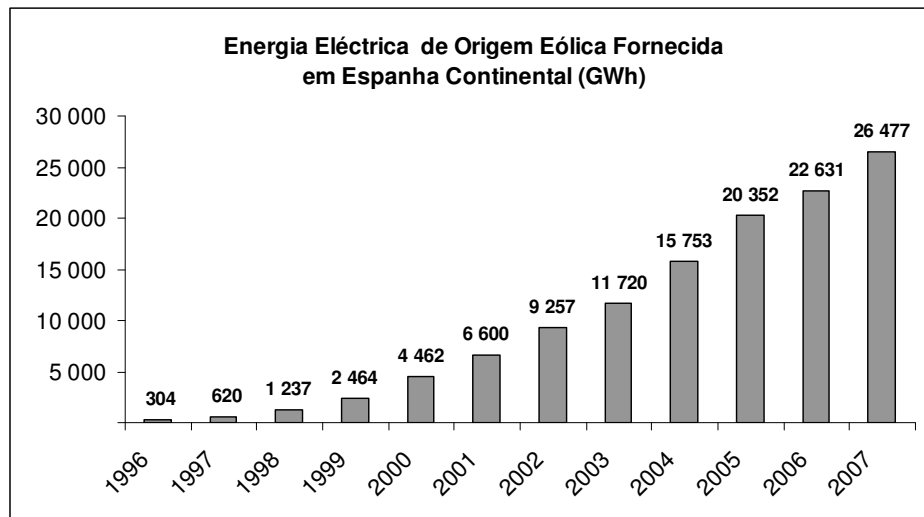


Figura 3 – Evolução da produção eléctrica de origem eólica em Espanha [45],[46],[47],[48],[49]

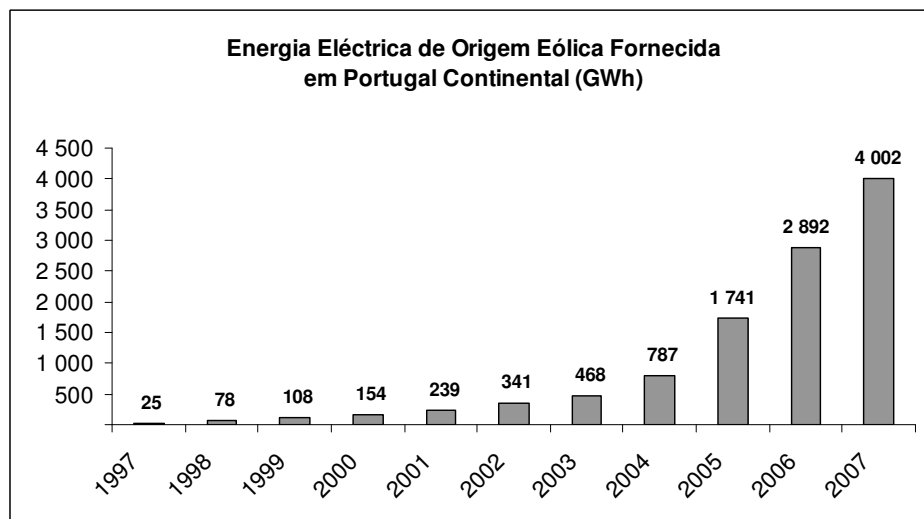


Figura 4 – Evolução da produção eléctrica de origem eólica em Portugal [40],[41],[42],[43],[44]

No ano de 2007, as centrais eólicas espanholas produziram 26 477 GWh de energia eléctrica, representando aproximadamente 10,2% do consumo anual de Espanha [39]. No mesmo ano, foram produzidos em Portugal 4 002 GWh de energia eléctrica com origem eólica, correspondendo a cerca de 8,0% do consumo anual do sistema eléctrico português [40].

Por outro lado, as perspectivas de crescimento da energia eólica na península Ibérica apontam no sentido de um crescimento acelerado nos próximos anos. De acordo com as projecções dos operadores de sistema, representadas na *Figura 5* e na *Figura 6*, a capacidade de produção eólica deverá crescer rapidamente entre 2005 e 2010, continuando a crescer de forma mais lenta a partir de 2015, sobretudo em Portugal.

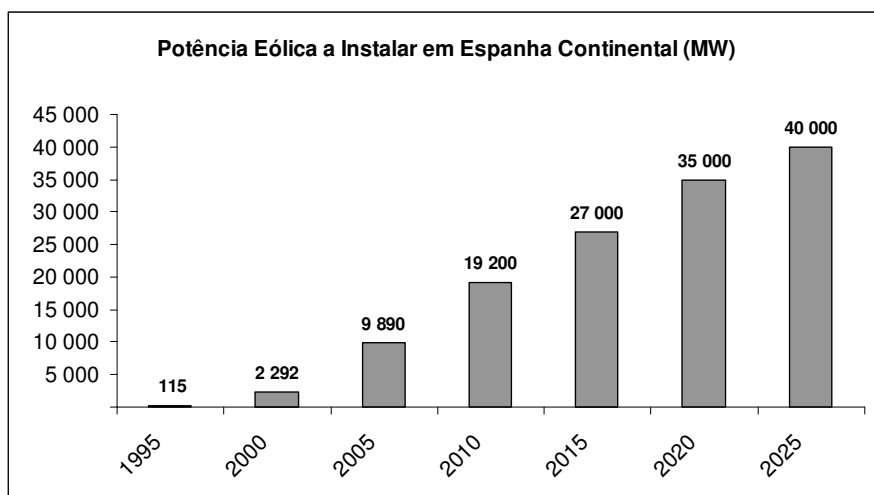


Figura 5 – Evolução futura da capacidade de produção eólica em Espanha [12].

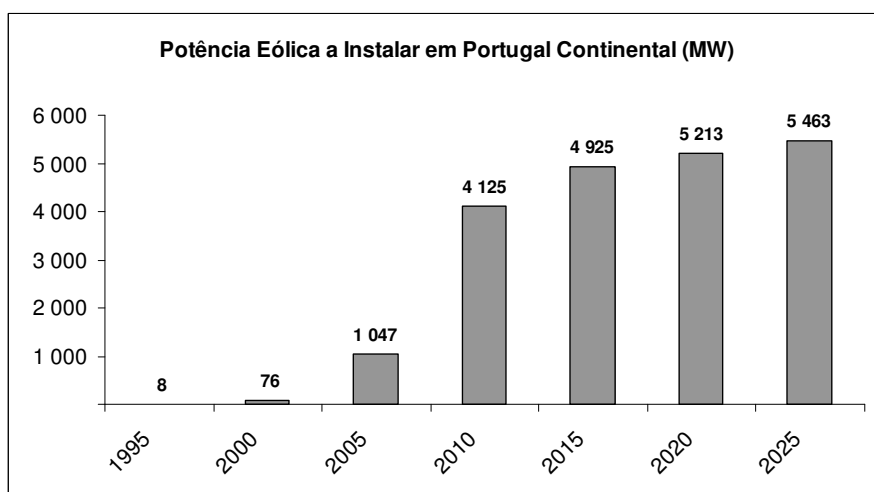


Figura 6 – Evolução futura da capacidade de produção eólica em Portugal [50].

Para assegurar o cumprimento dos valores de referência impostos pela Directiva Europeia 2001/77/CE, os operadores de sistema europeus são obrigados a dar prioridade

a toda a energia eléctrica de origem renovável, independentemente do período ou da hora do dia em que ela for injectada nas redes de transporte sob a sua supervisão [30]. No caso do sistema eléctrico ibérico, esta obrigatoriedade foi reforçada no âmbito do cumprimento dos objectivos fixados pela “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-2016” e pelo plano “Energia e Alterações Climáticas – Mais investimento”.

Dada a quantidade elevada de produção eólica que se prevê que venha a ser instalada na península Ibérica e o consequente aumento da incerteza associada à sua disponibilidade, é imperativo que os operadores de sistema saibam adaptar os seus procedimentos actuais e as suas regras de quantificação da reserva operacional, para poderem responder adequadamente ao desafio da integração eólica sem comprometerem a fiabilidade do abastecimento dos consumos. Esta situação justifica a utilização de métodos probabilísticos para esse efeito, em detrimento dos métodos determinísticos utilizados tradicionalmente, dada a natureza estocástica do comportamento do recurso eólico e a sua previsibilidade limitada [51].

1.2.2 Perspectivas de crescimento da energia solar no sistema ibérico

À semelhança do que sucede em relação à capacidade de produção eólica, também a capacidade de produção de eletricidade a partir de aproveitamentos baseados em energia solar registará um rápido crescimento nos próximos anos, em particular a partir da segunda década do séc. XXI, de acordo com as projecções dos operadores de sistema ilustradas na *Figura 7* e na *Figura 8*:

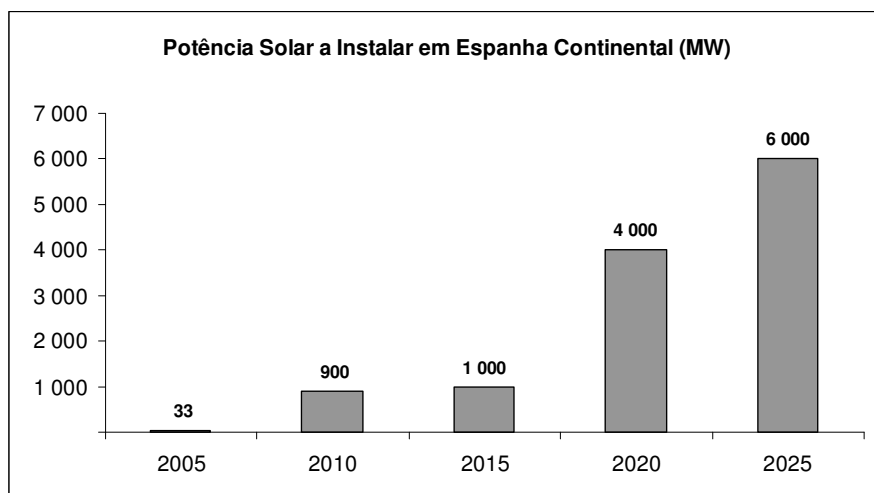


Figura 7 – Evolução futura da capacidade de produção solar em Espanha [12].

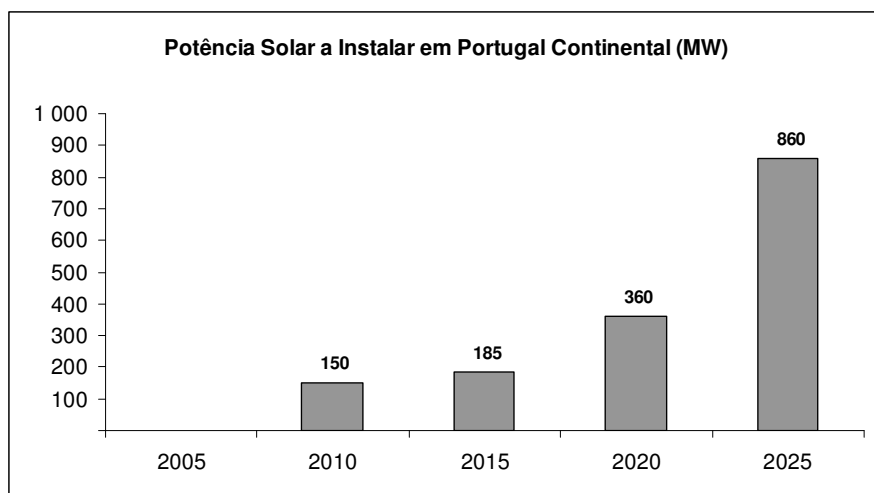


Figura 8 – Evolução futura da capacidade de produção solar em Portugal [50].

Apesar dos números apresentados na *Figura 7* e na *Figura 8* serem significativamente inferiores àqueles que podem ser encontrados para a energia eólica na *Figura 5* e na *Figura 6*, o crescimento acelerado da energia solar na península Ibérica acarreta desafios de natureza semelhante aos descritos na secção anterior, obrigando à consideração dos efeitos decorrentes da intermitência da sua disponibilidade no processo de quantificação dos volumes de reserva operacional. A existência de centrais de produção solar de média e grande dimensão nos sistemas de Espanha e de Portugal irá por isso aumentar a incerteza associada à operação do sistema eléctrico ibérico, agravando as dificuldades de quantificação da disponibilidade de produção.

1.2.3 O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)

Em meados da década de 1990, a existência de mercados de energia eléctrica em diversos países da Europa levou a União Europeia a incentivar a criação, a longo prazo, de um mercado Europeu de energia eléctrica [52]. Nesse sentido, foi publicada a *Directiva 96/92/CE*, posteriormente revogada pela *Directiva 2003/54/CE*, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade [53].

Posteriormente, devido à necessidade de estabelecer condições para o acesso à rede para trocas de electricidade através das fronteiras, foi publicado o Regulamento 1228/2003/CE sobre a negociação transfronteiriça de electricidade, através do qual se definiu um mecanismo único para compensação entre operadores do sistema de transporte e a Decisão 1229/2003/CE, na qual se estabelece um conjunto de directrizes relativas às redes de electricidade transeuropeias [54], [55]. Em ambiente de mercado,

deverá ser assegurado o cumprimento de um vasto conjunto de obrigações de serviço público e respeitados os direitos dos diversos protagonistas do sector eléctrico: liberdade de acesso ou candidatura ao exercício de actividades, não discriminação, imparcialidade e igualdade de tratamento dos diversos intervenientes, liberdade de escolha do comercializador [56].

Na sequência da publicação das directivas 96/92/CE e 2003/54/CE, os governos de Espanha e de Portugal têm desenvolvido diversa legislação e criado regulamentação com vista à implementação de um mercado liberalizado de energia eléctrica comum aos dois países [57], tendo o processo de convergência dos sistemas eléctricos português e espanhol sido formalmente iniciado com a celebração do *Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade*, no dia 14 Novembro de 2001 [58].

Por sua vez, os operadores de sistema ibéricos (REE e REN) e as entidades reguladoras dos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal (ERSE e CNE) têm vindo a encetar negociações e a acertar estratégias no sentido de harmonizar as condições de acesso e utilização das suas redes de transporte e a desenvolver diversos estudos técnicos com vista a assegurar que o funcionamento do mercado integrado não compromete a segurança, a continuidade e a qualidade do serviço de fornecimento de energia eléctrica em Espanha e em Portugal.

De entre os aspectos mais relevantes do funcionamento do MIBEL, destaca-se a definição do modelo de mercado, baseado na coexistência de um leilão simétrico (no qual são efectuadas ofertas de compra e de venda de energia eléctrica), com a possibilidade de acordar o fornecimento de energia eléctrica através de contratos bilaterais de fornecimento de energia eléctrica entre comercializadores e consumidores finais. A exploração do sistema é efectuada de acordo com duas zonas de operação distintas, correspondendo às áreas de controlo da REN e da REE, encarregadas ainda de efectuar a gestão dos congestionamentos nas interligações. Em Espanha existe ainda um mercado para o fornecimento de serviços auxiliares (reserva primária, secundária e terciária, controlo de tensão e reposição de serviço) [59], [60].

Os estudos realizados no âmbito do Projecto Reservas revestem-se de importância significativa no contexto do MIBEL, uma vez que, em ambiente de mercado, a gestão dos serviços auxiliares, onde estão incluídos os serviços de fornecimento de reserva primária e de reserva secundária, é da responsabilidade dos operadores de sistema (REE

e REN). No âmbito do MIBEL, o fornecimento de reserva primária é um serviço de sistema obrigatório e não remunerado. Por outro lado, o fornecimento de reserva secundária e de reserva terciária é voluntário, estando sujeito a um mercado específico dentro de cada área de controlo, de acordo com as margens de segurança definidas por cada operador de sistema [53].

A definição das margens de segurança para a reserva secundária e terciária em cada área de controlo depende das incertezas associadas à gestão da operação do sistema. Tendo em conta a especificidade do sistema eléctrico ibérico, com uma elevada percentagem de produção de origem hidroeléctrica sujeita a afluências anuais muito variáveis, uma percentagem significativa de produção em regime especial e uma capacidade de interligação relativamente reduzida, o processo de definição destas quantidades em ambiente de mercado torna-se complexo.

Com efeito, os processos tradicionais de quantificação dos volumes adequados de reserva secundária e terciária eram efectuados de forma centralizada pelos operadores de sistema. Esta realidade justificava-se pela estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico, mediante a qual cada operador de sistema podia controlar a produção no sistema eléctrico sob sua supervisão, sendo os níveis de incerteza associados a esses processos de controlo reduzidos.

Pelo contrário, em ambiente de mercado, caracterizado pela existência de diversos agentes de natureza distinta (produtores independentes, distribuidores, empresas retalhistas, comercializadores), a lógica centralizada que caracterizava estes processos de quantificação dos volumes de reserva deixa de poder ser aplicada, uma vez que, por um lado, já não é possível controlar grande parte produção do sistema e, por outro lado, aumentam os níveis de incerteza associados à disponibilidade dessa produção, dificultando a gestão da operação do sistema e inviabilizando os processos tradicionais de planeamento.

Assim, do ponto de vista dos operadores de sistema, a implementação do MIBEL implica obrigatoriamente a passagem de uma lógica de planeamento centralizado para um paradigma de monitorização do sistema eléctrico, no qual a definição dos volumes de reserva necessários implica obrigatoriamente a utilização de novas metodologias, capazes de lidar com todas incertezas associadas à gestão da operação do sistema.

Neste contexto, a realização dos estudos de análise de fiabilidade para efeitos de avaliação da adequação da reserva em ambiente de mercado constitui uma mais-valia no âmbito do problema fixação dos níveis de reserva adequados, permitindo quantificar o desempenho do sistema electroprodutor em ambiente de mercado, através da produção de índices de fiabilidade que caracterizam esse desempenho em termos da segurança de abastecimento.

1.3 Participação do autor no Projecto Reservas

Nesta secção são detalhadas as tarefas e os estudos que foram desenvolvidos pelo autor no âmbito do projecto. Estes incluíram contribuições gerais, consumadas em colaboração com outros participantes, e trabalhos de índole estritamente científica, que consituem a base da presente dissertação.

As contribuições gerais desenvolvidas pelo autor em colaboração com os restantes participantes consistiram na monitorização da realização do programa de trabalhos do projecto, na recepção, preparação e tratamento dos dados necessários aos trabalhos (bem como filtragem de erros contidos nos mesmos) e na preparação de diversos textos e figuras para apresentações em workshops, reuniões de trabalho e artigos para conferências internacionais.

De entre os trabalhos de âmbito científico desenvolvidos pelo autor no âmbito do Projecto Reservas, destacam-se:

- O estudo sobre regras e critérios de reserva operacional, que foi incluído no *Capítulo 2* da presente dissertação;
- A participação no desenvolvimento de uma metodologia para avaliação da adequação da reserva operacional dos sistemas electroprodutores de Espanha e de Portugal, que foi posteriormente implementada na ferramenta de simulação e que é descrita em detalhe no *Capítulo 3*;
- A concepção de um modelo de disponibilidade das centrais hidroeléctricas de Espanha, que será apresentado em detalhe no *Capítulo 4*;
- O estudo comparativo de alternativas para a modelização da operação de bombagem, detalhado também no *Capítulo 4*;

- A construção de perfis de disponibilidade de produção solar térmica e produção solar fotovoltaica para efeitos da modelização destas componentes, através de um processo que será descrito em detalhe no *Capítulo 5*;
- O estudo complementar de disponibilidade de produção para o sistema de produção espanhol, apresentado no *Capítulo 6*;
- O estudo de apoio à definição de padrões de risco associado às diversas configurações dos sistemas electroprodutores de Espanha e de Portugal estudadas ao longo do projecto, apresentado também no *Capítulo 6*;
- O estudo preliminar de avaliação dos níveis de desperdício de energia renovável em Espanha, tendo em conta valores mínimos de inércia térmica com vista à garantia da estabilidade dinâmica (*Capítulo 7*).

1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é constituída por dez capítulos (incluindo a presente introdução), organizados conforme se descreve a seguir:

O *Capítulo 2* contém um levantamento de regras e critérios utilizados para definição dos níveis de reserva operacional, utilizadas em sistemas com elevada penetração eólica, actual ou futura. Em concreto, foram analisados os seguintes sistemas: Alemanha, Bélgica, Dinamarca e países que constituem o Nordel (Finlândia, Noruega e Suécia), Espanha, Estados Unidos (Califórnia e Pennsylvania-New Jersey-Maryland – PJM), França, Holanda, Portugal, Reino Unido e República da Irlanda. As regras comuns e recomendações dos grupos de trabalho da UCTE foram utilizadas como base para o estudo, que pretende proporcionar uma visão geral do estado da arte.

No *Capítulo 3* será explicado, de forma concreta e detalhada, em que consistiu o Projecto Reservas, tendo em conta os seus principais objectivos, pressupostos assumidos e método de simulação utilizado no seu desenvolvimento. Neste capítulo descreve-se ainda a participação do autor no projecto, sendo indicadas todas as tarefas e os estudos da sua responsabilidade. Ao longo do *Capítulo 3*, serão apresentados de uma forma sucinta os principais modelos matemáticos utilizados no âmbito dos estudos do Projecto Reservas, com especial ênfase na análise de adequação da reserva operacional.

No *Capítulo 4* são apresentadas modelos relacionados com a disponibilidade de produção nos aproveitamentos hidroeléctricos de Espanha e de Portugal, em cujo desenvolvimento o autor teve participação relevante.

Além da produção eólica, foi dada especial atenção à produção solar, no contexto da integração de produção intermitente no sistema eléctrico ibérico. Nesse sentido, foram construídos perfis de produção distintos para as grandes centrais fotovoltaicas e para as grandes centrais solares termoelectricas, que serão apresentados no *Capítulo 5*.

Será apresentado um estudo em que se relacionam diversos índices de fiabilidade de natureza probabilística com índices de fiabilidade parcialmente determinísticos, ambos obtidos ao longo dos trabalhos do Projecto Reservas. Este estudo, que será apresentado no *Capítulo 6*, foi realizado com o objectivo de auxiliar os operadores de sistema a fixar níveis de risco adequados para os seus sistemas eléctricos.

No *Capítulo 7* é descrito um estudo preliminar de avaliação do desperdício de produção renovável no sistema eléctrico de Espanha, considerando a impossibilidade de integrar a totalidade desta produção em períodos de consumo reduzido e tendo em conta valores mínimos de inércia térmica, i.e. quantidades fixas de produção térmica que devem ser asseguradas nesses períodos, com vista à garantia da estabilidade dinâmica do sistema.

Finalmente, as conclusões do trabalho realizado pelo autor serão apresentadas no *Capítulo 8*, onde serão ainda consideradas as suas perspectivas de desenvolvimento futuro.

Foi incluída uma secção de conclusões parciais em todos os capítulos relativos ao trabalho realizado pelo autor (*Capítulos 2 a 7*), com vista a sintetizar o trabalho desenvolvido em cada caso e enquadrar os resultados no âmbito da problemática estudada na dissertação.

Capítulo 2 – Adequação da Cobertura e Regras de Reserva Operacional

2.1 Introdução

Neste capítulo, será efectuada uma revisão do estado actual dos estudos de análise da adequação da cobertura, na literatura científica e nas publicações disponibilizadas pelo meio industrial, sendo indicados alguns padrões de referência utilizados internacionalmente para o índice *LOLE*. Será ainda apresentado um conjunto de regras e de metodologias utilizadas para a determinação dos níveis adequados de reserva operacional, adoptadas por diversos operadores de sistemas em vários países da Europa, do Brasil e dos EUA. Pretende-se assim providenciar uma visão geral sobre o estado da arte e a situação internacional destas metodologias, tendo em conta, por um lado, os mais recentes estudos de investigação realizados pela comunidade científica e, por outro lado, as práticas adoptadas pelas empresas do sector eléctrico.

Importa salientar que o estado da arte apresentado ao longo deste capítulo não encontra correspondência exacta com o domínio científico de alguns dos trabalhos que serão apresentados nos restantes capítulos da presente dissertação. Com efeito, tendo os estudos efectuados pelo autor resultado da necessidade de adaptar os trabalhos conducentes à presente dissertação ao desenvolvimento do Projecto Reservas, a multiplicidade dos temas abordados na sua realização ultrapassa o contexto dos assuntos mencionados no parágrafo anterior. Esta situação justifica-se pelo facto de alguns dos estudos que serão apresentados em capítulos posteriores se basearem em abordagens novas ou recentes, havendo poucos estudos semelhantes publicados na literatura científica internacional. Assim, o conteúdo do presente capítulo cinge-se exclusivamente aos temas documentados na literatura científica no âmbito da análise da adequação dos sistemas eléctricos e pelo meio industrial no que respeita ao estabelecimento de regras para a quantificação dos volumes de reserva operacional.

Em termos de análise da cobertura dos sistemas eléctricos, foram realizados diversos trabalhos desde o final dos anos quarenta do séc. XX, estando disponíveis artigos, livros e outras publicações relacionadas com esta área. Não obstante, a incorporação destes métodos nos processos de decisão das empresas do sector eléctrico é relativamente recente, não havendo uma metodologia adoptada universalmente pela maioria dos operadores de sistema. Neste contexto, será apresentada uma explanação

genérica da metodologia utilizada pela UCTE¹ (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) para a caracterização da adequação dos sistemas electroprodutores dos seus estados membros. Serão também indicados alguns valores de referência para o índice *LOLE*, utilizados como padrão para a segurança de abastecimento em diversos países dos continentes europeu e americano.

No que respeita à análise reserva operacional, verifica-se a existência de um menor número de publicações na literatura científica, em especial no âmbito da integração da produção eólica. Da parte dos operadores de sistema, as necessidades de reserva operacional nas suas áreas de controlo são geralmente calculadas através de regras determinísticas ou seguindo uma recomendação empírica da UCTE que não leva em conta os efeitos decorrentes da variabilidade da produção eólica. Ao longo deste capítulo, serão apresentadas algumas dessas regras, utilizadas pelos operadores de sistema em diversos países da Europa e nalguns estados dos EUA para determinar os níveis adequados de reserva operacional dos seus sistemas electroprodutores. As recomendações dos grupos de trabalho da UCTE foram utilizadas como base do estudo.

A quantificação da disponibilidade de reserva operacional reveste-se de uma grande importância no contexto da segurança de abastecimento dos sistemas de produção de energia eléctrica contemporâneos [61]. Esta situação deve-se ao aumento da incerteza associada à operação destes sistemas devido, por um lado, à transição da organização tradicional do sector eléctrico baseada numa estrutura verticalmente integrada para um ambiente de mercado e, por outro lado, devido ao aumento recente da produção de carácter intermitente, em especial da produção eólica.

O crescimento rápido dos níveis de penetração da energia eólica a que se tem assistido nos últimos anos nalguns sistemas eléctricos da Europa, tem vindo a exigir a adopção de novas filosofias de planeamento e a implementação de novas metodologias que permitam incorporar os efeitos da variabilidade da produção eólica no processo de quantificação do aumento dos volumes de reserva operacional [62]. Uma vez que a produção eólica só pode substituir as centrais convencionais de produção até uma determinada percentagem da carga, dada a sua dependência das condições de disponibilidade do vento, apenas pode assegurar a satisfação de uma pequena parcela

¹ A UCTE é o organismo responsável pela coordenação da operação e pelo desenvolvimento/expansão das redes de transmissão de diversos estados europeus, desde Portugal à Polónia e desde a Holanda até à Roménia e Grécia, sendo constituída por 24 estados membros, nos quais se incluem Espanha e Portugal.

dos consumos [63]. Não é por isso possível utilizar a produção eólica para fornecer energia eléctrica aos consumidores de uma forma contínua, fiável e segura, sem recorrer ao apoio das unidades de produção convencional (térmicas e hídricas) [64].

A quantidade de reserva operacional necessária pode ser determinada utilizando métodos determinísticos ou métodos probabilísticos. Os métodos determinísticos baseiam-se na satisfação de um critério de fiabilidade definido *a priori*, e.g. garantir que o fornecimento de energia eléctrica aos consumidores não é interrompido na eventualidade da saída de serviço da maior unidade de produção do sistema, ou estabelecer um valor para a percentagem de reserva em função do maior nível de carga previsto, ou ainda definir o valor da reserva com base num cenário especial que represente as condições mais desfavoráveis de operação do sistema [65].

Em termos da sua formulação matemática e implementação prática, os métodos determinísticos de quantificação da reserva operacional são relativamente simples. Todavia, não capturam toda a diversidade de situações que podem ocorrer no contexto da exploração do sistema eléctrico, apresentando diferenças importantes do ponto de vista do tratamento das questões relacionadas com a perda de carga e, sobretudo, não reflectindo a natureza estocástica do comportamento do sistema eléctrico [66].

Os métodos probabilísticos são mais complexos, envolvendo geralmente a estimativa da probabilidade de ocorrência de perda de carga para diferentes configurações do parque de produção, efectuada a partir de dados históricos da disponibilidade dos diferentes grupos. Neste caso, a quantificação do volume de reserva operacional necessária é efectuada recorrendo ao cálculo de índices de fiabilidade, como a probabilidade de perda de carga (LOLP) ou a potência esperada não fornecida (EPNS). Estes índices são utilizados como indicadores da performance global do sistema e, em conjunto com considerações de ordem técnica e restrições de carácter económico, permitem quantificar níveis adequados de reserva operacional [67].

2.2 Metodologias para análise da adequação da cobertura

2.2.1 Análise de cobertura na literatura científica internacional

Entende-se por cobertura (da procura de energia eléctrica), a capacidade de um sistema de produção de energia eléctrica ser capaz de, num dado momento ou intervalo temporal de operação, assegurar a satisfação do consumo de energia eléctrica.

As metodologias probabilísticas de análise da adequação da cobertura dos sistemas de produção de energia eléctrica têm vindo a ser desenvolvidas desde os anos quarenta do século XX, tendo o seu aperfeiçoamento registado importantes avanços nos últimos vinte anos, graças ao aumento da capacidade computacional dos meios informáticos e ao emergir do interesse das empresas do sector eléctrico por estes métodos, em resultado dos novos desafios da integração de produção intermitente em ambiente de mercado.

Tradicionalmente, os estudos de adequação da cobertura baseavam-se no cálculo de índices obtidos através da comparação directa entre a produção disponível e a carga, utilizando modelos de disponibilidade das unidades de produção relativamente simples (e.g. considerar que a disponibilidade de produção hidroeléctrica varia linearmente com a energia armazenada nos reservatórios hídricos). As relações de dependência temporal entre os possíveis estados de funcionamento do sistema eram geralmente ignoradas e as necessidades de reserva do sistema frequentemente desprezadas, apesar de algumas das primeiras abordagens já considerarem os benefícios decorrentes da existência de interligações físicas entre dois ou mais sistemas eléctricos [68], [69].

No final dos anos sessenta do século XX, foram introduzidas as primeiras metodologias que contemplavam a incerteza associada à previsão dos consumos [70]. Estas metodologias incipientes baseavam-se frequentemente na consideração de várias curvas de cargas alternativas, às quais era atribuída uma determinada probabilidade de ocorrência individual [71].

Durante a década de setenta, verificaram-se importantes avanços nos processos de recolha e compilação dos dados relativos ao cálculo dos parâmetros de fiabilidade das unidades de produção, sobretudo no Canadá, onde foram concebidas diversos métodos de construção das distribuições de probabilidade da capacidade fora de serviço [72].

Com o aparecimento das primeiras grandes centrais de produção eólica em países como a Alemanha, a Dinamarca e os EUA, surgiram alguns trabalhos que levavam em conta a intermitência das centrais eólicas e solares, através da adição da potência não fornecida por estas centrais à curva de carga do sistema, enquanto a sua capacidade de produção disponível permanecia constante, permitindo modelizar as unidades de produção intermitente como grupos de produção convencional (hídricos e térmicos) [73].

A utilização do método de Monte Carlo para efeitos da análise de fiabilidade dos sistemas de produção de energia eléctrica iniciou-se durante os anos oitenta, na sequência de diversos trabalhos realizados pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*). Alguns dos modelos concebidos nesta altura incluíam já restrições operacionais complexas, tais como a política de escalonamento e os tempos de arranque das unidades de produção [74]. No início da década de noventa, foram desenvolvidas metodologias que permitiam incorporar algumas restrições operacionais das centrais hidroeléctricas, através da consideração da disponibilidade energética das mesmas na curva da carga do sistema [75].

Mais recentemente, têm sido utilizadas abordagens multi-área, i.e., considerando diversos sistemas eléctricos interligados. Estas abordagens incluem não só a quantificação dos benefícios decorrentes da disponibilidade da capacidade de interligação, mas também o estudo das implicações dos limites físicos das interligações nas margens de cobertura em ambiente de mercado. Alguns destes estudos consideram ainda a dependência da capacidade de interligação das condições operacionais dos sistemas envolvidos [76]. Frequentemente, estes estudos consideram gamas de incerteza para os parâmetros de fiabilidade dos grupos produtores [77].

Os estudos de fiabilidade utilizando simulação de Monte Carlo sequencial incluem frequentemente a consideração de um modelo a quatro estados de operação possíveis² para a produção convencional. Nalguns casos, as probabilidades de transição entre os diferentes estados são alteradas ao longo do processo de simulação, com vista a uma melhor representação das condições operacionais [79]. Foram realizados diversos trabalhos em que se considera a incerteza associada à produção eólica [80], através da consideração de uma gama de variação para os valores das séries utilizadas nas simulações.

Na última década, foram realizados trabalhos de investigação cujo objectivo não visava a produção de índices de fiabilidade, mas sim a determinação da configuração do sistema electroprodutor que conduz a um determinado valor do *LOLE* ou da *EENS*. Por exemplo, foi desenvolvida uma metodologia analítica probabilística que permite determinar, em cada ano de um horizonte temporal considerado, os acréscimos à

² Com base num modelo a quatro estados desenvolvido pelo IEEE nos anos setenta [78], em que, relativamente ao modelo de Markov a dois estados, se consideram dois estados adicionais: (1) em reserva, no qual o grupo está disponível mas desligado e (2) indisponível mas não necessário.

capacidade de produção necessários para assegurar a manutenção de um determinado valor de *LOLE* (e.g. inferior a 10h/ano). A técnica baseia-se na utilização da margem de capacidade disponível (diferença entre a disponibilidade de produção e a carga do sistema em cada hora), bem como dos desvios padrão da sua distribuição e da distribuição da carga, para determinar a contribuição de novas unidades de produção para a redução do valor de *LOLE* [81].

Mais recentemente, têm vindo a ser realizados alguns trabalhos de análise de adequação da cobertura em que são consideradas medidas de gestão da procura (*demand-side management – DSM*) em ambiente de mercado. Estes estudos incorporam frequentemente medidas de interruptibilidade de cargas bem como de coordenação entre a aquisição de reserva e a gestão da carga interruptível (*demand-side reserve*). Alguns destes trabalhos consideram ainda os efeitos decorrentes da coordenação entre vários mercados de energia eléctrica e de serviços de sistema [82].

2.2.2 Metodologia da UCTE para a caracterização da adequação

A UCTE define “*adequação de um sistema de produção*” como sendo a capacidade desse sistema poder satisfazer ou alimentar os consumos de energia eléctrica do sistema eléctrico a que pertence, considerando todos os estados estacionários de operação possíveis para esse sistema sob um conjunto de condições padrão [83].

Para efeitos da caracterização da adequação dos sistemas electroprodutores dos seus estados membros, a UCTE utiliza uma metodologia determinística baseada na comparação directa de um conjunto de grandezas medidas ou estimadas previamente. Os resultados dos estudos de adequação efectuados pela UCTE consistem em previsões do desempenho dos sistemas electroprodutores dos seus estados membros, que são publicadas no início de cada ano, sendo revistas em retrospectiva cinco anos mais tarde. A UCTE efectua também previsões a longo prazo para os anos de 2010, 2015 e 2020.

A análise da adequação realizada pela UCTE assenta na utilização dos resultados desta comparação, em particular de duas grandezas distintas: (1) a capacidade sobrança (*remaining capacity – RC*), expressa em MW; e (2) a margem de adequação de referência (*adequacy reference margin – ARM*), expressa em MW. A definição exacta e o processo de obtenção destas duas grandezas são apresentados de seguida, juntamente com as variáveis utilizadas na sua determinação:

- L* carga não interruptível do sistema electroprodutor em análise (*Load*), expressa em MW, correspondente ao valor médio horário da potência activa absorvida por todas as instalações ligadas ao sistema de transporte, incluindo as perdas na rede e excluindo os serviços auxiliares das centrais de produção, nas seguintes três horas do ano:
- a 11^a hora da 3^a Quarta-feira do mês de Janeiro (das 10:00h às 11:00h CET ou das 09:00h às 10:00h WET);
 - a 19^a hora da 3^a Quarta-feira do mês de Janeiro (das 18:00h às 19:00h CET ou das 17:00h às 19:00h WET);
 - 11^a hora da 3^a Quarta-feira do mês de Julho (das 10:00h às 11:00h CEST ou das 09:00h às 10:00h WEST);
- NGC* capacidade de produção total do sistema electroprodutor em análise (*Net Generating Capacity*), expressa em MW, correspondendo à soma das capacidades de produção individuais de todos geradores, considerando a disponibilidade total dos recursos primários, sejam combustíveis fósseis, sejam recursos hídricos ou eólicos;
- NUC* capacidade de produção não utilizável (*Non-Usable Capacity*), expressa em MW, consistindo na parcela da capacidade de produção total (*NGC*) que, por razões de índole diversa, não pode ser utilizada, seja devido a limitações do recurso primário, seja devido a congestionamentos na rede de transmissão ou a políticas de contenção por parte do produtor/operador de sistema;
- MO* capacidade de produção indisponível devida a acções de manutenção programada (*Maintenance and Overhauls*), expressa em MW;
- O* capacidade de produção indisponível devido a avarias não programadas (*Outages*), expressa em MW;
- SSR* Capacidade atribuída às reservas primária, secundária e terciária mobilizável em menos de 1h (*System Services Reserve*), expressa em MW;
- UC* capacidade de produção indisponível (*Unavailable Capacity*), expressa em MW, dada pela soma entre as capacidades indisponível devida a manutenção e não-utilizável;

$$UC = NUC + MO + O + SSR \quad (\text{MW}) \quad (1)$$

RAC capacidade de produção disponível (*Reliably Available Capacity*), expressa em MW, resultante da diferença entre a capacidade de produção total do sistema e a capacidade de produção indisponível;

$$RAC = NGC - UC \quad (\text{MW}) \quad (2)$$

RC capacidade sobrança (*Remaining Capacity*), expressa em MW, dada pela diferença entre as capacidades de produção disponível e a carga do sistema

$$RC = RAC - L \quad (\text{MW}) \quad (3)$$

Ex Interligações (*Exchanges*) é um factor de ajuste da capacidade sobrança em função das trocas comerciais do sistema em análise;

MAPL margem para a ponta (*Margin Against Peak Load*), expressa em MW, é a diferença entre a carga na hora de referência (L) e o valor máximo da carga prevista ou ponta dos consumos (L_{max});

RM margem sobrança (*Remaining Margin*), expressa em MW, é a diferença entre a capacidade de produção disponível (RAC) e o valor máximo da carga prevista (L_{max});

A forma como as grandezas listadas se relacionam entre si é ilustrada na *Figura 9*.

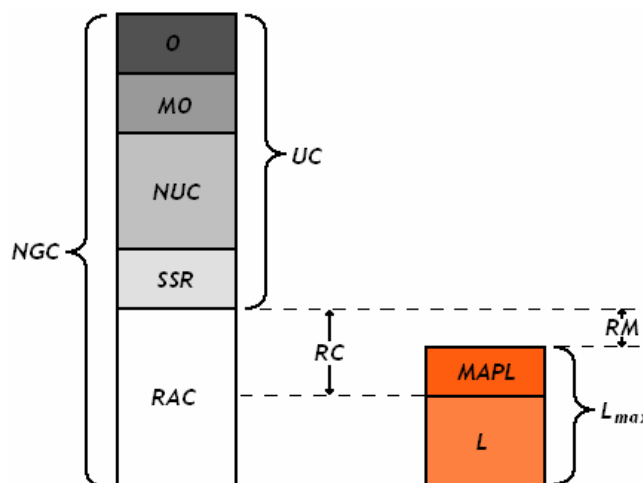


Figura 9 – Principais grandezas envolvidas na metodologia de análise de adequação da UCTE.

Com base no cálculo das grandezas ilustradas na *Figura 9*, a UCTE determina os valores das seguintes duas variáveis adicionais:

SC capacidade em reserva (*Spare Capacity*), expressa em MW, correspondendo à parcela da capacidade de produção total (*NGC*) que deve ser reservada para garantir a segurança de abastecimento em 99% das situações de operação, i.e. para assegurar um nível de risco de perda de carga igual ou inferior a 1%; em cada estado membro, esta percentagem pode ser igual a 5% ou 10%, dependendo das variações de carga específicas e da indisponibilidade das unidades de produção; no caso dos sistemas ibéricos, a capacidade em reserva é determinada de acordo com (4) e (5) [84]:

$$SC_{Espanha} = 0.05 \times NGC_{Espanha} \quad (\text{MW}) \quad (4)$$

$$SC_{Portugal} = 0.10 \times NGC_{Portugal} \quad (\text{MW}) \quad (5)$$

ARM margem de adequação de referência (*Adequacy Reference Margin*), expressa em MW, dada pela soma da capacidade em reserva (*SC*) e a margem para a ponta (*MAPL*);

$$ARM = SC + MAPL \quad (\text{MW}) \quad (6)$$

A forma como a adequação dos sistemas electroprodutores dos estados membros é avaliada é explicitada na *Figura 10*. Em termos das previsões efectuadas pela UCTE em cada ano, a avaliação do sistema de um determinado estado membro é efectuada tendo em conta duas vertentes: (1) a previsão do funcionamento do sistema em condições normais, i.e. nas horas de referência às quais foi medida a carga *L*, baseada no sinal de *RC* (positivo ou negativo); (2) a previsão da adequação sazonal do sistema, baseada na comparação directa entre *RC* e *ARM*.

Assim, considera-se que, se *RC* for positiva, a probabilidade de haver cortes no abastecimento dos consumos em condições normais de funcionamento é reduzida. Pelo contrário, se *RC* for negativa, a probabilidade de haver interrupção do fornecimento de energia eléctrica aos consumidores em condições normais de funcionamento é considerada excessiva.

Por outro lado, se $RC \geq ARM$, o sistema em análise deverá ter capacidade de produção suficiente não só para alimentar os seus consumos mas para exportar parte da sua produção a um sistema ou sistemas vizinhos. Contrariamente, se $RC < ARM$, o

sistema em análise poderá ter que recorrer a importações de energia eléctrica para garantir o abastecimento dos seus consumos.

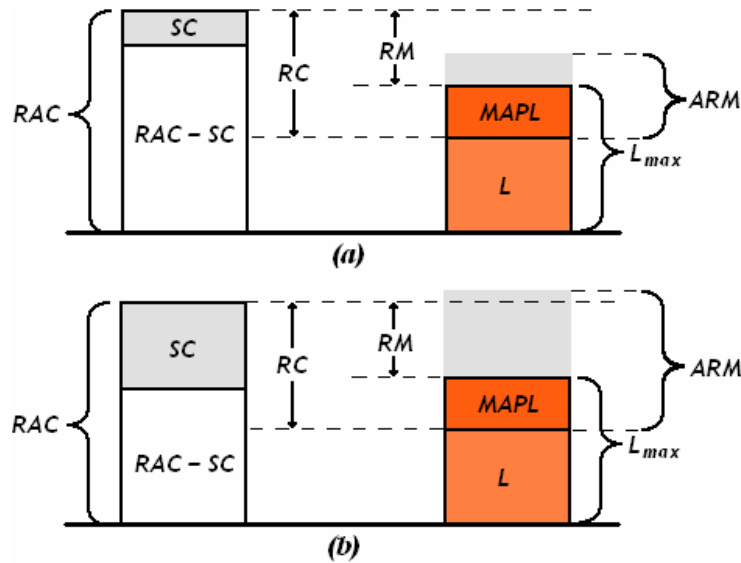


Figura 10 – Metodologia de análise de adequação da UCTE: (a) $RC \geq ARM$; (b) $RC < ARM$.

Embora a metodologia utilizada pela UCTE assente no cálculo e na comparação de indicadores quantitativos (capacidade sobrança RC e margem de adequação de referência ARM), a ausência de padrões e/ou valores limite de referência estabelecidos para as grandezas envolvidas inviabiliza uma caracterização detalhada a adequação dos sistemas de produção de energia dos seus estados membros. Em particular, não são calculados os valores da probabilidade de haver cortes no abastecimento dos consumos associados ao sinal de RC , traduzindo o risco em condições normais de funcionamento. Por outro lado, a comparação directa entre RC e ARM permite apenas inferir relações de natureza qualitativa, não fornecendo qualquer indicação concreta acerca da frequência com que um determinado operador de sistema será obrigado a importar energia eléctrica quando $RC < ARM$, nem acerca da quantidade que terá de ser importada nesse caso.

Acresce que a utilização de valores de carga apenas em horas de referência e o facto da disponibilidade de algumas fontes de produção intermitentes, em especial da produção eólica, serem considerados através de quantidades constantes contabilizadas na capacidade de produção não utilizável (NUC), não permite representar a multiplicidade de situações possíveis para a operação do sistema.

A metodologia apresentada nesta secção reveste-se de um carácter predominantemente determinístico, razão pela qual não se apresenta como a mais adequada para responder aos desafios decorrentes da integração da produção eólica e

para incorporar as incertezas específicas dos ambientes de mercado, cuja diversidade e variabilidade justificam a utilização de métodos probabilísticos.

2.2.3 Padrões de risco utilizados internacionalmente

Em termos de padrões de risco estabelecidos internacionalmente para a análise de cobertura, existem referências fixadas quer por operadores de sistema, mediante estudos de adequação dos seus sistemas de produção, quer por governos, através de decreto. A fixação destes padrões pressupõe a utilização de métodos probabilísticos. Apresentam-se a seguir os valores estabelecidos em alguns países para o índice *LOLE*:

- Holanda (4 h/ano) [85]
- Inglaterra e República da Irlanda (8 h/ano) [86]
- NERC, EUA (0,1 dias/ano) [87]
- Bélgica (16 h/ano) [88]
- França (3 h/ano) [89]

O objectivo da definição de padrões para a adequação de cobertura é assegurar que o risco se mantém dentro de limites aceitáveis. Refira-se no entanto que os métodos utilizados para determinar estes valores podem diferir bastante de operador de sistema para operador de sistema. Por exemplo, em França, o processo de cálculo do *LOLE* não considera a contribuição das centrais de bombagem, considerando no entanto a possibilidade de cancelamento das trocas comerciais (interligações) e de proceder ao deslastre de até 3 GW de carga em todos os períodos de simulação.

Apesar de haver uma tendência crescente para a utilização de metodologias probabilísticas para analisar a adequação da cobertura por parte dos operadores de sistema, existe a percepção de que os problemas de suficiência de reserva operacional para afrontar as variações inesperadas de carga e de potência eólica (para além de saídas de serviço dos grupos produtores) têm cada vez mais relevância no contexto dos novos desafios do sector eléctrico, enunciados no *Capítulo 1* da presente dissertação.

Por outro lado, as empresas do sector eléctrico têm vindo a constatar que, em função desses desafios, já não é suficiente poder-se definir a reserva operacional para um determinado período ou janela temporal de operação, sendo necessário efectuar uma análise mais alargada no tempo, a médio e/ou a longo prazo, para garantir que existem

grupos suficientes para garantir o fornecimento deste serviço de sistema sempre que o mesmo seja efectivamente necessário.

A importância da definição de níveis adequados de reserva operacional tem por isso vindo a crescer nos últimos anos, na medida em que a sua análise exige a adopção de novas filosofias e abordagens probabilísticas que possam transcender o âmbito da análise de cobertura e responder adequadamente às necessidades actuais e futuras dos operadores de sistema.

2.3 Metodologias para análise de reserva operacional

2.3.1 Evolução histórica dos estudos de análise de reserva operacional

Até meados dos anos sessenta do século passado, a maioria dos estudos de análise de reserva operacional eram baseados na consideração da existência um sistema de recurso adicional, constituído por um ou mais geradores, sendo a quantificação dos níveis adequados de reserva efectuada à custa de uma análise diferencial dos resultados da análise de cobertura considerando a presença do sistema de recurso. A quantidade de reserva operacional considerada necessária era estimada avaliando a redução decorrente da ausência do sistema de recurso sobre o índice *LOLE* [69],[70].

Em 1963 foi desenvolvida a primeira versão de um procedimento probabilístico para determinação da quantidade de reserva que teria de ser assegurada para manter os índices de fiabilidade constantes ao longo de um período de tempo previamente estipulado. Este procedimento, que será descrito em detalhe na secção 2.10.2, ficaria conhecido como *Método PJM*, por ter sido adoptado pelo operador de sistema norte-americano Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection [90].

O método PJM, sendo um método baseado na construção da tabela de capacidades fora de serviço para o sistema em análise, traduzindo as probabilidades individuais de todas as combinações de disponibilidade possíveis para os grupos do sistema electroprodutor, era bastante exigente do ponto de vista computacional, o que condicionou a sua utilização e aperfeiçoamento ao longo dos anos seguintes.

Ainda assim, foram desenvolvidas algumas técnicas complementares durante a segunda metade da década de sessenta e durante os anos setenta, como a consideração de avarias adiáveis (*postponable outages*) [91], a atribuição de factores de risco ao processo de escalonamento dos grupos (*unit commitment risk*) [92], a definição de

funções de segurança operacional para caracterização estados de funcionamento do sistema [93] e a capacidade de resposta das unidades de produção (*response risk*), baseada nas suas taxas de tomada de carga [94].

No Canadá, em finais dos anos setenta, existiam algumas companhias de produção de energia eléctrica que já tinham incorporado um número significativo de regras de quantificação de reserva operacional desenvolvidas no meio académico. Algumas dessas regras já consideravam a presença das interligações físicas que ligavam o seu sistema eléctrico aos sistemas vizinhos, havendo inclusivamente duas empresas que incorporavam técnicas de deslastre de carga nos seus processos de cálculo da reserva operacional [95]. No entanto, a maior parte das empresas do sector eléctrico da Europa e do resto do mundo continuava a determinar os seus montantes de reserva operacional através de regras puramente determinísticas, encarando a adopção de métodos probabilísticos com relutância [96].

Esta realidade predominou até meados dos anos noventa, altura em que foram desenvolvidas as primeiras versões da análise de Well-being, numa tentativa de incorporar alguns critérios determinísticos utilizados habitualmente pelas empresas do sector eléctrico em estudos de avaliação de reserva operacional, em particular o critério N-1 (suficiência da reserva operacional na eventualidade da perda da maior unidade de produção), nas metodologias para avaliação da adequação dos sistemas de produção de energia eléctrica [97]. A análise de Well-being foi concebida com vista a concretizar três objectivos fundamentais:

1. Introduzir uma medida probabilística do risco associado a uma determinada configuração de um sistema de produção que permitisse quantificar a adequação da reserva operacional;
2. Aproveitar as potencialidades da simulação de Monte Carlo, cuja utilização no âmbito dos estudos de análise da adequação dos sistemas de produção eléctrica tinha aumentado durante os anos de oitenta, para efeitos da análise de adequação da reserva operacional;
3. Desenvolver uma metodologia que permitisse caracterizar a adequação da reserva operacional que fosse, por um lado, suficientemente simples para não ser rejeitada pelas empresas do sector eléctrico e, por outro lado, suficientemente rigorosa para produzir indicadores fiáveis.

Vindo ao encontro dos objectivos enunciados, a análise de Well-being, cuja filosofia e princípios metodológicos serão detalhados no *Capítulo 3*, combina as técnicas probabilísticas descritas na literatura científica para avaliação da adequação dos sistemas de produção de energia eléctrica com a verificação da satisfação de um determinado critério determinístico (e.g. N-1).

Além da análise de Well-being baseada em simulação de Monte Carlo, foram desenvolvidas, durante a década de noventa, outras metodologias importantes no contexto do problema da quantificação dos níveis de reserva operacional. A título de exemplo, foram realizados alguns trabalhos utilizando métodos probabilísticos baseados em números imprecisos (*fuzzy numbers*) para modelizar a incerteza associada à carga do sistema, à disponibilidade dos grupos e aos parâmetros de fiabilidade considerados [98]. Os estudos de adequação da reserva operacional beneficiaram também do desenvolvimento da ciência da inteligência artificial, tendo sido utilizadas redes neurais (*artificial neural network*) para estimar a reserva operacional com base nos dados históricos da energia não fornecida e da disponibilidade dos geradores [99].

2.3.2 Desenvolvimentos recentes na literatura científica internacional

Surgiram na última década alguns trabalhos com o objectivo de avaliar a influência do aumento dos níveis de integração eólica sobre os principais índices de fiabilidade (*LOLE* e *EENS*) [100], [101] e, nos últimos anos, com a finalidade de avaliar o impacto da produção eólica sobre as necessidades de reserva operacional [80].

Num desses trabalhos [7], foi proposto um modelo markoviano de múltiplos estados para representação das centrais eólicas, incorporando os efeitos decorrentes das avarias dos aerogeradores e da intermitência do recurso. Este modelo foi combinado com o método PJM, tendo sido obtida uma ferramenta de avaliação do risco operacional que pode ser utilizada para apoiar o processo de quantificação dos níveis adequados de reserva, seja através da realização de uma análise multi-critério baseada no custo e no risco, seja através da estipulação de um nível de risco aceitável.

Outro problema que tem sido objecto de interesse é o da quantificação dos níveis adequados de reserva operacional em ambiente de mercado. As dificuldades sentidas pelos operadores de sistema em termos do despacho das unidades de produção resultante do funcionamento do mercado têm vindo a alterar a forma como a aquisição

de serviços de sistema, em particular de reserva, era pensada tradicionalmente. Assim, as novas preocupações dos operadores de sistema prendem-se com a definição dos volumes de reserva secundária e terciária, ao invés do estabelecimento de um valor específico para a reserva total do sistema, fixado a longo prazo.

Foi por isso sugerida, por alguns investigadores, a hipótese de utilizar a simulação de Monte Carlo sequencial para estimar a quantidade de reserva operacional necessária em ambiente de mercado, considerando que alguns grupos se encontram em regime de pagamento por capacidade de serviço aos seus fornecedores, i.e. admitindo que esses grupos se encontram disponíveis em exclusivo para efeitos do fornecimento de reserva operacional, só sendo utilizados para satisfazer a carga em situações de emergência. Foi também sugerido que sejam avaliados e quantificados os benefícios decorrentes da implementação de medidas de gestão da procura nas necessidades de reserva operacional [102].

2.4 Métodos de especificação de reserva operacional

Nesta secção será apresentada a prática industrial recentemente adoptada por alguns operadores de sistema da Europa e da América do Norte, cujos sistemas se caracterizam pela presença de níveis elevados de penetração eólica. As regras comuns e recomendações dos grupos de trabalho da UCTE foram utilizadas como base do estudo.

2.4.1 Definições da UCTE para reserva secundária

De acordo com a UCTE, a capacidade em reserva de um sistema de produção divide-se em três componentes fundamentais: a reserva primária, a reserva secundária e a reserva terciária. Estes três tipos de reserva diferem nos seus respectivos tempos de mobilização (*Figura 11*). Além disso, enquanto que as reservas primária e secundária são constituídas exclusivamente por grupos em telerregulação, a reserva terciária pode ser fornecida por grupos accionados de forma manual.

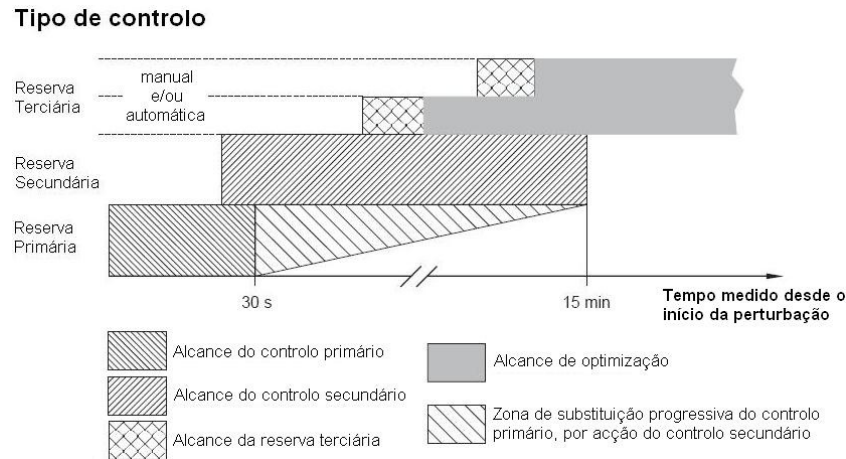


Figura 11 – Mobilização e entrega das reservas de controle de frequência (adaptado de [103]).

A análise efectuada nesta dissertação cingir-se-á à reserva secundária, uma vez que os problemas relacionados com a definição da reserva primária são do domínio da operação dos sistemas eléctricos de energia e a reserva terciária não exige a fixação de valores concretos por parte da UCTE, nem por parte da maioria dos operadores de sistema estudados.

A UCTE [104] define reserva secundária, como a produção automática que é mobilizada nos primeiros 30 s contados a partir do instante da ocorrência de uma perturbação ou desequilíbrio entre produção e carga, sendo totalmente disponibilizada até aos primeiros 15 minutos contados a partir desse instante. O objectivo da mobilização da reserva secundária consiste no restabelecimento do valor nominal da frequência na *Área Síncrona* (correspondente ao conjunto interligado dos sistemas eléctricos dos membros da UCTE), a eliminação do erro da área de controlo – *ACE* – (*Area Control Error*³) e a libertação /reposição da reserva primária.

Por razões de carácter histórico e técnico, a definição estabelecida pela UCTE para a reserva secundária não foi adoptada pelos operadores de sistema, de forma universal, existindo definições diferentes nalguns países que não pertencem a esta organização, tanto ao nível da nomenclatura utilizada para designar a reserva secundária (*Tabela 1*), como no que respeita aos intervalos de tempo definidos para a sua mobilização e disponibilização (*Tabela 2*).

³ O erro da área de controlo traduz a diferença entre os trânsitos de potência que, num determinado período de operação, são medidos nas interligações de uma dada área de controlo e os trânsitos de potência previstos para essas interligações no mesmo período.

Tabela 1– Nomenclatura utilizada para designar a reserva secundária

Alemanha, UCTE	Reserva de Controlo Secundário
Bélgica	Reserva de Potência para Regulação Secundária
Califórnia (EUA), PJM (EUA)	Reserva de Regulação
Dinamarca Ocidental, Espanha Finlândia, França, Holanda, Noruega, Portugal, Suécia	Reserva Secundária
Irlanda	Reserva Operacional Secundária
Reino Unido	<i>Não Aplicável</i>

Tabela 2– Tempos de mobilização e disponibilização de reserva secundária

<i>País</i>	<i>Ativação</i>	<i>Entrega Total</i>	<i>Fim</i>
UCTE	≤30s	≤15min	Enquanto for necessário
Alemanha	Imediata	≤5min	Enquanto for necessário
Bélgica	≤10s	≤10min	Enquanto for necessário
Califórnia	Imediata	≤10min	≥2h15
Dinamarca Ocidental	≤30s	≤15min	Enquanto for necessário
Dinamarca Oriental	≤15min	≤1h	Enquanto for necessário
Espanha	≤30s	≤300-500s	≥15min
Finlândia	≤15min	≤1h	Enquanto for necessário
França	≤30s	≤430s ou ≤97s	Enquanto for necessário
Grécia (continental)	≤30s	≤15min	Enquanto for necessário
Grécia (ilha de Creta)	≤10s	≤5min	Enquanto for necessário
Holanda	Entre 30s e 1min	≤15min	≥15min conforme acordado
Irlanda	≤15s	≤90s	≥15min
Noruega	≤15min	≤1h	Enquanto for necessário
PJM (EUA)	Nenhuma recomendação	≤5min	conforme acordado
Portugal	Nenhuma recomendação	≤15min	Enquanto for necessário
Reino Unido	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Suécia	≤15min	≤1h	Enquanto for necessário

A título de exemplo, o conceito de reserva secundária utilizado pelo operador do sistema eléctrico da Califórnia é mais alargado: além da reserva de regulação, que corresponde à parcela da capacidade de produção que pode ser sujeita regulação automática, é prevista uma componente adicional designada por reserva de contingência, que corresponde à parcela da capacidade de produção que é utilizada para efeitos de redespacho [105], [106].

Por outro lado, no Reino Unido não existe nenhum conceito de reserva que corresponda à reserva secundária estabelecido pela UCTE, porque, naquele país, o operador de sistema não utiliza controlo automático de frequência, sendo o controlo desta grandeza efectuado exclusivamente à custa da capacidade de resposta dos reguladores das unidades de produção, da alteração do escalonamento e do despacho das unidades de produção e através de mecanismos de compensação baseados em contratos bilaterais de aquisição de reserva quente.

Uma diferença técnica importante pode ser encontrada nos países que integram a associação de operadores de sistema dos países nórdicos (Nordel). Nesses países (Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia), a reserva secundária não é automática, como especifica a UCTE, mas sim manual, sendo accionada por ordem do operador do sistema onde a perturbação/desequilíbrio teve origem [107].

2.5 Reserva secundária recomendada pela UCTE

Para estimar o volume mínimo da reserva secundária necessária para a operação segura do sistema interligado da UCTE, utiliza-se uma curva determinada de forma empírica [103]:

$$R_{sec} = \sqrt{r_1 \cdot L_{max} + r_2^2} - r_2 \quad (7)$$

em que:

R_{sec} é o valor recomendado para a reserva secundária, em MW;

L_{max} é o valor máximo da carga prevista na área /bloco de controlo, em MW;

r_1 e r_2 são constantes que assumem os valores empíricos de 10 MW e 150 MW, respectivamente.

Por exemplo, aplicando a recomendação da UCTE aos sistemas eléctricos português e espanhol em períodos de consumo máximo (considerando uma potência de ponta de 10 GW e 43 GW, respectivamente), obteríamos:

$$R_{sec Portugal} = \sqrt{10 \times 10000 + 150^2} - 150 = 200.0 \text{ MW} \quad (8)$$

$$R_{sec Espanha} = \sqrt{10 \times 43000 + 150^2} - 150 = 522.7 \text{ MW} \quad (9)$$

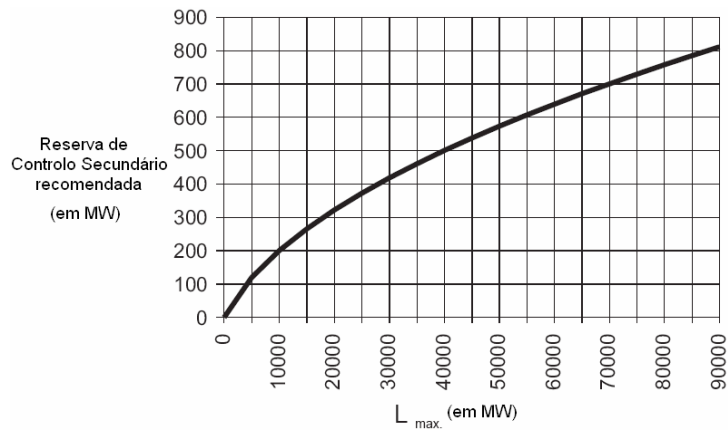


Figura 12 – Curva de Reserva Secundária Recomendada pela UCTE

2.6 Alemanha

2.6.1 Energia eólica no sistema eléctrico alemão

Na Alemanha, existem quatro áreas de controlo distintas, coincidentes com as regiões geográficas das redes de transporte dos quatro operadores de rede alemães [110]: EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, REW Transport-Netze Strom GmbH e Vantenfall Europe Transmission GmbH (*Figura 13*).



Figura 13 – Áreas de controlo alemãs e operadores de sistema associados

Apresentam-se, na *Tabela 3*, os valores da ponta de consumos ocorridos em cada área de controlo desses operadores, bem como o valor da potência eólica instalada [111], [112], [113], [114], [115]:

Tabela 3– Ponta de Consumo e Capacidade Eólica Instalada (Alemanha, 2005)

	Ponta (MW)	Capacidade Eólica Instalada (MW)
EnBW Transportnetze AG	14 020	256
E.ON Netz GmbH	24 296	7 500
RWE Transport-Netze Strom GmbH	29 200	3 165
Vantefall Europe Transmission GmbH	13 313	6 855
TOTAL	81 459 ⁴	17 743 ⁵

O valor total da capacidade de produção eólica instalada na Alemanha no final do ano de 2005 (17 743 MW), representa um aumento de aproximadamente 7% face ao ano de 2004 (16 629 MW). A Alemanha pretende ter 25 GW de capacidade eólica instalada até 2010 e 48 GW até 2020 [64]. De acordo com os dados inscritos na *Tabela 3*, o operador de sistema com maior capacidade de produção eólica instalada é a E.ON Netz, em cuja área de controlo foi registada também a segunda maior ponta de consumos. O sistema eléctrico alemão possui diversas interligações com os sistemas eléctricos dos países vizinhos (*Tabela 4*).

Tabela 4– Capacidade de Interligação do Sistema Eléctrico Alemão

(valores em GW [113])	da Alemanha	para a Alemanha
Áustria	1,60	1,40
Dinamarca (Este)	0,55	0,55
Dinamarca (Oeste)	0,80	1,20
França	5,60	2,85
Holanda	3,80	3,00
Polónia	1,20	1,10
República Checa	0,70	2,30
Suécia	0,60	0,60
Suiça	3,80	4,40
TOTAL	18,70	17,40

No entanto, essa capacidade de interligação não se encontra distribuída de uma forma uniforme pelos diversos operadores do sistema, cabendo à E.ON Netz a percentagem mais baixa, uma vez que a sua área de controlo está apenas ligada à metade Oeste da Dinamarca e à Áustria. Esta realidade reflecte-se nas transacções de energia entre os diferentes estados, ilustradas na *Figura 14*.

⁴ O valor total da ponta alemã apresentado na *Tabela 1* é um valor por excesso, porque na verdade não existe simultaneidade entre as pontas em cada área de controlo. Por exemplo, o valor apresentado para a E.ON Netz ocorreu em Março de 2005, enquanto que o valor apresentado para a REW ocorreu em Dezembro desse ano. O valor real da ponta de consumos na Alemanha em 2005 foi ligeiramente inferior, rondando os 81GW.

⁵ O valor total da capacidade de produção eólica instalada resulta da soma dos valores associados a cada área de controlo.

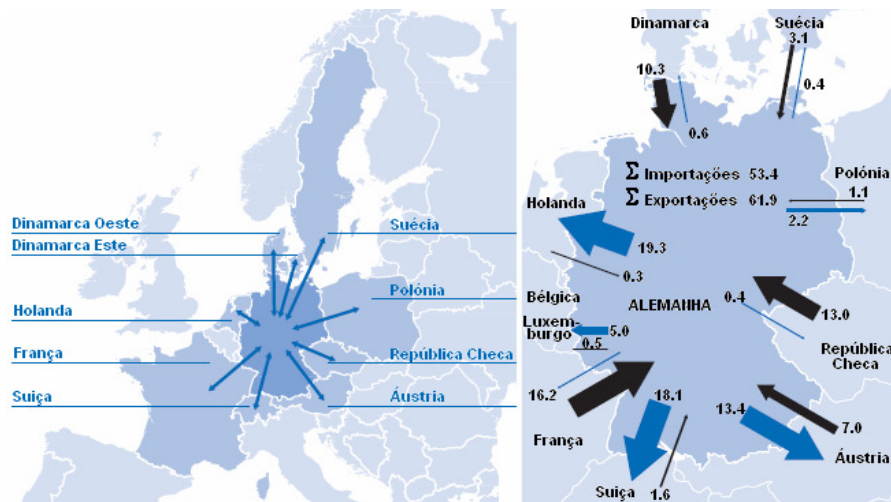


Figura 14 – Importações e exportações da Alemanha (valores em TWh) [113]

Nos últimos dois anos, a E.ON Netz publicou na sua página da Internet [112], um documento em que expõe parte dessa experiência, o *Wind Report*. Na mais recente dessas publicações, o *Wind Report 2005* [64], é mencionada a realização de dois estudos, durante o ano de 2004, com vista a quantificar a parcela da capacidade que a energia eólica poderia garantir para a satisfação da carga da área de controlo da E.ON.

Esta parcela, designada por capacidade de substituição da produção convencional, é dada pelo quociente entre a potência convencional que pode ser substituída pela produção eólica e a potência eólica total instalada no sistema. A sua determinação foi efectuada considerando a construção de novas centrais eólicas, em paralelo com a desclassificação e a construção de novas centrais de produção convencional, ao longo de um horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020.

Apesar de terem sido realizados por entidades independentes distintas, ambos os estudos chegaram à conclusão que, no ano de 2004, essa parcela representava aproximadamente 8% da potência eólica total instalada na área de controlo da E.ON. Contudo, os dois estudos evidenciaram que, à medida que a capacidade eólica instalada $P_{eól, inst}$ for aumentando, acompanhada pela diminuição da capacidade de produção convencional e pelo aumento da carga do sistema, os baixos níveis de disponibilidade da produção eólica provocarão a diminuição da capacidade de substituição, apesar da influência dos elevados índices de disponibilidade da produção convencional que permanece em serviço [117].

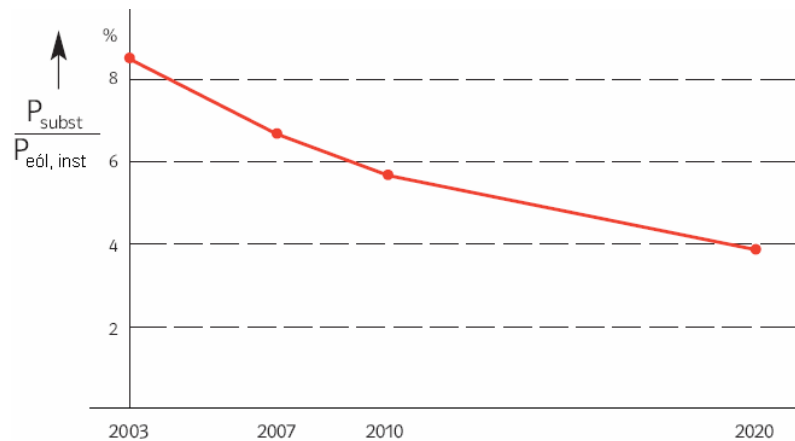


Figura 15 – Evolução da capacidade de substituição da produção convencional [117]

Em consequência, a parcela de produção eólica garantida, dada pelo quociente entre a potência de produção convencional que pode ser substituída pela produção eólica P_{subst} e a capacidade eólica instalada $P_{eól, inst}$, decrescerá ao longo do tempo, conforme se ilustra na *Figura 15*. De acordo com os estudos, o seu valor será de apenas 4% em 2020, o que significa que, dos 48 GW de capacidade eólica previstos, apenas 2 GW poderão garantidamente substituir a produção convencional.

Desta forma, os resultados obtidos sugerem que a baixa disponibilidade de produção intrínseca à energia eólica e a dificuldade associada à sua previsão acarretam a existência de um limite teórico para a integração da produção eólica no sistema de transporte, a partir do qual deixará de ser possível substituir produção convencional por produção eólica sem comprometer a fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica aos consumidores e a segurança da operação do sistema.

2.6.2 Reserva secundária na Alemanha

Os resultados de um estudo recente sobre o sistema eléctrico alemão [63] demonstraram a necessidade de aumentar o volume de reserva secundária no sistema eléctrico alemão. Este estudo permitiu concluir que os erros associados à incerteza das previsões de produção eólica no horizonte temporal de planeamento do despacho do parque produtor implicam o aumento das necessidades de reserva operacional.

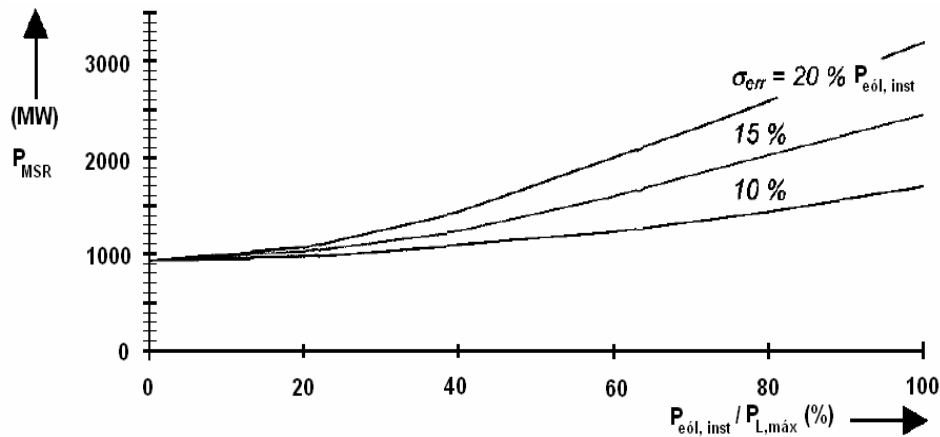


Figura 16 – Necessidade de reserva secundária

Em particular, se o erro de previsão se encontrar na gama de valores entre 10% e 20% da potência eólica instalada, é possível traçar um conjunto de curvas (*Figura 16*) que traduzem a relação entre a reserva secundária necessária para garantir a segurança da operação do sistema, P_{MSR} e o quociente entre a capacidade eólica instalada e a ponta de consumos, $P_{L, máx}$.

O traçado das curvas representadas na *Figura 16* tem como base o cálculo da probabilidade de não haver produção suficiente para satisfazer os requisitos de reserva secundária. A quantidade de reserva secundária necessária é determinada com base em índices de fiabilidade que permitem quantificar a potência necessária para compensar uma eventual perda de produção eólica, ou a potência excedentária em caso de perda de carga. A *Figura 16* revela que, a partir de uma capacidade de produção eólica instalada que varie entre os 20% e os 40% da ponta de consumos, a reserva de controlo secundário necessária aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da capacidade eólica instalada. Para um erro de previsão correspondente a $0.1P_{eól, inst}$, esse aumento é de aproximadamente 300 MW/GW de potência eólica instalada. Para um erro de previsão de $0.2P_{eól, inst}$ esse aumento é de aproximadamente 600 MW/GW de potência eólica instalada.

Na Alemanha, a reserva secundária é accionada de forma automática pelo operador de sistema responsável de cada área de controlo, devendo a reserva contratada ser totalmente mobilizada num período máximo de cinco minutos [118]. Os operadores de sistema alemães estabeleceram mercados retalhistas para a aquisição de reserva operacional. Estes mercados foram estabelecidos de forma gradual, em Fevereiro de 2001 (RWE), Dezembro de 2001 (E.ON), Agosto de 2002 (EnBW) e Setembro de 2002

(VE) [119]. Apresentam-se, na *Tabela 5*, as principais características da reserva secundária na Alemanha:

Tabela 5– Características da reserva secundária na Alemanha (valores em MW)

	RWE Net	E.ON Netz	EnBW	Vattenfall
Periodicidade do leilão	semestral (Fev-Jul & Ago-Jan)	semestral (Jun-Nov & Dez-Mai)	semestral (Fev-Jul & Ago-Jan)	semestral (Mar-Ago & Set-Fev)
Capacidade solicitada	+1230/-1230	+800/-400	+720/-390	+580/-580
Cap. mínima a oferecer	±30	±30	±30	±20
Tempo para garantir reservas ⁶	≥4h	todo o período	≥4h	≥4h

Nenhum dos operadores de sistema alemães disponibiliza publicamente a sua metodologia de cálculo de reserva operacional. No entanto, tomando como exemplo o quociente entre o valor da capacidade de produção eólica instalada na área de controlo da E.ON Netz (7 500 MW) e a ponta de consumos correspondente (24 296 MW), que perfaz aproximadamente 30%, é possível verificar que o valor da reserva secundária positiva solicitada inscrito na *Tabela 5* (800 MW) não difere significativamente do valor dado pelas curvas representadas na *Figura 16* (aproximadamente 900 MW). Este raciocínio pode ser repetido para os restantes operadores de sistema, com excepção da Vattenfall Europe, cujo valor de reserva secundária (580 MW) se encontra consideravelmente abaixo daquele que seria obtido pelas curvas da *Figura 16* (acima de 1000 MW).

Apresenta-se, na *Tabela 6*, uma comparação entre os valores de reserva de controlo secundária positiva solicitados pelos operadores de sistema alemães e aqueles que é possível obter adoptando a recomendação da UCTE para os períodos de maior consumo, através da relação apresentada na secção 2.5.

Tabela 6– Reserva secundária na Alemanha versus recomendação da UCTE

	RWE Net	E.ON Netz	EnBW	Vattenfall
RCS Requerida	1230 MW	800 MW	720 MW	580 MW
Recomendação UCTE	411 MW	371 MW	253 MW	245 MW
Rec. UCTE / RCS Requerida	46,4%	33,4%	35,2%	42,2%

Observando os dados inscritos na *Tabela 6*, é possível verificar que os valores de reserva secundária requeridos são sempre superiores aos que foram obtidos por

⁶ O tempo necessário para garantir reservas representa o período mínimo durante o qual o serviço de fornecimento de reserva de controlo secundário deverá ser disponibilizado.

aplicação da expressão recomendada pela UCTE, qualquer que seja o operador de sistema considerado.

2.7 República da Irlanda

2.7.1 Energia eólica no sistema eléctrico irlandês

Na República da Irlanda, o operador da rede de transporte é a *EirGrid PLC (ESBNG)*, que é também responsável pela operação do mercado eléctrico na sua área de controlo (*All Island Market for Electricity - AIME*), que inclui o sistema eléctrico da Irlanda do Norte [121]. A ilha da Irlanda possui ainda uma interligação em corrente contínua com a Escócia com uma capacidade de 450MW, conforme se ilustra na *Figura 17*:



Figura 17 – Área geográfica do sistema eléctrico irlandês

Apresentam-se, na *Tabela 7*, os valores da capacidade instalada em cada um dos países que integram o bloco de controlo da ESBNG, no ano de 2005, bem como o valor da potência instalada em cada país [122], [123]:

Tabela 7– Capacidade de produção instalada na Irlanda (2005)

	Capacidade Instalada Total (MW)	Capacidade Eólica Instalada (MW)
República da Irlanda	5725	393
Irlanda do Norte	1903	103
TOTAL	7628	496

Em 2006, o sistema irlandês possuía Com uma ponta de consumos de aproximadamente 1 900 MW (Irlanda do Norte) e 5 000 MW (República da Irlanda)

[121]. No início do ano de 2007, o maior valor de produção eólica registado tinha ocorrido dia 19 de Novembro de 2006, sendo igual a 588 MW [124].

2.7.2 Reserva secundária na República da Irlanda

No sistema eléctrico conjunto da Irlanda do Norte e da República da Irlanda, a reserva de controlo secundária deverá ser accionada até 15 s após a ocorrência do incidente ou perturbação e totalmente mobilizada até 90 s a partir dessa ocorrência.

Até 2001, o volume de reserva secundária no bloco de controlo da ESBNG era igual a 240 MW, correspondendo a cerca de 80% da capacidade de produção nominal da maior unidade de produção da ilha (305 MW). Este valor era assegurado de forma repartida pelos dois sistemas eléctricos (Irlanda do Norte e República da Irlanda), embora não proporcionalmente (*Tabela 8*).

Actualmente, a presença de níveis elevados de integração eólica e o facto de terem sido construídas, durante 2002 e 2003 [124], novas centrais a gás em ciclo combinado (CCGT) de 400 MW, obrigaram a ESBNG a rever as suas regras de quantificação da reserva secundária e elevar o volume de reserva secundária. Assim, a reserva secundária continua a ser calculada considerando a potência nominal da maior unidade de produção dos sistemas eléctricos República da Irlanda e da Irlanda do Norte, multiplicada por um coeficiente de 80%. Porém, o valor resultante (240 MW) é posteriormente afectado em +30% [125], atribuídos à incerteza associada à produção eólica e às previsões de carga (*Tabela 8*) e calculados através de uma metodologia baseada na consideração dos desvios padrão das distribuições dos seus erros de previsão, de acordo com a seguinte relação:

$$\sigma_{sistema} = \sqrt{\sigma_{carga}^2 + \sigma_{vento}^2} \quad (10)$$

Tabela 8– Cálculo da Reserva Secundária na Irlanda (valores em MW)

	$C_{maior\ unidade}$	RCS até 2001	RCS a partir de 2001
Irlanda do Norte	260	≈80	≈110
República da Irlanda	305	≈160	≈210
TOTAL	565	≈240	≈320

Desta forma, o volume de reserva secundária total é de cerca de 320MW, o que corresponde a 130% de 240 MW e a 80% de 400 MW.

2.8 Dinamarca e países do Nordel

2.8.1 Energia eólica no sistema eléctrico dinamarquês

Na Dinamarca existem dois operadores de sistema distintos, responsáveis pela operação de dois sistemas AC separados a Este e a Oeste, pelo estreito que separa a península da Jutlândia da ilha da Zelândia.



Figura 18 – Áreas de controlo dinamarquesas e operadores de sistema associados

Na parte Ocidental da Dinamarca, o operador de sistema responsável é a *Energinet* (ex-*Eltra*), sendo a sua área de controlo caracterizada por uma penetração significativa de energia eólica, que representa uma cobertura de mais de 20% do consumo anual. O crescimento da capacidade de produção eólica instalada tem feito aumentar os níveis da procura de serviços de regulação de potência [130]. Na parte oriental da Dinamarca, onde os níveis de penetração da energia eólica são bastante inferiores (*Tabela 9*), o operador de sistema responsável é a *Elkraft*. No final de 2005, a potência eólica instalada na Dinamarca (Oeste + Este) totalizava 3 138 MW. Existem planos para a construção de novas centrais eólicas até 2020, ano em que a potência eólica instalada na Dinamarca deverá atingir 4 800 MW, o que representará um nível de penetração no sistema eléctrico de 92% para a parte ocidental e 36% para a parte oriental.

O sistema eléctrico dinamarquês está ligado à Área Síncrona da UCTE através de interligações com a Alemanha. Além disso, está ligado através de cabos DC (HVDC) aos sistemas da Noruega e da Suécia, países que integram o Nordel. Estes três países, juntamente com a Finlândia, acordaram entre si um conjunto de regras respeitantes à operação do sistema interligado, num documento que ficou conhecido por *Joint System Operation Agreement*, no qual são atribuídas responsabilidades específicas aos

operadores de sistema de cada área: *Elkraft* na Dinamarca Oriental, *Energinet* na Dinamarca Ocidental, *Fingrid* para a Finlândia, Statnett para a Noruega e *Svenska Kraftnät* para a Suécia.

Tabela 9 – Ponta de Consumo e Capacidade Instalada (Nordel, 2005)

	Capacidade Instalada (MW)	Ponta (MW)	Capacidade Eólica Instalada (MW)
Energinet	4 540	3 750	2416
Elkraft	3 000	2 730	722
Fingrid	13 120	14 800	82
Statnett	28 550	23 050	281
Svenska Kraftnät	24 070	27 300	525
TOTAL	73 280	71 630	4026

Na *Figura 19* é indicada a capacidade de interligação entre os diferentes países que integram o Nordel, bem como o volume de energia transaccionado em 2004.

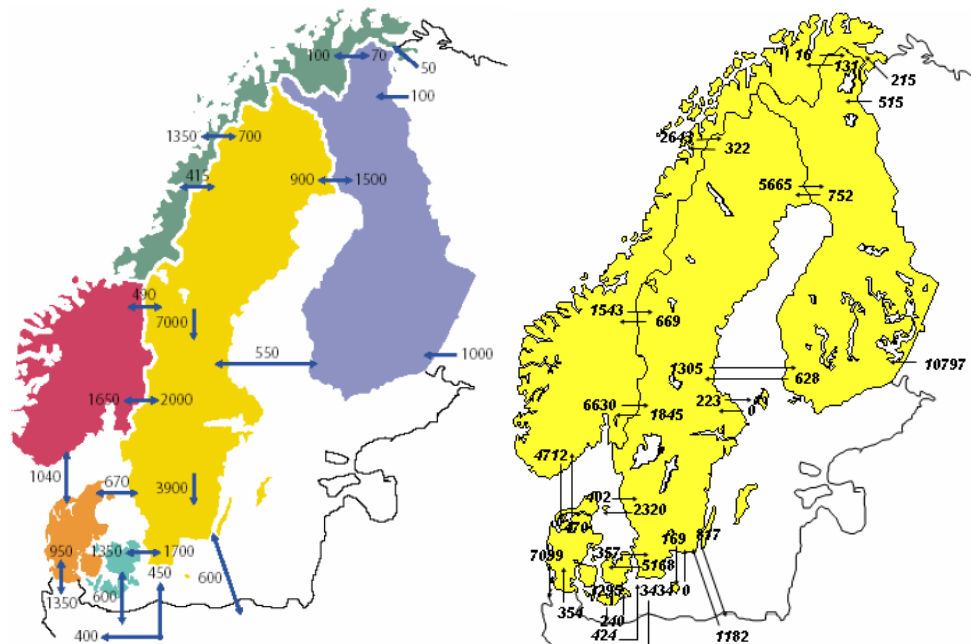


Figura 19 – Capacidade de interligação (MW) e transacções no Nordel (TWh) [131]

2.8.2 Dinamarca Oriental e países do Nordel

A reserva secundária é activada num período máximo de 15 minutos, em todos países pertencentes ao Nordel, exceptuando a parte ocidental da Dinamarca [132]. A reserva secundária é entendida como a reserva necessária para restabelecer a reserva

primária e manter os valores dos trânsitos de potência nas interligações dentro dos limites programados [133]. Embora esta definição seja semelhante à definição de reserva de controlo secundário estabelecida pela UCTE, existe entre as duas uma diferença importante: o tempo de mobilização da reserva secundária é superior nos países do Nordel, variando entre 15 minutos a 1 hora, enquanto que nos países da UCTE o intervalo de tempo correspondente é de 30 segundos a 15 minutos [134].

Esta diferença explica-se pelo facto de, na Dinamarca e nos países do Nordel, a reserva primária se dividir em duas categorias: (1) a reserva primária de frequência, também designada por reserva primária de operação normal, cujo objectivo consiste em manter o valor da frequência do sistema composto dentro de uma gama de variação que não ultrapasse $\pm 0.1\text{Hz}$; (2) a reserva primária de perturbação, cujo objectivo consiste em restabelecer o equilíbrio entre produção e carga em caso da ocorrência de uma perturbação grave, como por exemplo, a perda de uma unidade de produção [135].

A reserva primária de frequência varia em tempo real, em função das variações normais da carga. A reserva primária de perturbação só é mobilizada caso a reserva de primária de frequência se esgote. A reserva secundária apenas é mobilizada depois do esgotamento de toda a reserva primária o que, em termos do alcance temporal da sua mobilização, acontece para além do intervalo de tempo de mobilização da reserva de controlo secundário definido pela UCTE.

Em termos do seu âmbito temporal, a reserva primária de perturbação do Nordel adequa-se melhor à definição de reserva secundária da UCTE do que a reserva secundária do Nordel. No entanto, a reserva primária de perturbação não é utilizada para eliminar os desvios de potência nas interligações. Estas diferenças entre as definições estabelecidas pelas duas entidades, Nordel e UCTE, reflectem-se na forma como a gestão dos serviços de sistema é efectuada em cada caso [136].

No Nordel não existe um critério ou regra única para a quantificação do volume de reserva secundária que cada país membro deverá assegurar, cabendo ao operador de sistema de cada área /bloco de controlo definir as suas próprias regras com vista assegurar a sua própria reserva secundária [137]. A reserva secundária poderá ser fornecida por um operador de sistema de uma área de controlo vizinha [138], desde que exista capacidade de interligação suficiente para assegurar a troca de energia necessária. Neste caso, o fornecimento de reserva secundária será acordado mutuamente, através de contratos bilaterais [139].

Tabela 10– Fornecimento de reserva secundária no Nordel (valores em MW)

	Forma de aquisição e tipo de produção que fornece o serviço	Possibilidade de importação ou exportação
Dinamarca Ocidental (Energinet)	contrato com o produtor, mas as ofertas podem ser efectuadas através de um mercado de regulação.	sim
Dinamarca Oriental (Elkraft)	contrato com o produtor turbinas a gás, regulação positiva de reserva girante, grupos térmicos de arranque rápido.	sim
Finlândia (Fingrid)	contrato com o produtor, mas as ofertas podem ser efectuadas através de um mercado de opções. turbinas a gás, deslastre de carga, interligação DC com a Rússia.	sim
Noruega (Statnett)	potência de regulação, contratada através de um mercado de opções (produção e consumo); as ofertas são voluntárias.	sim
Suécia (Svenska Kraftnät)	os produtores são obrigados a participar no controlo secundário, que é efectuado recorrendo turbinas a gás ou a grupos hídricos	sim

O Nordel exige que os diversos operadores de sistema disponibilizem, em conjunto, 600 MW para reserva primária de frequência (excluindo a Dinamarca Ocidental), com uma resposta em frequência de 6 000 MW/Hz para o sistema síncrono composto, na gama de frequências referida anteriormente (49.9-50.1Hz). Até ao dia 1 de Março de cada ano, as diferentes partes revêem este valor, que é distribuído pelos diversos operadores da rede de transporte proporcionalmente à energia produzida em cada durante o ano anterior, através da seguinte relação:

$$R_{TSO} = \frac{E_{TSO}}{E_{Nordel}} \times R_{Nordel} \quad (\text{MW}) \quad (11)$$

Onde R_{TSO} (MW/Hz) é a resposta frequência atribuída a um determinado sistema, E_{TSO} é o consumo anual desse sistema (GWh), E_{Nordel} é o consumo anual de todos os países que integram o Nordel e R_{Nordel} é o valor da resposta em frequência requerida para todo o sistema (6 000 MW/Hz).

Na Dinamarca Ocidental, a Energinet é obrigada a reservar 35 MW para reserva primária de frequência no âmbito das suas obrigações para com o Nordel mas, ao contrário do que acontece com a Elkraft, não lhe é imposto nenhum requisito para a resposta em frequência, devido ao facto da sua área de controlo se encontrar ligada à Área Síncrona da UCTE, e por isso sujeita à sua resposta em frequência.

Tabela 11– Requisitos de reserva primária no Nordel (valores em MW)

	Produção Anual de Energia em 2003 (GWh)	Requisito de Resposta em Frequência (MW/Hz)
Dinamarca Oriental (Elkraft)	14 166	240
Finlândia (Fingrid)	84 700	1 410
Noruega (Statnett)	115 000	1 920
Suécia (Svenska Kraftnät)	145 317	2 430
TOTAL	359 183	6 000

O volume de reserva secundária é determinado por cada operador de sistema de forma individual, tendo em conta por um lado as especificidades do seu próprio sistema de produção, por outro lado os congestionamentos e as vulnerabilidades do seu sistema de transporte [133]. A reserva secundária para os países do Nordel totaliza 4800 MW, sendo atribuídos 600 MW à Dinamarca Oriental e 620 MW à Dinamarca Ocidental (valores de 2006).

Tabela 12– Reserva primária e secundária em 2006 (valores em MW)

	Reserva primária de frequência de perturbação		Reserva Secundária
Dinamarca Ocidental (Energinet)	35	75	620
Dinamarca Oriental (Elkraft)	23	78	600
Finlândia (Fingrid)	137	228	1 000
Noruega (Statnett)	203	317	1 600
Suécia (Svenska Kraftnät)	237	322	1 200
Total	635	1 020	4 800

Os valores inscritos na *Tabela 12* para a reserva primária são proporcionais à energia consumida em cada país (*Tabela 11*). O mesmo não sucede com os valores de reserva secundária, que se mantêm constantes desde há três anos. Se a reserva secundária tivesse sido determinada de forma proporcional à energia consumida em cada área de controlo, obter-se-iam os valores inscritos na *Tabela 13*, onde forma também incluídos, para efeitos comparativos, os valores que é possível obter utilizando a recomendação da UCTE, considerando horas de ponta:

Tabela 13– Reserva secundária obtida mediante regras diferentes (valores em MW)

	Reserva Secundária (Nordel)	cálculo proporcional à energia	Recomendação da UCTE
Dinamarca Ocidental (Energinet)	620	263	95
Dinamarca Oriental (Elkraft)	600	191	73
Finlândia (Fingrid)	1000	1037	263
Noruega (Statnett)	1600	1615	353
Suécia (Svenska Kraftnät)	1200	1913	394
Total	5020	5020	1178

A observação da *Tabela 13* permite verificar que os valores obtidos seguindo a recomendação da UCTE são significativamente inferiores aos valores realmente adoptados pelos países Nordel. Por outro lado, os valores que são obtidos efectuando o cálculo proporcional à energia parecem ser da mesma ordem de grandeza dos valores de reserva secundária nos casos da Noruega e da Finlândia, embora se verifiquem diferenças significativas para a Dinamarca e, sobretudo, para a Suécia. Considerando a capacidade instalada, o valor da ponta dos consumos e o valor da reserva secundária requerida em cada país, é ainda possível construir o gráfico representado na *Figura 20*:

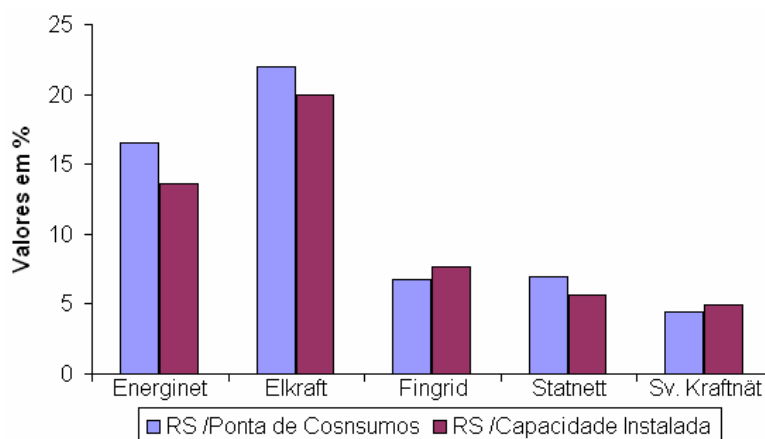


Figura 20 – Reserva secundária vs Capacidade instalada

A observação da *Figura 20* permite verificar que, em termos proporcionais, a reserva secundária é mais elevada na Dinamarca, em particular na área de controlo da Elkraft. Por outro lado, a capacidade instalada na Finlândia é inferior à sua ponta de consumos, o mesmo sucedendo na Suécia. Esta situação pode explicar o facto do valor da reserva secundária na Suécia ser mais baixo do que aquele que seria possível obter efectuando o cálculo proporcional à energia consumida: uma vez que a Svenska Kraftnät possui um parque produtor subdimensionado, não é possível exigir-lhe o fornecimento de um volume de reserva secundária proporcional ao seu consumo interno. A Fingrid também possui um parque produtor reduzido quando comparado ao seu consumo, mas a sua ponta é muito menor e o facto de estar interligada ao sistema russo faz com que os seus problemas de controlo de frequência não sejam tão delicados como os do seu vizinho Sueco.

No caso da Dinamarca, onde o volume de reserva operacional é aparentemente superior às necessidades do sistema, as razões que explicam as diferenças sugeridas pela *Tabela 13* e pela *Figura 20* podem prender-se com duas causas: (1) a elevada

penetração da energia eólica no sistema da Dinamarca Ocidental, cuja disponibilidade limitada condiciona o processo de planeamento da exploração, em particular o processo de determinação da reserva secundária; (2) o facto do sistema da Dinamarca Oriental apenas se encontrar ligado aos sistemas da Dinamarca Ocidental, caracterizado pela elevada integração de produção eólica e da Suécia que, como referido anteriormente, possui um parque produtor subdimensionado, estando por isso dependente das importações de energia eléctrica produzida nos países vizinhos, sobretudo nos períodos de maior consumo (*Figura 19*).

2.8.3 Dinamarca Ocidental

Pode ler-se na página da Internet da Energinet [137]: “na Dinamarca Ocidental, o *Operational Handbook* [104] da UCTE constitui a base da colaboração entre a Dinamarca Ocidental e a Europa Continental. A Energinet é um membro associado da UCTE, mas encontra-se em processo de candidatura para se tornar um membro efectivo da organização e assim obter os mesmos direitos que os restantes países membros já detêm”.

A Energinet é por isso obrigada a cumprir os requisitos impostos pela UCTE, a par das regras estabelecidas pelo Nordel [138]. Como se referiu anteriormente, a Energinet foi obrigada a disponibilizar, durante o ano de 2006, 620 MW de reserva secundária, no âmbito do cumprimento das obrigações impostas pelo Nordel. Aplicando a recomendação da UCTE à Dinamarca Ocidental, obtém-se um valor substancialmente inferior, 95 MW (*Tabela 13*), o que significa que o valor estabelecido no âmbito do acordo de operação conjunta dos países do Nordel é mais exigente do que a recomendação da UCTE. Porém, nos últimos anos, a Energinet tem vindo a solicitar valores de reserva secundária bastante superiores a 620 MW. Com efeito, em Setembro de 2006, a Energinet solicitou 661 MW de reserva de controlo secundário positivo (521 MW manual e 140 MW automático) e 300 MW de reserva de controlo secundário negativo (160 MW manual e 140 MW automático) [140].

Na Dinamarca Ocidental em particular, o processo de cálculo da reserva secundária é efectuado incorporando o erro associado à previsão da produção eólica [141]. A metodologia de cálculo baseia-se na utilização de duas distribuições estocásticas consideradas independentes: (1) a distribuição das saídas de serviço das

diversas unidades de produção do sistema, construída com base no registo histórico da sua operação e (2) a distribuição dos erros associados à previsão da produção eólica.

O processo de cálculo da reserva secundária tem em conta o horizonte temporal da previsão da energia eólica (2h-36h) e também a gama de variação da carga do sistema ao longo de uma hora (em média, $\approx \pm 12\%$ da ponta, para o conjunto dos países do Nordel e entre -23% e 20% da ponta para a Dinamarca). A gama das variações ao longo de um período de 12 horas é de aproximadamente $\pm 50\%$ da ponta para o Nordel e de $\pm 60\%$ ponta para Dinamarca [142]. A reserva secundária é determinada mediante um critério de cobertura das variações da carga do sistema, tendo em conta a variabilidade da produção eólica e a possibilidade de perda de produção convencional. Este critério baseia-se na probabilidade da reserva secundária permitir compensar estas três componentes (carga, défice de produção eólica e défice de produção convencional) com um determinada probabilidade, e.g., 99.99%.

Para calcular o montante de reserva secundária necessário, são utilizadas séries históricas dos consumos, da produção eólica e da potência perdida devido a saídas de serviço não-programadas dos grupos do sistema. São também utilizadas as distribuições dos erros de previsão da carga e da previsão de produção eólica. Como as distribuições das saídas de serviço das unidades do parque produtor e dos erros de previsão são independentes, pode-se determinar o desvio padrão de uma distribuição conjunta, σ_{CE} , traduzindo a gama de variação da produção eólica e da produção convencional combinadas, determinado como a raiz quadrada da soma quadrática dos desvios padrão da distribuição das saídas de serviço do parque produtor (σ_{disp}) e do erro da produção eólica ($\sigma_{eól}$):

$$\sigma_{CE} = \sqrt{\sigma_{disp}^2 + \sigma_{eól}^2} \text{ (MW)} \quad (12)$$

Esta relação é utilizada para adicionar percentis das duas distribuições. Desta forma, pode ser considerado um determinado percentil da distribuição das saídas de serviço, traduzindo um critério que o operador de sistema da Dinamarca Ocidental adoptou como indicador do nível adequado da segurança do sistema. A variação associada à perda de produção pode então ser formulada como o aumento das 4σ variações:

$$\Delta_{CE} = 4(\sigma_{CE} - \sigma_{disp}) \text{ (MW)} \quad (13)$$

Este processo de cálculo implica considerar que a produção eólica contribui para os requisitos de reserva secundária apenas pelo seu efeito aditivo ao parque produtor do sistema. A distribuição dos erros de previsão é representada através do erro de maior amplitude da série histórica Δ_{carga} . A reserva secundária é então determinada por:

$$R_{sec} = \Delta_{CE} + \Delta_{carga} \text{ (MW)} \quad (14)$$

O volume de reserva secundária determinado a partir da aplicação destas expressões depende fortemente da qualidade dos modelos de previsão eólica utilizados pela Energinet. A utilização desta metodologia implica a incorporação da variabilidade associada à produção eólica na simulação do parque de produção. Refira-se que foram sugeridas, por alguns autores [142], metodologias semelhantes baseadas na consideração dessa variabilidade no processo de previsão da carga.

2.9 Outros países membros da UCTE

2.9.1 Reserva de controlo secundário na Área Síncrona da UCTE

Nesta secção serão identificadas e descritas as regras utilizadas para o cálculo de reserva secundária num conjunto de países incluídos na Área Síncrona da UCTE. A inclusão destes estados teve como objectivo permitir comparar as diferenças existentes entre os diferentes países pertencentes à UCTE, tanto ao nível da nomenclatura utilizada, como ao nível do tempo de mobilização da reserva secundária. Apesar da UCTE ter estabelecido que a reserva secundária deverá ser accionada no período entre 30s e 15 minutos, devendo o seu fornecimento ser mantido durante o tempo que for necessário, nem todos os países cumprem este requisito da mesma forma, havendo estados com metodologias mais exigentes do que outros.

2.9.2 Bélgica

Na Bélgica, o operador de sistema responsável é a ELIA, cuja área de controlo possui uma capacidade instalada de 15 626 MW e uma ponta de consumos de 12 773 MW [143]. Os requisitos de reserva de controlo secundário impostos pela UCTE são inteiramente respeitados pela ELIA, que designa esse serviço de sistema por reserva de potência para regulação secundária (*réserve de puissance pour réglage secondaire*). O

controlo secundário na Bélgica é mais exigente do que aquele estabelecido pela UCTE: o tempo de activação da reserva de potência para regulação secundária não pode exceder 10 s após a ocorrência do incidente ou perturbação e a sua mobilização deve terminar até aos primeiros 10 minutos subsequentes.

Actualmente, a reserva de potência para regulação secundária é determinada com base na recomendação estabelecida pela UCTE que, para a ponta dos consumos corresponde a 238 MW. O operador do sistema belga adoptou cerca do dobro deste valor como limite inferior para a potência de regulação secundária, 460 MW.

2.9.3 Espanha

Em Espanha, o operador de sistema responsável é a REE (Red Eléctrica Nacional), cuja sistema eléctrico peninsular possuía, em 2006, uma capacidade instalada de 73 970 MW e uma ponta de consumos de 43 378 MW [144]. A Espanha é um dos países com maiores níveis de integração eólica da Europa, com cerca de 9 800 MW instalados no início de 2006 [145], valor apenas superado pela Alemanha.

Em Espanha a reserva de controlo secundário é designada apenas por reserva secundária. De acordo com os requisitos da REE, a reserva secundária deverá ser totalmente mobilizada no intervalo [300, 500] s após a ocorrência do incidente ou perturbação que origina o desvio de frequência. A reserva secundária é calculada para cada hora de operação.

Em cada período de transacção (1h), o valor da reserva deve pertencer ao intervalo $[3\sqrt{L_{\max}}, 6\sqrt{L_{\max}}]$, de acordo com a velocidade de variação da carga. Assim, $6\sqrt{L_{\max}}$ é a expressão a utilizar quando a carga varia rapidamente e $3\sqrt{L_{\max}}$ é a expressão a utilizar para variações lentas.

O BOE nº 173 de 21/07/2006 "*establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia*" [146], impões níveis mínimos de reserva secundária: 500 MW a subir e 400 MW a descender. Estes valores estão muito acima dos valores de reserva secundária que a expressão da UCTE permite obter para as horas de vazio. Por exemplo, sabendo que a ponta espanhola é 43 GW e que o mínimo valor da procura durante o vazio de um dia de semana é de aproximadamente 22 GW, é possível calcular:

Tabela 14– Cálculo da Reserva de Controlo Secundário em Espanha

	$3\sqrt{L_{\max}}$	$6\sqrt{L_{\max}}$	$\sqrt{10 \cdot L_{\max} + 150^2} - 150$
Ponta ($L_{\max} = 43$ GW)	622,1 MW	1244,2 MW	522,7 MW
Vazio ($L_{\max} = 22$ GW)	445,0 MW	889,9 MW	342,4 MW

Por observação da *Tabela 14* é possível verificar a existência de dois valores inferiores ao valor mínimo para a reserva secundária imposto pelo BOE nº 173: 445,0 MW e 342,4 MW. Estes valores foram obtidos aplicando as expressões $3\sqrt{L_{\max}}$ e $\sqrt{10 \cdot L_{\max} + 150^2} - 150$, respectivamente, considerando o valor de máxima de carga correspondendo ao período de vazio. Tendo em conta apenas os resultados inscritos na *Tabela 14*, a legislação espanhola parece impor um valor mínimo para a reserva secundária durante as horas de vazio, uma vez que:

- Nas horas que antecedem e que sucedem ao período de vazio, o diagrama de cargas horário varia rapidamente, sendo utilizada a expressão $6\sqrt{L_{\max}}$ para determinar o volume de reserva necessário; como esta expressão permite obter valores superiores a 500 MW, o requisito imposto pelo BOE nº 173 é inteiramente satisfeito.
- Nos períodos de maior consumo, o diagrama de cargas varia lentamente, sendo utilizada a expressão $3\sqrt{L_{\max}}$ para determinar o volume de reserva secundária necessária. Como o valor de $L_{\max}$ é elevado, o valor obtido é superior a 500 MW, mesmo que seja calculado através da recomendação da UCTE. Com efeito, o valor de carga a partir do qual $3\sqrt{L_{\max}} \leq 500$ MW é 27.8 GW, o que significa que, durante as horas de maior consumo o requisito imposto pelo BOE nº 173 é inteiramente satisfeito.
- Nos períodos de vazio, o diagrama de cargas varia lentamente, sendo utilizada a expressão $3\sqrt{L_{\max}}$ para determinar o volume de reserva secundária necessária. Mas como $L_{\max}$ é baixo, geralmente inferior a 23GW [145], os valores obtidos são inferiores a 500 MW. Desta forma, o cumprimento do requisito imposto pelo BOE nº 173 tem de ser forçado durante as horas de vazio [147].

2.9.4 França

Em França, a entidade responsável pela operação do sistema de transporte é a RTE (*Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*). No dia de maior consumo registado durante o ano de 2006, a ponta na sua área de controlo atingiu um valor ligeiramente superior a 86.3 GW, sendo o valor da energia entregue ao longo desse dia igual a 1 879 GWh. A RTE possuía, em Dezembro de 2005, uma capacidade instalada de 109 503 MW, dos quais a maior parte correspondia a centrais nucleares (63 260 MW). A RTE é também o maior exportador de energia eléctrica da Europa, tendo o volume de energia eléctrica transaccionada durante o ano de 2005 atingido 123 156 GWh (90 873 GWh exportados e 32 283 GWh importados) [148].

Em França a reserva de controlo secundário é designada por reserva secundária (*réserve secondaire*) e a sua quantificação segue a regra recomendada pela UCTE (791 MW, considerando o valor da ponta de consumos no ano de 2006). No entanto, a RTE exige um volume de reserva de controlo secundário mínimo de 500 MW, em qualquer altura do dia. Por outro lado, nos períodos de maior consumo, a RTE afecta o valor obtido pela aplicação da recomendação da UCTE em +15%. Por exemplo, para o valor da ponta de consumos registado no ano de 2006, $1.15 \times 791 \text{ MW} \approx 910 \text{ MW}$.

O tempo de activação da reserva de controlo secundário em França é idêntico ao especificado pela UCTE, ou seja, 30s a partir do instante da ocorrência do incidente ou perturbação. O período de mobilização é mais curto: 430s (7min e 10s) para perturbações severas e 97s (1min e 37s) para perturbações muito severas.

2.9.5 Grécia

Na Grécia, o operador do sistema e principal operador de sistema de transporte é a *Public Power Corporation (PPC)*, que coexiste com um operador de sistema de transporte independente, a *Hellenic Transmission System Operator (HTSO)*, que é também o operador de mercado. A PPC detém a maior parte dos activos ligados à produção, transporte e distribuição de energia eléctrica na península da Grécia e nas ilhas gregas, enquanto que à HTSO que compete a gestão da sua própria rede de transporte e a gestão do funcionamento do mercado de energia eléctrica [149].

Actualmente, a Grécia é um dos membros da UCTE com uma taxa de crescimento da procura de electricidade mais elevada, cujo valor se situa nos 4,4% e deverá manter-

se até 2010 [150]. No ano de 2005, a capacidade de produção instalada na Grécia rondava os 13.0 GW, tendo a ponta dos consumos atingido 11.2 GW. Nesse mesmo ano, a capacidade de produção eólica instalada rondava os 750 MW, sendo os seus níveis de penetração reduzidos no continente, mas consideráveis nalgumas ilhas, em especial a ilha de Creta [151] onde, no ano de 2000, foi atingido um nível de penetração da energia eólica correspondente a 40% da capacidade instalada [152]

A designação “reserva secundária” é utilizada na Grécia para designar duas grandezas distintas que, em conjunto, correspondem à reserva secundária da UCTE [153]: (1) a reserva secundária de frequência, que é constituída exclusivamente por grupos em telerregulação, activados num período de tempo igual ou inferior a 30s após a ocorrência de uma perturbação/desvio de frequência e completamente mobilizada até aos primeiros 5 minutos decorridos após essa ocorrência [154]; (2) a reserva operacional secundária, constituída por grupos mobilizados manualmente entre 30s a 90s após a perturbação/desvio e completamente entregue ao fim de 15 minutos [155].

A forma de cálculo da reserva secundária difere da península da Grécia para as ilhas gregas. Com efeito, em território continental a reserva secundária é calculada seguindo a recomendação da UCTE, sendo o seu valor determinado com um dia de antecedência para cada período de funcionamento do mercado (uma hora), com base nas previsões de carga [156]. Esta previsão diária é actualizada a cada hora do dia seguinte, à medida que novas previsões da procura vão sendo efectuadas.

No que respeita às definições utilizadas na Grécia para a reserva secundária, um caso particular é o da ilha de Creta (*Figura 21*), onde são adoptadas metodologias alternativas, baseadas na incorporação dos erros da previsão da procura e da previsão eólica [157]. No ano de 2004, a capacidade de produção nesta ilha totalizava 690 MW, dos quais 87 MW correspondiam a capacidade de produção eólica, sendo a ponta dos consumos nesse ano foi de 530 MW.

Tratando-se de um sistema isolado e de pequena dimensão, os problemas decorrentes da integração eólica podem ser severos, havendo inclusivamente o registo de um blackout no dia 25 de Outubro de 2001 [158], provocado pelo abaixamento repentino da disponibilidade de produção eólica em conjugação com a perda de uma das maiores unidades de produção termoeléctrica. Estas dificuldades levaram a PPC a adoptar, a par de uma maior flexibilização dos critérios utilizados para o deslastre

automático de cargas, uma metodologia de cálculo da reserva secundária mais exigente do que aquela que é utilizada na península da Grécia.

Assim, na ilha de Creta foi adoptado um conceito único para a reserva secundária, que consiste na capacidade em telerregulação que é activada até 10s contados desde o início da ocorrência de uma perturbação/desequilíbrio e totalmente mobilizada até ao final dos primeiros 5 minutos contados desde o início dessa ocorrência.

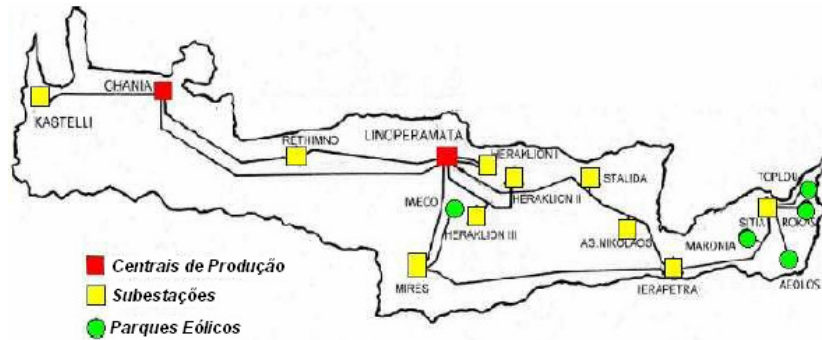


Figura 21 – Sistema eléctrico da ilha de Creta (Grécia)

O cálculo da reserva secundária é efectuado a cada hora, tendo como base a relação (15), onde ΔP_{carga} e $\Delta P_{eól}$ são, respectivamente, o erro de previsão da procura de energia eléctrica e o erro de previsão eólica, conforme foi definido na secção 3.6.2 do Capítulo 3, e $f_{eól}$ é um factor de ajuste do erro de previsão eólica, variando entre 0.5 e 1, consoante o período de funcionamento para o qual R_{sec} é calculada.

$$R_{sec} = \Delta P_{carga} + f_{eól} \times \Delta P_{eól} \quad (\text{MW}) \quad (15)$$

2.9.6 Holanda

Na Holanda, o operador do sistema de transporte é a TenneT, que é responsável por uma área de controlo com uma capacidade de produção instalada de 21.3 GW, com uma ponta de consumos histórica de 15 601 MW, registada a 21 de Dezembro de 2004 (a ponta verificada nos últimos anos foi mais baixa) [159].

O conceito de reserva de controlo secundário estabelecido pela UCTE foi adoptado pela TenneT e transposto para os seus requisitos de reserva secundária (*secundaire reserve*). O cálculo do volume de reserva secundária é efectuado seguindo a recomendação da UCTE, o que, considerando o valor histórico da ponta (15.6GW), equivale a 274 MW. No entanto, o operador de sistema da Holanda aplica diferentes

factores multiplicativos positivos e superiores à unidade para diferentes períodos de consumo e impõe um nível mínimo de reserva secundária a subir de 300 MW, a qualquer hora do dia [160]. Desta forma, o valor de reserva secundária efectivamente alocado varia geralmente entre os 300 e os 600 MW [161]. A *Figura 22* foi retirada da página de Internet da Tennet e representa o resultado dos processos de alocação de reserva para um determinado dia de operação.

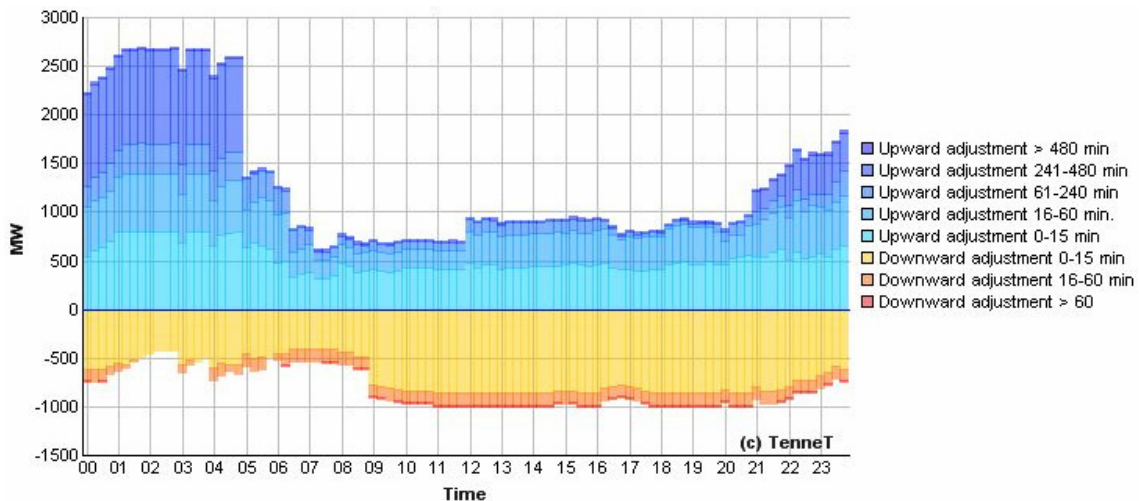


Figura 22 – Alocação dos diferentes tipos de reserva pela Tennet [161]

Na *Figura 22* é possível observar a forma como os diversos tipos de reserva a subir e a descer são alocados em função da evolução do diagrama de cargas, de acordo com o seu intervalo temporal de mobilização (até 15min, entre 16min e 60min, etc.). A reserva secundária é representada juntamente com a reserva primária, a cores mais claras, razão pela qual a reserva representada na faixa 0-15min é nalguns períodos superior a 600 MW.

Os intervalos de tempo de activação e mobilização da reserva secundária da Tennet são os mesmos especificados pela UCTE para a reserva de controlo secundário (30 s a 15min).

2.9.7 Portugal

Em Portugal, o operador de sistema é a Rede Eléctrica Nacional (REN), cuja área de controlo possuía, no final de 2008, uma capacidade de produção instalada de 14 916 MW (4 578 MW hídrica + 5 820 MW térmica + 4 518 PRE). O valor máximo de consumo registado no sistema português foi de 8 959 MW, no dia 2 de Dezembro de

2008 [162], [163], representando uma diminuição de 150 MW (1.65%) relativamente ao máximo histórica de 2007.

De acordo com o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, MPGS, a Reserva Secundária do sistema português é calculada com base nas recomendações da UCTE [164]. Assim, a reserva secundária destina-se a anular, num período inferior a 15 minutos, os desvios de frequência que surgem após a perda do equilíbrio entre a produção e o consumo. Uma parte desta reserva é constituída pelos grupos em telerregulação e, uma segunda parte, por grupos de arranque rápido que sejam capazes de fornecer a potência necessária em menos de 15 minutos e/ou bombas que possam ser interrompidas durante o mesmo período de tempo.

Na versão harmonizada entre a REN e a REE dos novos procedimentos, a Reserva Secundária passou a ser constituída apenas pelos grupos em telerregulação, conforme a secção 7 do “Procedimento para o Funcionamento do Sistema”. Esta reserva destina-se a compensar as variações aleatórias do consumo e, segundo a fórmula da UCTE, deverá ter um valor situado entre os 80 MW e os 160 MW, para consumos de 3 000 e 7 500 MW, respectivamente.

Estes valores devem ser entendidos como mínimos, tanto mais que a introdução progressiva dos períodos horários resultantes do funcionamento do mercado irá fazer aumentar as necessidades deste serviço. Por outro lado, o aumento da procura também se reflectirá sobre o volume de Reserva Secundária necessário: por exemplo, tendo em conta o valor do pico de carga em 2008, 8 959 MW, o requisito em reserva secundária dado pela fórmula da UCTE será:

$$RS_{Portugal} = \sqrt{10 \times 8\,959 + 150^2} - 150 \approx 185 \text{ MW} \quad (16)$$

2.10 Estados Unidos da América

2.10.1 Califórnia

O operador de sistema independente da Califórnia (*CAISO – California Independent System Operator*) designa a reserva secundária por reserva de regulação (*regulating reserve*). De acordo com as definições do CAISO, a reserva de regulação faz parte da reserva operacional que, para este operador de sistema, se divide entre reserva de regulação e reserva de contingência. A reserva de regulação deverá ser

accionada imediatamente após a ocorrência do desequilíbrio ou perturbação, devendo a sua mobilização total ter ocorrido ao fim de 10 minutos. A reserva de contingência deverá ser accionada após o esgotamento da reserva de regulação. A forma como estes conceitos se relacionam com as definições da UCTE é representada na *Tabela 15*:

Tabela 15– As diferentes reservas de acordo com o CAISO [105]

UCTE	Reserva Primária	Reserva Secundária	Reserva Terciária		
CAISO	<i>sem correspondência</i>	Reserva Operacional		Reserva de Substituição	Energia Suplementar
		Reserva de Regulação	Reserva de Contingência		

Uma vez que é parte da reserva operacional, a reserva de regulação é calculada pela metodologia concebida pela CAISO para quantificar a primeira. A regra de cálculo adoptada pelo operador de sistema da Califórnia para calcular a reserva operacional necessária baseia-se na seguinte relação [165]:

$$Reserva\ Operacional = \max(RO_1, RO_2) + P_{int_import} \text{ (MW)} \quad (17)$$

Onde RO_1 , expressa em MW, é de uma capacidade correspondente a uma percentagem de 5% da produção hídrica despachada e uma capacidade correspondente a percentagem de 7% de outra produção (térmicas). A componente RO_1 é calculada separadamente por diferentes coordenadores de despacho, responsáveis pelo controlo de diferentes áreas geográficas. Posteriormente o operador de sistema procede à adição da reserva despachada em cada caso, definindo o valor final da reserva disponível.

RO_2 corresponde à maior perda de produção previsível na área de controlo do CAISO, em MW, devida à maior contingência. Em cada hora, RO_2 é determinado em função do estado do sistema, como o valor máximo das seguintes três componentes:

- Um valor introduzido pelo operador de sistema para cada zona geográfica e para cada hora, em MW, em função do estado da carga, do congestionamento relativo da rede, do despacho do parque de produção e dos trânsitos de potência medidos nas interligações;
- A maior unidade de produção em serviço durante essa hora;
- A maior importação prevista durante essa hora;

P_{int_import} , expresso em MW, é somatório de todas as importações de produção eléctrica interruptíveis do estado da Califórnia, i.e., todas as importações de energia eléctrica consideradas não asseguradas, por diversas razões de ordem técnica.

Tendo em conta reserva de regulação corresponde a 50% da reserva operacional, o cálculo da parcela da reserva operacional do CAISO análoga à reserva de controlo secundário da UCTE é dado pela seguinte expressão:

$$Reserva\ de\ Regulação = 0,5 \times \max(RO_1, RO_2) + P_{int_import} \text{ (MW)} \quad (18)$$

Na Califórnia, a reserva de regulação é adquirida através de leilões, para cada hora de cada dia [166].

2.10.2 Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM)

Um dos operadores de sistema dos Estados Unidos da América, a Pennsylvania Jersey-Maryland Interconnection (PJM), utiliza a seguinte regra para a quantificação de reserva de controlo secundário [167]:

- Para o período de maior consumo, a reserva secundária é dada por 1.5% da ponta à qual é adicionada uma componente resultante de um cálculo probabilístico;
- Para o período de menor consumo, a reserva secundária é dada por 1.1% da carga de vazio à qual é adicionada uma componente resultante de um cálculo probabilístico;

A reserva secundária deverá ser igual ao volume de produção perdido na sequência da ocorrência da maior contingência, ou igual a 75% deste valor, desde que os restantes 25% possam ser disponibilizados com reserva não-girante (reserva quente, unidades de arranque rápido).

O cálculo probabilístico referido anteriormente é efectuado pela PJM utilizando um método específico para avaliação da adequação da reserva operacional [168], que leva em conta o parque de produção, o nível de carga, a hora do dia, o dia da semana, a estação do ano, a incerteza associada à previsão da carga, a probabilidade associada a saídas de serviço não planeadas, a taxa de avarias dos equipamentos, a taxa de reparação dos equipamentos e um intervalo temporal designado por intervalo de exposição, ao

longo do qual a interacção de todos estes factores é avaliada. Salienta-se que este método probabilístico se distingue da regra apresentada anteriormente: embora a regra utilize um resultado produzido na sequência da utilização do método, a primeira destina-se exclusivamente à determinação directa de um valor específico de reserva operacional, enquanto que o segundo permite avaliar e caracterizar a adequação da reserva operacional.

A PJM não disponibiliza actualmente nenhuma publicação acerca da forma como é efectuado o cálculo probabilístico. No entanto, a primeira versão do método de determinação da reserva secundária da PJM remonta a 1963, tendo sido descrito na literatura científica da área da fiabilidade de sistemas eléctricos de energia [13]. Apesar deste método ter evoluído ao longo dos anos, a base científica da sua formulação não sofreu alterações, consistindo em determinar a probabilidade da produção despachada satisfazer ou não satisfazer a carga, durante um determinado intervalo de tempo.

Na formulação original do método PJM todas as unidades de produção eram representadas por um modelo de Markov a dois estados (*Figura 30, Capítulo 3*), considerando as avarias e as reparações distribuídas de forma exponencial.

O modelo de produção utilizado no método PJM consiste na construção da tabela das capacidades fora de serviço. No entanto, na construção dessa tabela é utilizada uma grandeza designada por taxa de substituição (*outage replacement rate - ORR*) em vez da taxa de avarias (*forced outage rate - FOR*). A diferença entre os dois conceitos é que a ORR representa a probabilidade de uma determinada unidade de produção sair de serviço e não ser substituída durante o intervalo de tempo em análise, tratando-se por isso de uma quantidade dependente do intervalo de tempo considerado. Por outro lado, a FOR é a definida com base no registo histórico das saídas de serviço não programadas, sendo por isso um parâmetro fixo para cada unidade de produção.

Na sua versão original, o método PJM considerava que o nível de carga do sistema permanecia constante ao longo do intervalo de tempo da simulação e que o seu valor era conhecido *a priori*. No entanto, o método foi evoluindo ao longo dos anos, tendo sido introduzida a possibilidade de considerar as incertezas associadas à previsão dos consumos. Para tal, a distribuição da carga, que se considera ser normal, é dividida em intervalos discretos, o que permite associar um determinado nível de risco operacional a cada nível de carga, pesado pela probabilidade associada ao intervalo correspondente.

Outra extensão importante ao método PJM original consistiu na consideração de mais de dois estados de operação para as unidades de grande dimensão. Além dos estados de funcionamento ou avaria, passaram a ser considerados estados intermédios, nos quais os geradores se encontram a operar a uma determinada percentagem da sua potência nominal (*derated states* ou *partial output states*).

2.10.3 Método PJM modificado

O método PJM modificado constitui uma extensão do método PJM original, permitindo incluir grupos de arranque rápido e unidades de produção com diferentes intervalos temporais de operação. Desta forma, o método PJM modificado permite considerar unidades de reserva morna, i.e., prontas a arrancar em caso de necessidade ou unidades ligadas à rede mas sem entregar energia (*stand-by mode*), incorporando o efeito das avarias ocorridas durante os processos de arranque.

O método PJM modificado permite ainda avaliar o nível de risco associado a uma determinada configuração do parque produtor, ou escalonamento (*unit commitment*), através da definição de níveis de risco parcial, de acordo com o âmbito temporal relativo a cada tipo de unidade de produção (arranque rápido, reserva quente, etc.).

2.11 Comparação entre as diferentes regras e metodologias descritas

Nesta secção é apresentada uma comparação entre as diferentes regras, definições e metodologias para o cálculo de reserva de controlo secundário descritas nos capítulos anteriores. As regras para determinação de reserva secundária identificadas anteriormente para cada operador de sistema foram agrupadas de forma resumida na *Tabela 16*, para assim possibilitar a comparação entre os diferentes casos.

Por sua vez, a *Tabela 17* possibilita a comparação entre os valores de reserva secundária adoptados pelos diferentes operadores de sistema europeus analisados neste documento e os valores que é possível obter aplicando a recomendação da UCTE às suas áreas /blocos de controlo (considerando a ponta histórica).

Tabela 16– Resumo das regras identificadas em cada país

<i>País</i>	<i>Cálculo do Volume de Reserva de Controlo Secundário</i>
UCTE	Valor máximo recomendado dado por: $\sqrt{10L_{max} + 150^2} - 150$
Alemanha	RWE NET AG: +1230/-1230MW E.ON Netz GmbH: +800/ -400MW EnBW Transportnetze AG: +720/ -390MW Vattenfall Europe Transmission GmbH: +580/ -580MW
Bélgica	Pelo menos 460MW, em qualquer período de consumo, correspondendo aproximadamente ao dobro do resultado da regra da UCTE para a ponta de consumos.
Califórnia ⁷	$0.5 \cdot \max(0.05 \cdot P_{hidro} + 0.07 \cdot P_{térmica}; RO_2) + P_{int_import}$
Dinamarca Ocidental	Regras baseadas na utilização de distribuições probabilísticas para as saídas de serviço dos grupos e para os erros de previsão da produção eólica; mínimo de 661MW (em Setembro 2006).
Dinamarca Oriental	Na ilha da Zelândia, integrada no Nordel, o controlo secundário automático não é utilizado. Em vez disso, é utilizada um controlo manual, accionado apenas em situações de congestionamento. O valor mínimo disponível para esse controlo é de 600MW para o sistema da Dinamarca Oriental.
Espanha	Entre $3\sqrt{L_{max}}$ e $6\sqrt{L_{max}}$, dependendo da velocidade de variação da carga. Mínimo de 500MW a subir e 400MW a descer.
Finlândia	Mínimo de 1000MW (em 2006). Apenas controlo manual.
França	Regras da UCTE. Pelo menos 500MW em qualquer período de operação. Nos períodos de maior consumo, o valor obtido pela regra da UCTE deve ser afectado em +15%.
Grécia	Regras da UCTE na parte continental da Grécia. Na ilha de Creta, regras baseadas na consideração dos maiores erros das previsões de carga e de produção eólica.
Holanda	Regras da UCTE, mas multiplicadas por percentagens positivas nalguns períodos de consumo. Pelo menos 300MW.
Irlanda	A reserva de controlo secundária é calculada a partir de: NIE: 80MW ESBNG: $\frac{+160MW}{240MW}$ correspondendo a 80% da maior unidade de produção do sistema conjunto (305MW). Estes valores são afectados em cerca de +30%, atribuído à incerteza associada à produção eólica. Assim, $RCS \approx 110 \text{ MW (NIE)} + 210 \text{ (ESBNG)} = 320MW$, o que corresponde a 80% de 400MW.
Noruega	Mínimo de 1600MW (em 2006). Apenas controlo manual.
PJM (EUA)	1.1% de ponta + cálculo probabilístico para dias e horas típicos 1.5% da carga de vazio + cálculo probabilístico para dias e horas típicos
Portugal	Regras da UCTE. Entre 80 MW para $L_{max} = 3000 \text{ MW}$ e 160 MW para $L_{max} = 7500 \text{ MW}$.
Suécia	Mínimo de 1200MW (em 2006). Apenas controlo manual.

⁷ P_{hidro} é a produção programada para os grupos hidroelétricos da Califórnia (MW) e $P_{térmica}$ é a produção programada para os grupos térmicos da Califórnia (MW).

Tabela 17– Comparação Recomendação UCTE vs Operador de Sistema

País	Volume de Reserva de Controlo Secundário (MW)	
	Operador de Sistema	UCTE para ponta
Alemanha	RWE	1230
	E.ON	800
	EnBW	720
	Vattenfall	580
	Total:	3330
Bélgica	ELIA	460
Dinamarca Ocidental	Energinet.dk	620
Dinamarca Oriental	Eltra	600
Espanha	REE	900
Finlândia	Fingrid	1000
França	RTE	910
Grécia (continental)	PPC /HTSO	400
Holanda	Tennet	600
Irlanda	ESBNG:	320
Noruega	Statnett	1600
Portugal	REN	160
Suécia	Svenska Kraftnät	1200

A observação da *Tabela 17* permite concluir que todos os países europeus analisados quantificam a sua reserva de controlo secundária utilizando regras e critérios mais exigentes do que a recomendação da UCTE. Os países em que a diferença entre os valores em cada coluna é menor são a França (119 MW), a Bélgica (222 MW) e a Irlanda (266 MW). Os países em que a diferença entre os valores em cada coluna é maior são a Alemanha (2 050 MW), a Noruega (1 247 MW) e a Suécia (806 MW).

No entanto, se os valores em cada coluna forma comparados em termos relativos, i.e., expressando a diferença entre a reserva de controlo secundária e a recomendação da UCTE em percentagem da segunda, os países em que a diferença relativa entre os valores em cada coluna é maior passam a ser a Dinamarca Oriental (722%), a Dinamarca Ocidental (553%), a Irlanda (493%) e a Noruega (353%). Os países em que a diferença entre os valores em cada coluna é menor passam a ser a França (15%), a parte continental da Grécia (84%), a Bélgica (93%), a Holanda (119%) e a Alemanha (160%), ocorrendo a maior diferença relativa para o caso da RWE, (199%) e a menor diferença relativa no caso da E.ON (116%)

No caso de Portugal, a diferença obtida é negativa (-25 MW ou -14%) mas, de acordo com o *Plano de Necessidades de Serviços de Sistema* para o ano de 2006 [164], o valor de 160 MW corresponde apenas à reserva a ser constituída pelos grupos em telerregulação, devendo ser entendido como um nível de reserva mínimo, que não tem

consideração a introdução progressiva dos períodos horários resultantes do funcionamento do mercado.

2.12 Conclusões

No passado, as metodologias para análise da adequação dos sistemas de produção de energia eléctrica destinavam-se a avaliar se a capacidade instalada era suficiente para assegurar a satisfação dos consumos. No entanto, as mudanças ocorridas no sector eléctrico nos últimos vinte anos têm vindo a aumentar a incerteza associada à operação dos sistemas eléctricos de energia, favorecendo a alteração da filosofia clássica de análise dessa adequação. A transição para um ambiente de mercado e o aumento significativo dos níveis de integração da energia eólica têm aumentado os níveis de incerteza associados à disponibilidade de produção. Por conseguinte, as metodologias utilizadas para caracterização da adequação dos sistemas de produção de energia eléctrica têm vindo a evoluir no sentido de lidarem e integrarem esta incerteza, geralmente através de modelos probabilísticos adequados.

O aumento da incerteza associada à operação do sistema eléctrico acarreta implicações sobre as necessidades de reserva operacional, cuja importância ao nível da monitorização a longo prazo dos sistemas eléctricos é fundamental para a garantia da segurança de abastecimento. É por isso necessário desenvolver novas abordagens metodológicas que permitam caracterizar a adequação da reserva operacional, bem como o risco associado à sua disponibilidade.

A este respeito, verifica-se que apesar de existir uma definição comum de reserva secundária estabelecida pela UCTE, baseada na consideração da carga máxima prevista para um determinado período de funcionamento, não existe uma única regra adoptada universalmente por todos os operadores de sistema dos estados membros, havendo diferenças tanto ao nível da nomenclatura e das definições utilizadas, como no que respeita ao seu âmbito temporal de aplicação (tempos de activação, mobilização e cessação de fornecimento).

As diferenças existentes no conceito de reserva secundária tornam-se ainda mais significativas quando se comparam os requisitos impostos pelos operadores de sistema dos países que não pertencem da Área Síncrona da UCTE (países que constituem o

Nordel, Inglaterra, República da Irlanda) com o valor de reserva secundária que seria obtido se a recomendação da UCTE fosse aplicada nesses países.

De uma forma geral, a aplicação da recomendação da UCTE conduz a valores de reserva secundária inferiores àqueles que são efectivamente exigidos pelos estados membros dentro das suas áreas de controlo respectivas, conforme indicado na *Tabela 17*. Esta situação poderá decorrer de inúmeros factores, entre os quais:

- O facto da regra estabelecida pela UCTE não ter sido concebida tendo em conta a integração de grandes quantidades de produção intermitente nos sistemas eléctricos dos estados membros, em particular de grandes quantidades de produção eólica; a recomendação da UCTE não incorpora a incerteza decorrente das limitações dos métodos de previsão utilizados para antever o comportamento dos recursos renováveis. Os dados inscritos na *Tabela 17* são compatíveis com esta interposição: a diferença entre os valores fixados pelos operadores de sistema e os valores obtidos aplicando a recomendação da UCTE é maior no caso dos países em que os níveis de penetração da energia eólica são mais significativos;
- Em muitas das áreas de controlo analisadas, a reserva secundária é adquirida em ambiente de mercado e, apesar dos produtores que se candidatam ao fornecimento deste serviço de sistema serem obrigados a satisfazer determinados requisitos técnicos para poderem ser aceites no mercado, é admissível que os operadores de sistema tenham interesse em garantir uma certa margem de segurança para acautelar a possibilidade de incumprimento por parte de um ou mais fornecedores, mesmo estando previstas penalizações para esse incumprimento.
- Atendendo a que nos casos da Dinamarca, Irlanda e Noruega, o quociente entre o volume de reserva secundária requerido pelos operadores de sistema e o volume de reserva obtido através da aplicação da recomendação da UCTE é superior ao quociente obtido para os restantes países analisados, é possível que a quantificação da reserva de controlo secundário nesses países tenha em consideração a reduzida capacidade de interligação que caracteriza as suas Áreas de Controlo. Uma vez que a mobilização da reserva de controlo secundário depende dos desvios dos trânsitos de potência nas interligações do sistema, é natural que, em sistemas eléctricos fracamente interligados, os operadores de sistema tendam a inflacionar o valor de reserva secundária requerido, levando em conta o facto de não poderem

recorrer à energia produzida nas áreas de controlo vizinhas em quantidades tão elevadas como os países do centro da Europa, fortemente interligados, esta hipótese é suportada pelos valores obtidos para o quociente entre o volume de reserva secundária requerido pelos operadores de sistema e o volume de reserva obtido através da aplicação da recomendação da UCTE nos casos da França, Bélgica e Holanda que, conforme descrito no capítulo anterior, foram os menores de todos os estados analisados.

Nos países com níveis mais elevados de penetração de energia eólica, é dada especial importância ao erro de previsão da produção eólica no processo de quantificação do volume de reserva secundária. Nesses países, a precisão dos modelos de previsão da produção eólica constitui o elemento fundamental do processo de fixação da reserva operacional, sendo a qualidade dos modelos decisiva em termos de estabelecimento do valor final de reserva de controlo secundário.

Por outro lado, os operadores de sistema destes países revelam preocupação em relação aos problemas decorrentes da possibilidade de perda de grandes quantidades de potência eólica acoplada às suas redes eléctricas, seja por redução súbita da disponibilidade do recurso primário, seja por saída de serviço dos aerogeradores na sequência da ocorrência de cavas de tensão. Exemplo desta preocupação é o caso da Alemanha, onde a E.ON encomendou estudos para determinar os níveis mínimos de produção convencional que terão estar sincronizados com a sua rede eléctrica em cenários de grande penetração de produção eólica, de forma a assegurar a estabilidade do sistema em caso de perda súbita de produção eólica.

Tendo em conta as práticas estabelecidas nestes países e antevendo uma configuração futura do sistema eléctrico ibérico caracterizada pela existência de uma grande capacidade de produção intermitente, sobretudo produção eólica, a possibilidade de utilizar um modelo de determinação da quantidade de reserva operacional em Portugal e em Espanha, semelhante aos modelos utilizados na Alemanha e na Dinamarca poderá parecer razoável. No entanto, as especificidades do parque electroprodutor ibérico, a variabilidade da sua hidrologia, as características particulares da sua rede de transporte e a sua reduzida capacidade de interligação exigem a ponderação destas práticas, sendo necessário adaptar os modelos utilizados nestes países à realidade dos sistemas eléctricos de Espanha e de Portugal.

Capítulo 3– O Projecto Reservas

3.1 Introdução

Ao longo deste capítulo, será efectuada uma exposição sumária do Projecto Reservas, em termos dos seus objectivos, aspectos metodológicos, resultados pretendidos e programa de trabalhos.

Em particular, será apresentado o conjunto de pressupostos assumidos relativamente aos dados fornecidos pelos operadores de sistema, o algoritmo de simulação de Monte Carlo cronológica que serviu de base aos estudos do projecto e os índices de fiabilidade produzidos. Será detalhada a participação do autor no Projecto Reservas, sendo identificadas as tarefas e os estudos realizados.

Será também efectuada uma descrição genérica dos principais modelos matemáticos utilizados pelo processo de simulação. Estes modelos foram divididos em três categorias: (1) os modelos relacionados com o cálculo da potência disponível, nos quais se incluem as metodologias utilizadas para determinar a disponibilidade das componentes hídrica, eólica, solar, cogeração e outras renováveis; (2) os modelos relacionados com a representação da carga; (3) os modelos relacionados com a análise da adequação da reserva operacional.

3.2 Objectivos Gerais do Projecto Reservas

Considerando o enquadramento e âmbito do Projecto Reservas, de acordo com o exposto na secção 1.2 da presente dissertação, ressalta a importância da questão da quantificação dos níveis adequados de reserva operacional.

Assim, o estabelecimento de uma referência para o nível de risco, traduzido pela probabilidade de insuficiência de reserva operacional, constituiu o principal objectivo do projecto. Para esse efeito, foram efectuados diversos estudos baseados na simulação dos sistemas electroprodutores de Espanha e de Portugal, utilizando séries históricas de disponibilidade hídrica, eólica e de produção em regime especial, com vista à verificação da adequação da cobertura e dos níveis de reserva operacional. Foram analisadas configurações futuras dos sistemas electroprodutores de Espanha e de Portugal, ao longo dos estádios de 2008, 2010, 2015, 2020 e 2025, tendo sido identificados os eventuais acréscimos necessários para limitar os níveis de risco ao valor de referência estabelecido previamente.

Uma vez obtidos os resultados para os diferentes estádios, foi possível analisar a performance de diferentes soluções para constituição de reserva: bombagem hidroelétrica, turbinas a gás em ciclo simples ou em ciclo combinado. Neste caso, foram testadas diferentes combinações de soluções para constituição de reserva, tendo o seu desempenho sido analisado, em termos da sua caracterização económica e em termos de redução do risco associado aos níveis de reserva operacional.

Outro dos objectivos do projecto consistia em procurar maximizar o aproveitamento da produção de origem renovável, através da avaliação do risco associado à perda de produção intermitente e da identificação dos reforços adicionais em capacidade de armazenamento eventualmente necessários para reduzir ou eliminar o risco de perda deste tipo de produção.

3.3 O processo de simulação

3.3.1 Descrição genérica

A descrição apresentada nesta secção é incluída para efeitos de enquadramento, não tendo o autor tido papel relevante no desenvolvimento da ferramenta de simulação.

O processo de simulação baseia-se na utilização de uma ferramenta de análise da adequação do sistema electroprodutor, baseada em simulação de Monte Carlo cronológica, tendo sido desenvolvida de acordo com os princípios da análise clássica de fiabilidade ao nível hierárquico I (HL I) [13], i.e., não é considerada a presença da rede, sendo apenas considerados os sistemas electroprodutores), bem como os respectivos consumos. Assim, cada sistema electroprodutor foi representando por um único nó ou barramento, ao qual se encontram ligadas toda a produção e toda a carga (*Figura 23*).

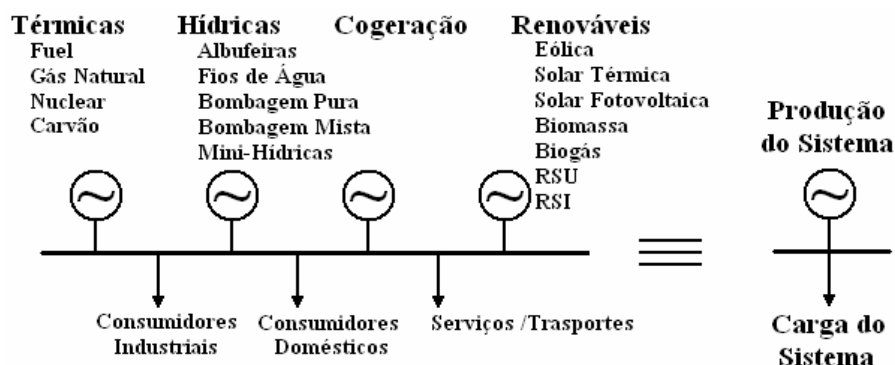


Figura 23 – Análise de fiabilidade ao nível HL I em barramento único.

O objectivo da análise de fiabilidade HL I consiste avaliar o desempenho de um sistema de produção em termos da sua capacidade para satisfazer a carga, de uma forma tão económica quanto possível, e com um nível aceitável de fiabilidade, acautelando acções de manutenção preventiva nas suas unidades de produção [169].

Os resultados desta análise, designada por análise de cobertura (da carga), permitem obter um conjunto de medidas quantitativas do risco associado a uma determinada configuração do sistema ou estratégia de expansão dos operadores de sistema (*Figura 24*).

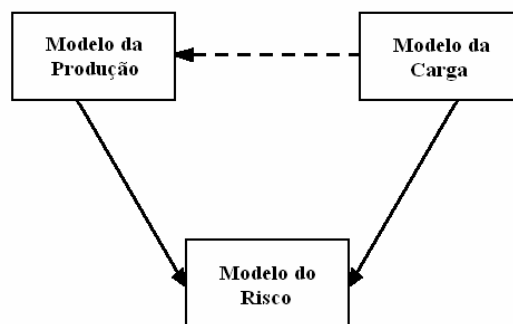


Figura 24 – Modelo conceptual da análise de fiabilidade HL I (adaptado de [13]).

O processo de simulação inclui também uma análise da adequação da reserva operacional que, por vir ao encontro dos objectivos centrais da presente dissertação, é descrita em pormenor mais adiante neste capítulo.

Seguindo o modelo conceptual da *Figura 24*, o processo de simulação permite calcular, a partir dos dados da produção e da procura (séries históricas de disponibilidade e séries históricas dos consumos), diversos indicadores de natureza probabilística, capazes de caracterizar o risco para os operadores de sistema.

3.3.2 Dados de entrada

A ferramenta de simulação utiliza como dados de entrada um conjunto de variáveis que permitem caracterizar a disponibilidade de energia eléctrica nos sistemas de produção dos operadores de sistema. Os dados de entrada incluem a potência instalada em todas as unidades de produção do sistema e a potência disponível dada pelas séries históricas de disponibilidade de produção. São também requeridos a carga eléctrica do sistema, dada pelo seu diagrama horário, bem como níveis de incerteza

associados às previsões a curto e longo prazo e os parâmetros de fiabilidade dos diferentes grupos que constituem o sistema: taxa de avarias λ (ano^{-1}) e taxa de reparação μ (ano^{-1}) ou tempo médio de reparação MTTR (h).

O cálculo da disponibilidade de produção nos sistemas de produção dos operadores de sistema implica ainda a consideração do programa de manutenção dos diferentes grupos que o constituem. O valor da capacidade disponível para trocas comerciais nas interligações também é considerado.

Os dados são utilizados para produzir um conjunto de indicadores de natureza probabilística capazes de permitir caracterizar o risco para a segurança de abastecimento associado à configuração do sistema em estudo. Adicionalmente, são produzidos diversos índices que permitem quantificar o risco da reserva operacional não satisfazer as necessidades do sistema.

3.3.3 Simulação de Monte Carlo sequencial

O processo de obtenção de índices de fiabilidade que permitem caracterizar a adequação dos sistemas de produção baseia-se no método de Monte Carlo sequencial. A designação “*método de Monte Carlo*” abrange um conjunto de métodos computacionais de simulação estocástica utilizando números aleatórios [170], [171], [172], que permitem avaliar o resultado de fenómenos que se podem caracterizar por um comportamento probabilístico [173]. O método de Monte Carlo é particularmente vantajoso na análise de sistemas de grande dimensão e complexidade, cujo tratamento através métodos analíticos, i.e., utilizando modelos de representação que são resolvidos explícita ou numericamente, se reveste de grande dificuldade [174]. Por outro lado, o método de Monte Carlo tem a vantagem de permitir calcular as distribuições de probabilidade dos resultados, em lugar de apenas valores médios ou variâncias [175]. Tratando-se de uma metodologia probabilística, o método de Monte Carlo permite ainda incorporar a incerteza associada aos dados (incerteza aleatória, e.g. incerta nas previsões de carga) e aos modelos matemáticos utilizados para descrever o sistema (incerteza epistémica, e.g. representatividade dos modelos de gestão dos reservatórios hidroeléctricos), de forma quantitativa [176], [177].

A filosofia subjacente à utilização do método Monte Carlo consiste na obtenção de uma amostra suficientemente representativa do comportamento do sistema em estudo,

através do sorteio de diferentes situações ou estados de funcionamento do sistema e respectiva análise, com o objectivo de avaliar o conjunto de resultados obtidos, extraíndo, por exemplo, o valor médio dos mesmos ou, conforme se referiu no parágrafo anterior, a distribuição de probabilidade dos mesmos, [178], [179], [180].

3.3.4 Obtenção dos índices de fiabilidade

De acordo com os princípios da simulação de Monte Carlo sequencial, as estimativas dos índices de fiabilidade serão obtidas através de algoritmos baseados na representação cronológica dos estados possíveis do sistema, de acordo com os passos indicados a seguir:

- Selecção de um determinado estado do sistema S_i , dentro do conjunto configurações possíveis para a operação do sistema (espaço de estados S , *Figura 25*), através da definição do nível de carga, da disponibilidade dos diferentes grupos (descontando avarias e manutenção) e das condições operacionais (regime hidrológico e ordem de mérito);

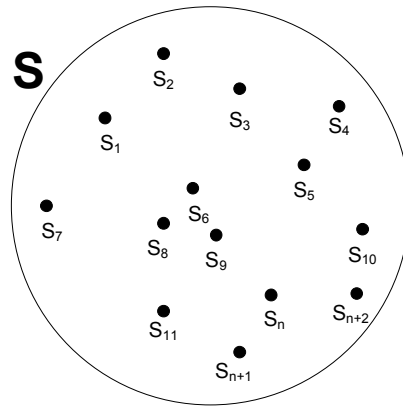


Figura 25 – Espaço de estados, representando as configurações possíveis para a operação do sistema.

- Seguidamente, procede-se à análise da fiabilidade do estado seleccionado, em termos de cobertura do consumo, verificando, através da função binária de teste dada por (19), se a configuração do sistema permite assegurar a satisfação do nível de carga definido para esse estado; em (19), P_{disp} representa a potência disponível total no sistema (MW), dada pelo somatório das potências disponíveis individuais de todas as unidades de produção em serviço e P_{carga} representa a carga total do sistema (MW);

$$f_{teste} = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{disp} \geq P_{carga} \\ 1, & \text{se } P_{disp} < P_{carga} \end{cases} \quad (19)$$

- Efectua-se também a análise da adequação da reserva operacional do estado seleccionado, verificando se esta reserva está disponível em quantidade suficiente para fazer frente a um conjunto de solicitações cuja natureza será descrita em detalhe na secção 3.6; o resultado da comparação é armazenado numa função binária de teste, análoga àquela que foi apresentada para a análise de cobertura;
- Selecciona-se um novo estado de funcionamento do sistema S_{i+1} , sendo registada a duração do estado anterior S_i , Δt_i ; repetem-se os passos anteriores para o novo estado S_{i+1} , armazenando o resultado de cada comparação num vector de resultados; este procedimento vai sendo repetido sequencialmente para os estados seguintes: S_{i+2} , S_{i+3} , ..., S_{i+n} , sendo $i+n$ o número total de estados simulados;
- Uma vez que o objectivo da simulação consiste na obtenção de uma estimativa do valor esperado dos índices avaliados pelas diferentes funções de teste envolvidas, procede-se, após cada avaliação, ao cálculo da média dos resultados obtidos para os diferentes estados de operação simulados, pesada pela duração destes últimos; é ainda calculada a incerteza relativa ou coeficiente de variação β da estimativa da média, $\tilde{E}[G]$, através da expressão (20), onde $V(\tilde{E}[G])$ representa a variância dessa estimativa, traduzindo a dispersão da estimativa do índice correspondente [181]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{(\tilde{E}[G])} \times 100\% \quad (20)$$

- Se β for aceitável, i.e., inferior à tolerância especificada (no caso do Programa Reservas 5%, um valor especificado pela literatura da especialidade [171]), o processo de simulação de Monte Carlo termina; caso contrário, todos os passos descritos anteriormente são repetidos até se atingir a tolerância desejada; em sistemas muito fiáveis, como é o caso dos sistemas electroprodutores de Espanha e de Portugal em alguns anos simulados, alcançar a tolerância

especificada pode requerer um número muito elevado de simulações, motivo pelo qual o Programa Reservas utiliza como critério adicional de paragem o número de anos de simulação, fixado em 3 000 anos;

A *Figura 26* ilustra a evolução da potência disponível ao longo de uma simulação hipotética. Na figura não foram incluídas as variações de disponibilidade devidas aos recursos primários renováveis (hídrica, eólica e solar), para maior facilidade de exposição.

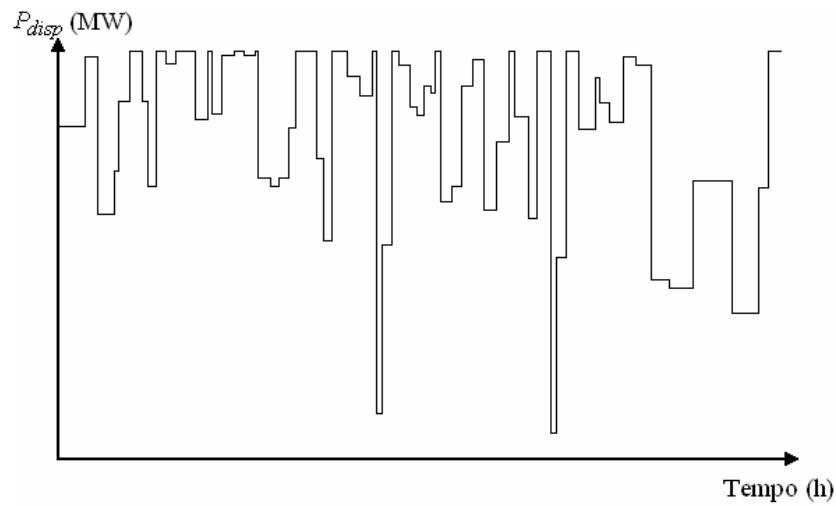


Figura 26 – Evolução da potência disponível ao longo do processo de simulação do sistema.

As descontinuidades evidenciadas na curva apresentada devem-se não só à variação da disponibilidade de produção nos diferentes grupos, mas também ao cumprimento dos programas de manutenção e à eventualidade de avarias, cuja ocorrência e duração vão sendo sorteadas ao longo da simulação. Todos estes acontecimentos determinam as transições entre os diferentes estados do sistema. A alteração do nível de carga do sistema também determina a transição para um novo estado de funcionamento.

A comparação da potência disponível em cada estado, definida pelos diferentes patamares evidenciados na curva representada na *Figura 26*, com o nível de carga definido para esse estado (dado pela série histórica dos consumos, *Figura 27*), permite calcular a função binária descrita por (19), conforme se ilustra na *Figura 28*.

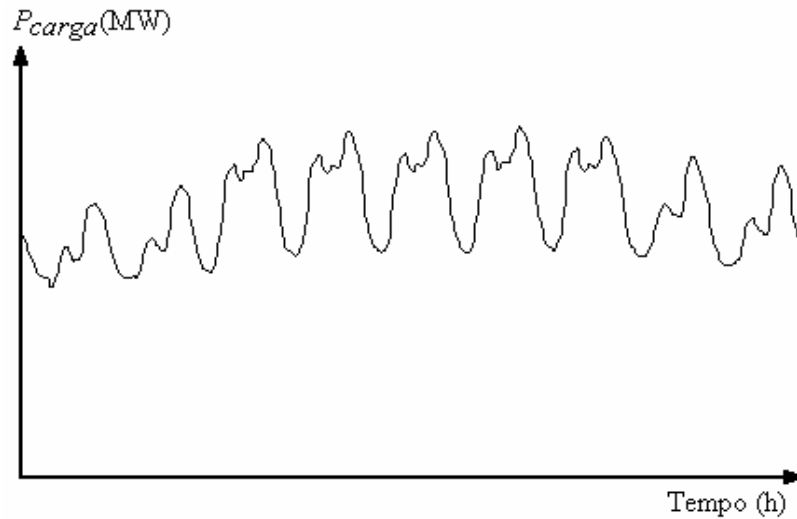


Figura 27 – Exemplo da forma da curva de carga utilizada para um ano de simulação.

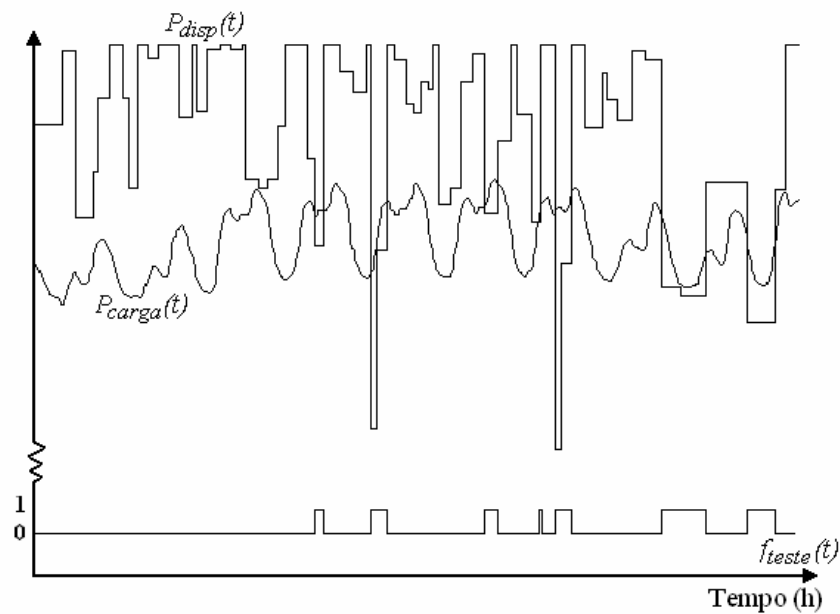


Figura 28 – Cálculo da função binária de teste associada à perda de carga.

Este procedimento permite identificar, ao longo da simulação, os estados em que ocorre interrupção do fornecimento de energia eléctrica, bem como a duração dessas interrupções. Torna-se assim possível, ao longo de a anos de simulação diferentes (i.e. simulando a diferentes anos possíveis para o sistema de produção associado a um determinado ano), contabilizar o número de interrupções LLO_a (*Loss of Load Occurrence*) e a duração total das interrupções em cada ano, LLD_a (*Loss of Load Duration*).

3.3.5 Índices de fiabilidade convencional

Com base nas grandezas LLO_a e LLD_a , é possível determinar um conjunto de índices de fiabilidade convencional para a caracterização da adequação do sistema de produção [182]:

- *LOLE* – *loss of load expectation* (perda de carga esperada), estimada através da relação (21), onde A é o número total de anos de simulação;

$$LOLE = \frac{\sum_{a=1}^A LLD_a}{A} \text{ (h/ano)} \quad (21)$$

- *LOLP* – *loss of load probability* (probabilidade de perda de carga), traduzindo a probabilidade de, numa determinada hora escolhida ao acaso, a produção disponível ser insuficiente para abastecer os consumos, ($0 < LOLP < 1$ e considera-se que 8760 é o número total de horas num ano);

$$LOLP = \frac{LOLE}{8760} = \frac{\sum_{a=1}^A LLD_a}{8760 \times A} \quad (22)$$

- *LOLF* – *loss of load frequency* (frequência de perda de carga), consistindo no número médio de interrupções observado nas simulações;

$$LOLF = \frac{\sum_{a=1}^A LLO_a}{A} \text{ (ocorrências/ano)} \quad (23)$$

- *LOLD* – *loss of load duration* (duração da perda de carga), traduzindo a duração média das interrupções observadas no conjunto das simulações.

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} = \sum_{a=1}^A \frac{LLD_a}{LLO_a} \text{ (h/ocorrência)} \quad (24)$$

Nos estados em que ocorre perda de carga, o Programa Reservas contabiliza a potência não fornecida PNS_i (*Power Not Supplied*), i.e. a diferença entre a carga do sistema e a potência disponível, expressa em MW. Com base neste valor e na duração desses estados, Δt_i ; é possível calcular a energia não fornecida no estado de falha i , ENS_i (*Energy Not Supplied*):

$$ENS_i = PNS_i \times \Delta t_i \text{ (MWh)} \quad (25)$$

Ao longo de um determinado ano a , é possível contabilizar a energia cortada ENS_a , somando as n_{ef} contribuições individuais de todos os estados de falha:

$$ENS_a = \sum_{i=1}^{n_{ef}} ENS_i \text{ (MWh)} \quad (26)$$

Contabilizando a ENS_a ao longo dos diferentes anos de simulação, é possível estimar três índices de fiabilidade convencional adicionais:

- *EENS – expected energy not supplied* (energia esperada não fornecida), consistindo no valor médio da energia não fornecida para o conjunto das simulações;

$$EENS = \frac{\sum_{a=1}^A ENS_a}{A} \text{ (MWh/ano)} \quad (27)$$

- *EPNS – expected power not supplied* (potência esperada não fornecida), que consiste no valor médio da potência não fornecida para ao conjunto dos diferentes anos da simulação;

$$EPNS = \frac{EENS}{8760} = \frac{\sum_{a=1}^A ENS_a}{8760 \times A} \text{ (MW/ano)} \quad (28)$$

- *LOLC – loss of load cost* (custo esperado da perda de carga), traduzindo o custo associado à energia não fornecida, dado pelo produto entre esta e o custo unitário que lhe for atribuído, em €/MWh;

$$LOLC = EENS \times C_{ENS} \text{ (€)} \quad (29)$$

3.3.6 Índices de fiabilidade preventiva

Além dos índices de fiabilidade convencional apresentados na secção anterior, é possível também calcular um conjunto de índices de análise Well-being ou análise de fiabilidade preventiva [181].

Esta análise assenta na consideração de três categorias para os estados possíveis de operação do sistema: *estados saudáveis*, *estados marginais* e *estados de avaria ou falha*, conforme se ilustra na *Figura 29*.

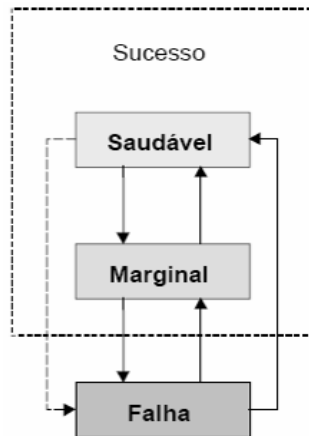


Figura 29– Modelo conceptual da análise de fiabilidade preventiva.

Diz-se que o sistema de produção opera num estado saudável quando, para além de satisfazer a carga, a sua capacidade em reserva (excedente entre a potência disponível e a carga) é suficiente para assegurar o cumprimento de um critério puramente determinístico, como por exemplo a perda da maior unidade de produção do sistema. Um estado marginal é aquele em que o sistema não tem reserva suficiente para satisfazer o critério determinístico especificado, apesar de ser garantida a satisfação da carga (cobertura) desse estado. Finalmente, um estado de avaria é caracterizado pela existência de uma potência disponível inferior à carga.

A análise de Well-being é baseada no registo da frequência e da duração dos estados que correspondem às três categorias mencionadas, levando aos seguintes índices de fiabilidade preventiva:

- $Freq\{H\}$ – frequência de ingresso na região saudável, traduzindo o número médio de vezes em que o sistema transita de um estado marginal ou de falha para um estado saudável;
- $Freq\{M\}$ – frequência de ingresso na região marginal, consistindo no número médio de vezes em que o sistema transita de um estado de sucesso ou de falha para um estado marginal;
- $Dur\{H\}$ – duração média dos estados saudáveis, i.e., período médio de permanência na região saudável, expresso em horas;
- $Dur\{M\}$ – duração média dos estados marginais, i.e., período médio de permanência na região marginal, para o conjunto de todos os anos simulados, expresso em horas;

- $Prob\{H\}$ – probabilidade de residência em estados saudáveis, dada pelo quociente entre a duração de todos os n_{eh} estados saudáveis e a duração de todos os $i+n$ de estados simulados:

$$Prob\{H\} = \frac{\sum_{h=1}^{n_{eh}} \Delta t_h}{\sum_{i=1}^{i+n} \Delta t_i} \quad (30)$$

- $Prob\{M\}$ – probabilidade de residência em estados marginais, dada pelo quociente entre a duração de todos os n_{em} estados marginais e a duração de todos os $i+n$ de estados simulados:

$$Prob\{M\} = \frac{\sum_{m=1}^{n_{em}} \Delta t_m}{\sum_{i=1}^{i+n} \Delta t_i} \quad (31)$$

3.4 Modelos relacionados com o cálculo da potência disponível

O cálculo da potência disponível P_{disp} associada a um determinado estado de funcionamento do sistema consiste em contabilizar a quantidade de capacidade de produção (em MW) que pode ser utilizada para satisfazer os consumos seleccionados para esse estado. O cálculo desta grandeza ao longo do processo de simulação reveste-se de grande importância, dado que a comparação do seu valor com o valor da carga do sistema determina os resultados das análises de adequação da cobertura e de reserva operacional.

Nesse sentido, é imprescindível dispor de modelos de disponibilidade adequados para representar o comportamento das diferentes unidades de produção do sistema, em especial aquelas cuja produção depende de recursos intermitentes (eólicas e solares) ou sujeitos a variabilidade sazonal (hídricas, cogeração e outras renováveis).

3.4.1 Produção em regime ordinário: grupos térmicos e grandes hídricas

As unidades de produção pertencentes a grandes centrais térmicas e a grandes centrais hídricas serão representadas mediante um modelo de Markov a dois estados [171], caracterizado pela existência dois estados de operação, *em serviço* e *fora de serviço*, conforme se ilustra na *Figura 30*, sendo as transições entre os mesmos

determinadas pela taxa de avarias λ (avarias/ano) e pela taxa de reparação μ (reparações/ano), cujos valores vão sendo sorteados ao longo do processo de simulação.

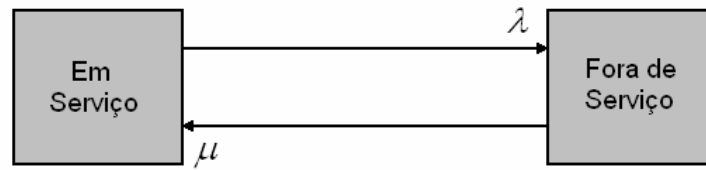


Figura 30– Modelo de Markov a dois estados de operação.

No caso dos grupos térmicos, considera-se que a potência disponível corresponde à potência nominal, desde que o grupo esteja em serviço. Não são considerados estados de avaria parcial (*derrated states*). Já no caso dos grupos hídricos, a potência disponível num determinado grupo será calculada a partir da série histórica de volumes armazenados na albufeira da central a que esse grupo pertence, ou numa cascata hidrológica equivalente, através de um processo que será descrito na secção seguinte.

3.4.2 Potência disponível nas grandes hídricas

O cálculo da potência disponível nos grupos pertencentes às grandes centrais hidroeléctricas é efectuado de forma distinta para o sistema português e para o sistema espanhol. No entanto, em ambos os casos é utilizada uma relação entre a potência disponível e o volume armazenado, através da utilização de expressões matemáticas que permitem traduzir essa relação. Esta escolha justifica-se pelo facto da disponibilidade hidroléctrica não depender apenas do estado dos grupos hídricos do sistema, mas também da disponibilidade do recurso primário. Admite-se que o volume armazenado em cada mês numa determinada albufeira do sistema constitui um bom indicador da disponibilidade média mensal de produção hidroeléctrica na central correspondente, justificando a utilização de uma potência constante ao longo do mês. Salienta-se que esta forma de modelização não se trata de uma simulação de exploração, nem é este seu objectivo, uma vez que a disponibilidade de produção hidroeléctrica resultante poderá não ser utilizada integralmente ao longo do processo de simulação de Monte Carlo.

No caso do sistema português, a potência disponível nas unidades de produção das grandes hídricas é calculada com base em séries históricas mensais de volumes armazenados (em hm^3), através da relação (32), na qual $P(V)$ é a potência disponível em cada mês, função do volume armazenado V (hm^3), e as constantes B (MW), C

(MW/hm³), D (hm³) e o parâmetro x são característicos de cada aproveitamento. Este modelo e respectivos parâmetros foram desenvolvidos pelo operador de sistema português.

$$P(V) = B + C \times (V - D)^x \quad (\text{MW}) \quad (32)$$

Para o sistema espanhol, o cálculo da potência disponível nos grupos das grandes centrais hídricas é efectuado a partir da expressão (33), cuja formulação será explicada em detalhe no *Capítulo 4*.

$$P(V) = -0.84895 V^2 + 206.3 V - 697.7035 \quad (\text{MW}) \quad (33)$$

A função (33) não considera a contribuição dos aproveitamentos de bombagem pura, cuja disponibilidade de produção, calculada da forma que será detalhada na secção seguinte, é somada ao valor de $P(V)$ calculado para cada mês.

3.4.3 Potência disponível nas centrais de bombagem

No âmbito do Projecto Reservas, foram considerados dois tipos de bombagem: (1) bombagem mista, caracterizada pela transferência de água a jusante de um aproveitamento eléctrico para o reservatório a montante e (2) bombagem pura, que é realizada a partir de um curso de água ou reservatório natural para um reservatório sem aflúências próprias, localizado a uma cota mais elevada.

Tendo em conta que a operação de bombagem se realiza tipicamente nos períodos de menor consumo eléctrico, quando o preço de aquisição da energia eléctrica é mais baixo, a sua modelização matemática implicaria o aumento do valor da carga do sistema durante os períodos de vazio, conforme se ilustra *Figura 31*.

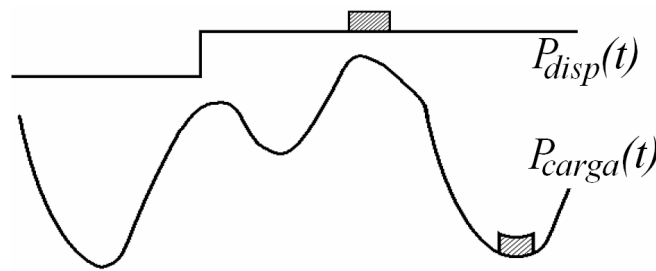


Figura 31– Modelização das operações de bombagem e turbinamento.

De forma análoga, a energia armazenada é turbinada preferencialmente quando os níveis de consumo são maiores, sendo e o preço de venda da energia eléctrica mais elevado, o que corresponde a um acréscimo de potência disponível adicional (*Figura 31*).

Como a operação de bombagem é intrinsecamente interruptível, os seus efeitos sobre a curva de carga apenas serão considerados para efeitos de minimização do desperdício de energia renovável, não sendo contabilizados para efeitos de análise da adequação do sistema de produção.

Do ponto de vista da disponibilidade de produção, considera-se que os volumes bombados se acrescentam ao volume existente na albufeira, originando um acréscimo de disponibilidade que será convertido em potência disponível adicional. Assim, o volume armazenado adicional correspondente à operação de bombagem, V_{bomb} , é dado por (34), onde P_{bomb} é a potência de bombagem (MW), h_{bomb} é o número de horas tipicamente utilizado diariamente para fazer bombagem e k_{bomb} é o coeficiente energético para a bombagem (MWh/hm³), correspondente à relação típica entre volumes bombados e energia consumida para a bombagem.

$$V_{bomb} = \frac{P_{bomb} \cdot h_{bomb}}{k_{bomb}} \quad (\text{hm}^3) \quad (34)$$

Uma vez que poderá não ser possível obter uma estimativa fiável do valor de k_B para todos os aproveitamentos e, também, porque o regime típico de bombagem nalguns aproveitamentos é efectuado ao caudal nominal, foi utilizada, em alternativa a (34), a expressão (35), onde C_{bomb} (m³/s) é o caudal de bombagem nominal.

$$V_{bomb} = C_{bomb} \cdot h_{bomb} \quad (\text{hm}^3) \quad (35)$$

No caso da bombagem pura, considera-se que a totalidade da capacidade do reservatório hídrico está sempre disponível, a menos de um factor de disponibilidade da potência instalada, f_{disp} , que traduz os efeitos da ocorrência de avarias e o cumprimento de programas de manutenção, de acordo com (36), onde P_{BP}^{disp} é a capacidade de produção disponível e P_{BP}^{inst} é a capacidade nominal de produção de bombagem pura instalada:

$$P_{BP}^{disp} = f_{disp} \cdot P_{BP}^{inst} \quad (\text{MW}) \quad (36)$$

3.4.4 Produção em regime especial

As unidades de produção em regime especial (mini-hídricas, eólicas, solares, de biogás, de biomassa, de RSU e de outros resíduos) serão representadas através de um modelo de Markov a múltiplos estados, cuja forma conceptual se ilustra na *Figura 32*. A utilização deste modelo pressupõe a existência de diversas centrais para cada tipo de tecnologia, cada uma delas contendo várias unidades ou grupos de produção, que possuem taxas de avarias λ e de reparação μ semelhantes. Para este efeito, são agrupados numa mesma central todos os grupos cujos parâmetros estocásticos sejam iguais ou semelhantes.

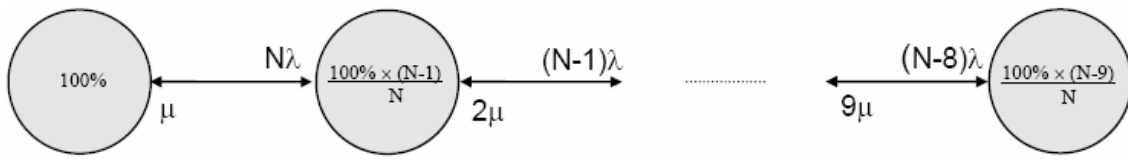


Figura 32 – Modelização de Markov a múltiplos estados.

Para cada central, o número de estados do modelo será igual a $N+1$, sendo N o número de unidades dessa central. O cálculo da probabilidade de cada um dos estados é efectuado através de uma distribuição binomial (37), traduzindo a probabilidade de ocorrência de um determinado estado de residência j . Para centrais com um número elevado de grupos, o cálculo da probabilidade associada à perda de várias unidades foi simplificado, uma vez que, para valores elevados de j , $Prob\{X \geq j\}$ será reduzida. Nesse caso, o número de grupos avariados será limitado e $Prob\{X \geq j\}$ truncada.

$$Prob\{X = j\} = \frac{(N+1)!}{(j-1)!(N-j)!} \times (FOR)^{j-1} \times (1-FOR)^{N-j} \quad (37)$$

Em (37), FOR representa a indisponibilidade dos grupos (*forced outage rate*), determinada matematicamente a partir das taxas de avaria e reparação dos grupos, de acordo com (38).

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (38)$$

No caso das centrais eólicas, considerou-se a península Ibérica dividida em regiões de influência geográfica, dentro das quais existem parques eólicos cujo perfil de produção é determinado pelo comportamento local do recurso eólico. Cada parque foi modelizado como uma central eólica equivalente, sendo a disponibilidade das unidades

de produção em cada central determinada pela série de produção correspondente à região a que o parque pertence. Assim, durante a simulação de Monte-Carlo sequencial procede-se ao sorteio da série a utilizar a partir do conjunto de séries históricas de produção horária fornecidas pelos operadores de sistema. Considerou-se que, até 2010, a potência nominal média dos aerogeradores é igual a 1.5 MW, valor que foi actualizado para 2.0 MW nos restantes anos do horizonte temporal englobado pelos estudos, com vista a acompanhar o aumento expectável da dimensão média destas máquinas.

A disponibilidade de produção nas centrais mini-hídricas ($P_{\text{instalada}} < 10\text{MW}$) é determinada recorrendo a séries históricas anuais de produções hidroeléctricas mensais (MWh) fornecidas pelos operadores de sistema. Para esse efeito, são identificados os diferentes meses simulados ao longo do processo de Monte Carlo, sendo apenas sorteados, em cada mês de simulação, valores de produção histórica ocorridos nesse mês, dentro do conjunto das séries anuais utilizadas. Este procedimento permite obter um valor médio mensal de energia hidroeléctrica produzida que se aproxima da média mensal das séries históricas.

No caso das centrais de cogeração e outra PRE, foram utilizados cinco perfis de disponibilidade horária para o cálculo da potência disponível: (1) cogeração térmica, (2) biomassa e biogás, (3) RSU e RSI, (4) solar térmico e (5) solar fotovoltaico. Os primeiros três perfis foram fornecidos pelos operadores de sistema, os dois últimos foram construídos pelo autor, com base em informação histórica horária da disponibilidade do recurso solar na península Ibérica, seguindo um procedimento que será descrito em detalhe no *Capítulo 5*. Em termos da energia produzida, o tratamento das séries históricas é análogo àquele que foi descrito no parágrafo anterior para as mini-hídricas.

3.4.5 Programa de manutenção das unidades de produção

Em termos de simulação, a consideração da quantidade de potência que se encontra indisponível para efeitos de manutenção em cada mês é efectuada através da subtracção do seu valor à potência disponível total do sistema, tendo em conta os diferentes tipos de tecnologias de produção (hídrica e/ou térmica).

3.4.6 Definição das ordens de mérito para a simulação

A ordem de mérito utilizada em cada ano de simulação foi estabelecida com base no regime hidrológico associado a esse ano: seco, médio ou húmido. As unidades são agrupadas em blocos de potência, discriminados por tecnologia, sendo cada bloco despachado sequencialmente em função do grau de precedência que lhe foi atribuído pelos operadores de sistema, com prioridade à PRE intermitente, sobretudo eólica. As diferentes centrais que compõem cada bloco são despachadas por ordem decrescente de potência.

Assim, em regime hidrológico seco, as centrais térmicas estão mais próximas da base do diagrama de cargas enquanto que as hídricas são utilizadas essencialmente nos períodos de maior consumo. Em regime húmido verifica-se a situação oposta, uma vez que a maior disponibilidade de produção nos aproveitamentos hidroeléctricos explorados em regime de fio de água obriga a despachá-los primeiro, sob pena da perda da sua produção. Por outro lado, a dimensão dos blocos de potência correspondentes às centrais hidroeléctricas é maior em regime húmido, porque o nível de enchimento dos reservatórios hídricos é mais elevado, acarretando uma maior disponibilidade de produção, de acordo com as relações (32) e (33).

3.4.7 Capacidade adicional devida às interligações

Em cada sistema considerado, as interligações físicas entre Espanha e Portugal foram representadas através de um único gerador equivalente, cujos parâmetros de fiabilidade são semelhantes aos da rede de transporte que liga os sistemas eléctricos dos dois países. Essas unidades são representadas através do Modelo de Markov a dois estados apresentado anteriormente (*Figura 30*).

Em cada estágio de simulação do horizonte temporal dos estudos do Projecto Reservas, a disponibilidade de produção no gerador correspondente às interligações é determinada a partir dos resultados de simulações efectuadas previamente para o sistema vizinho, nas quais não foi considerada a presença das interligações. A partir desses resultados é construída uma função densidade de probabilidade da potência média disponível mensal que, por sua vez, possibilita a construção de séries horárias da potência que poderá ser transferida para o sistema vizinho.

Os valores destas séries são posteriormente limitados pela capacidade disponível para trocas comerciais (*NTC – Net Transfer Capability*), de acordo com valores fornecidos pelos operadores de sistema, que diferem nos períodos de Inverno e de Verão. As séries resultantes das simulações efectuadas para um dado sistema são utilizadas numa nova simulação do sistema vizinho, desta feita considerando a presença das interligações, permitindo quantificar os benefícios decorrentes da sua utilização, em termos da melhoria dos indicadores de fiabilidade avaliados.

3.5 Modelos relacionados com a carga

Em cada ano de simulação, a carga eléctrica de cada sistema produtor, espanhol ou português, foi representada através do seu diagrama anual, em MW, com resolução temporal horária. A forma ou perfil do diagrama utilizado foi sempre a mesma em todos os anos simulados, diferindo apenas o seu factor escala, que foi ajustado de acordo com as previsões do crescimento da procura fornecidas pelos operadores de sistema para os diferentes estádios do horizonte temporal dos estudos do Projecto Reservas.

Durante a simulação, são considerados os efeitos decorrentes da incerteza associada aos sistemas de previsão de carga utilizados pelos operadores de sistema, através do sorteio do erro de previsão de carga, $\Delta P_{carga}(t)$.

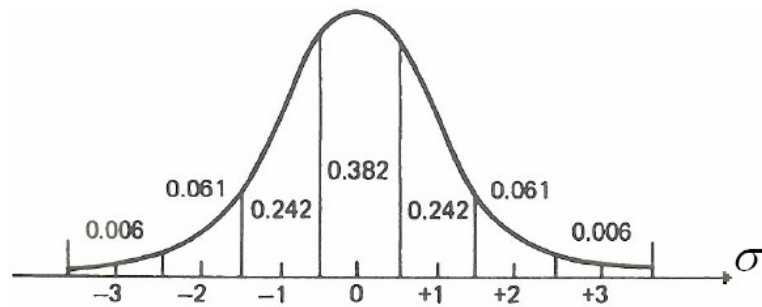


Figura 33 – Distribuição normal discretizada em sete impulsos.

Para esse efeito, $\Delta P_{carga}(t)$ foi modelizada através da utilização de uma distribuição normal discretizada em sete impulsos (*Figura 33*), localizada sobre o nível de carga previsto para o estado em análise e em valores que correspondem a um, dois ou três desvios padrão σ , medido(s) relativamente ao valor central ν , acima ou abaixo do valor de carga previsto (*Figura 34*).

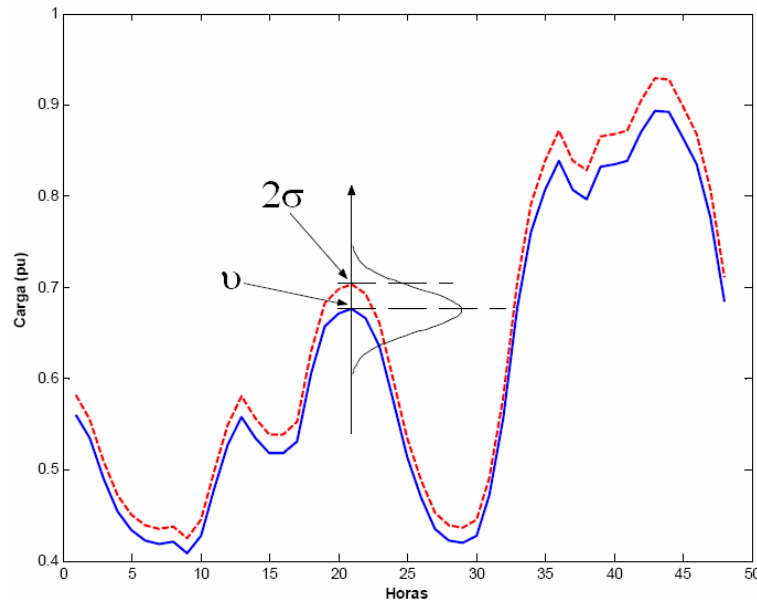


Figura 34 – Sorteio do nível de carga com incerteza.

O processo ilustrado na *Figura 34* baseia-se no sorteio de números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1, cujos valores determinam os diferentes patamares de carga ilustradas na *Figura 33*.

3.6 Análise da adequação da reserva

A metodologia de análise da adequação da reserva operacional que será apresentada nesta secção – incluindo as definições e expressões matemáticas utilizadas – foi desenvolvida pelo INESC Porto e pelos operadores de sistema, tendo cabido à UNIFEI a sua implementação no Programa Reservas. O autor participou activamente nas diversas discussões entre as partes envolvidas e no desenvolvimento dos modelos que serão descritos a seguir.

3.6.1 Definições utilizadas no âmbito da análise da adequação da reserva

A reserva operacional $ResOp(t)$, expressa em MW, consiste na soma das duas capacidades de produção seguintes: (1) a potência escalada para o serviço $P_{esc}(t)$ que, num determinado período de funcionamento do sistema t , não está a ser utilizada para satisfazer nem a procura $L(t)$ nem os requisitos de reserva primária fixados para esse período de funcionamento $R_{prim}(t)$; (2) a potência não escalada que pode ser mobilizada num intervalo de tempo inferior a uma hora, $P_{mob<1h}(t)$.

No sentido de clarificar a definição anterior, apresentam-se a seguir as definições individuais das grandezas envolvidas:

- t período considerado para efeitos da análise da adequação da reserva, correspondente a uma hora de duração;
- $P_{carga}(t)$ carga do sistema no período t , resultante do diagrama de cargas horário utilizado na simulação, expressa em MW;
- $P_{disp}(t)$ capacidade de produção disponível total no período t , em MW;
- $P_{esc}(t)$ capacidade de produção escalada para o período t , em MW, resultante da ordem de mérito especificada para esse período (dada pelas condições hidrológicas e pela disponibilidade dos grupos), com o objectivo de satisfazer a carga, a reserva primária e a reserva secundária⁸ definidas para o período t , de acordo com a relação (39):

$$P_E(t) \geq P_{carga}(t) + R_{prim}(t) + R_{sec}(t) \quad (39)$$

- $P_{mob<1h}(t)$ capacidade de produção em reserva i.e., que não está a ser utilizada nem para cobrir a carga nem para satisfazer as reservas primária e secundária especificadas para período t , podendo ser mobilizada no período máximo de uma hora (i.e., entre t e $t+1$), em MW;
- $R_{prim}(t)$ Reserva primária especificada para o período t , de acordo com as especificações da UCTE para as áreas de controlo ibéricas, em MW;
- $R_{sec}(t)$ Reserva secundária especificada para o período t , de acordo com as especificações dos operadores de sistema⁹, em MW;

Desta forma, em cada período t , a reserva operacional será igual a pelo menos a soma de $R_{sec}(t)$ com $P_{mob<1h}(t)$:

$$ResOp(t) \geq R_{sec}(t) + P_{mob<1h}(t) \quad (40)$$

Ou, de acordo com a definição exposta no primeiro parágrafo desta secção:

$$ResOp(t) = P_{esc}(t) + P_{mob<1h}(t) - P_{carga}(t) - R_{prim}(t) \quad (41)$$

⁸ A desigualdade resulta do facto das adições de capacidade terem um carácter discreto, sendo efectuadas grupo a grupo, o que não permite igualar necessariamente o valor de potência pretendido.

⁹ A REN e a REE definiram uma quantidade de reserva secundária fixa nos seus sistemas, constituída exclusivamente por grupos em telerregulação.

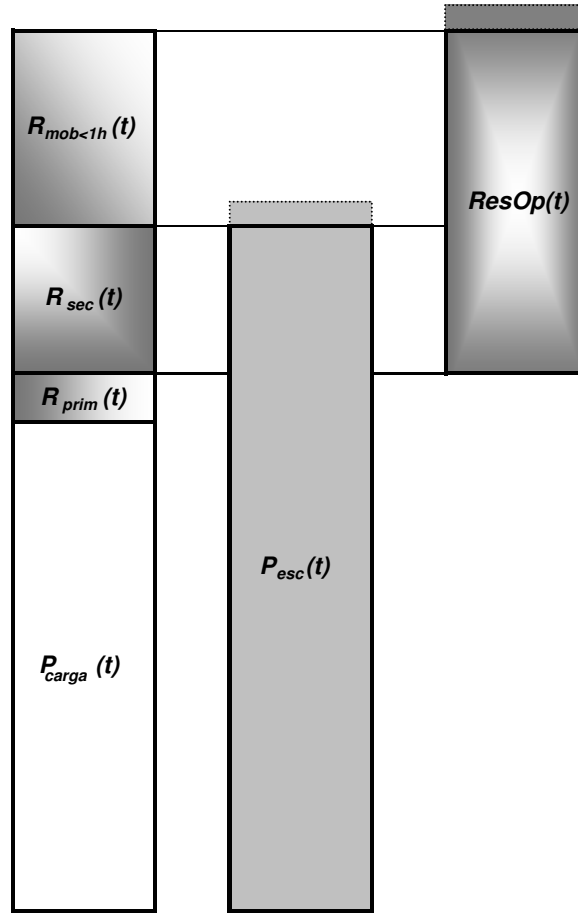


Figura 35 – Definição de reserva operacional de acordo com (39), (40) e (41)

3.6.2 Avaliação da adequação da reserva operacional

A avaliação da reserva operacional tem como base a comparação entre o seu valor num dado período de avaliação t e as necessidades de reserva operacional que surgem nesse período. Por necessidades de reserva operacional entendem-se as seguintes grandezas:

- A variação inesperada da carga do sistema no período t , $\Delta P_{carga}(t)$, correspondente ao erro de previsão, conforme indicado na secção 3.5 desta dissertação;
- A variação inesperada da potencia eólica disponível, $\Delta P_{eól}(t)$ que é estimada supondo previsão por persistência, através da comparação entre o valor da potência eólica disponível no período t e previsão por persistência para o período seguinte $P_{eól}(t)$ e $P_{eól}(t+1)$, que é o valor efectivamente observado no período seguinte. A diferença entre os dois valores é tomada como estimativa do erro de previsão da produção eólica a considerar no período t ;

- A variação inesperada de potência disponível devida a avarias, $\Delta P_{disp}(t)$, que corresponde à capacidade de produção perdida devido a avarias que ocorreram durante o período t , descontando a capacidade correspondente à reentrada em serviço de outras unidades, anteriormente em estado de avaria.

Assim, em cada período de simulação t , a avaliação da reserva operacional é efectuada verificando se a seguinte condição é verificada:

$$ResOp(t) \geq \Delta P_{carga}(t) + \Delta P_{eól}(t) + \Delta P_{disp}(t) \quad (42)$$

Durante a simulação de Monte Carlo sequencial, são armazenados os resultados obtidos mediante a utilização de (42) em cada período de simulação, através de uma função de teste binária semelhante àquela que foi apresentada anteriormente para efeitos da análise de cobertura (43), possibilitando o cálculo de índices de fiabilidade convencional e preventiva para a reserva operacional.

$$f_{testeRO} = \begin{cases} 0, & \text{se } ResOp(t) \geq \Delta L(t) + \Delta P_{eól}(t) + \Delta P_{disp}(t) \\ 1, & \text{se } ResOp(t) < \Delta L(t) + \Delta P_{eól}(t) + \Delta P_{disp}(t) \end{cases} \quad (43)$$

Ilustram-se, na *Figura 36*, as duas situações possíveis traduzidas por (43): (a) reserva operacional suficiente, i.e. a condição (42) é verdadeira e (b) reserva operacional insuficiente, i.e. a condição (42) é falsa.

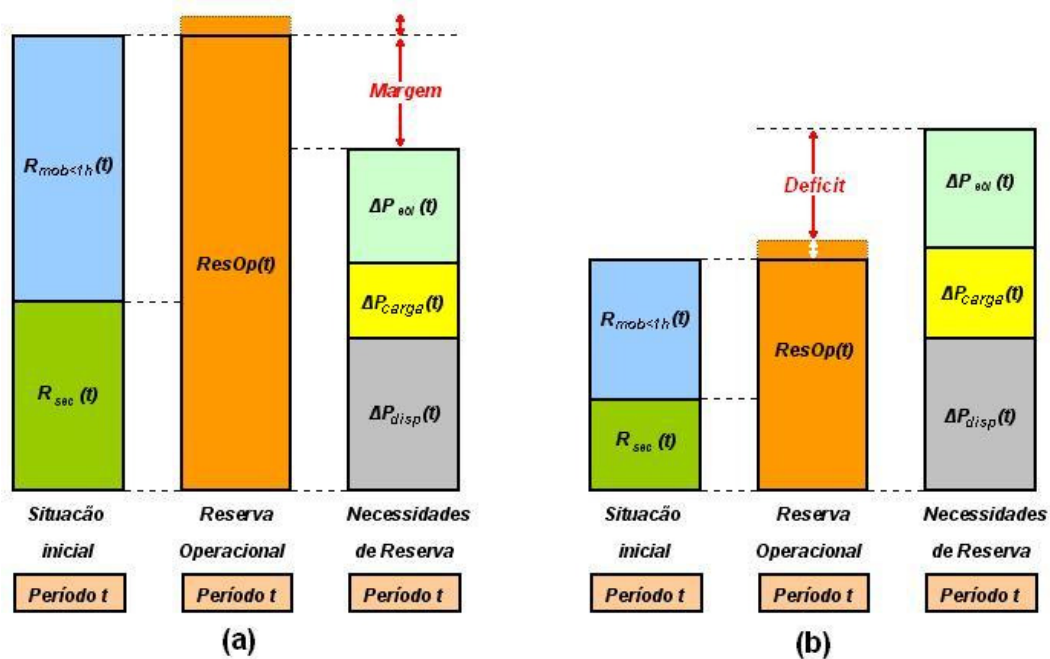


Figura 36 – Análise da adequação da reserva operacional: (a) suficiente e (b) insuficiente.

3.6.3 Avaliação da adequação da reserva secundária

No âmbito do projecto reservas, foi efectuada uma avaliação complementar da adequação da reserva operacional, baseada na consideração da indisponibilidade das unidades de produção mobilizáveis em menos de uma hora ($P_{mob<1h} = 0$). Esta hipótese corresponde a uma análise pessimista da reserva operacional, com base na consideração de um cenário extremo, em que a reserva operacional é apenas constituída pela reserva secundária, ou seja $P_{mob<1h}(t) = 0 \Rightarrow ResOp(t) = R_{sec}(t)$. Esta abordagem permite complementar a caracterização do risco para a reserva operacional associado a uma determinada configuração de exploração.

Assim, a condição de avaliação da adequação da reserva operacional (42) é reescrita na forma (44), podendo verificar-se as três situações representadas na Figura 37: (a) reserva operacional e reserva secundária suficientes; (b) reserva operacional suficiente mas reserva secundária insuficiente; e (c) reserva operacional insuficiente e, implicitamente, reserva secundária insuficiente.

$$R_{sec}(t) \geq \Delta P_{carga}(t) + \Delta P_{eól}(t) + \Delta P_{disp}(t) \quad (44)$$

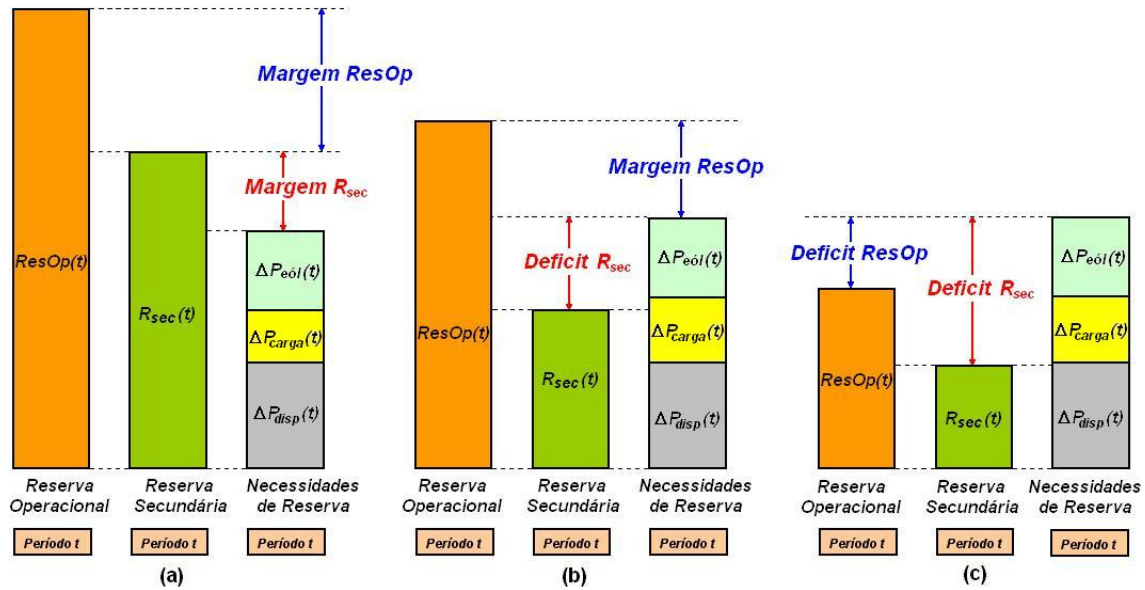


Figura 37 – Análise da adequação da reserva secundária.

3.7 Conclusões

O processo de simulação descrito neste capítulo permite avaliar e quantificar a adequação da cobertura e da reserva operacional de sistemas de produção de energia eléctrica. A inclusão de modelos específicos para o cálculo da disponibilidade da

produção em regime especial e, em particular, da produção intermitente, permite refinar o processo de determinação da potência disponível em cada intervalo de simulação, aumentando a precisão dos resultados obtidos e facilitando a inferência de relações entre os níveis de penetração de produção intermitente e os índices de fiabilidade calculados.

A avaliação da adequação de reserva operacional apresentada baseia-se na comparação de grandezas conceptualmente semelhantes às aquelas que foram descritas no *Capítulo 2*, para as regras de quantificação de reserva secundária recentemente adoptadas pelos operadores de sistema dos países com elevados níveis de integração eólica (e.g. Alemanha, Dinamarca, República da Irlanda). Nesses países, a utilização do erro de previsão eólica, do erro de previsão de carga e, nalguns casos, da distribuição da capacidade de produção fora de serviço (Dinamarca e ilha de Creta), tem como objectivo a fixação de um valor de reserva secundária para um dado período temporal. Já nos casos apresentados na *Figura 37* e na *Figura 36*, o propósito da utilização de $\Delta P_{carga}(t)$, $\Delta P_{eól}(t)$ e $\Delta P_{disp}(t)$ consiste em caracterizar as necessidades de reserva num dado intervalo de simulação, para posterior comparação com a reserva operacional (ou secundária) disponível, com o objectivo de avaliar a sua adequação.

Capítulo 4 – Contribuições para os Modelos de Disponibilidade Hidroelétrica

4.1 Introdução

No *Capítulo 3* foi apresentado o modelo utilizado pelo processo de simulação para calcular a potência disponível nos grupos das grandes centrais hidroeléctricas do sistema Espanhol, traduzido pela expressão (33). No presente capítulo, será detalhada a forma como esse modelo foi construído, sendo indicados todos os dados utilizados e os passos envolvidos na sua obtenção.

Na ausência do fornecimento, por parte da REE, de uma função matemática que permitisse relacionar a potência disponível em cada unidade de produção hidroeléctrica espanhola com o estado de enchimento da albufeira correspondente, coube ao INESC Porto desenvolver e propor um modelo que pudesse traduzir essa relação e ser integrado no processo de simulação. O desenvolvimento desse modelo ficou a cargo do autor, sob supervisão do seu orientador científico.

Outro problema tratado neste capítulo prende-se com a adopção da metodologia de cálculo do volume adicional devido à operação de bombagem, de acordo com a expressão (34), também introduzida no *Capítulo 3*. Com efeito, a adopção desta expressão teve como base um estudo comparativo em que foram confrontadas duas hipóteses de modelização distintas. Esse estudo, desenvolvido pelo autor, será apresentado em detalhe na *secção 4.3*.

4.2 Modelo de disponibilidade de produção hidroeléctrica em Espanha

4.2.1 Dados utilizados

O modelo em causa foi desenvolvido a partir de dois conjuntos distintos de informação, disponibilizados pela REE e listados a seguir:

- Séries históricas diárias de produção horária máxima para todo o sistema hidroeléctrico espanhol (MW) em função do volume percentual de enchimento das albufeiras do sistema espanhol, relativas ao período entre Novembro de 1999 e Março de 2003 (*Figura 38*);

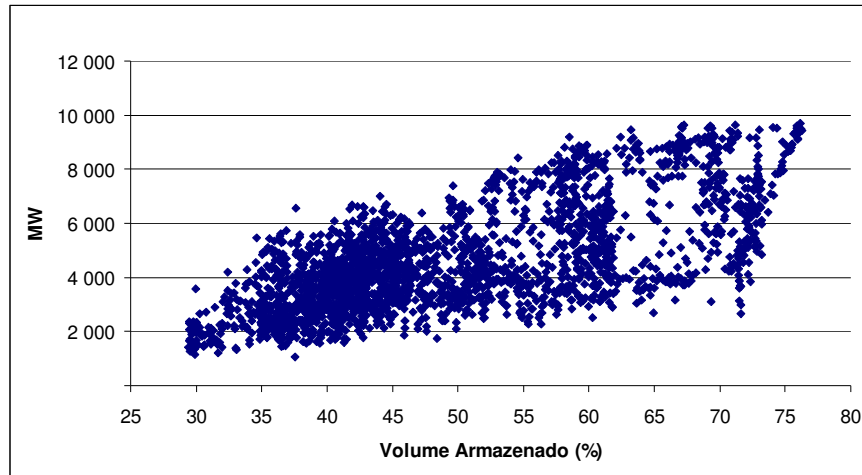


Figura 38 – Produção horária máxima em função do volume armazenado no sistema espanhol.

- Séries históricas diárias da potência declarada, em cada dia, pelos produtores hidroeléctricos ao mercado de electricidade espanhol, disponível até quatro horas consecutivas (em MW) em função do volume percentual de enchimento das albufeiras do sistema espanhol relativas ao período entre Outubro 2003 e Dezembro 2005 (Figura 39).

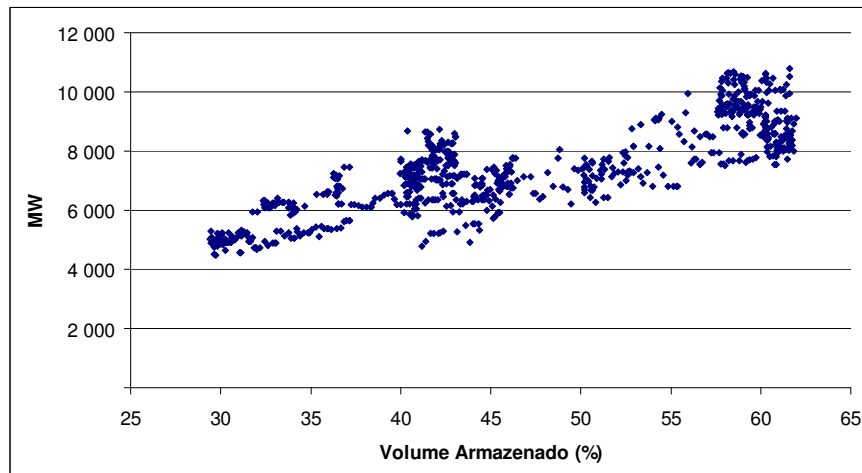


Figura 39 – Potência declarada pelos produtores em função do volume armazenado em Espanha.

A curva de disponibilidade descrita por (33) resultou da análise e do tratamento dos conjuntos de dados separadamente, através da obtenção de expressões matemáticas que permitem aproximar a distribuição dos dados em cada caso, conforme será detalhado a seguir.

4.2.2 Potência hídrica disponível horária máxima

Foi referido no *Capítulo 3* que o cálculo da disponibilidade de produção hidroeléctrica é efectuado através de relações matemáticas que relacionam o volume de água armazenado nas albufeiras do sistema com a potência disponível nos grupos das centrais hídricas associadas. No caso das centrais hidroeléctricas de Espanha, a potência disponível é calculada recorrendo a uma única expressão matemática, cujo processo de obtenção será detalhado a seguir.

O conjunto de dados representado na *Figura 38* foi processado em intervalos de 1% do volume armazenado, tomando-se, em cada intervalo, o valor de produção máxima verificado, como limite inferior da estimativa da potência disponível. Este procedimento permitiu obter o conjunto de pontos representados a cor vermelha na *Figura 40* (fronteira). Efectuando uma regressão quadrática estes pontos, obtém-se:

$$P_{hidro_máx}(V) = -0.3208 \cdot V^2 + 157.65 \cdot V - 2.2047 \quad (\text{MW}) \quad (45)$$

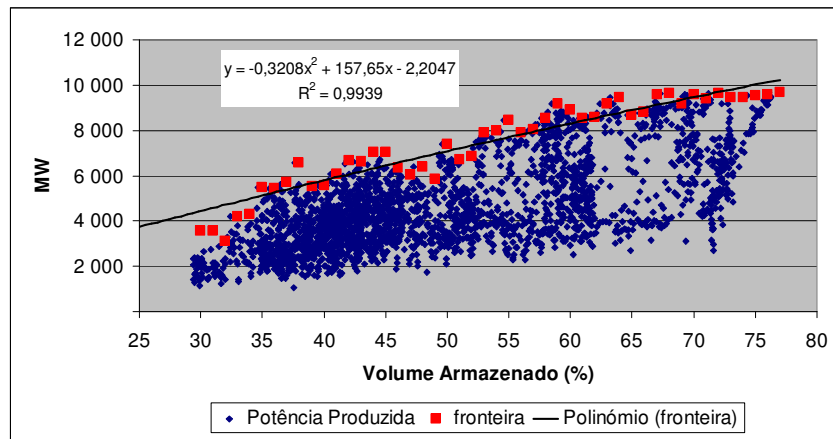


Figura 40 – Potência hidroeléctrica máxima horária em cada dia no sistema espanhol.

4.2.3 Potência declarada disponível até quatro horas seguidas

Considerou-se uma regressão quadrática efectuada directamente sobre o segundo conjunto de dados, relativo à potência declarada pelos produtores hidroeléctricos ao mercado de electricidade espanhol, disponível até quatro horas consecutivas (*Figura 39*), o que permitiu obter a curva (46), cuja representação gráfica se apresenta na *Figura 41*.

$$P_{declarada < 4h}(V) = -1.3771 \cdot V^2 + 254.95 \cdot V - 1393.2 \quad (\text{MW}) \quad (46)$$

Neste caso, não foi considerada uma banda ou fronteira máxima para o conjunto de pontos representados, porque se pretendia levar em conta o comportamento dos produtores hidroeléctricos tendo em conta diversos regimes hidrológicos verificados e não extrair um valor máximo de disponibilidade a partir do volume de enchimento.

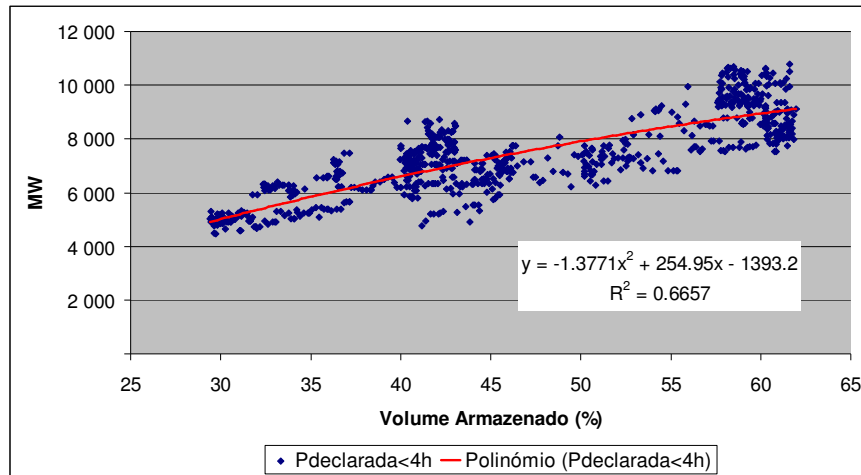


Figura 41 – Potência declarada pelos produtores em função do volume armazenado em Espanha.

Comparando os dois conjuntos de dados considerados (para o mesmo volume armazenado), verifica-se que, de uma forma geral, $P_{declarada <4h} > P_{hidro_máx}$, conforme ilustrado na Figura 42, embora ambas as curvas conduzam a resultados numericamente semelhantes.

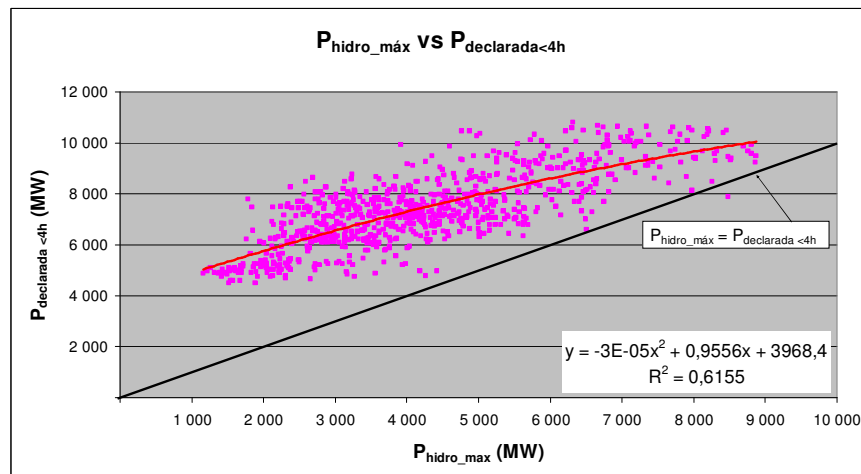


Figura 42 – Potência hidroeléctrica máxima horária vs potência declarada pelos produtores

De uma forma geral, o valor máximo da potência horária diária não atinge o valor declarado pelos produtores hidroeléctricos disponível até quatro horas consecutivas, o

que poderá significar que este valor deve ser considerado como um majorante da potência máxima horária diária.

Sob esse ponto de vista, a opção pela curva da *Figura 41* será mais optimista, ao que não será indiferente a sua origem (valores fornecidos pelos produtores, para uso num mercado competitivo). A curva da *Figura 40*, pelo contrário, ao ser obtida com base no histórico de produções reais, reflecte disponibilidades efectivamente utilizadas.

4.2.4 Modelo de disponibilidade hidroeléctrica para o sistema espanhol

Tendo em vista a definição definitiva de um modelo de disponibilidade para o subsistema hidroeléctrico espanhol, foi utilizada uma curva de disponibilidade das centrais hidroeléctricas em Espanha dada pela média aritmética das duas curvas em questão, permitindo obter a relação (33), apresentada anteriormente no *Capítulo 3*. As curvas associadas às diferentes expressões são ilustradas na *Figura 43*, onde foi também assinalada a abcissa do ponto onde se interceptam, para uma percentagem de volume armazenado igual a 74.42%.

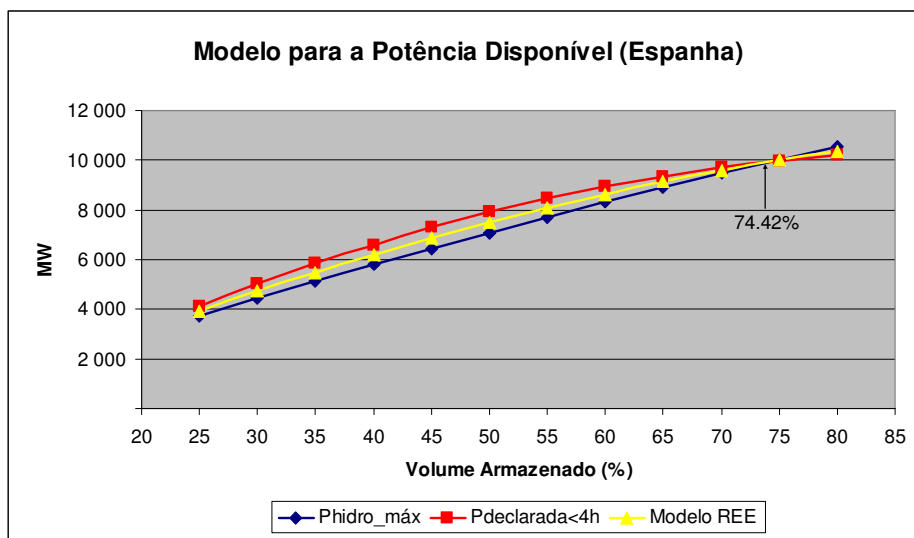


Figura 43 – Modelização da potência hídrica disponível (excluindo centrais de bombagem pura).

Pode observa-se na figura anterior que o modelo baseado na regressão quadrática sobre os valores máximos da potência realmente colocada ($P_{hidro_máx}$) é mais conservador do que a regressão quadrática efectuada para o conjunto de pontos associados à potência declarada ao mercado ($P_{declarada < 4h}$), sobretudo para percentagens de enchimento médias (40% a 60%). Observa-se no entanto uma inversão desta

tendência para valores de volume armazenado elevados, em particular a partir de 74.42%, passando o modelo baseado na regressão sobre a nuvem de pontos a ser mais conservador do que a regressão sobre os valores máximos da potência máxima real.

Para que a curva “*Modelo REE*” ilustrada na *Figura 43* possa incorporar eventuais acréscimos de disponibilidade decorrentes da construção de novos aproveitamentos hidroelétricos, é necessário que possa ser generalizada para diferentes valores de capacidade instalada, uma vez que a potência hídrica disponível para um dado valor percentual de volume armazenado deverá aumentar em resultado da adição de novos grupos ao sistema, ao longo do horizonte temporal dos estudos.

Admitindo que a relação entre a capacidade instalada e a potência disponível permanece constante ao longo do tempo, i.e. a tendência descrita pela curva (33) não é alterada com a inclusão de novos aproveitamentos, procedeu-se à normalização dos valores da potência disponível (eixo das ordenadas na *Figura 43*), dividindo-os pela potência hídrica instalada no ano mais recente a que se reportam os dados (2005). Este procedimento permite obter uma versão alternativa do modelo, traduzindo uma relação entre o volume armazenado percentual e a fracção da potência instalada associada, conforme se ilustra na *Figura 44*:

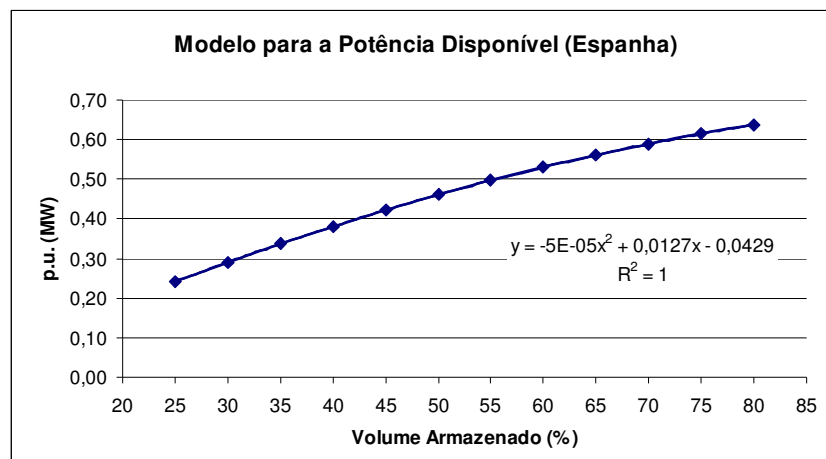


Figura 44 – Modelização da potência hídrica disponível (excluindo centrias de bombagem pura).

Utilizando a curva da *Figura 44*, é possível determinar, para qualquer ano do horizonte temporal dos estudos, a potência hídrica disponível associada a uma dada percentagem de volume armazenado, multiplicando a fracção de potência calculada através de (47) pela potência hídrica instalada nesse ano, de acordo com (48):

$$P_{disp(\%)}(V) = -0.00005 \cdot V^2 + 0.0127 \cdot V - 0.0429 \quad (\text{MW}) \quad (47)$$

$$P(V) = P_{disp(\%)}(V) \times P_{inst_hidro} \quad (48)$$

É importante ressaltar que os conjuntos de pontos que deram origem às curvas representadas na *Figura 43* e na *Figura 44* não levam em consideração a disponibilidade dos aproveitamentos de bombagem pura, razão pela qual será necessário considerar, além da conversão descrita por (33), o acréscimo de produção devida a este tipo de bombagem, de uma forma que será detalhada a seguir.

4.2.5 Cálculo final disponibilidade hidroelétrica para o sistema espanhol

Em cada intervalo de simulação, o cálculo da potência hídrica disponível para o sistema espanhol foi efectuado de acordo com os seguintes passos:

- Determinação do volume armazenado no sistema (em percentagem), de acordo com as séries históricas mensais;
- Cálculo do volume adicional devido à bombagem mista, através da relação (34) ou (35), anteriormente apresentadas no *Capítulo 3*;
- Cálculo do volume total disponível (em percentagem), como a soma dos valores anteriores;
- Determinação da potência hídrica disponível excluindo centrais de bombagem pura, através de (47) e (48);
- Determinação da capacidade de produção hídrica adicional devida às centrais de bombagem pura, de acordo com (36), apresentada no *Capítulo 3*;
- Cálculo da potência hídrica disponível total, como soma das parcelas anteriores.

4.3 Estudo comparativo de alternativas para a modelização da bombagem

4.3.1 Justificação do estudo

No *Capítulo 3* foi apresentada a relação (34), que permite determinar o acréscimo de volume devido à operação de bombagem, que será convertido em potência adicional, mediante o processo de estimação da potência disponível em função do volume, durante

a execução da simulação de Monte Carlo sequencial. Esta relação que se reproduz novamente abaixo, foi escolhida entre duas alternativas possíveis:

$$\text{Modelo A: } V_{bomb} = \frac{P_{bomb} \cdot h_{bomb}}{k_{bomb}} \quad (\text{hm}^3) \quad (34)$$

$$\text{Modelo B: } V_{bomb} = \frac{E_{bomb}}{k_{bomb} \cdot n_{bomb}} \quad (\text{hm}^3) \quad (49)$$

Em (49), E_{bomb} é o valor da energia consumida em cada mês num dado aproveitamento pela operação de bombagem, expressa em MWh e n_{bomb} é o número médio de dias em que a bombagem é efectuada, ao longo do mês.

O motivo pelo qual se considerou utilizar o modelo alternativo descrito por (49) ao invés do modelo definido por (34), consistia no facto desta última conduzir a um acréscimo de volume mensal constante ao longo dos anos e, na percepção dos operadores de sistema, os volumes bombados diferirem significativamente ao longo dos vários meses em cada ano. Por outro lado, a utilização da metodologia de cálculo baseada em (16) implicava a identificação do número típico de horas de bombagem em cada aproveitamento (h_{bomb}), exigindo um esforço adicional de análise da informação histórica da gestão das albufeiras.

Para investigar qual das abordagens seria a mais adequada e providenciar uma indicação quantitativa do número típico de horas de bombagem a considerar em cada aproveitamento hidroelétrico, compararam-se os resultados obtidos em cada caso, utilizando um conjunto de séries históricas mensais de consumos em bombagem fornecidas pela REN para o conjunto de aproveitamentos listado¹⁰ na *Tabela 18*, bem como os parâmetros de bombagem aí inscritos.

Tabela 18– Parâmetros associados à operação de bombagem nalguns aproveitamentos da REN

	P_{bomb} (MW)	k_{bomb} (MWh/hm ³)	n_{bomb} (dias)
Aguieira	278	180	20
Alqueva	240	200	10
Alto Rabagão	68	700	10
Torrão	140	140	20
Venda Nova	196	1 580	20

¹⁰ As séries mensais de consumos em bombagem reportam-se ao período entre Janeiro de 1990 e Dezembro de 2005; como os aproveitamentos do Alqueva e de Venda Nova foram construídos depois de 1990, os dados em falta foram estimados pela REN a partir do registo histórico das afluências dos rios Guadiana e Cávado.

4.3.2 Resultados obtidos

Nas figuras que se apresentam a seguir é efectuada a comparação gráfica entre os resultados obtidos utilizando cada uma das expressões em causa, para o conjunto de aproveitamentos listados na *Tabela 18*. Aplicando a expressão (49), definida para o modelo B, às séries históricas de consumos em bombagem, obtêm-se a diferentes curvas representadas nas *Figuras 48 a 52*. A forma de cálculo do modelo (34) foi utilizada considerando diversos valores possíveis para h_{bomb} , identificados nas linhas horizontais.

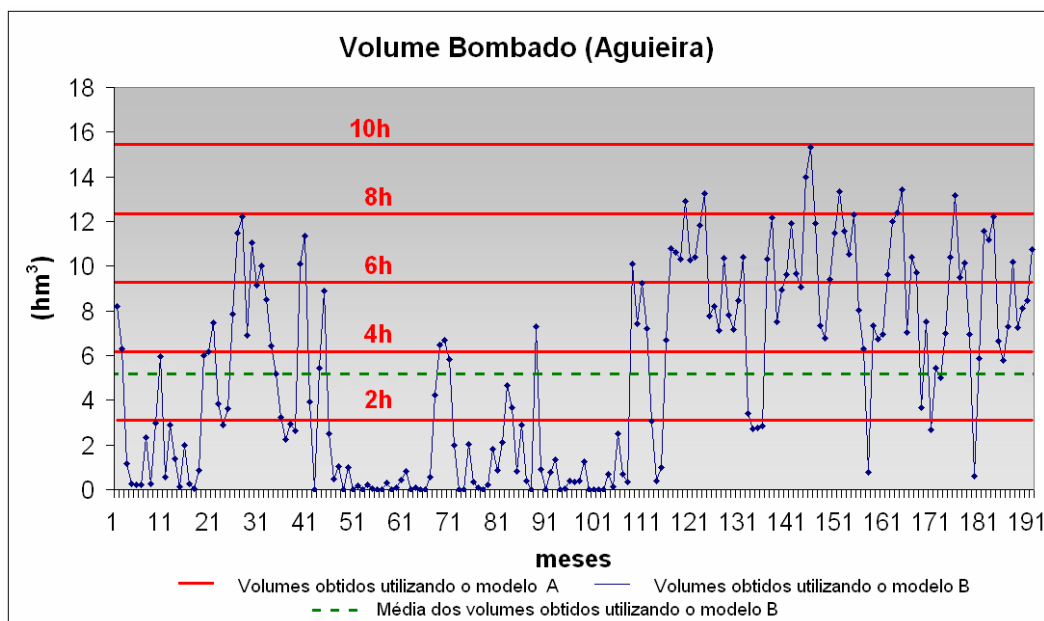


Figura 45 – Volume bombado em cada mês no aproveitamento hidroeléctrico da Aguieira.

Observando as *Figuras 45 a 52*, nota-se que os volumes obtidos através do modelo B apresentam grande variabilidade de mês para mês, em resultado de situações de exploração particulares que terão conduzido à realização da bombagem. Esta situação é indesejável no contexto da observância dos objectivos da simulação de Monte Carlo sequencial, porque a utilização da metodologia B implicaria o condicionamento da disponibilidade adicional nos aproveitamentos hidroeléctricos à gestão da operação de bombagem efectuada no passado.

Uma vez que o objectivo do modelo no contexto do processo de simulação consiste em estimar a disponibilidade adicional resultante de ter sido realizada bombagem (disponibilidade não necessariamente utilizada), pareceu mais adequado utilizar a abordagem descrita pelo modelo A.

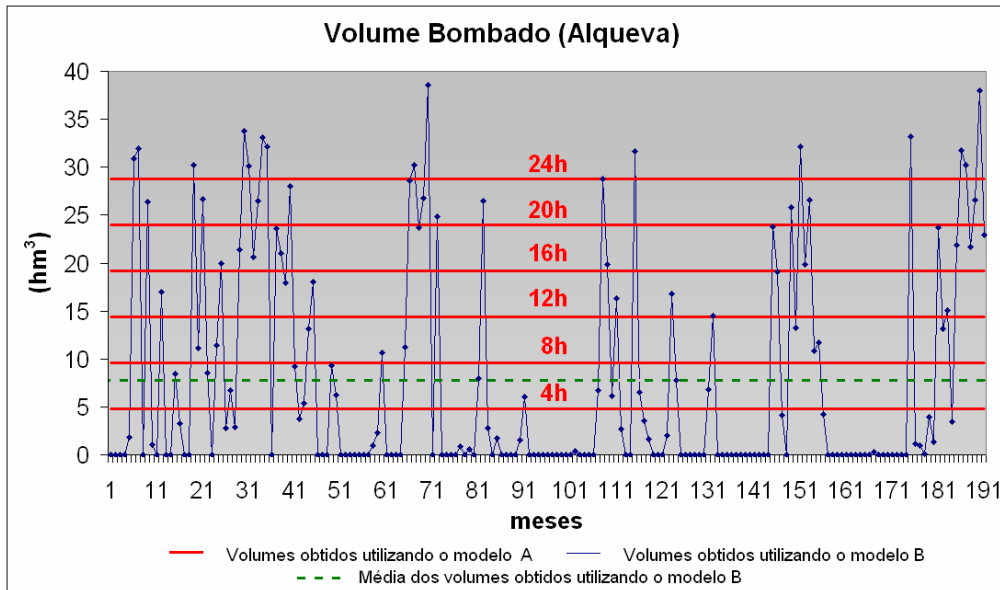


Figura 46 – Volume bombado em cada mês no aproveitamento hidroelétrico do Alqueva.

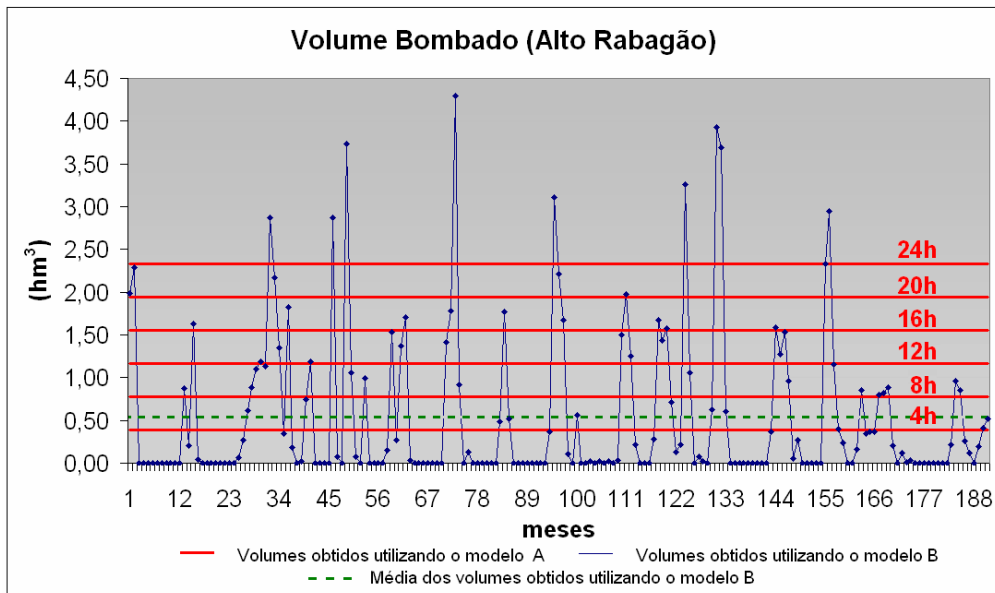


Figura 47 – Volume bombado em cada mês no aproveitamento hidroelétrico do Alto Rabagão.

Nas Figuras 48 a 49, observa-se também que, utilizando (16) e escolhendo criteriosamente o valor de h_{bomb} , é possível definir diferentes cenários de bombagem para a disponibilidade de bombagem. Por exemplo, poderá ser adoptado como critério de selecção um valor de h_{bomb} que conduza a um valor de V_{bomb} próximo da média dos volumes mensais determinados através de (49), dada pela curva a tracejado nas Figuras 48 a 52. A título de exemplo, para o aproveitamento da Aguieira poderia ser fixado $h_{bomb} = 3h$, para o Alqueva $h_{bomb} = 6h$, para o Alto Rabagão $5h < h_{bomb} < 6h$ e para o Torrão $h_{bomb} = 2h$.

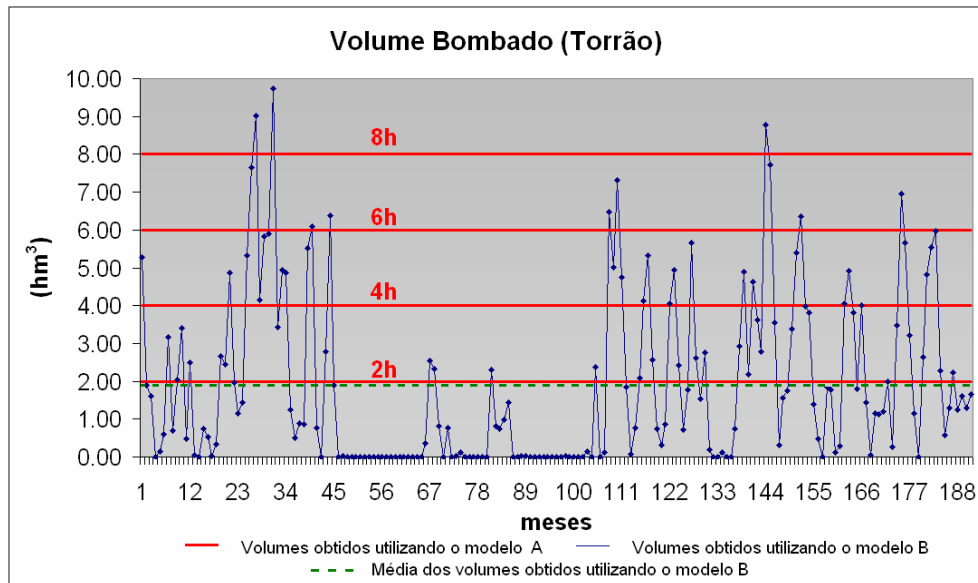


Figura 48 – Volume bombado em cada mês no aproveitamento hidroelétrico do Torrão.

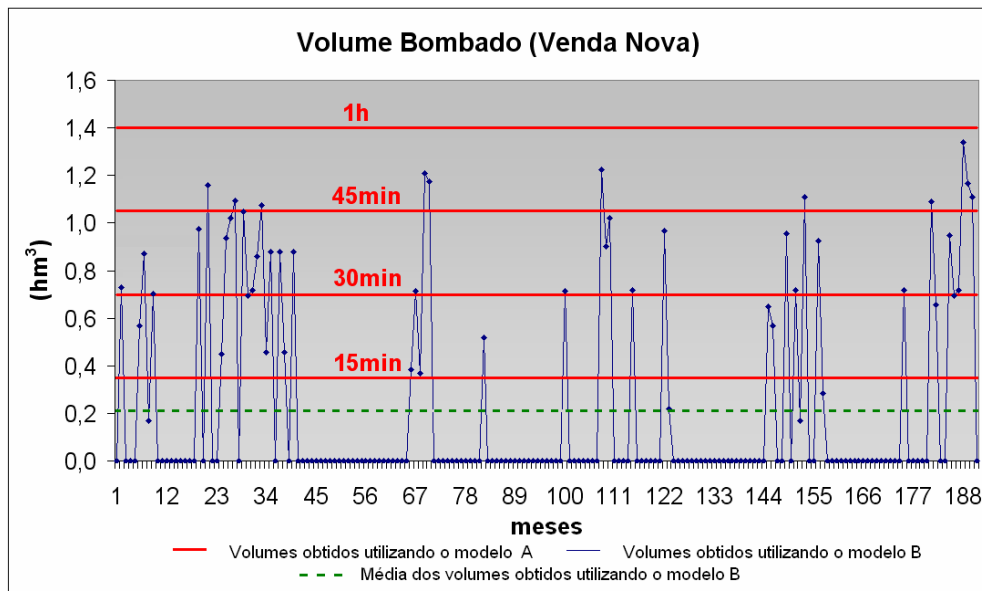


Figura 49 – Volume bombado em cada mês no aproveitamento hidroelétrico da Venda Nova

4.4 Conclusões

As contribuições para os modelos de cálculo da disponibilidade de produção hidroelétrica apresentadas ao longo deste capítulo introduzem aspectos que não são habitualmente considerados no âmbito dos estudos clássicos de adequação dos sistemas de produção de energia elétrica.

De entre estes aspectos, destaca-se a consideração do comportamento dos produtores hidroelétricos no âmbito da sua participação no mercado espanhol,

traduzido pela nuvem de pontos da potência disponível até quatro horas consecutivas declarada ao operador de sistema em função do volume armazenado em cada dia.

Por outro lado, a modelização do acréscimo de disponibilidade de produção devido à operação de bombagem (em resultado do aumento do volume armazenado), permite que as centrais de bombagem possam ser utilizadas em qualquer intervalo de simulação, ao invés de estarem condicionadas a determinados períodos do diagrama de cargas (tipicamente horas de ponta), conforme tem sido tipicamente considerado nos estudos de adequação de sistemas electroprodutores. Uma vez que a disponibilidade adicional resultante de ter sido efectuada bombagem poderá ser necessária em qualquer hora do dia, dependendo não só das condições de carga mas também da disponibilidade das restantes tecnologias de produção, a metodologia apresentada neste capítulo parece adequada para efeitos da comparação entre a potência disponível e a carga do sistema.

Os modelos apresentados possuem ainda a virtude de não condicionarem o cálculo da disponibilidade de produção à gestão efectuada no passado dos aproveitamentos hidroeléctricos de Espanha e de Portugal, permitindo flexibilizar a afectação da potência disponível à carga em qualquer período de operação considerado.

Capítulo 5 – Modelos para a Produção Solar

5.1 Introdução

Conforme foi exposto em capítulos anteriores, a obtenção de indicadores de fiabilidade que permitam quantificar o risco associado a uma determinada configuração do sistema electroprodutor pressupõe a determinação da disponibilidade de produção nos grupos desse sistema electroprodutor. Neste capítulo, serão apresentados detalhadamente os modelos utilizados no cálculo da disponibilidade de produção nas centrais solares fotovoltaicas e solares térmicas.

5.2 Justificação e dados utilizados

5.2.1 Perspectivas de crescimento da energia solar na península Ibérica

As centrais de produção de electricidade a partir da energia do sol possuem um perfil de produção diferente das restantes centrais de produção em regime especial incluídas nos sistemas electroprodutores de Espanha e de Portugal [183]. Com efeito, a disponibilidade do recurso solar – o Sol – varia consideravelmente ao longo do dia, sendo nula durante a noite. Esta realidade condiciona inevitavelmente a disponibilidade de produção nas centrais solares.

Embora os sistemas solares de produção de energia eléctrica sejam relativamente recentes e em número reduzido, as perspectivas de crescimento da produção solar apontam para um aumento significativo da capacidade instalada, sobretudo a partir de 2015. Nesse sentido, é essencial dispor de modelos de cálculo da disponibilidade de produção nas centrais solares adequados ao processo de simulação cronológica, sobretudo para o estudo de um horizonte temporal alargado. A título de exemplo, apresentam-se na *Tabela 19* e na *Tabela 20* as previsões para a península Ibérica:

Tabela 19– Previsão da evolução da capacidade solar instalada em Portugal

	Solar Térmico			Solar Fotovoltaico			Total Solar		
	Pot. Inst. (MW) início	Final	Ent. à rede (GWh)	Pot. Inst. (MW) início	Final	Ent. à rede (GWh)	Pot. Inst. (MW) início	Final	Ent. à rede (GWh)
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	65	100	123	65	100	123
2010	0	0	0	135	150	212	135	150	212
2015	20	25	107	158	160	237	178	185	344
2020	165	200	866	160	160	238	325	360	1 104
2025	600	700	3 084	160	160	238	760	860	3 323

Tabela 20– Previsão da evolução da capacidade solar instalada em Espanha

	Solar Térmico		Solar Fotovoltaico		Total Solar	
	Instalada (MW)	Ent. à rede (GWh)	Instalada (MW)	Ent. à rede (GWh)	Instalada (MW)	Ent. à rede (GWh)
2005	0	0	33	12	33	12
2008	280	664	220	183	500	848
2010	500	1 851	400	450	900	2 300
2015	580	2 562	420	595	1 000	3 157
2020	2 500	7 307	1 500	1 392	4 000	8 699
2025	4 000	15 421	2 000	2 538	6 000	17 959

No caso de Espanha, refira-se ainda que, no final de 2007, o valor previsto para esse ano já tinha sido ultrapassado, sendo a potência solar instalada igual a 457 MW. Em Setembro de 2008, a capacidade de produção solar associada a instalações em fase de projecto rondava os 1 500 MW [184].

5.2.2 Especificidade das centrais solares de produção de energia eléctrica

As centrais solares destinadas à produção de energia eléctrica para posterior fornecimento à rede dividem-se em dois grandes grupos: as centrais solares fotovoltaicas e as centrais térmicas ou termoeléctricas. As primeiras baseiam-se no aproveitamento do efeito fotovoltaico (*Figura 50*), que consiste na utilização da luz solar para produzir correntes eléctricas em junções de materiais semicondutores com diferentes polaridades, através da utilização da energia dos fotões da luz solar para libertar electrões no semicondutor com carga negativa [185].

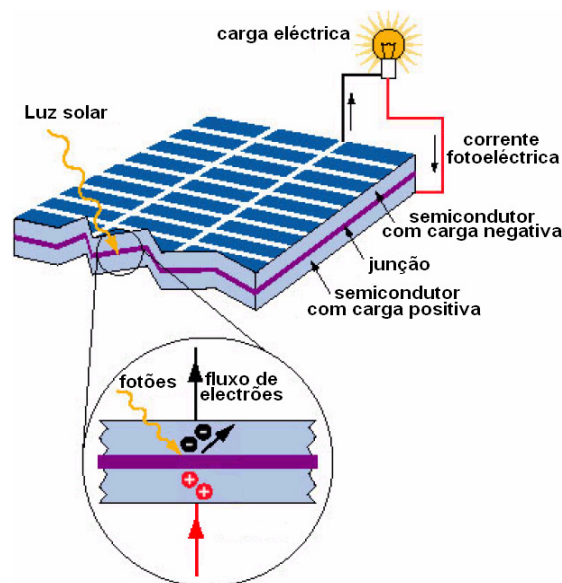


Figura 50 – Ilustração do efeito fotovoltaico numa célula fotoelétrica (adaptado de [186]).

Como os electrões libertados através deste processo não podem atravessar a junção para se recombinarem com as lacunas existentes no semiconductor com carga positiva, é possível ligar a uma carga eléctrica entre os dois semicondutores para produzir uma corrente fotoeléctrica [186], conforme se ilustra na *Figura 50*.

As centrais solares fotovoltaicas poderão ser grandes aproveitamentos constituídos por inúmeros painéis solares (tipicamente dezenas de milhar), contendo algumas dezenas de células fotoeléctricas [187]. No entanto, prevê-se a instalação de milhares de painéis solares fotovoltaicos dispersos pelas redes de distribuição de Espanha e de Portugal, correspondendo a centrais solares de pequena potência que poderão, em conjunto, vender quantidades consideráveis de energia eléctrica. A presença destas centrais no sistema de produção deve por isso ser considerada e, uma vez que o seu comportamento é semelhante ao das grandes centrais solares fotovoltaicas (em ambos os casos, a unidade fundamental é a célula fotoeléctrica), serão aglomeradas em aproveitamentos de grande potência.

Uma central fotovoltaica produz energia eléctrica em corrente contínua, que é convertida para corrente alternada através de inversores DC/AC (*Figura 51*). A ligação à rede de transporte ou distribuição é efectuada através de uma subestação elevadora. De uma forma geral, as centrais fotovoltaicas não possuem capacidade de armazenamento, razão pelo qual apenas produzem energia eléctrica durante o dia.

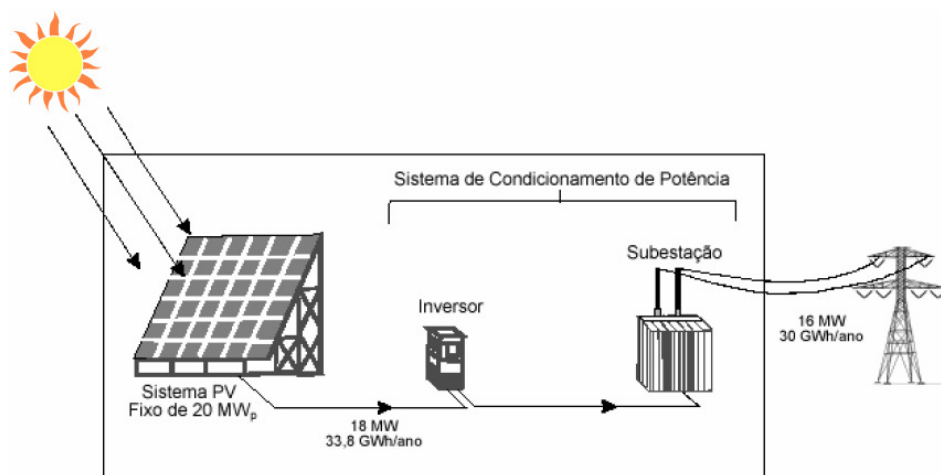


Figura 51 – Sistema fotovoltaico ligado à rede de 20 MW (adaptado de [183]).

Por seu lado, as centrais solares térmicas baseiam-se na utilização de dispositivos ópticos (superfícies espelhadas concentradoras, lentes reflectoras, pratos ou canais parabólicos) para concentrar a energia solar num determinado receptor, transformando a radiação em calor de elevada temperatura, que é posteriormente utilizado para produzir

vapor que é utilizado para accionar uma turbina eléctrica [188]. Existem quatro tipos de sistemas de conversão solar termoeléctrica (*Figura 52*): (1) canal cilindro-parabólico, (2) prato parabólico, (3) torre ou receptor central com helioestatos e (4) chaminé solar [189].

Num sistema de canal cilindro-parabólico, utiliza-se um fluido com elevada capacidade calorífica (normalmente óleo sintético), que é aquecido por acção da luz solar. O calor armazenado nesse fluido é posteriormente utilizado para produzir vapor de água. Os sistemas de prato parabólico reflectem a luz incidente para um receptor, podendo alimentar directamente um motor/generador. Num sistema de torre ou receptor central, a energia solar é reflectida por helioestatos (superfícies espelhadas capazes de seguir o movimento aparente do Sol), localizados em redor de uma torre que possui um receptor no seu topo contendo um fluido de transferência de calor (tipicamente água/vapor de água ou nitrato de sal fundido). Finalmente, as chaminés solares aproveitam o efeito de estufa, utilizando turbinas instaladas numa chaminé por onde passa ar previamente aquecido por acção da luz solar, conforme se ilustra na *Figura 52*. À excepção dos sistemas de prato parabólico, todas estas tecnologias utilizam turbinas a vapor ou a gás para produzir electricidade.

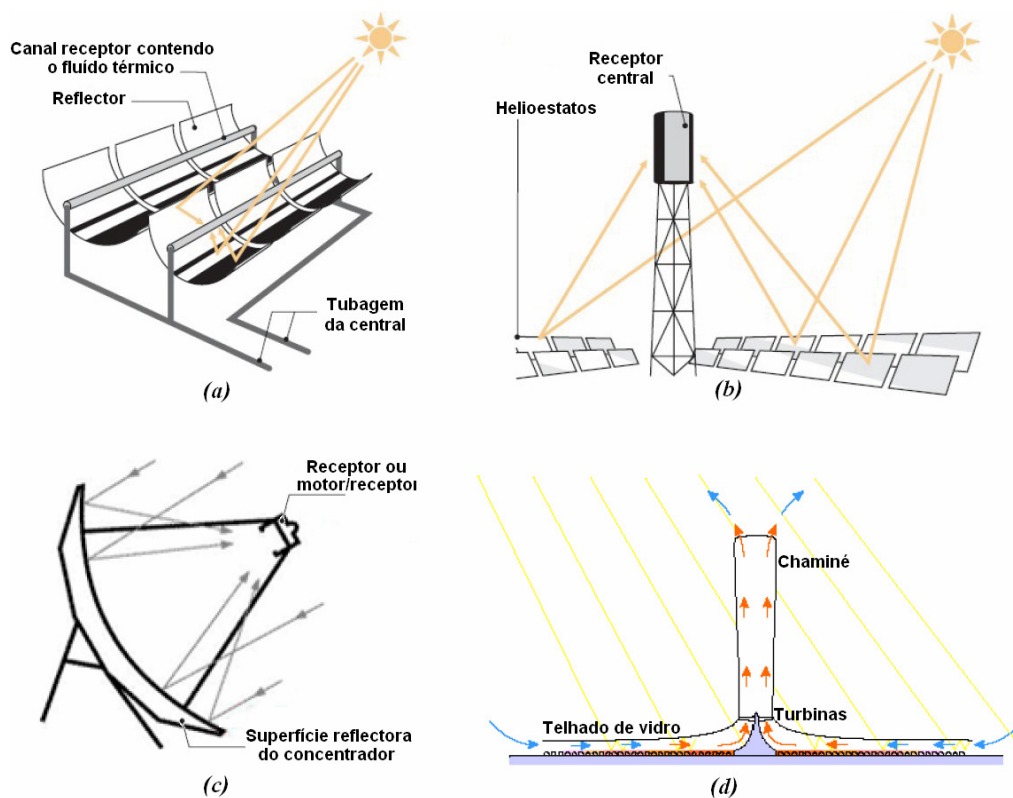


Figura 52 – Sistemas de conversão de energia solar em calor: (a) canal cilindro-parabólico; (b) torre com helioestatos; (c) prato parabólico; (d) chaminé solar (adaptado de [183] e de [188]).

Ao contrário do que sucede com os sistemas solares fotovoltaicos, não se prevê a instalação na península ibérica de pequenos sistemas solares termoeléctricos em quantidade apreciável ao nível da rede de distribuição, razão pela qual se considerou que todos os aproveitamentos deste tipo a construir serão de grande dimensão.

Relativamente aos sistemas solares fotovoltaicos, os sistemas solares térmicos apresentam duas importantes vantagens: (1) maior rendimento do processo de produção de electricidade e (2) possibilidade de produção em períodos em que não há Sol, graças à utilização sistemas de armazenamento térmico incorporados nestas centrais [190]. A segunda vantagem enunciada torna os sistemas solares térmicos particularmente atractivos, a ponto das perspectivas de crescimento das centrais solares térmicas superarem largamente as perspectivas de crescimento das centrais solares fotovoltaicas. A possibilidade de utilizar a energia solar juntamente com gás natural ou outro combustível fóssil permite que as centrais solares térmicas possam garantir uma capacidade de produção eléctrica durante todo o dia (*Figura 53*).

Os sistemas de conversão solar termoeléctrica que permitem o armazenamento de energia são o canal cilindro-parabólico (até 6h, através da utilização de sais ou fluidos metálicos), a torre com helioestatos (até 13h, através da utilização de sais fundidos) e a chaminé solar (até 24h, através do armazenamento de calor em água contida em tubos embutidos no telhado de vidro e na parte inferior da chaminé).

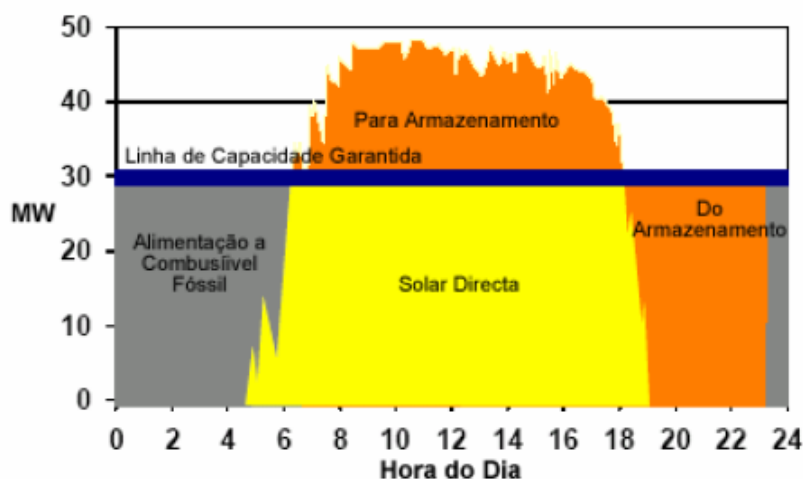


Figura 53 – Produção eléctrica numa central solar térmica de 30 MW com combustível fóssil de apoio (adaptado de [183]).

5.2.3 O sistema de informação geográfica para aplicações fotovoltaicas (PVGIS)

A construção de perfis de produção solar adequados deve levar em conta a variação da irradiação solar incidente no plano horizontal R_{plano} (Wh/m^2) ao longo das diferentes horas do dia, bem como a variação sazonal do número de horas de sol (maior no Verão e menor no Inverno) [191], [192]. Por outro lado, os níveis de irradiação solar variam consoante a latitude do local a central se encontra instalada [193], [194], conforme se ilustra, a título de exemplo para duas cidades europeias, na *Figura 54*:

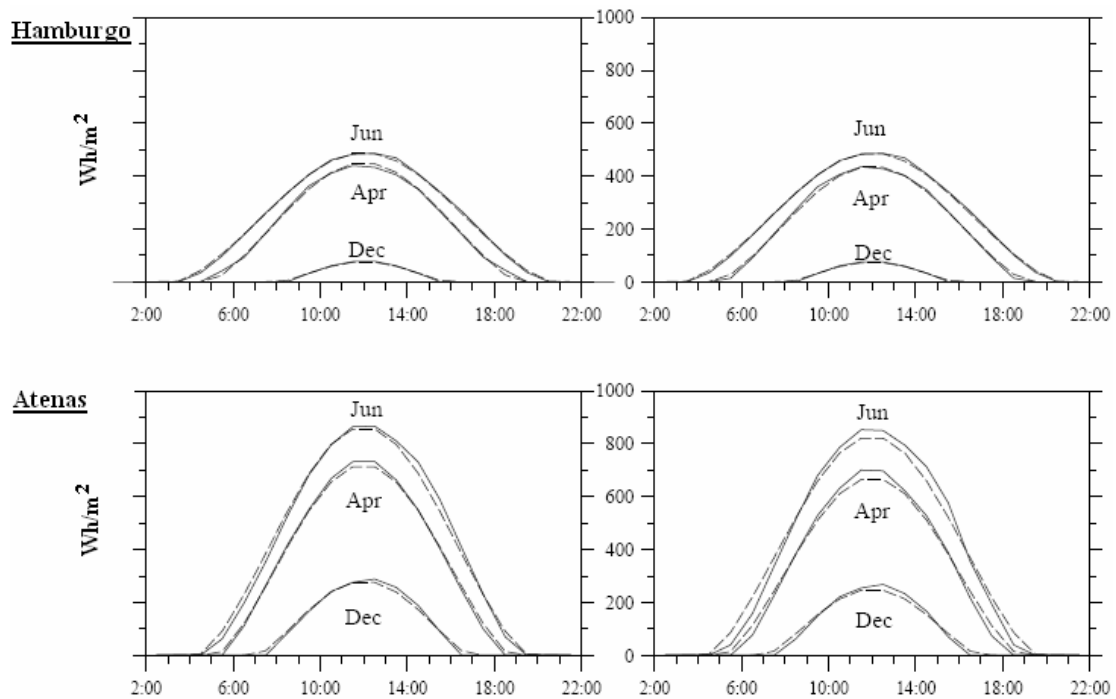


Figura 54– Níveis de irradiação solar em função da hora do dia, da estação do ano e da latitude do local (adaptado de [194])

Tendo em consideração os aspectos referidos no parágrafo anterior, a construção de perfis de produção solar que possam representar o comportamento característico do recurso solar em Espanha e em Portugal e, ao mesmo tempo, correspondam aos valores de energia previstos pelos operadores de sistema para cada ano (*Tabela 19* e *Tabela 20*), pressupõe a disponibilidade de informação histórica relativa aos níveis de irradiação na península Ibérica ao longo do ano.

Para solucionar os problemas decorrentes desta dificuldade, foram utilizados dados históricos sobre o comportamento do recurso solar na Europa, compilados numa base de dados estatística que está disponível através de uma página da Internet sob a alçada da Comissão Europeia: *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) – Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology* [195]. Este recurso, cuja interface se apresenta na *Figura 55*, permite aceder

a um conjunto de mapas interactivos de irradiação e temperatura, para os diversos estados membros da União Europeia.

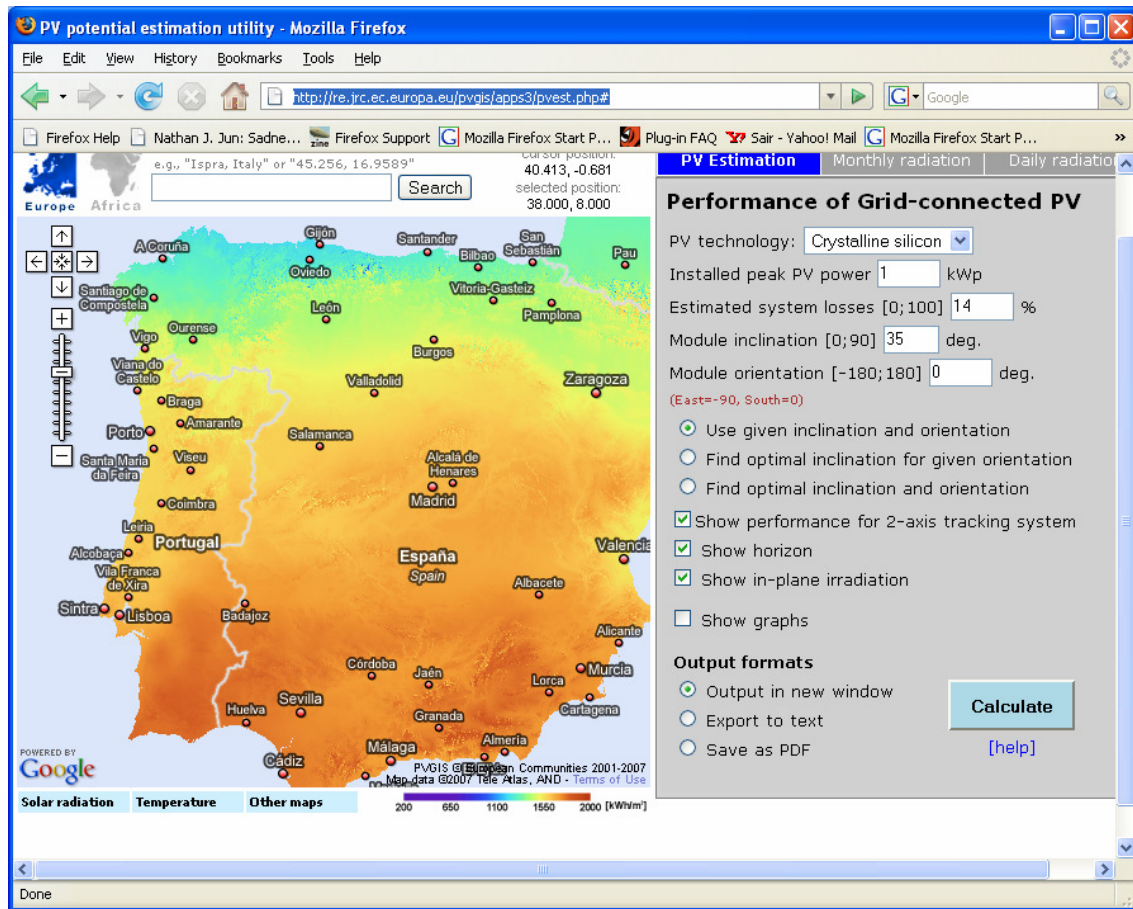


Figura 55 – Interface do PVGIS, acessível via Internet

Além disso, o PVGIS permite estimar a potência produzida a partir de painéis solares fotovoltaicos, desde que sejam especificados os seguintes dados de entrada: (1) um de dois tipos de tecnologia (*Silício Monocristalino* ou *Filmes Finos*), (2) uma potência instalada P_{inst} (em kW), (3) um rendimento de conversão η_{conv} (considerando a eficiência dos painéis e as perdas de ligação à rede), (4) a inclinação dos módulos ou painéis solares θ_{mod} (ângulo com a vertical) e orientação dos mesmos φ_{mod} (ângulo relativamente ao Sul geográfico, designado por azimuth). A partir destas entradas e da especificação das coordenadas geográficas do local onde a central solar foi ou será instalada, o PVGIS consegue gerar séries mensais e diárias de produção solar fotovoltaica, correspondendo a uma estimativa da produção de electricidade a partir da disponibilidade histórica do recurso solar.

Para otimizar a irradiação recebida, os painéis solares devem ser montados de forma a ficarem perfeitamente voltados para Sul ($\varphi_{mod} = 0^\circ$), no hemisfério Norte, com um ângulo de inclinação variável que depende da latitude [196].

Por exemplo, a latitude de Portugal Continental varia entre $36^{\circ} 57'$ e $42^{\circ} 9'$, estando o centro geodésico português localizado aos $39^{\circ} 42'$ latitude Norte e $8^{\circ} 08'$ longitude Este. Para sistemas fotovoltaicos ligados à rede, a literatura da especialidade recomenda que a inclinação dos painéis solares seja dada pela latitude do local de instalação subtraída de $5^{\circ} 00'$ [197]. Considerando novamente o centro geodésico de Portugal Continental, o valor a considerar será $39^{\circ} 42' - 5^{\circ} 00' = 34^{\circ} 42'$.

A partir deste valor corrigido é possível seleccionar uma curva de irradiação típica (mensal e diária para cada mês), associada a esta latitude, recorrendo à base de dados do PVGIS. Considerando como dados de entrada a tecnologia de silício monocristalino, um rendimento de conversão η_{conv} igual a 12%, uma inclinação θ_{mod} igual a $34,7^{\circ}$ e uma orientação φ_{mod} igual a 0° , é possível obter uma estimativa de produção para um painel com $P_{inst} = 1$ kW, para os diversos meses do ano, conforme se ilustra na *Figura 56*. É ainda possível obter estimativas diárias de produção para um dia característico em cada mês, conforme se ilustra na *Figura 57* para o mês de Janeiro.

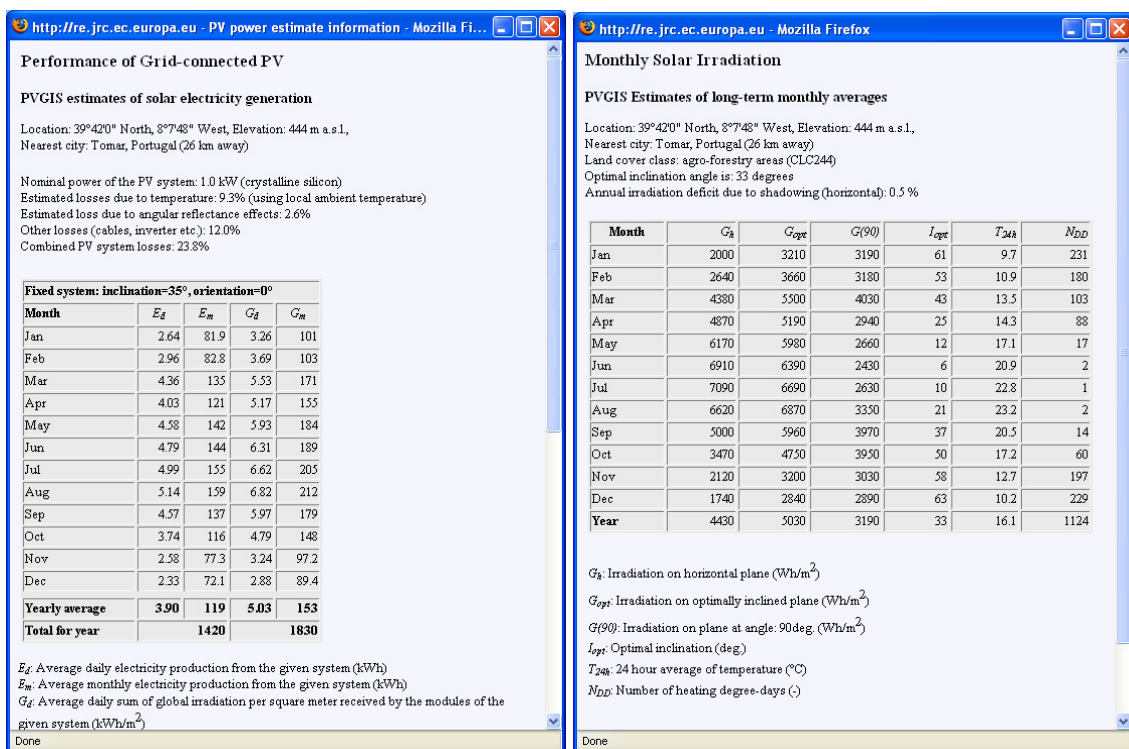


Figura 56 – Estimativas mensais de produção de electricidade para um sistema fotovoltaico de 1kWp

Para construir os perfis solares para cada tecnologia (solar fotovoltaico e solar térmico), foi ainda necessário levar em conta a duração do dia solar em cada mês, dado que o número de horas de Sol num determinado local varia de mês para mês. Essa informação foi conseguida através de uma página de Internet da sociedade brasileira de

astronomia [198]. Através desse site foi possível obter o conjunto de dados adicionais inscritos na *Tabela 21*:

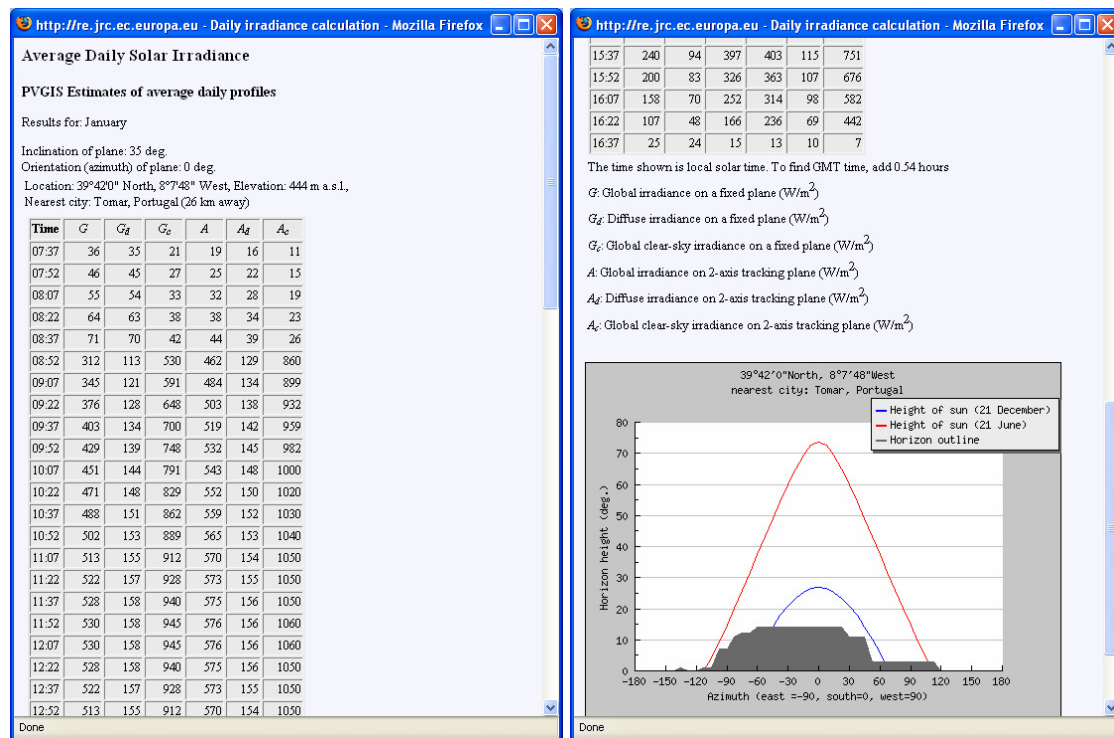


Figura 57 – Estimativa da irradiação solar dia típico de Janeiro

Tabela 21– Número de horas de sol e horas reais associadas (península Ibérica)

	nº de horas de sol (aproximado)	Nascimento (h)	Ocaso (h)
Jan	11	7:22	18:02
Fev	12	6:57	18:36
Mar	13	6:07	19:12
Abr	14	5:27	19:38
Mai	15	4:47	20:10
Jun	16	4:31	20:36
Jul	15	4:40	20:25
Ago	14	5:10	19:52
Set	13	5:52	18:58
Out	12	6:10	18:15
Nov	11	6:42	17:41
Dez	10	7:19	17:42

Uma vez que o perfil de produção solar tem resolução horária (é um perfil diário para as 24 horas desse dia), os valores da *Tabela 21* foram arredondados. Por exemplo, em Janeiro considerou-se que o dia solar ocorre das 7:00h às 18:00h e em Setembro das 06:00h às 19:00h. O número de horas de sol utilizado é por esse motivo um número aproximado.

5.3 Perfil de produção para as centrais solares fotovoltaicas

5.3.1 Perfil de produção fotovoltaica para Portugal

Os doze perfis diários para cada mês foram construídos a partir dos dados descritos nas secções anteriores, seguindo o procedimento que se descreve a seguir:

1. Considerou-se a série de produções mensais fornecida pelo PVGIS para o centro geodésico de Portugal (o perfil fornecido pelo PVGIS considera apenas 1 kW de potência instalada), correspondendo à primeira coluna da *Tabela 22*;
2. Multiplicaram-se os valores de energia fornecidos pelo PVGIS pela potência instalada para obter uma série de produções mensais proporcional à potência instalada no sistema português. Por exemplo, para 2015, $P_{inst} = 159$ MW (valor médio anual), permitindo obter os valores da segunda coluna da *Tabela 22*;
3. A partir dos dados fornecidos pela REN, considerou-se a potência instalada e a energia colocadas em cada ano (e.g. em 2015 consideram-se 159 MW de potência instalada e 236,91 GWh de energia produzida);

Tabela 22– Cálculo da energia produzida em cada mês no ano de 2015 (Portugal)

	Energia PVGIS 1 kW (kWh)	Energia PVGIS 159 MW (GWh)	Energia mensal 159 MW (GWh)	Energia diária 159 MW (MWh)
Jan	84,1	13,4	14,1	456,1
Fev	83,0	13,2	14,0	498,3
Mar	133,0	21,1	22,4	721,3
Abr	118,0	18,8	19,8	661,3
Mai	139,0	22,1	23,4	753,8
Jun	140,0	22,3	23,5	784,5
Jul	151,0	24,0	25,4	818,9
Ago	156,0	24,8	26,2	846,0
Set	134,0	21,3	22,5	750,9
Out	116,0	18,4	19,5	629,1
Nov	79,2	12,6	13,3	443,8
Dez	75,9	12,1	12,8	411,6
total	1409,2	224,1	236,91	7775,66
média	117,4	18,7	19,7	648,0

4. Como a soma das produções mensais (224,1 GWh) não iguala o valor fornecido pelo operador de sistema (236,91 GWh), ajustou-se o perfil para manter a consistência entre os valores estimados para a potência e energia, corrigindo a série mensal utilizando um factor $\xi_{perfil} = 236,91/224,1 \approx 1,06$ que permitiu obter os valores constantes na terceira coluna da *Tabela 22*.

5. Para obter valores de produção diária, admitiu-se que o perfil é o mesmo em todos os dias do mês e dividiu-se a energia mensal da série corrigida pelo número de dias do mês, obtendo os valores médios da energia colocada em cada dia, inscritos na quarta coluna da *Tabela 22*.
6. Uma vez obtidos os valores de energia para o dia característico de cada mês, recorreu-se novamente à base de dados do PVGIS para obter 12 séries de irradiância¹¹ diária (uma para cada mês). Essas séries, compostas por valores registados em intervalos de tempos regulares, tiveram que ser redistribuídas pelo número de horas de sol do mês correspondente. Por exemplo, para o mês de Janeiro o PVGIS fornece 37 valores de produção, mas o número de horas de sol é apenas de 11h. A solução adoptada consistiu em fazer a média dos valores ocorridos em cada hora, conforme se pode observar na *Tabela 23* para o período entre as 12:00h e as 14:00h:

Tabela 23– Determinação da potência solar em cada hora (2015, Portugal)

hora	PVGIS (W/m ²)	média (W/m ²)	hora	PVGIS (W/m ²)	média (W/m ²)
12:07	530		13:07	501	
12:22	527		13:22	487	
12:37	521		13:37	470	
12:52	513	522,8	13:52	450	477,0

7. Os valores da série de irradiância horária obtidos através do procedimento descrito em 6 foram posteriormente normalizados pela sua energia diária associada, i.e., divididos pela sua soma, permitindo obter uma série percentual de energia colocada ao longo do dia, de acordo com os valores inscritos na *Tabela 24*. Considerou-se que a evolução percentual da irradiância ao longo do dia constitui um bom indicador da disponibilidade do recurso solar.
8. A série percentual de energia colocada ao longo do dia foi então multiplicada pelo valor da energia média diária obtido a partir das estimativas do operador de sistema para o mês de Janeiro (456,1 MWh), tendo sido obtido um perfil horário de energia eléctrica de origem fotovoltaica produzida nas diferentes horas desse mês.

¹¹ A irradiância I representa a potência solar por unidade de superfície (W/m²), enquanto que a irradiação R representa energia solar por unidade de superfície (Wh/m²).

Tabela 24– Determinação do perfil característico para o mês de Janeiro (Portugal, 2015)

horas	média PVGIS (W/m ²)	%	energia REN (MWh)	perfil diário final (p.u. MW)
7:00	49,0	2	7,1	0,0450
8:00	131,5	4	19,2	0,1207
9:00	256,5	8	37,4	0,2354
10:00	387,5	12	56,5	0,3556
11:00	477,0	15	69,6	0,4377
12:00	522,8	17	76,3	0,4797
13:00	477,0	15	69,6	0,4377
14:00	387,5	12	56,5	0,3556
15:00	256,5	8	37,4	0,2354
16:00	131,5	4	19,2	0,1207
17:00	49,0	2	7,1	0,0450
soma	3125,8		456,1	

9. Finalmente, dividiu-se a energia produzida em cada hora pela potência instalada (159 MW), o que permitiu obter um perfil de produção em percentagem da potência instalada (a cor cinzenta na *Tabela 24*).

10. Repetindo os passos 1 a 9 para os restantes meses do ano, foi possível obter doze perfis de produção diferentes cuja representação gráfica se apresenta na *Figura 58*, podendo os valores numéricos utilizados na sua construção ser encontrados no *Anexo A*.

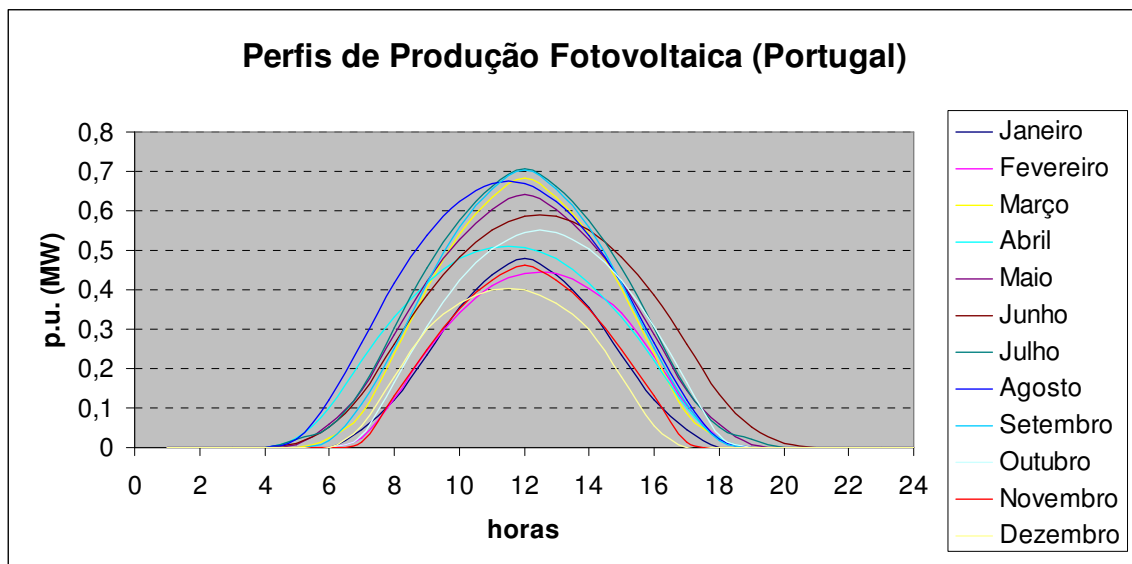


Figura 58 – Perfil de produção para as centrais solares fotovoltaicas (Portugal)

Refira-se a hora de maior disponibilidade de produção não é a mesma em todos os perfis obtidos, facto que se deve ao efeito de discretização horária, que provoca o deslocamento dos valores das diferentes curvas para a hora mais próxima. A forma dos

perfis é mais afunilada nos meses com número de horas ímpar, devido ao efeito decorrente do cálculo das médias horárias de irradiação horária a partir das séries do PVGIS, que concentra mais energia na hora de maior irradiação.

5.3.2 Perfil de produção fotovoltaica para Espanha

A latitude de Espanha varia entre 36° 01' N e 43° 47' N. Poderia ter-se repetido o processo descrito na secção anterior para determinar a disponibilidade de produção nas centrais fotovoltaicas espanholas, utilizando o centro geodésico de Espanha como referência. No entanto, a REE especificou que, a partir de 2020, o aumento da capacidade de produção solar ocorrerá exclusivamente nas comunidades autónomas do Sul de Espanha, em particular na Andaluzia. Com efeito, em Dezembro de 2007, a maior parte da capacidade de produção relativa a projectos de centrais solares submetidas ao REPE (*Régimen Especial de Producción Eléctrica*), inscritas no RIPE (*Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial*) estava afectada à zona Sul de Espanha [199], coincidindo aproximadamente com as regiões geográficas de maior disponibilidade solar, conforme se pode observar na *Figura 59*:

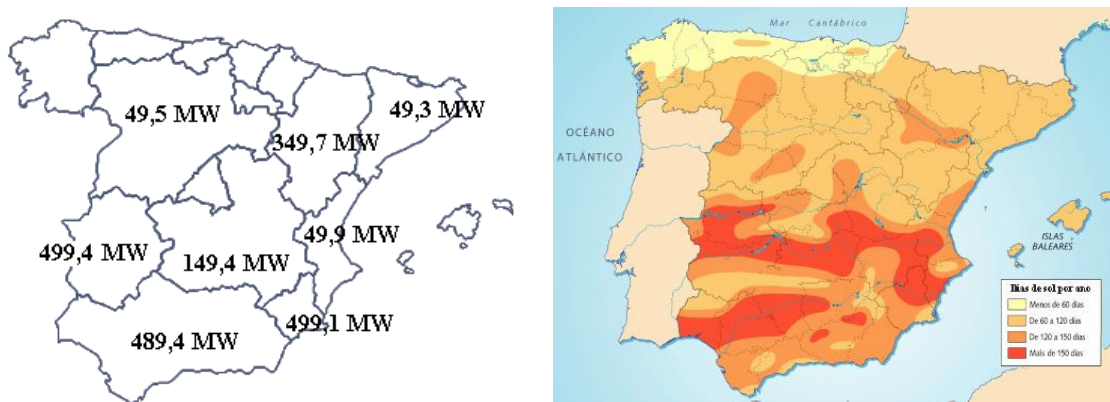


Figura 59 – Capacidade de centrais solares cujos projectos foram inscritos no REPE (à esquerda) e carta representando a variação do número de dias de sol por ano em Espanha (adaptado de [199])

Tendo em conta estes aspectos, escolheu-se como referência não o centro geodésico de Espanha, mas o local com 39° 00' de latitude Norte e 4° 00' de longitude Oeste, cerca de 5 km a Noroeste de Ciudad Real. O critério adoptado para esta escolha baseou-se no facto desta latitude corresponder aproximadamente à faixa que compreende as regiões com mais horas de Sol da Extremadura e de Castela la Mancha, enquanto que o valor de latitude escolhido é central relativamente ao Sul de Espanha. O valor a considerar para a inclinação dos painéis será $\theta_{mod} = 39^\circ 00' - 5^\circ 00' = 34^\circ 00' \text{ N}$.

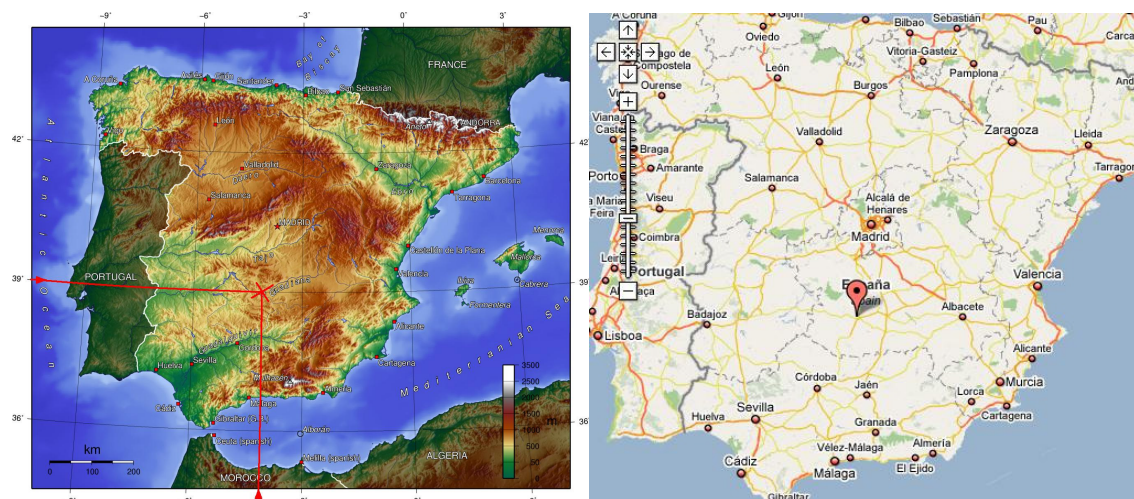


Figura 60 – Escolha da localização de referência para construção dos perfis fotovoltaicos em Espanha

O restante processo de construção dos perfis é análogo àquele que se descreveu anteriormente para o sistema português, não sendo por isso aqui descrito. Os perfis diários obtidos para os diferentes meses apresentam-se na *Figura 61.*, podendo os valores numéricos utilizados na sua construção ser encontrados no *Anexo A.*

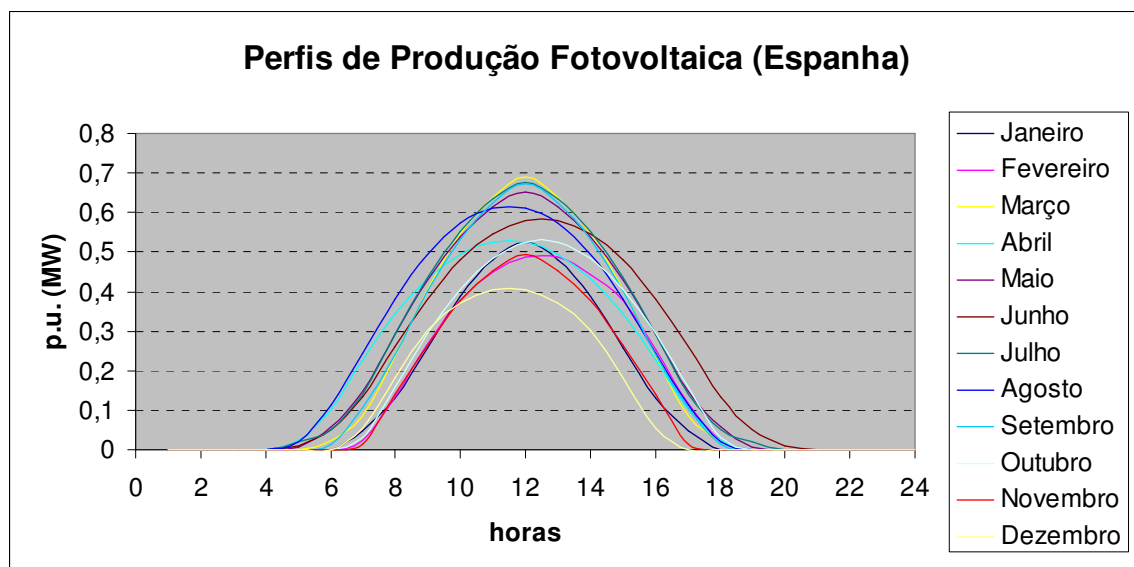


Figura 61 – Perfis de produção para as centrais solares fotovoltaicas (Espanha)

5.4 Perfil de produção para as centrais solares térmicas

5.4.1 Armazenamento de energia e despachabilidade

Conforme foi referido na secção anterior, a disponibilidade de produção das centrais solares térmicas não está tão dependente dos períodos de sol quanto a disponibilidade de produção das centrais solares fotovoltaicas. Esta situação deve-se ao

facto das centrais solares térmicas possuírem capacidade de armazenamento, possibilitando a produção em períodos muito nublados ou mesmo nocturnos.

As vantagens decorrentes da utilização da capacidade de armazenamento são ilustradas na *Figura 62* e na *Figura 63*. Na *Figura 62* apresenta-se a forma como o armazenamento de energia numa central do tipo torre ou receptor central com heliostatos pode ser utilizado para adiar a produção de electricidade (curva a cor vermelha) para períodos mais convenientes, até 12h mais tarde. Este retardamento da produção, que confere um carácter de despachabilidade parcial a este tipo de centrais, pode ser utilizado para fornecer electricidade ao sistema nas horas de maior procura, sobretudo no Verão, quando a disponibilidade da produção hídrica e da produção eólica é mais reduzida [200], conforme se ilustra na *Figura 63* para o sistema Espanhol.

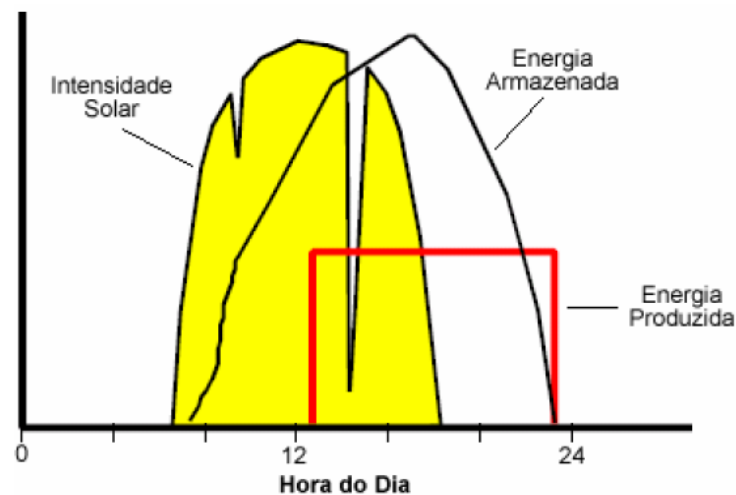


Figura 62 – Despachabilidade de uma central com torre ou receptor central (adaptado de [183])

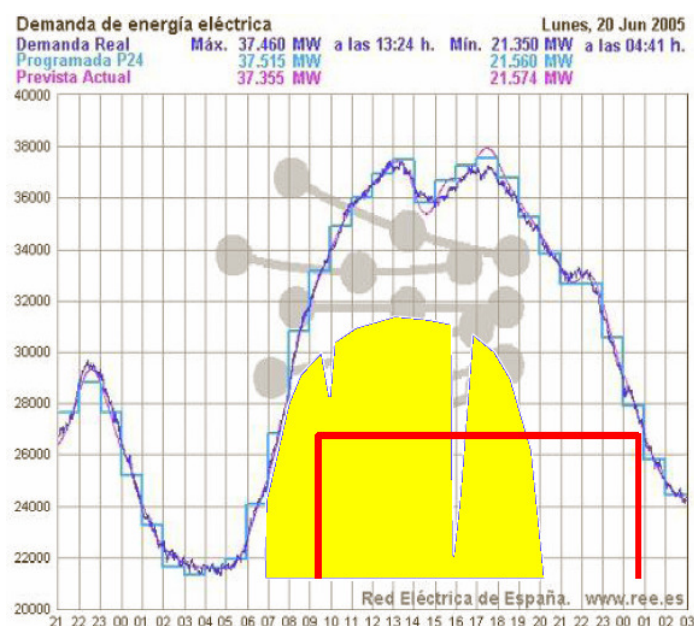


Figura 63 – Vantagens decorrentes da despachabilidade da produção solar (adaptado de [200])

A construção de perfis para a produção solar termoelétrica levou em conta importância da existência de armazenamento e da despachabilidade associada neste tipo de produção em regime especial. Com efeito, as perspectivas de aumento da capacidade instalada em centrais solares térmicas apresentadas para Portugal e para Espanha na *Tabela 19* e na *Tabela 20* deverão ser conseguidas sobretudo à custa da construção de centrais de canal cilindro-parabólico híbridas (com combustível fóssil de apoio), centrais em torre com heliostatos e centrais do tipo chaminé solar [199], [201], o que justifica a utilização de um perfil de disponibilidade que contemple a possibilidade de produção fora do período diurno (05:00h-21:00h).

Uma vez que nem todas as centrais solares térmicas a construir no futuro possuirão sistemas de apoio com combustíveis fósseis, a utilização de um perfil semelhante ao da *Figura 53* para todo o sistema Espanhol seria excessivamente optimista. Por outro lado, a utilização de um perfil como o da *Figura 62* seria muito pessimista em termos disponibilidade de produção, dado que algumas centrais do tipo canal cilindro-parabólico terão o referido apoio e também porque as centrais do tipo chaminé solar têm uma capacidade de armazenamento até 24h, conforme se ilustra na *Figura 64*.

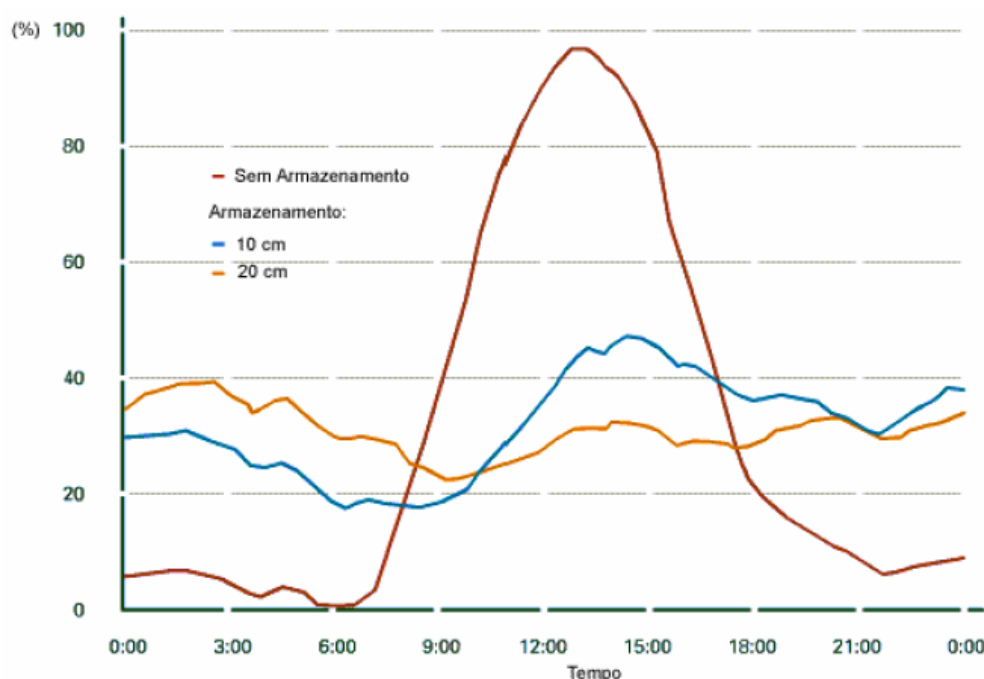


Figura 64 – Perfil de produção numa central solar termoelétrica do tipo chaminé (adaptado de [202])

Uma vez que se pretendia construir um único perfil que representasse a disponibilidade global da produção solar termoelétrica nos sistemas eléctricos de

Espanha e de Portugal, o perfil da *Figura 64*, disponibilizado por um fabricante deste tipo de sistemas [202], foi escolhido como referência, por ser o único que contempla a possibilidade de produção de uma forma contínua ao longo de 24h, sem contudo deixar de estar sujeito à variabilidade do recurso solar durante esse período. O facto da disponibilidade em cada hora dada pelo perfil da *Figura 64* ser expressa em percentagem também foi determinante na sua escolha.

5.4.2 Perfis de produção solar térmica para Portugal

A obtenção de perfis diários de produção solar térmica seguiu o procedimento que se descreve a seguir:

1. A partir dos dados de capacidade instalada e energia produzida fornecidos pela REN (*Tabela 19*), considerou-se os valores destas grandezas em cada ano (por exemplo, em 2015 consideram-se 22.5 MW de potência instalada e 106.76 GWh de energia produzida);
2. Repetindo o processo descrito anteriormente para os perfis fotovoltaicos (passos 2 a 5) obtiveram-se doze valores de produção diária para os diferentes meses do ano, conforme se apresenta na *Tabela 25*:

Tabela 25– Determinação do perfil característico para o mês de Janeiro (Portugal, 2015)

	Energia PVGIS 1 kW (kWh)	Energia PVGIS 22,5MW (GWh)	Energia mensal 22,5MW (GWh)	Energia diária 22,5MW (MWh)
Jan	84,1	1,9	6,4	205,5
Fev	83,0	1,9	6,3	224,6
Mar	133,0	3,0	10,1	325,0
Abr	118,0	2,7	8,9	298,0
Mai	139,0	3,1	10,5	339,7
Jun	140,0	3,2	10,6	353,6
Jul	151,0	3,4	11,4	369,0
Ago	156,0	3,5	11,8	381,2
Set	134,0	3,0	10,2	338,4
Out	116,0	2,6	8,8	283,5
Nov	79,2	1,8	6,0	200,0
Dez	75,9	1,7	5,8	185,5
total	1409,2	31,7	106,8	3504,1
média	117,4	2,6	8,9	292,0

3. Com base na curva “armazenamento 10 cm” da *Figura 64* (armazenamento de calor em tubos de vidro com 10 cm de diâmetro embutidos no telhado de vidro e na parte inferior da chaminé da central), elaborou-se um perfil que pudesse representar, de forma aproximada, o comportamento das centrais térmicas, através de um processo de tratamento gráfico da *Figura 64* ilustrado na *Figura 65* para o período entre as 0:00h e as 6:00h.

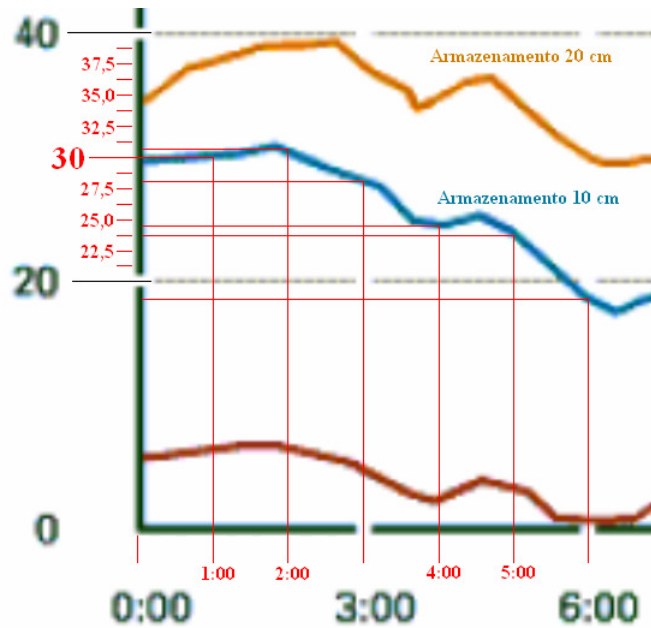


Figura 65 – Detalhe da Figura 64, obtenção de valores para um perfil solar fotovoltaico

A curva de valores obtida em resultado da aplicação deste procedimento é apresentada na *Figura 66*, onde pode observar-se que, contrariamente aos perfis de produção fotovoltaica, os perfis de produção solar térmica não contêm valores nulos (há produção em todas as horas do dia, mesmo durante a noite, graças à utilização do armazenamento).

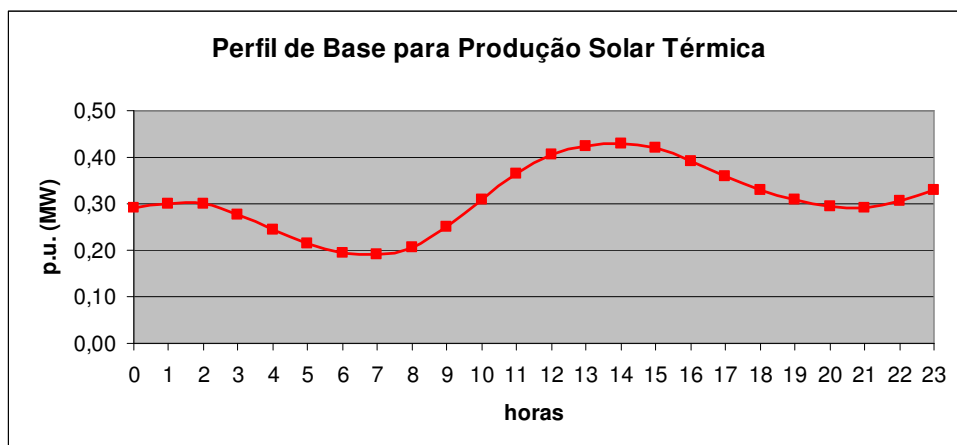


Figura 66 – Processo de obtenção dos valores de um perfil de base para a produção solar térmica

4. Finalmente, procedeu-se ao ajuste do perfil representado na figura anterior, de forma a obter a energia produzida em cada mês (coluna “*série diária*” na *Tabela 25*). Por exemplo, para o mês de Janeiro, foram produzidos diariamente 205,53 MWh (em média).

Tabela 26– Determinação do perfil característico para o mês de Janeiro (Portugal, 2015)

Hora	Perfil baseado na <i>Figura 68</i>	Perfil ajustado para Janeiro	Hora	Perfil baseado na <i>Figura 68</i>	Perfil ajustado para Janeiro
0:00	0,290	0,35678	12:00	0,405	0,49826
1:00	0,300	0,36908	13:00	0,425	0,52287
2:00	0,295	0,36293	14:00	0,430	0,52902
3:00	0,275	0,33833	15:00	0,420	0,51671
4:00	0,245	0,30142	16:00	0,390	0,47981
5:00	0,215	0,26451	17:00	0,360	0,44290
6:00	0,195	0,23990	18:00	0,330	0,40599
7:00	0,190	0,23375	19:00	0,310	0,38138
8:00	0,205	0,25221	20:00	0,295	0,36293
9:00	0,250	0,30757	21:00	0,290	0,35678
10:00	0,310	0,38138	22:00	0,305	0,37523
11:00	0,365	0,44905	23:00	0,330	0,40599
soma x 22,5 MW →				167,063	205,53245

Para uma potência instalada 22,5 MW, o perfil ilustrado na *Figura 66* apenas permite atingir 167,06 MWh, tendo sido por isso necessário multiplicar o perfil original por um factor de ajuste $\zeta_{\text{perfil}} = 205,53/167,06 \approx 1,23$ para se obter o perfil final para o mês de Janeiro, apresentado a cor cinzenta na *Tabela 26*.

5. Repetindo os passos 1 a 4 para os restantes meses do ano, obteve-se o conjunto de perfis diários de produção solar térmica em cada mês, ilustrados na figura que se apresenta a seguir. Os valores utilizados para construir as curvas representadas na *Figura 67* podem ser encontrados no *Anexo A*.

Na *Figura 67* pode observar-se que a variabilidade sazonal da disponibilidade de produção ao longo dos diferentes meses, a ordenação do conjunto de perfis obtidos é semelhante àquela que foi obtida para os perfis de produção fotovoltaica (*Figura 58*).

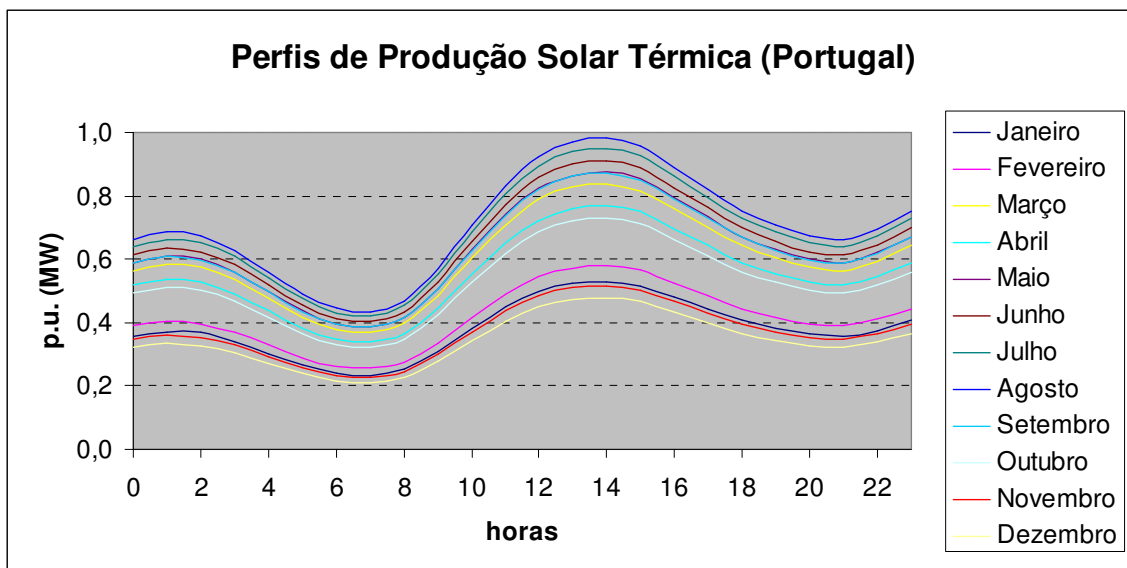


Figura 67 – Perfis de produção solar térmica para Portugal

5.4.3 Perfis de produção solar térmica para Espanha

O processo de construção dos perfis é análogo àquele que se descreveu para o sistema português, não sendo por isso aqui descrito. Os perfis diários obtidos para os diferentes meses apresentam-se na *Figura 68*, podendo os valores numéricos utilizados na sua construção ser consultados no *Anexo A*.

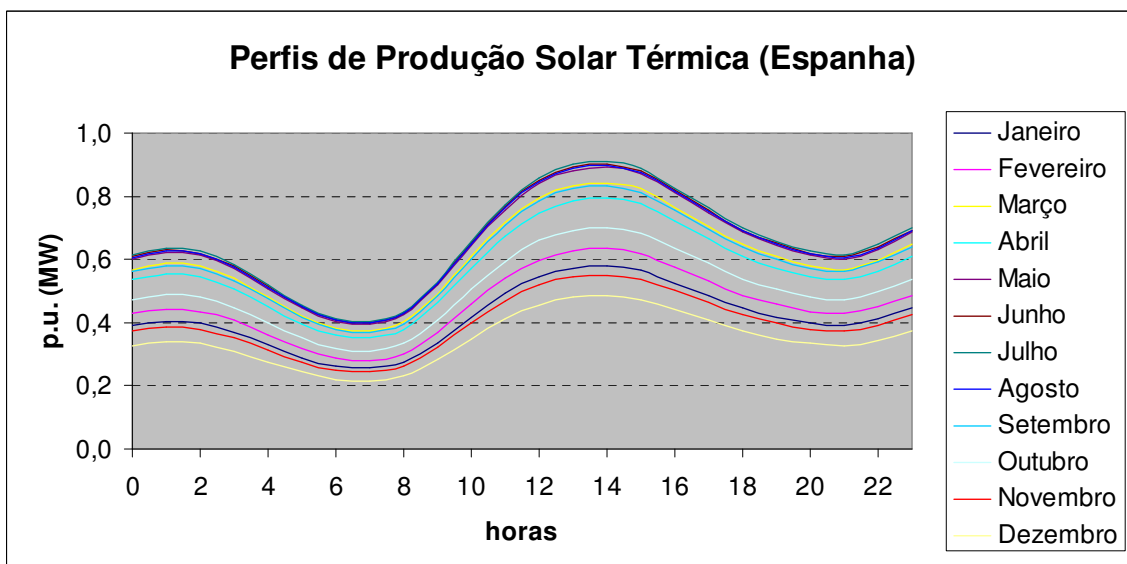


Figura 68 – Perfis de produção solar térmica para Espanha

5.5 Conclusões

Sendo as grandes centrais solares e a tecnologia utilizada nas mesmas relativamente recentes, foi necessário construir um perfil histórico de produção que pudesse ser utilizado no âmbito do processo de simulação. A especificidade desta forma de produção renovável e intermitente requereu a construção de perfis de disponibilidade de produção que permitem capturar as suas particularidades.

Para a construção destes perfis, o autor recorreu a uma base de dados internacional contendo valores históricos de produção solar, bem como a informação de carácter técnico e comercial disponibilizada pelos operadores de sistema, entidades de divulgação científica e fabricantes, de forma a cobrir os diversos aspectos considerados na construção dos perfis que foram apresentados: perspectivas de evolução da capacidade instalada, dimensão, relevância e localização dos projectos submetidos às entidades responsáveis, tecnologias utilizadas nos diversos tipos de centrais solares e tendências futuras, possibilidade de despachar certos tipos de centrais solares térmicas em função da capacidade de armazenamento, efeitos da sazonalidade do recurso sobre a disponibilidade de produção nas centrais solares e procedimentos adoptados internacionalmente na instalação de painéis solares.

Os perfis obtidos constituem por isso estimativas para a produção solar na península Ibérica conjugando três vertentes: (1) os valores de energia calculados pelos operadores de sistema, (2) a variabilidade do recurso ao longo dos diferentes meses do ano e (3) a especificidade dos diversos tipos de tecnologias disponíveis, em especial os diferentes tipos de centrais solares termoeléctricas.

Capítulo 6– Análise de Relações entre Indicadores Probabilísticos e Determinísticos

6.1 Introdução

Na sequência da realização das simulações cujo mecanismo se descreveu no *Capítulo 3*, foram obtidos diversos resultados para os indicadores probabilísticos de fiabilidade apresentados nesse capítulo, em particular para o índice *LOLE*, permitindo caracterizar o desempenho dos sistemas de produção de Espanha e de Portugal em cada ano do horizonte temporal analisado. No âmbito da discussão e validação destes resultados, analisou-se o comportamento de diversos índices, nomeadamente do *LOLE*, comparando-o com o índice de cobertura mensal $IC_{mês}$, determinado pelo quociente entre o valor médio mensal da potência disponível P_{disp} definida no *Capítulo 3* e o valor máximo da carga nesse mês ou ponta mensal.

O índice de cobertura corresponde a uma abordagem habitualmente utilizada pelos operadores de sistema de Espanha e de Portugal para quantificar o risco associado a uma determinada configuração dos seus sistemas de produção. Uma vez que não dispõem dos valores de P_{disp} resultantes das simulações de Monte Carlo, os operadores de sistema utilizam distribuições de probabilidade para determinar a disponibilidade de produção para efeitos do cálculo dos índices de cobertura.

Neste capítulo será apresentada uma análise complementar da disponibilidade de produção no sistema espanhol, realizada para o ano de 2005 em resultado de se terem encontrado aparentes discrepâncias no comportamento conjunto destes dois índices e com o objectivo de esclarecer essas discrepâncias.

Serão ainda discutidos os resultados de uma análise comparativa efectuada sobre os diferentes valores anuais e mensais do *LOLE* obtidos e os correspondentes valores do índice de cobertura, procurando encontrar relações entre estes índices, sem contudo estipular valores precisos para estes padrões de risco. Esta análise teve como objectivo procurar aumentar a percepção sobre as relações entre os dois indicadores e contribuir para a fixação de padrões do *LOLE* que reflectissem uma adequada exigência da segurança de abastecimento.

6.2 Estudo complementar sobre a disponibilidade de produção em Espanha

Define-se índice de cobertura mensal $IC_{mês}$, como o quociente entre o valor médio mensal da potência disponível P_{disp} definida no *Capítulo 3* e a ponta mensal ou valor máximo de carga registado ao longo das $h_{mês}$ horas desse mês:

$$IC_{mês} = \frac{E[P_{disp}(t)]}{\max[P_{carga}(t)]_{t \in h_{mês}}} \quad (50)$$

A evolução do $LOLE$ e de $IC_{mês}$ no sistema espanhol ao longo dos meses de 2005 é dada pelos valores inscritos na *Tabela 27* e pelas curvas representadas na *Figura 69*.

Tabela 27 – Resultados obtidos para o ano de 2005

	$LOLE$ (h/mês)	Ponta Mensal (MW)	$P_{disp_mês}$ (MW)	$IC_{mês}$
Janeiro	0,00000	43 378	46 249	1,066
Fevereiro	0,00000	41 061	46 681	1,137
Março	0,00542	41 137	44 699	1,087
Abril	0,00000	33 101	43 648	1,319
Maio	0,00000	33 165	41 078	1,239
Junho	0,02020	38 405	41 389	1,078
Julho	0,05150	38 511	41 953	1,089
Agosto	0,00157	35 764	40 116	1,122
Setembro	0,00683	36 102	40 624	1,125
Outubro	0,00000	33 824	43 890	1,298
Novembro	0,00000	39 534	48 476	1,226
Dezembro	0,00000	41 250	50 120	1,215

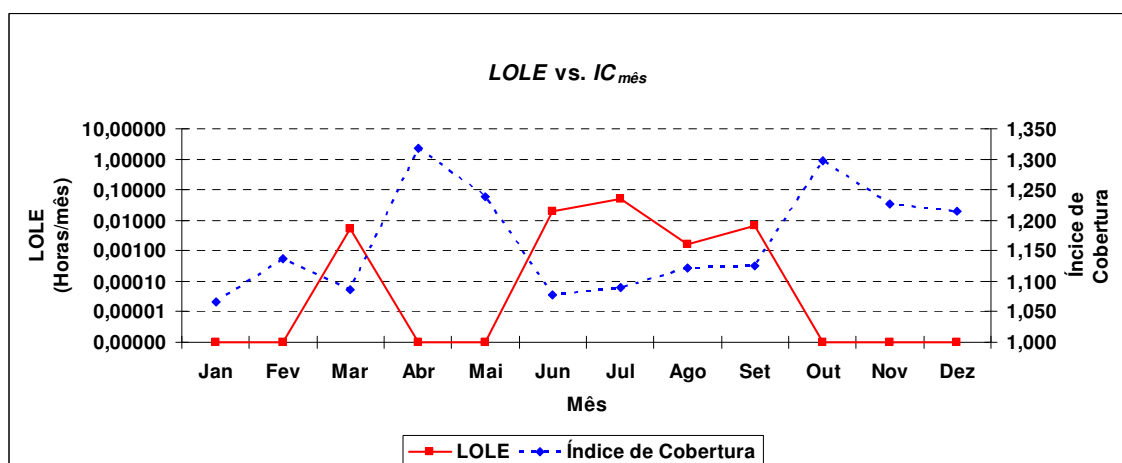


Figura 69– Evolução da LOLE e do $IC_{mês}$ ao longo dos diversos meses do ano 2005

A observação da *Figura 69* permite verificar que, em determinados meses de 2005, foram obtidos valores de $LOLE$ relativamente elevados, sendo no entanto o $IC_{mês}$ nesses meses superior ao de outros meses em que os valores obtidos para a $LOLE$ foram

mais reduzidos. Atendendo a que o *LOLE* diminui com o aumento da disponibilidade de produção enquanto que $IC_{mês}$ aumenta, algumas das situações apresentadas na *Tabela 27* poderiam considerar-se anómalas. A título de exemplo:

- O valor do $IC_{mês}$ em Janeiro (1,066) é relativamente próximo do valor do $IC_{mês}$ em Março (1,087); no entanto, o valor da *LOLE* em Março ($5,42 \times 10^{-3}$ h/mês) é significativamente superior ao valor da *LOLE* em Janeiro (0 h/mês);
- O valor do $IC_{mês}$ em Julho (1,089) é praticamente igual ao valor do $IC_{mês}$ em Março (1,087); no entanto, o valor da *LOLE* em Julho ($5,15 \times 10^{-2}$ h/mês) é quase dez vezes maior que o valor da *LOLE* em Março ($5,42 \times 10^{-3}$ h/mês);
- O valor do $IC_{mês}$ em Julho (1,089) é superior ao valor do $IC_{mês}$ em Junho (1,078); no entanto, o valor da *LOLE* em Julho ($5,15 \times 10^{-2}$ h/mês) é mais do dobro do valor da *LOLE* em Junho ($2,02 \times 10^{-2}$ h/mês);

Considerando a possibilidade das discrepâncias listadas acima poderem ser explicadas pela forma de cálculo de $IC_{mês}$, realizou-se um estudo complementar destinado a avaliar a variabilidade da disponibilidade de produção em Espanha e a sua relação com a carga. O estudo teve como objectivo averiguar se, sendo o cálculo de $IC_{mês}$ baseado na utilização de uma média mensal ($P_{disp_mês}$), seria possível que o seu valor pudesse disfarçar eventuais situações de risco que ocorressem nas horas em que P_{disp} fosse mais baixa. Sendo a capacidade de produção eólica instalada em Espanha elevada (9 543 MW em 2005), o valor de P_{disp} poderia variar significativamente ao longo das horas dos diferentes meses de 2005.

Esse estudo será descrito em detalhe nesta secção, bem como os resultados obtidos na sequência da sua realização.

6.2.1 Dados utilizados

Na impossibilidade de utilizar o valor exacto de P_{disp} em cada hora, dado não ser um resultado directo do processo de simulação, o estudo baseou-se na utilização de uma aproximação da potência disponível P'_{disp} a partir dos seguintes dados:

- *PRO* (produção em regime ordinário, mas aqui incluindo, além das componentes térmica e grande hídrica, a componente mini-hídrica),

correspondendo ao somatório do valor médio mensal da potência disponível associada às tecnologias cuja disponibilidade não varia ao longo do mês, a não ser devido a avarias, acções de reparação e de manutenção; é um resultado da simulação de Monte Carlo cronológica, calculado para cada mês e que, para efeitos do estudo que aqui se apresenta, foi considerando constante em todas as horas;

- *PRE* (produção em regime especial), correspondendo ao somatório da potência eólica, cogeração, RSU, RSI, biomassa, biogás, solar térmico e solar fotovoltaico calculado para cada hora, a partir dos dados de entrada da simulação (não é um resultado da simulação); refira-se que esta parcela não leva em consideração a potência indisponível devida a avarias, sendo por isso optimista; no entanto, considera-se uma boa aproximação à potência disponível horária do conjunto destas tecnologias, em termos das variações da sua disponibilidade;
- Carga, correspondendo aos valores de P_{carga} utilizados nas simulações, de acordo com as séries históricas horárias de consumos de electricidade.

Notar que, para efeitos da aproximação P'_{disp} determinada desta forma, apenas as avarias na *PRE* não são consideradas. Como os efeitos decorrentes das avarias são independentes da cronologia da simulação, afectando por isso a disponibilidade em todos os meses de forma semelhante, P'_{disp} constitui uma boa aproximação à verdadeira potência disponível horária P_{disp} .

6.2.2 Análise efectuada

O estudo teve como base o cálculo e a representação gráfica de duas grandezas distintas: a margem de cobertura aproximada (M'_{disp}), dada por (51) e a margem de cobertura relativa aproximada ($M'_{disp[\%]}$), calculada através de (52).

$$M'_{disp} = PRO + PRE - P_{carga} \quad (51)$$

$$M'_{disp[\%]} = \frac{PRO + PRE - P_{carga}}{P_{carga}} \quad (52)$$

Em relação à verdadeira margem de cobertura M_{disp} , a margem de cobertura aproximada M'_{disp} possui as seguintes diferenças:

- O seu valor médio é superior, uma vez que não se consideram as avarias nos grupos da PRE;
- Não inclui as flutuações decorrentes das avarias efectivas em cada hora;

Salienta-se que, uma vez que a potência indisponível devido a avarias não varia substancialmente de mês para mês (processo puramente aleatório), a análise da variabilidade de M'_{disp} não deverá diferir significativamente da análise de M_{disp} . Por outro lado, a análise de M'_{disp} permitirá caracterizar a verdadeira M_{disp} de uma forma mais realista do que aquela que o IC_{REE} poderá permitir, devido ao facto deste último se basear na utilização de um valor médio mensal de P_{disp} .

6.2.3 Resultados obtidos

Apresenta-se, na *Figura 70*, a evolução da potência disponível aproximada P'_{disp} , ao longo dos diferentes meses do ano 2005, discriminando as componentes *PRO* e *PRE*. Foram também incluídos o valor mensal da ponta dos consumos e a gama de variação da disponibilidade da *PRE*.

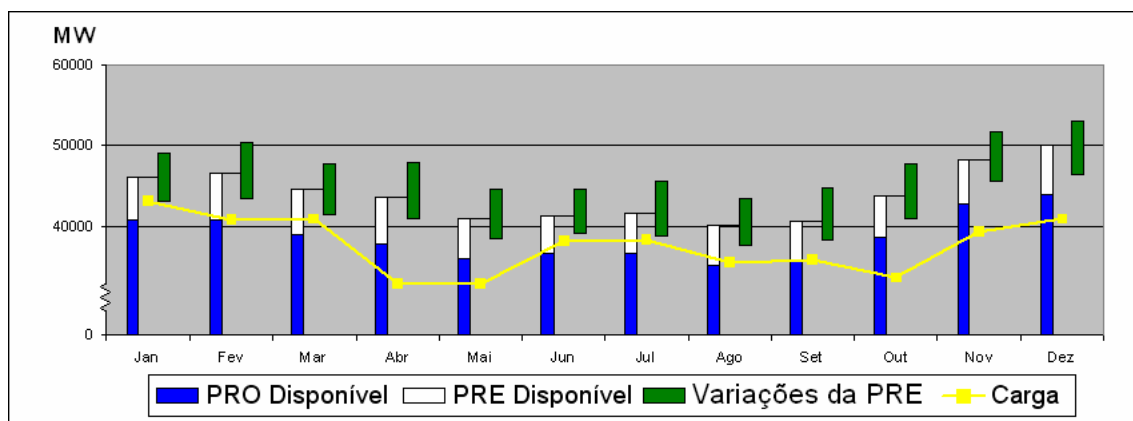


Figura 70– Variações da potência disponível aproximada.

A *Figura 70* permite esclarecer a importância relativa das componentes *PRO* e *PRE* na constituição de P'_{disp} . Observam-se as situações favoráveis dos meses de Abril, Maio, Outubro, Novembro e Dezembro, corroboradas pelos valores nulos obtidos para a *LOLE* nestes meses (*Tabela 27*). Na *Figura 71* podem comparar-se a potência disponível nos grupos de *PRE* e a variabilidade mensal dessa disponibilidade.

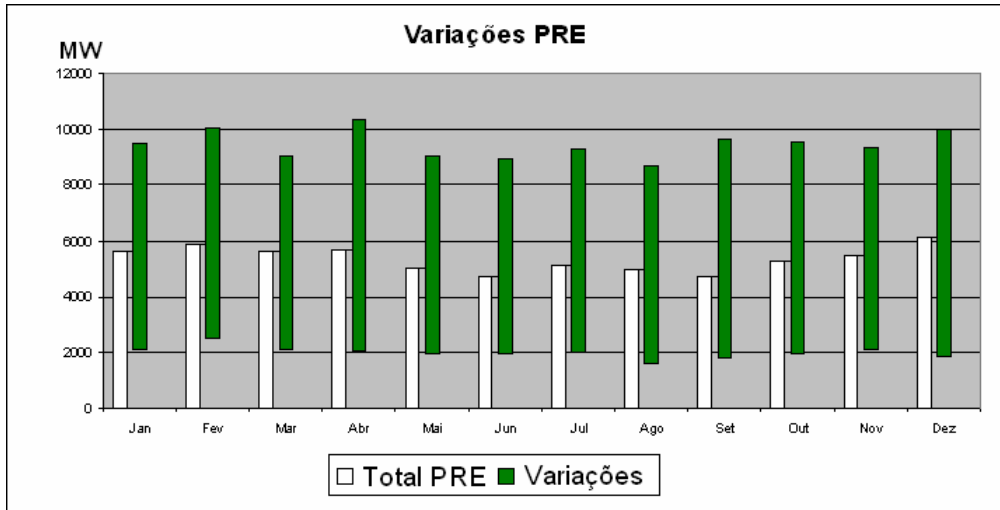


Figura 71– Variações da potência disponível aproximada (não considerando PRO)

A Figura 72 mostra o valor médio da margem de cobertura relativa em cada mês, bem como os extremos da sua variação. Observa-se a assimetria da sua distribuição, verificando-se que os valores mínimos, que são os que influenciam a *LOLE*, são mais elevados nos meses referidos no parágrafo anterior ($M'_{disp} \geq 0,2$) e mais reduzidos nos meses em que $LOLE > 0$ h/mês: Março, Junho, Julho, Agosto e Setembro.

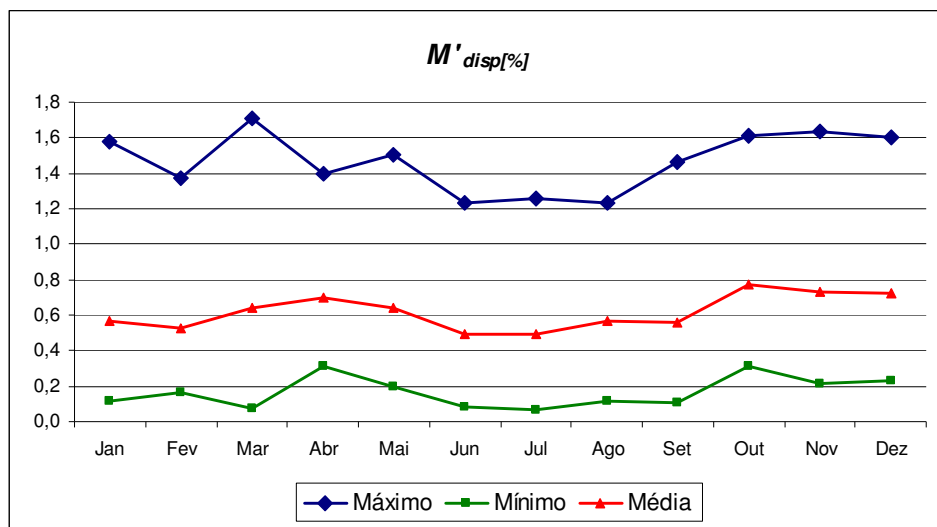


Figura 72 – Intervalos de variação e valor médio de $M'_{disp}[\%]$.

A curva relativa aos valores mínimos é apresentada com maior detalhe na Figura 73, permitindo observar que todos os meses com $LOLE > 0$ h/mês têm $M'_{disp}[\%] < 0,15$. Na Figura 73 é possível observar ainda que o maior valor da *LOLE* mensal obtido ($5,15 \times 10^{-2}$ h/mês para o mês de Julho) coincide com o menor valor de $M'_{disp}[\%]$ (0,07).

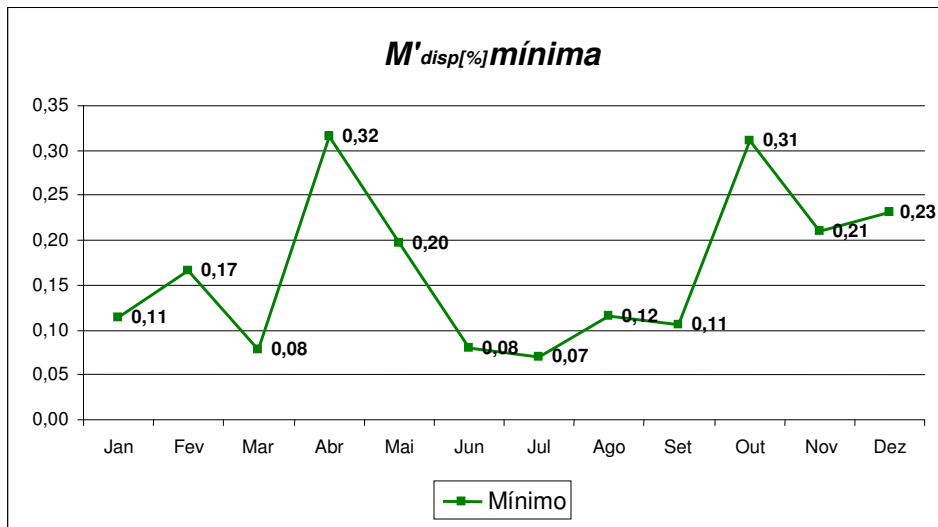


Figura 73 – Valor mínimos de $M'_{disp[%]}$ em cada mês de 2005.

Na Figura 74 observa-se que, no período entre Junho e Setembro, a evolução de $M'_{disp[%]}$ é coerente com a evolução da *LOLE*, i.e. a variação dos valores da *LOLE* mensal acompanha de forma inversa a variação dos valores de $M'_{disp[%]}$.

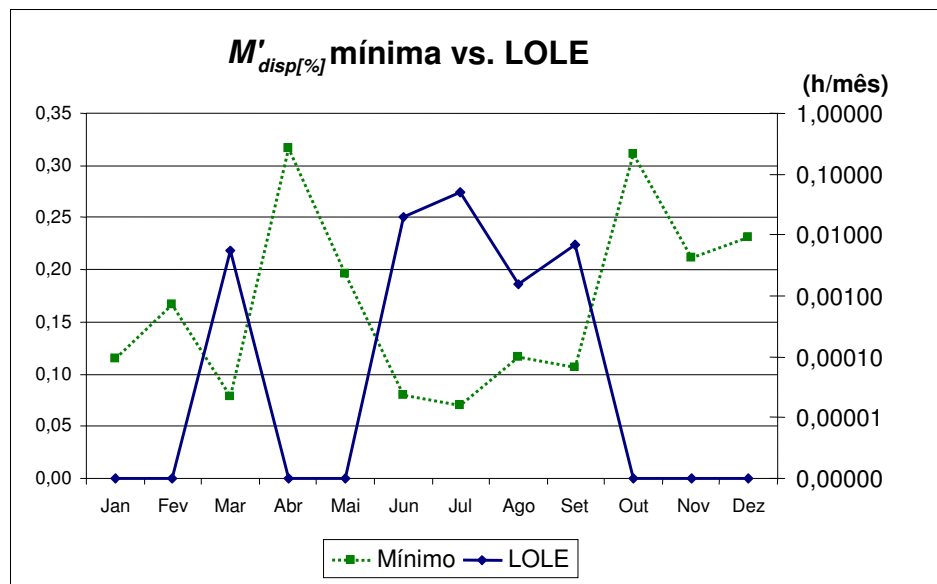
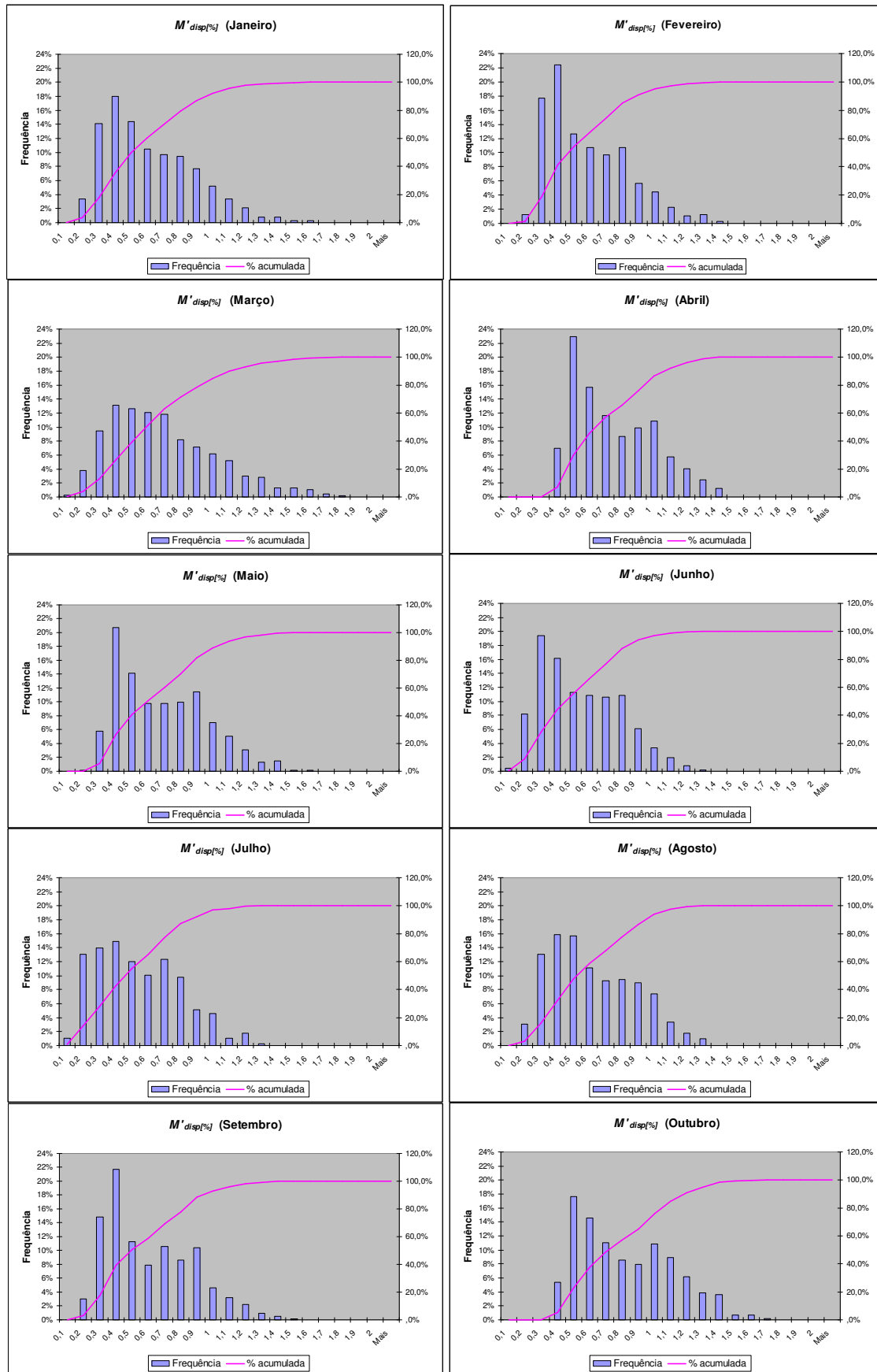


Figura 74 – Evolução da LOLE e do valor mínimo de $M'_{disp[%]}$ ao longo dos diferentes meses de 2005.

No entanto, a Figura 73 e a Figura 74 não permitem esclarecer as razões pelas quais alguns meses com valores semelhantes de $M'_{disp[%]}$ mínima, como por exemplo Março e Junho (0,08) ou Janeiro e Setembro (0,11), apresentam valores da *LOLE* diferentes. Foram por isso construídas as distribuições horárias da frequência de $M'_{disp[%]}$ para os diferentes meses do ano de 2005, que são representadas na Figura 75. A sua observação permite verificar a existência de grandes diferenças de mês para mês, confirmando a assimetria mencionada anteriormente.



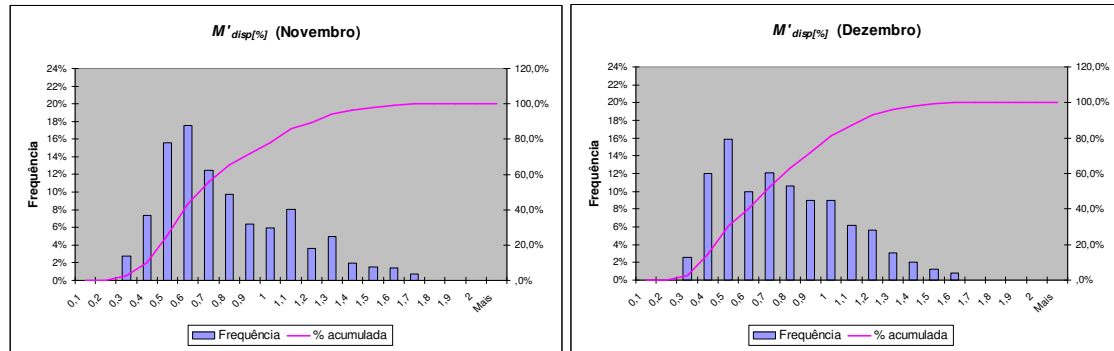


Figura 75 – Distribuições de $M'_{disp[%]}$ ao longo dos diferentes meses de 2005.

A observação da Figura 75 permite verificar a quase inexistência de valores na zona de menor margem ($M'_{disp[%]} < 0,3$) nos meses de Abril, Maio, Outubro, Novembro e Dezembro. Por outro lado, observa-se que os únicos meses em que $M'_{disp[%]} \leq 0,1$ são Março, Junho e Julho, que correspondem aos três piores valores da *LOLE* obtidos. No entanto, Março regista apenas dois casos em que $M'_{disp[%]} \leq 0,1$, enquanto que Junho regista três e Julho regista oito, o que permite explicar o facto de se terem obtido diferentes valores do índice *LOLE* para valores mínimos de $M'_{disp[%]}$ semelhantes. Nos casos de Janeiro, Fevereiro, Agosto e Setembro, a Figura 75 não permite retirar conclusões, uma vez que a resolução utilizada na construção dos histogramas não permite analisar as diferenças com segurança.

Por conseguinte, construíram-se as distribuições acumuladas reais de $M'_{disp[%]}$ em cada um dos meses referidos, ilustradas na Figura 76, considerando os valores obtidos para todas as horas de cada mês, sem aproximações. Na Figura 76 foram também incluídas as distribuições dos meses de Março, Junho e Julho, por se tratarem dos restantes meses de 2005 em que se obteve $LOLE > 0$ h/mês.

Pode observar-se que, em termos de disponibilidade de produção, Fevereiro é um mês menos vulnerável que os restantes meses para os quais se representaram as distribuições acumuladas de $M'_{disp[%]}$. Pode verificar-se também que a probabilidade associada à ocorrência de valores na zona de menor margem é menor no mês de Janeiro do que nos meses de Agosto, Setembro, Março, Junho e Julho. De forma semelhante, as curvas associadas aos meses em que o valor obtido para a *LOLE* foi mais baixo, Junho e Julho, encontram-se mais à esquerda na Figura 76, na zona de menor margem relativa. Os únicos meses cujo desempenho a Figura 76 não permite esclarecer são os meses de Março e Setembro, uma vez que a disponibilidade de produção parece ser maior em Setembro, mas $LOLE_{Setembro} > LOLE_{Março}$. Uma vez que os níveis de carga são

geralmente mais elevados em Março do que em Setembro, colocou-se a hipótese de $M'_{disp[\%]}$ não ser a grandeza mais adequada para comparar estes meses, uma vez que resulta da divisão da margem absoluta M'_{disp} por P_{carga} , o que pode distorcer os resultados.

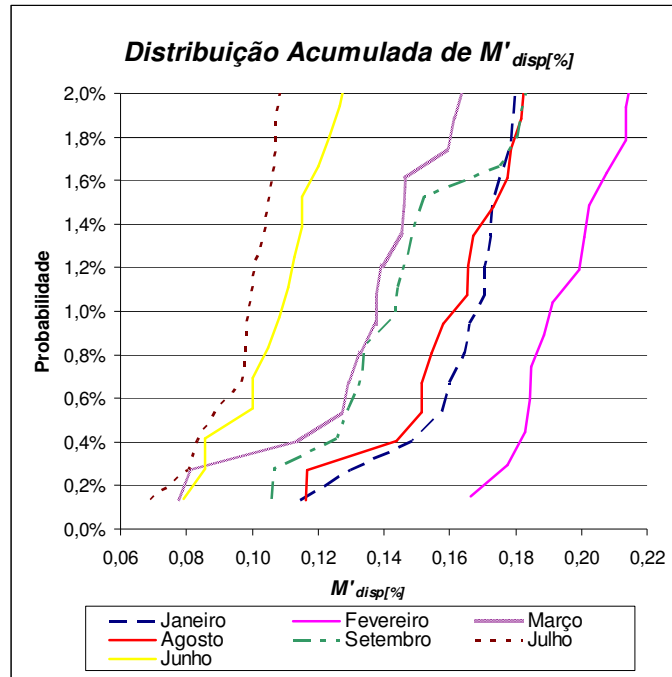


Figura 76 – Detalhe da distribuição acumulada de $M'_{disp[\%]}$ na zona de menor margem.

Assim, para esclarecer e complementar a análise ilustrada na Figura 76, efectuou-se o cálculo das distribuições acumuladas de M'_{disp} , que foram representadas na Figura 77 e, com maior detalhe, na Figura 78.

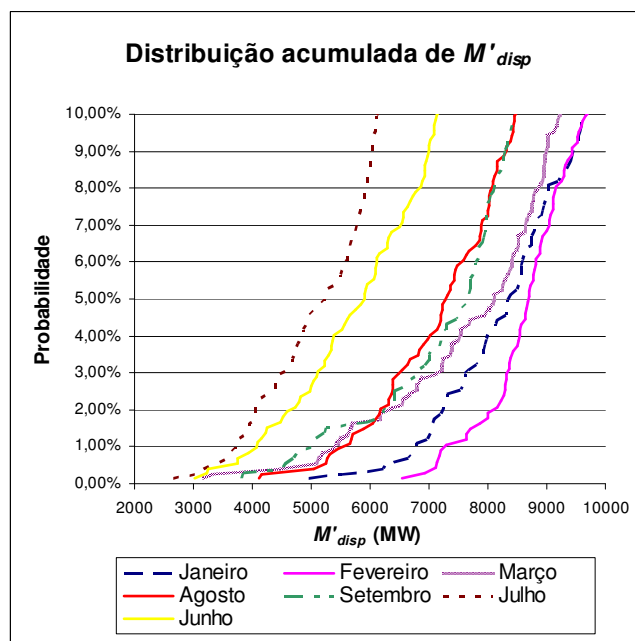


Figura 77 – Distribuição acumulada de M'_{disp}

A *Figura 77* esclarece definitivamente a ordenação dos meses em função da margem absoluta M'_{disp} , tornando-a coerente com a evolução mensal do índice *LOLE*. Com efeito, verifica-se que a disponibilidade de produção no mês de Setembro é globalmente inferior à do mês de Março, apesar de haver valores de M'_{disp} em Março inferiores a qualquer valor de M'_{disp} observado em Setembro (*Figura 78*). Pode ainda observar-se que a disponibilidade do mês de Janeiro ($LOLE = 0$ h/mês) é claramente superior à de qualquer mês em que $LOLE > 0$ h/mês.

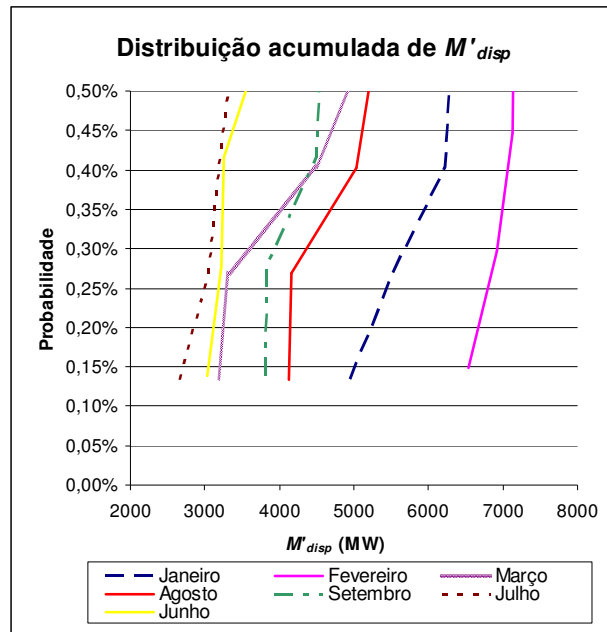


Figura 78 – Detalhe da distribuição acumulada de M'_{disp} na zona de menor margem.

6.2.4 Conclusões

Os resultados do estudo complementar de disponibilidade de produção no sistema espanhol que foi descrito neste capítulo demonstram que, comparando o *LOLE* com o índice de cobertura mensal $IC_{mês}$, apenas o primeiro permite obter resultados fiáveis. Com efeito, a análise das distribuições horárias da margem de cobertura aproximada M'_{disp} e da margem de cobertura relativa aproximada $M'_{disp}[\%]$ permite concluir que o *LOLE* é o indicador que melhor traduz a evolução mensal destas grandezas. O facto de ter sido utilizada a margem aproximada M'_{disp} ao invés da margem real M_{disp} não diminui o alcance destas conclusões, uma vez que os efeitos decorrentes das avarias são independentes da cronologia da simulação, afectando por isso a disponibilidade em todos os meses de forma semelhante.

O *LOLE* afigura-se como o indicador preferencial devido à contabilização das situações reais de avaria que o seu cálculo pressupõe, permitindo traduzir numericamente a contribuição de todas as situações em que a margem foi efectivamente insuficiente para a fiabilidade global do sistema. Já o $IC_{mês}$, ao ser apenas determinado pelo quociente entre o valor médio da potência disponível média mensal ($E[P_{disp}(t)]$) e a ponta dos consumos ($máx[P_{carga}(t)]$), acaba por não considerar as situações em que este quociente poderá ser mais baixo, em resultado de uma disponibilidade de produção significativamente inferior à média, mesmo para valores de carga inferiores a $máx[P_{carga}(t)]$.

Refira-se, no entanto, que a gama de valores do *LOLE* analisados é bastante reduzida, dado que o sistema de produção espanhol é um sistema bastante robusto. Com efeito, o menor valor não nulo obtido foi de $1,57 \times 10^{-3}$ h/mês (Agosto), correspondendo a um total de 4,71 horas de interrupção nos 3 000 meses de Agosto simulados. Por sua vez, o maior valor obtido foi igual a $5,15 \times 10^{-2}$ h/mês (Julho), correspondendo a 154,50 horas de interrupção nos diferentes meses de Julho simulados. Desta forma, pequenas variações da potência disponível (ou indisponível) que ocorram num determinado mês, poderão provocar alterações significativas no valor do *LOLE* associada a esse mês.

Poder-se-ia, em alternativa a $IC_{mês}$, calcular outros índices de cobertura. Por exemplo, poderia ser computado um índice de cobertura médio mensal $IC_{mês_médio}$, determinado pela média aritmética dos quocientes entre P_{disp} e P_{carga} obtidos nos diferentes $h_{mês}$ intervalos horários de simulação para um determinado mês:

$$IC_{mês_médio} = \frac{\sum_{t=1}^{h_{mês}} \left(\frac{P_{disp}(t)}{P_{carga}(t)} \right)}{h_{mês}} \quad (53)$$

Este índice permitira caracterizar a fiabilidade do sistema de produção de uma forma mais adequada do que $IC_{mês}$, acompanhando a tendência das margens $M'_{disp}[\%]$ e M'_{disp} em todas as horas simuladas. Contudo, a sua determinação obrigaria a um esforço computacional acrescido, uma vez que todos os $h_{mês}$ índices de cobertura horários teriam de ser armazenados para efeitos do seu cálculo.

Outra possibilidade seria calcular um índice de cobertura determinado pelo menor dos quocientes entre o valor mínimo de P_{disp} e P_{carga} em todas as horas do mês:

$$IC_{mês_mínimo} = \min_{t \in h_{mês}} \left(\frac{P_{disp}(t)}{P_{carga}(t)} \right) \quad (54)$$

Este índice de cobertura mínimo permitira caracterizar a situação na hora mais desfavorável em cada mês, quando ocorrem os valores mínimos de $M'_{disp[\%]}$ e de M'_{disp} . No entanto, este índice de cobertura mínimo não permitiria contabilizar todas as situações desfavoráveis que ocorressem ao longo do mês, podendo haver meses em que, sendo o seu valor baixo, a fiabilidade do sistema ainda teria um melhor desempenho do que noutros meses com índices de cobertura mínimos mais elevados, devido à ocorrência de vários índices de cobertura horários reduzidos ao longo das $h_{mês}$ horas.

6.3 Análise de Relações entre Indicadores

6.3.1 Metodologia adoptada

O estudo baseou-se na compilação e agrupamento de todos os resultados da análise de cobertura e da análise de reserva operacional obtidos para os indicadores *LOLE* e $IC_{mês}$, considerando todos os cenários de simulação avaliados em cada ano de simulação sujeito a análise no âmbito do Projecto Reservas. Estes resultados foram posteriormente representados graficamente, tendo sido mantida a identificação de cada cenário mas procurando tirar partido da reunião de todos os resultados, no sentido de serem identificados padrões ou gamas de variação mais relevantes no contexto da fixação de valores limite para o risco. Esta metodologia foi utilizada para estudar os resultados obtidos para os sistemas de Espanha e de Portugal. Salienta-se que, na análise dos valores mensais utilizados, deve ter-se presente o seguinte:

- A *LOLE* mensal apresentado corresponde ao número de horas esperado de perda de carga no mês respectivo, por ano. Ou seja, a soma de todos os valores da *LOLE* mensal relativos ao um determinado ano é igual ao valor da *LOLE* anual nesse ano, de acordo com (55):

$$\sum_{m=Jan}^{Dez} LOLE_m = LOLE \quad (\text{h/ano}) \quad (55)$$

- O índice de cobertura mensal $IC_{mês}$ é calculado dividindo a média mensal da potência disponível P_{disp} , que é um resultado de carácter probabilístico fornecido

pelo Programa Reservas, pelo valor da ponta de consumos no mês respectivo, que é um dado de entrada determinístico; foi também utilizado IC_{ano} , que consiste no quociente entre o valor médio anual de P_{disp} e o valor da ponta no ano correspondente.

O $IC_{mês}$ e outros índices semelhantes têm sido utilizados para estimar o risco por alguns operadores de sistema, na ausência de indicadores de natureza probabilística como o *LOLE*. Por conseguinte, a relevância deste tipo de índices no meio industrial justifica a investigação das suas relações com o *LOLE*.

6.3.2 Dados utilizados no estudo

Foram utilizados os resultados obtidos ao longo do desenvolvimento do Projecto Reservas, para todos os estádios do horizonte temporal dos estudos efectuados, (2005, 2008, 2010, 2015, 2020 e 2025), relativos aos seguintes cenários de simulação:

- *Caso Base*: constitui o cenário de referência para efeitos da caracterização do sistema de produção em cada ano, sendo utilizados, na sua simulação, todos os dados que foram fornecidos pelos operadores de sistema para esse ano, de forma integral e exacta; assim, na simulação dos diversos Casos Base foram utilizadas todas séries históricas hidrológicas (húmidas, médias e secas), eólicas e de produção em regime especial, bem como o programa de manutenção e os parâmetros de fiabilidade (taxas de avaria λ e de reparação μ), exactamente como foram fornecidos;
- *Caso Seco*: idêntico ao Caso Base, exceptuando pelo facto de, para efeitos do cálculo da disponibilidade de produção hidroeléctrica, apenas serem utilizadas as séries hidrológicas relativas ao regime seco;
- *Caso ΔM* (apenas para Portugal): semelhante ao Caso Base, mas sendo o programa de manutenção agravado, através de um aumento da potência mensal em manutenção de 20%;
- *Caso ΔHE* (apenas para Espanha): definido pelas condições especificadas para o caso base, exceptuando em relação à hidrologia e à eolicidade, sendo utilizadas,

respectivamente, as séries hidrológicas relativas ao regime seco e um factor de redução da disponibilidade de produção eólica de 50%;

- *Caso ΔHM* : definido pelas condições especificadas para o caso base, exceptuando em relação à hidrologia e ao programa de manutenção, sendo utilizadas, respectivamente, as séries hidrológicas relativas ao regime seco e um factor de aumento da potência mensal em manutenção de 20%;
- *Caso ΔHEM* : resultante da intersecção dos casos ΔHM e ΔHE , i.e., considerando apenas as séries hidrológicas relativas ao regime seco para efeitos do cálculo da disponibilidade de produção hidroelétrica, um factor de redução da disponibilidade de produção eólica de 50% e um factor de aumento da potência mensal em manutenção de 20%.

As diferenças existentes entre os cenários listados na página anterior são resumidas na *Tabela 28*.

Tabela 28 - Cenários a que se reportam os resultados utilizados

CASO	Séries hidrológicas	Séries eólicas	Programa de Manutenção	Sistemas simulados
Base	todas	todas	original	Espanha, Portugal
Seco	regime seco	todas	original	Espanha, Portugal
ΔM	todas	todas	+ 20%	Portugal
ΔHE	regime seco	-50%	original	Espanha
ΔHM	regime seco	todas	+20%	Espanha, Portugal
ΔHEM	regime seco	-50%	+20%	Espanha, Portugal

A filosofia subjacente à definição dos cenários Seco, ΔM , ΔHE , ΔHM e ΔHEM consistiu em procurar agravar as condições de operação relativamente ao cenário de referência (Base), para provocar o aumento dos índices de fiabilidade. Com efeito, a elevada robustez, em termos de desempenho dos índices de fiabilidade obtidos para os Cenários Base, dos sistemas de produção de Espanha e de Portugal apenas permitiu obter valores para o índice *LOLE* muito próximos de zero, conforme se ilustra na *Figura 79*. No contexto da comparação entre indicadores de risco, tais resultados eram manifestamente insuficientes, por corresponderem a níveis de risco particularmente reduzidos, justificando a simulação de cenários adicionais, considerando condições de operação mais desfavoráveis. As curvas representadas na *Figura 79* reportam-se a valores anuais do índice *LOLE*, mas foram também utilizados valores mensais deste índice. Todos estes valores podem ser encontrados no *Anexo B*.

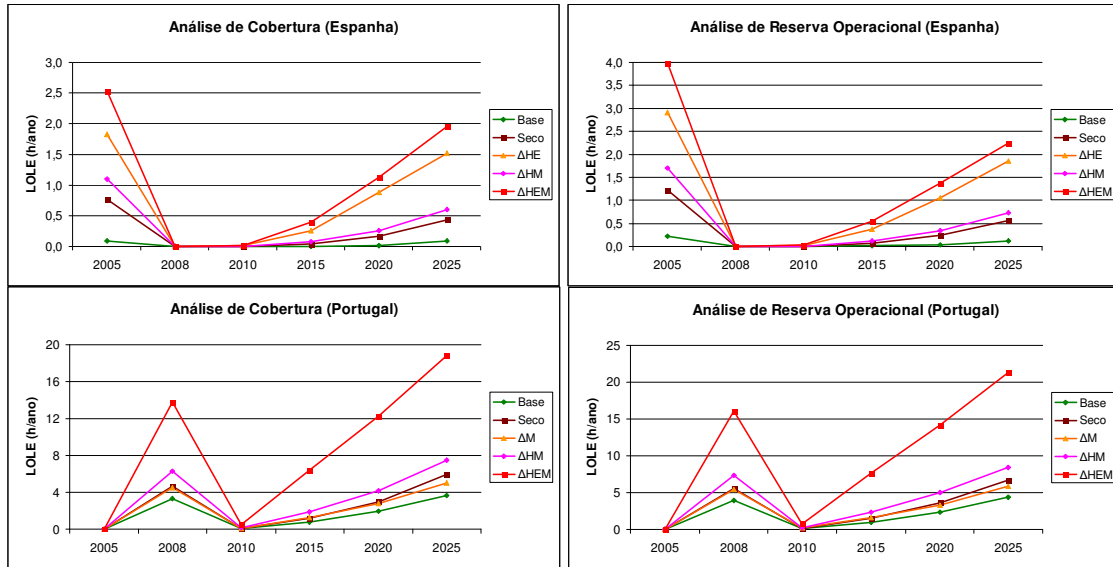


Figura 79– Valores da LOLE obtidos para todos os anos simulados.

6.4 Resultados obtidos para o sistema espanhol

6.4.1 Análise de cobertura (valores mensais)

Apresenta-se, na *Figura 80* e na *Figura 81*, a reunião de todos os resultados mensais obtidos nos diversos estudos de análise de cobertura realizados para o sistema espanhol, em escala logarítmica e linear, respectivamente.

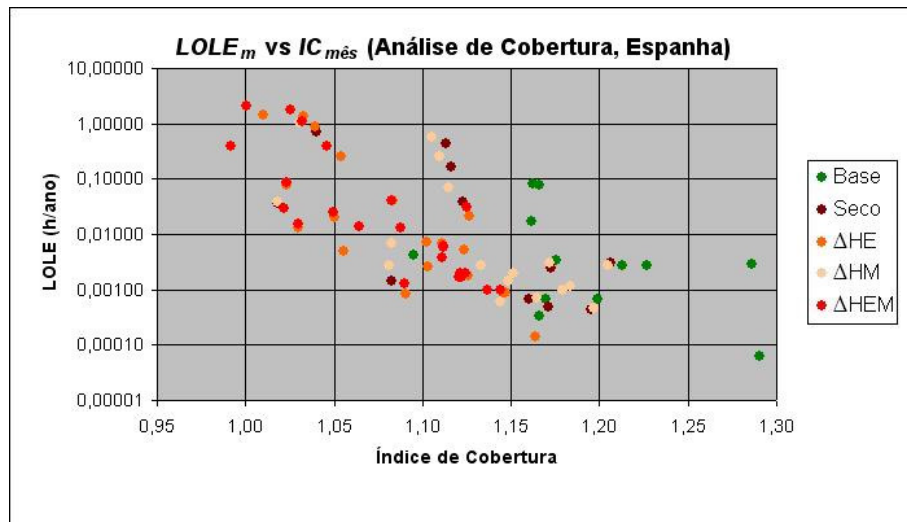


Figura 80 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

Estas figuras permitem observar a variabilidade da relação entre a *LOLE* e o índice de cobertura mensal IC_{REE} . Os piores valores da *LOLE* parecem encontrar-se na zona de $IC_{REE} < 1,05$. Por outro lado, na zona $IC_{REE} > 1,20$ não se encontra nenhuma situação

em que $LOLE > 0,01$ h/mês. No entanto, na zona $1,15 < IC_{REE} < 1,20$ ocorrem ainda situações próximas de 0,1 h/ mês.

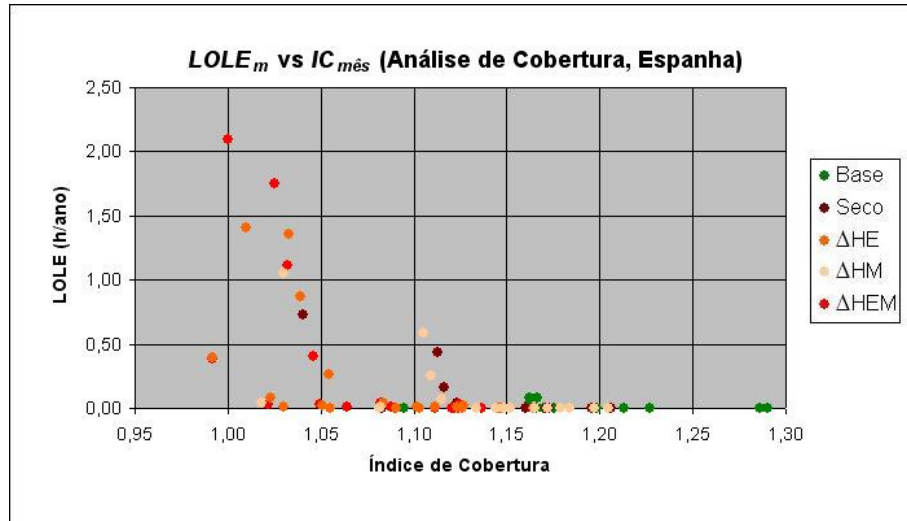


Figura 81 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Na Figura 82 pode observar-se uma ampliação desta zona, evidenciando alguns valores de $LOLE$ mais elevados, num quadro geral de situações com risco muito reduzido. A Figura 82 sugere que, se o operador de sistema estivesse confortável com um $IC_{mês} > 1,1$, isso corresponderia a admitir, ocasionalmente, um valor da $LOLE$ mensal da ordem de 0,6 h/mês.

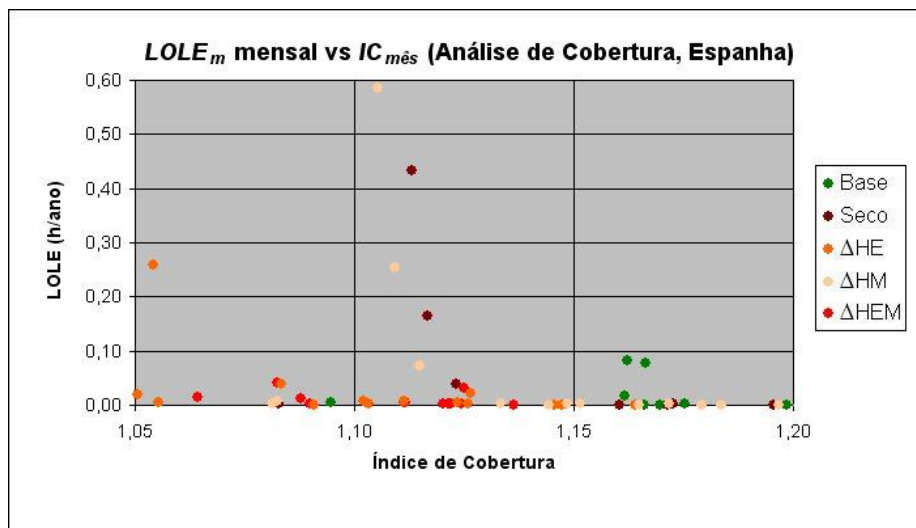


Figura 82 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

6.4.2 Análise de reserva operacional (valores mensais)

Repetindo o exercício descrito na secção anterior para os indicadores obtidos no âmbito da análise de reserva operacional, foi possível obter o conjunto de pontos representado na *Figura 83* (escala logarítmica) e na *Figura 84* (escala linear).

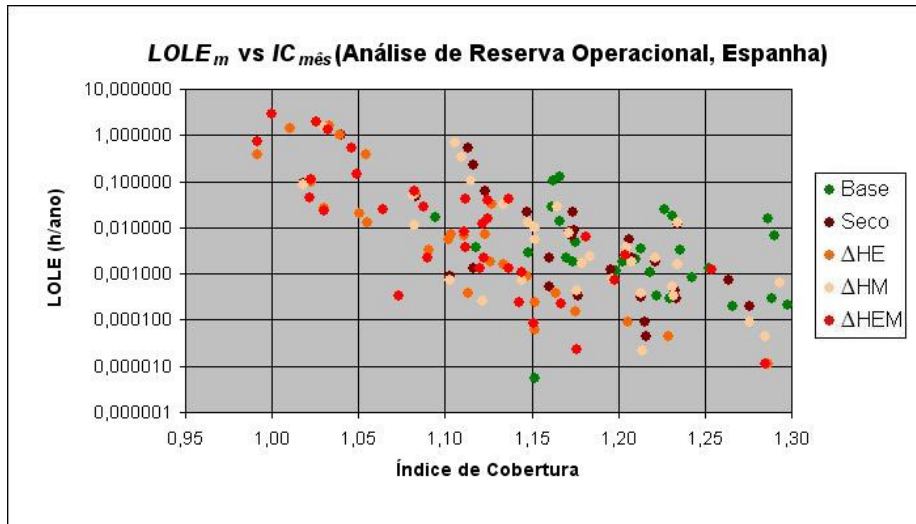


Figura 83 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

Verifica-se que, para os mesmos valores de $IC_{mês}$ considerados anteriormente para efeitos da análise de cobertura, ocorre um ligeiro aumento dos valores da $LOLE$ correspondentes. No entanto, os maiores valores do índice $LOLE$ ($> 1h$) continuam a ocorrer para $IC_{mês} < 1,05$. De forma semelhante, apenas se encontram valores próximos de zero para $IC_{mês} > 1,20$, ocorrendo somente quatro valores de $LOLE$ ligeiramente superiores a 0,01 h/mês, sendo o maior deles igual a 0,03 h/mês.

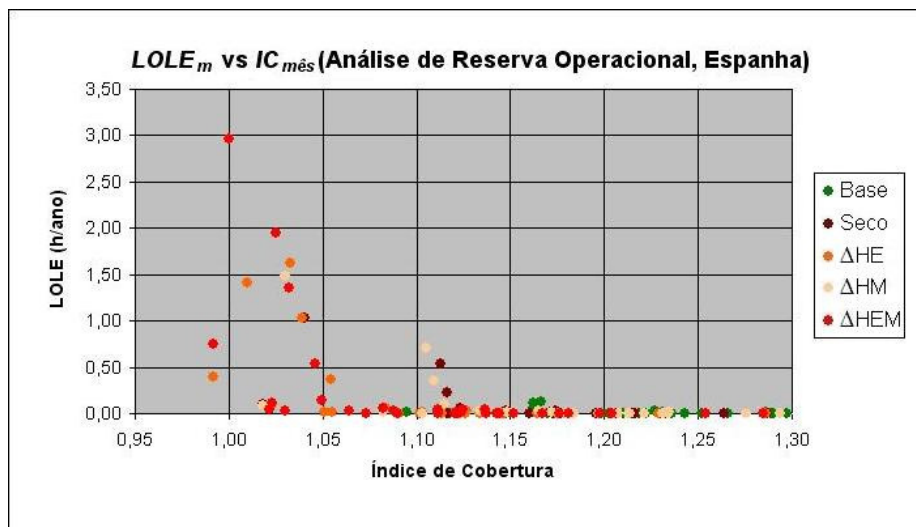


Figura 84 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Na *Figura 85*, apresenta-se o detalhe da *Figura 84* para valores de $IC_{mês}$ entre 1,05 e 1,20. A *Figura 85* evidencia situações pontuais de risco mais elevado, em especial nos cenários Seco e ΔHM . Mantendo o critério de análise utilizado anteriormente para a cobertura, a adoção de $IC_{REE} = 1,1$ como padrão de referência limite implicaria admitir, ocasionalmente, a ocorrência de valores da $LOLE$ mensal da ordem de 0,7 h/mês. Nesse sentido, poderia ser fixado um valor limite também para o $LOLE$ operacional mensal de 0,1 ou 0,2 h/mês.

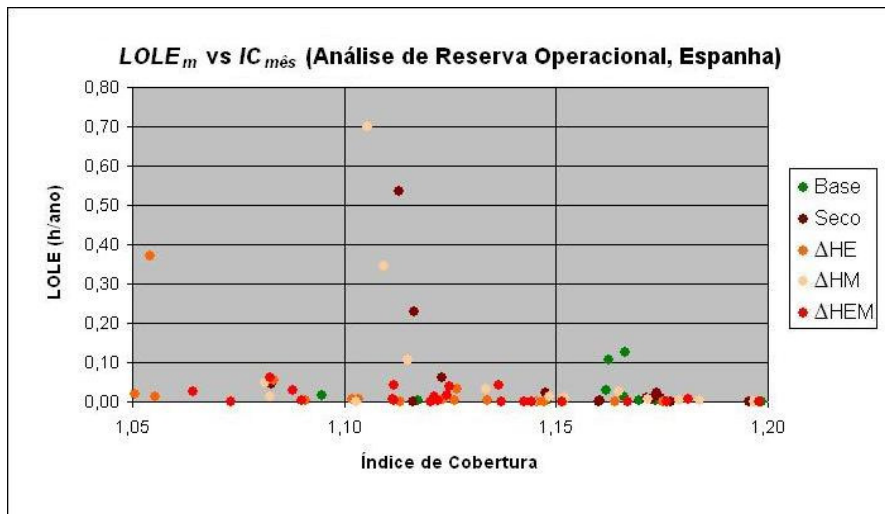


Figura 85 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

6.4.3 Análise de cobertura (valores anuais)

A representação dos diversos resultados anuais obtidos (*Figura 86*), parece sugerir uma maior dependência entre o $LOLE$ anual e o IC_{ano} , relativamente aos conjuntos $LOLE_m$ vs $IC_{mês}$ apresentados na secção anterior.

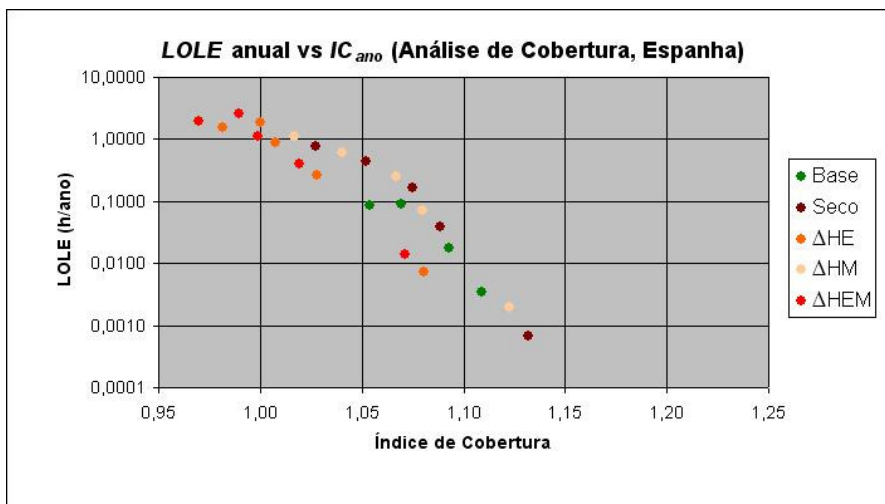


Figura 86 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

Esta situação poderá ser explicada pelo menor número de resultados associados aos estudos anuais, mas também é possível que exista de facto uma maior proximidade na evolução dos dois índices.

Na *Figura 87* pode observar-se que, para valores de IC_{ano} maiores do que 1,05, todos os valores do $LOLE$ anual obtidos são inferiores a 0,5 h/ano.

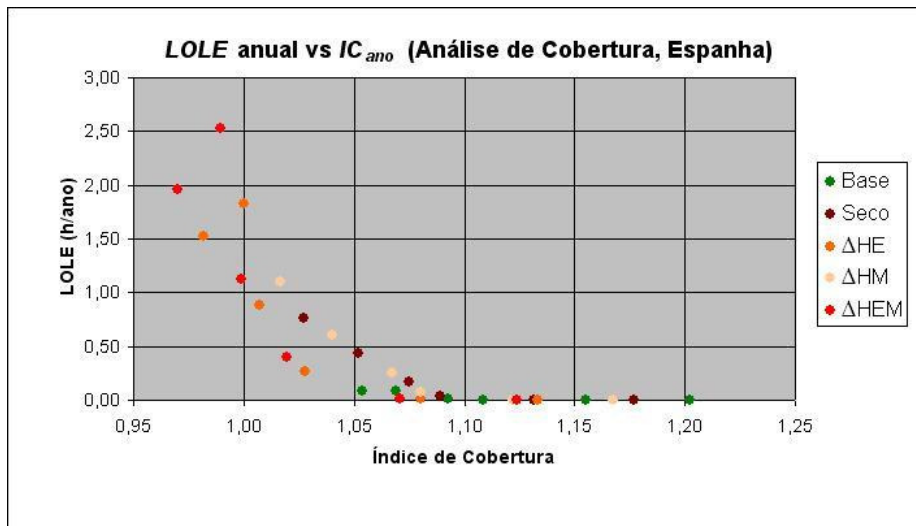


Figura 87 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Observando com maior detalhe a zona $1,05 < IC_{ano} < 1,15$ (*Figura 88*), é possível verificar a existência de apenas três situações em que $LOLE > 0,1$ h/ano.

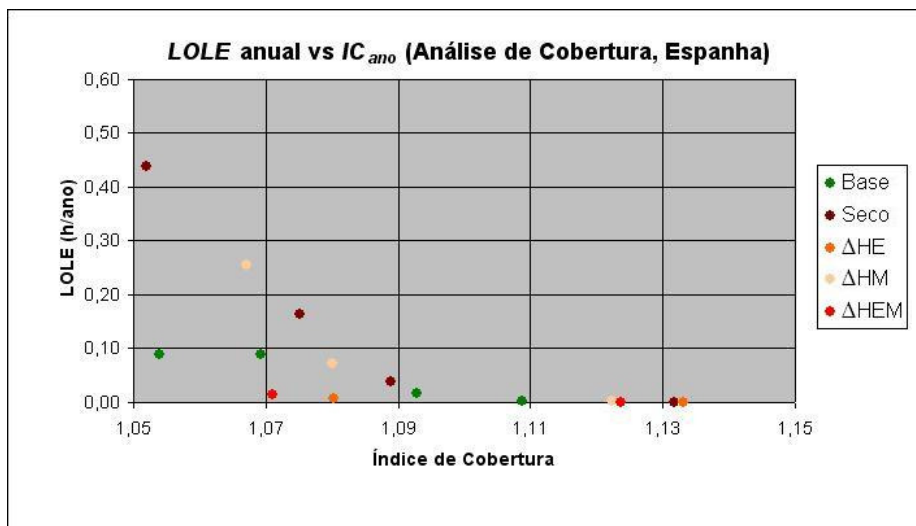


Figura 88 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

Os resultados obtidos indicam que, se a REE se sentir confortável com a fixação de um IC_{ano} de 1,10, não será de esperar a ocorrência de valores do $LOLE$ anual superiores a 0,1 h/ano.

6.4.4 Análise de reserva operacional (valores anuais)

Os índices anuais obtidos para o sistema espanhol no âmbito da análise de reserva operacional são apresentados na *Figura 89* e na *Figura 91*. A observação dos conjuntos de pontos representados nestas figuras conduz a conclusões semelhantes àsquelas retiradas na secção anterior, embora os valores da *LOLE* obtidas para reserva operacional sejam superiores aos valores da *LOLE* obtidos para a cobertura.

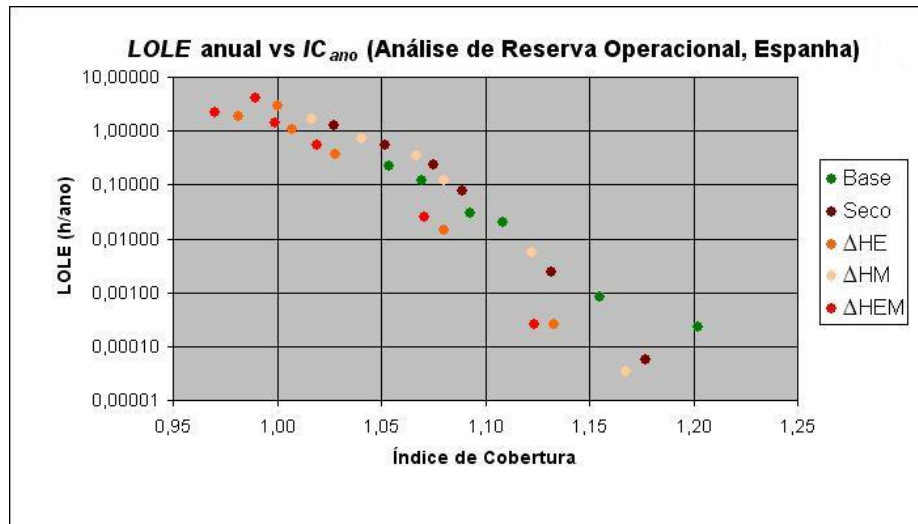


Figura 89 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

De acordo com a *Figura 89* e com a *Figura 90*, para $IC_{ano} > 1,05$ não se encontram valores do índice LOLE inferiores a 1 h/ano. Na ampliação apresentada na *Figura 91* pode observar-se que, para $IC_{ano} > 1,05$, o maior valor obtido para a *LOLE* anual não chega a 0,6 h/ano (cenário Seco). Na mesma figura, é possível contabilizar apenas seis casos em que $LOLE > 0,1$ h/ano.

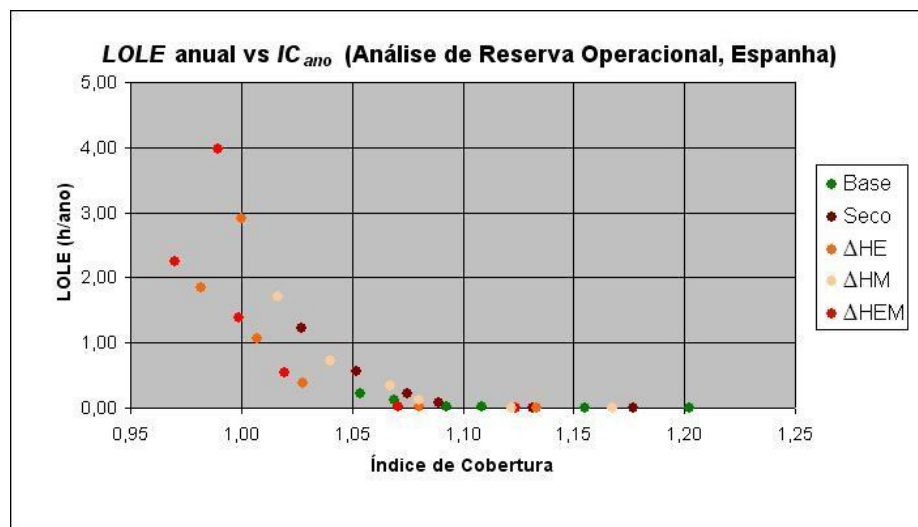


Figura 90 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Estes resultados indicam que, se fosse fixado $IC_{ano} = 1,10$ h/ano como limite de referência, a probabilidade de ocorrência de valores superiores a 0,1 h/ano para a *LOLE* operacional anual seria reduzida.

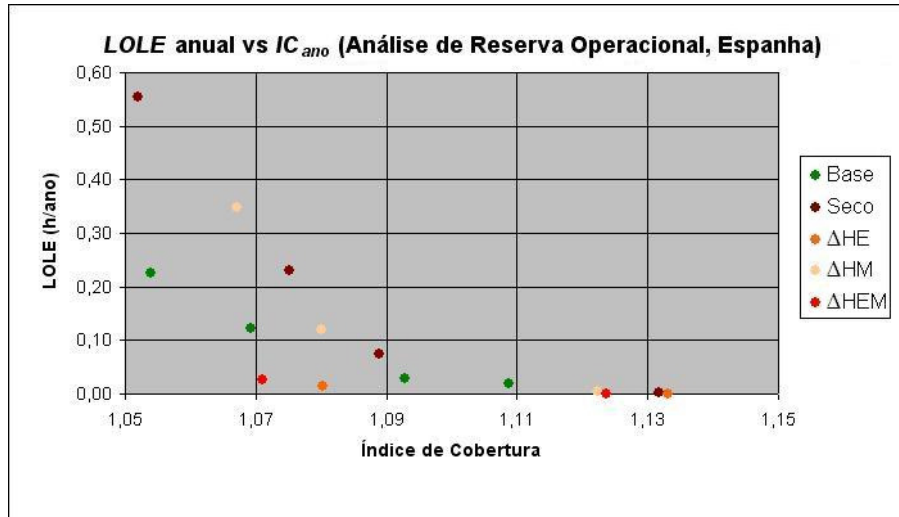


Figura 91 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

6.5 Resultados obtidos para o sistema português

6.5.1 Análise de cobertura (valores mensais)

Apresenta-se, na *Figura 92* e na *Figura 93*, a reunião de todos os resultados mensais obtidos nos diversos estudos de análise de cobertura realizados para o sistema português, em escala logarítmica e linear, respectivamente. Qualquer das figuras permite inferir a grande variabilidade da relação entre o *LOLE* e o índice de cobertura mensal, $IC_{mês}$.

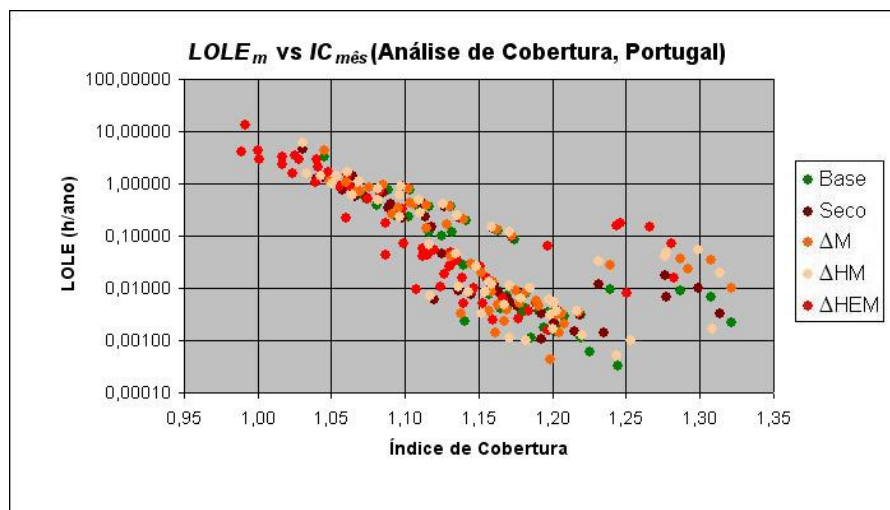


Figura 92 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

É possível verificar ainda que os maiores valores do índice *LOLE* ocorrem para $IC_{mês} < 1,05$, apesar de se encontrarem alguns valores da *LOLE* superiores a 1 h/mês na zona $1,05 < IC_{mês} < 1,10$ e, mesmo para quando $IC_{mês} > 1,20$, ainda há situações em que $LOLE > 0,1$ h/mês.

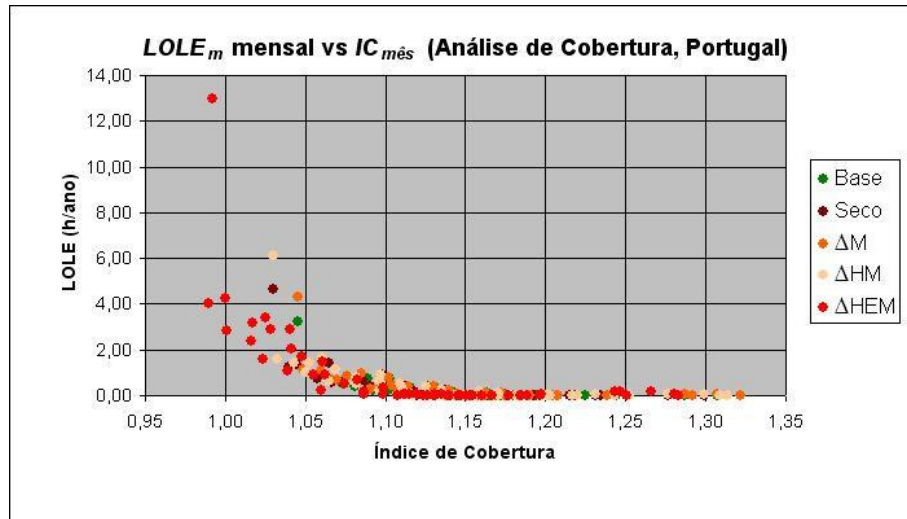


Figura 93 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Na Figura 94 apresenta-se uma ampliação da zona $1,10 < IC_{mês} < 1,30$, para uma análise mais detalhada. Nesta zona são notórios alguns valores da *LOLE* mais elevados, num enquadramento geral de situações de risco inferior a 0,1 h/ano. Poderia afirmar-se que, se o operador de sistema se sentisse confortável com a definição $IC_{mês} = 1,10$, teria que admitir um nível de risco mensal da ordem de 4 h/ano, ocasionalmente maior. Já para $IC_{mês} = 1,15$, poderia inferir-se que o nível de risco aceitável rondaria 0,2 h/mês.

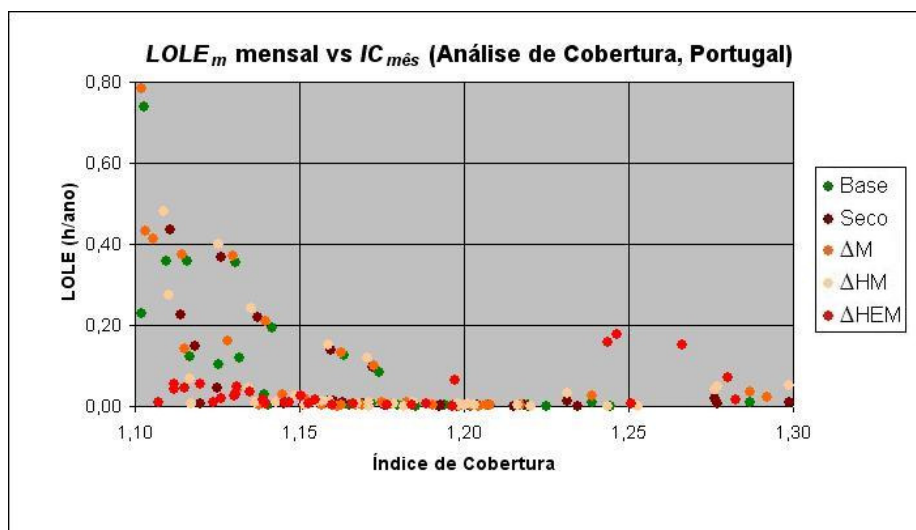


Figura 94 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

6.5.2 Análise de reserva operacional (valores mensais)

Repetindo o exercício descrito na secção anterior para os resultados obtidos no âmbito da análise de reserva operacional, foi possível construir a *Figura 95* e a *Figura 96*, desta feita relacionando o IC_{REE} com o $LOLE$ operacional.

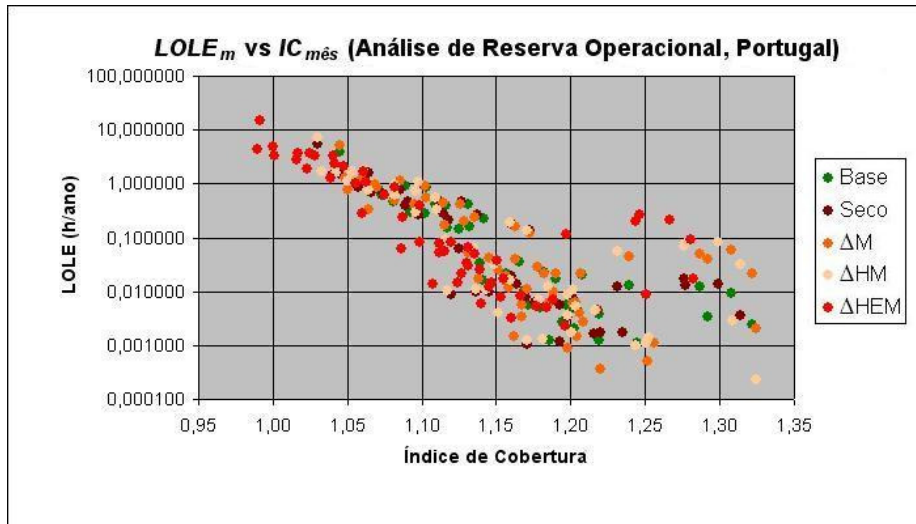


Figura 95 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

Para os mesmos valores de IC_{REE} analisados na secção anterior, parecem manter-se os mesmos padrões identificados: os valores mais elevados da $LOLE$ parecem ocorrer para $IC_{mês} < 1,05$ ($LOLE > 2$ h/mês), havendo um número significativo de situações em que $LOLE > 1$ h/mês na zona $1,05 < IC_{mês} < 1,10$. Mesmo para valores elevados de $IC_{mês}$, observam-se vários pontos em que $LOLE > 0,1$ h/mês.

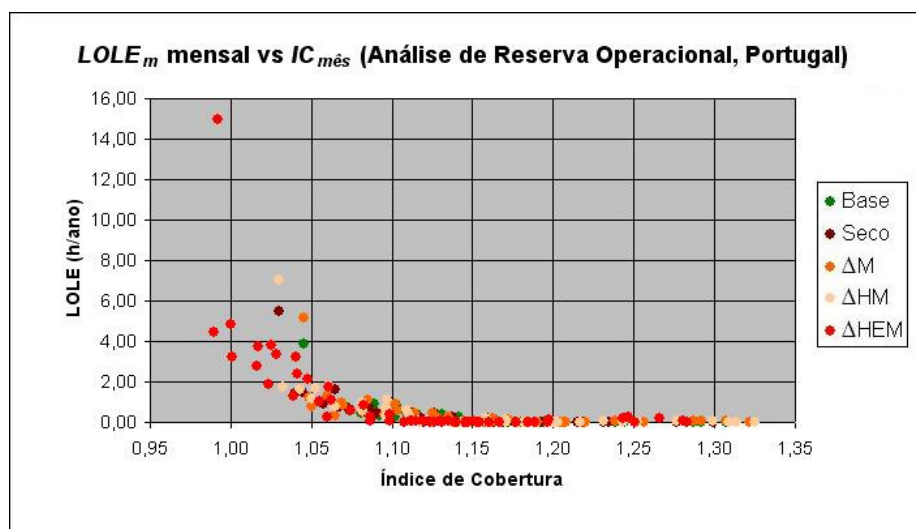


Figura 96 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Ampliando a zona $1,10 < IC_{mês} < 1,30$ (*Figura 97*), poderia afirmar-se que, caso o operador de sistema se sentisse confortável com um $IC_{mês} \geq 1,10$, teria de admitir um

nível de risco mensal da ordem de 0,5 h/ano, algumas vezes maior. Para $IC_{mês} \geq 1,15$, o risco mensal admissível seria um pouco inferior, rondando 0,25 h /mês.

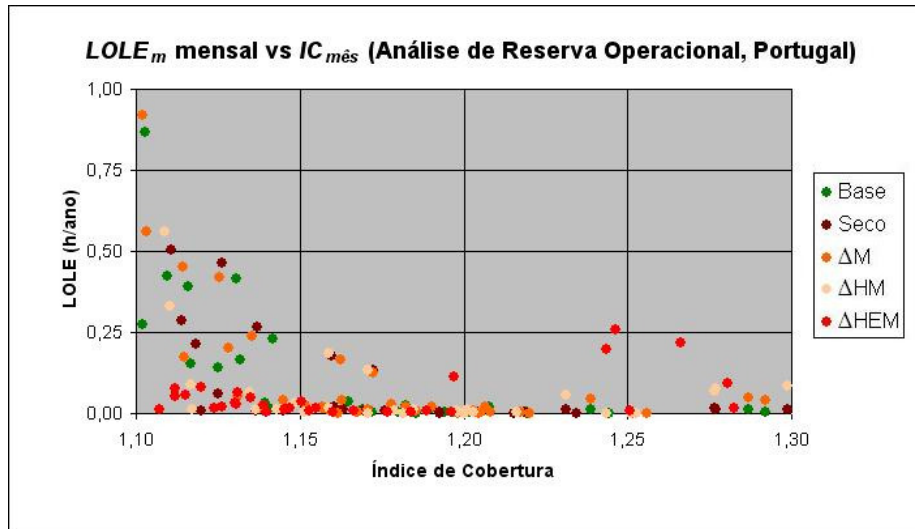


Figura 97 – Valores mensais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

6.5.3 Análise de cobertura (valores anuais)

Contrariamente ao que sucedeu no caso de Espanha, o conjunto de pontos resultante da reunião dos diversos resultados anuais da análise de cobertura efectuada para o sistema português apresenta uma grande variabilidade, conforme se pode observar na Figura 98 e na Figura 99.

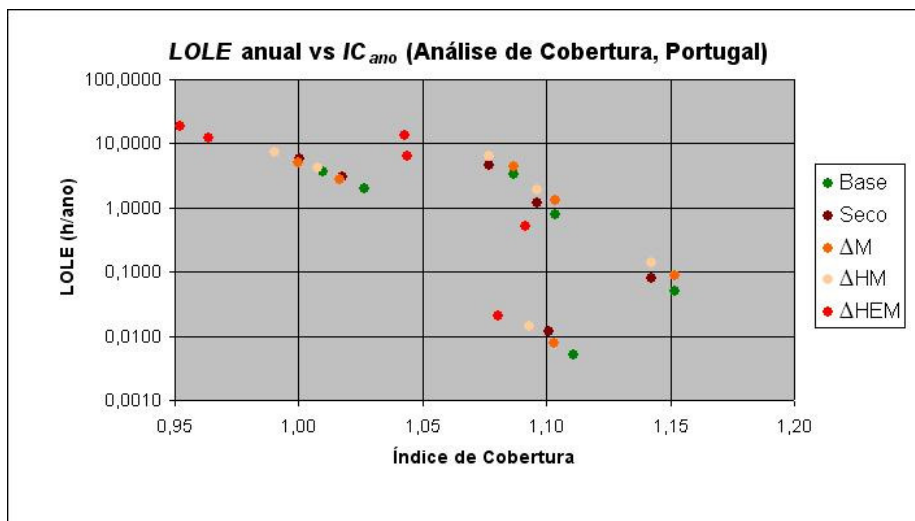


Figura 98 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

Verifica-se que, para valores de IC_{ano} inferiores a 1,10, ocorrem diversos valores da $LOLE$ superiores a 4 h/ano, havendo inclusivamente três situações em que este índice ultrapassa 8 h/ano, para $IC_{ano} < 1,05$.

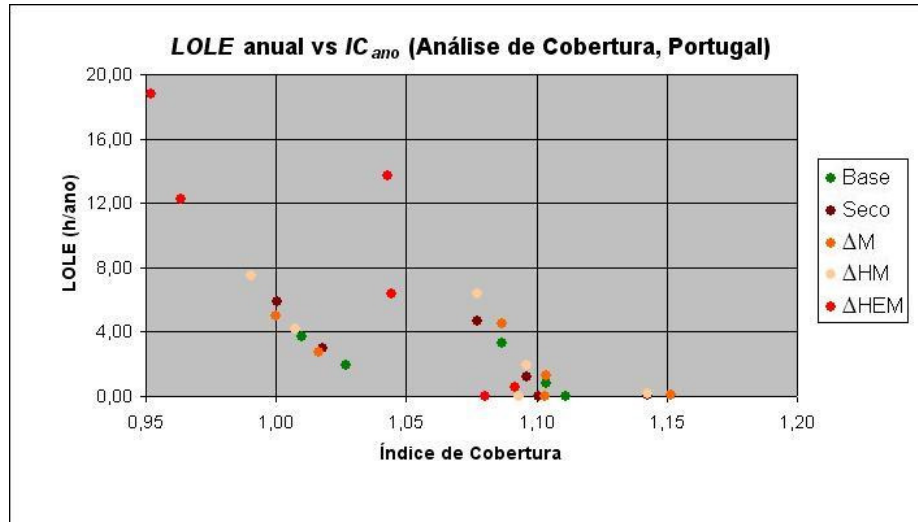


Figura 99 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Na ampliação da zona $1,10 < IC_{ano} < 1,15$ (Figura 100), pode verificar-se que, para esta gama de valores de IC_{ano} , apenas ocorrem duas situações em que o valor anual do índice $LOLE$ ultrapassa 0,2 h/ano mas, em ambos os casos, $LOLE > 0,5$ h/ano.

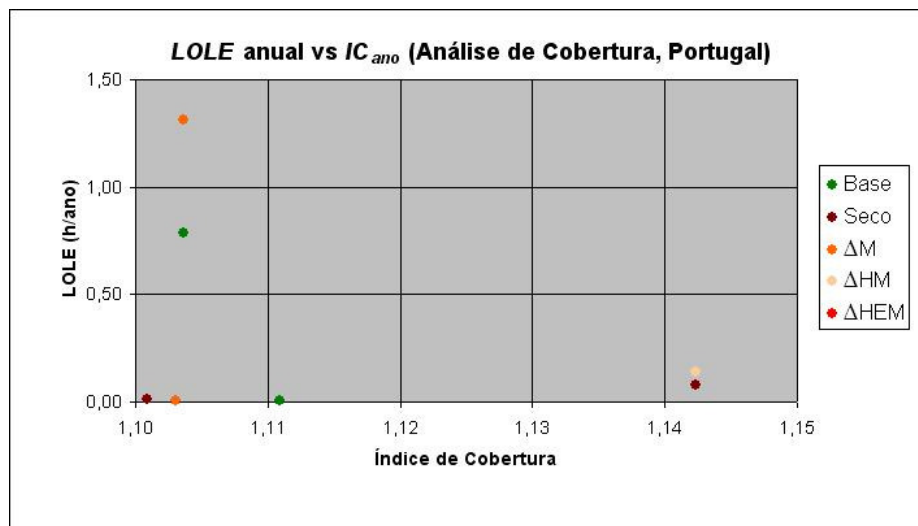


Figura 100 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

Deve salientar-se no entanto que a análise realizada é condicionado ao reduzido número de pontos utilizado.

6.5.4 Análise de reserva operacional (valores anuais)

Apresenta-se, na *Figura 101* e na *Figura 102*, os resultados anuais obtidos no âmbito da análise de reserva operacional. Estas figuras permitem retirar conclusões semelhantes àsquelas descritas anteriormente para a análise de cobertura exposta na secção anterior, embora os valores de *LOLE* obtidos sejam superiores, analogamente ao que sucedeu no caso da análise dos valores mensais.

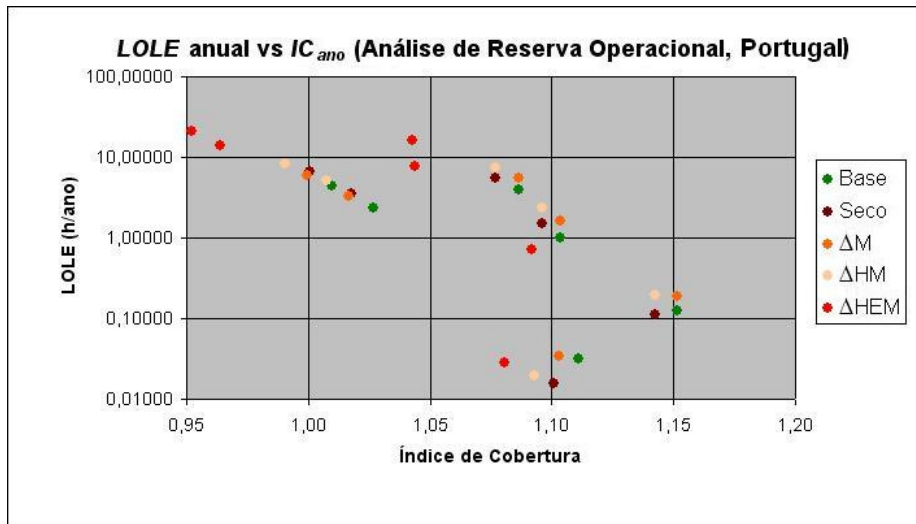


Figura 101 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala logarítmica).

Observa-se que, para $IC_{ano} < 1,05$, ocorrem diversas situações em que o índice *LOLE* operacional ultrapassa 7 h/ano, em especial no cenário com as condições mais desfavoráveis, ΔHEM .

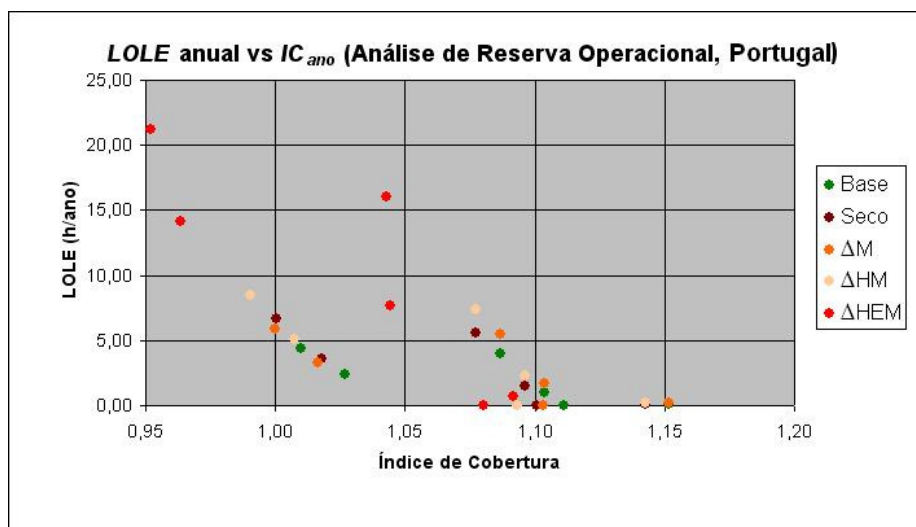


Figura 102 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (escala linear).

Na ampliação da zona entre 1, $10 < IC_{ano} < 1,15$, representada na *Figura 103*, pode ver-se que apenas surgem duas situações em que LOLE operacional $> 0,20$ h/ano, embora o risco tenha atingido, no cenário ΔM , um valor de LOLE igual a 1,65 h/ano.

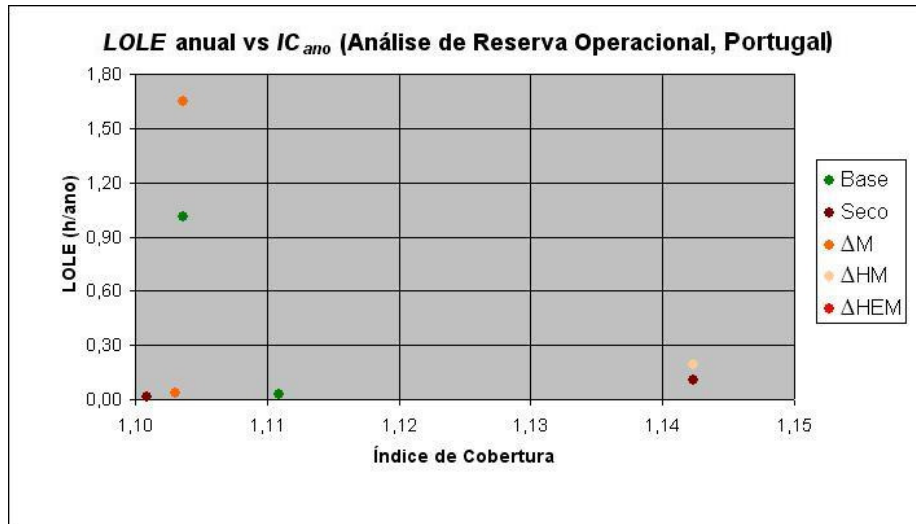


Figura 103 – Valores anuais obtidos para todos os anos simulados (detalhe).

Salienta-se no entanto que a análise realizada é condicionada ao reduzido número de pontos utilizado.

6.6 Conclusões

O estudo apresentado neste capítulo evidencia uma grande diversidade de situações de ocorrência dos índices *LOLE* e *LOLE operacional*, para valores semelhantes de $IC_{mês}$ ou IC_{ano} . Esta diversidade é mais notória na análise mensal do que na análise anual, dada a disponibilidade de um maior número de resultados no primeiro caso, confirmando a importância de proceder a uma análise de risco detalhada, no sentido de distinguir situações em que o índice de cobertura é semelhante mas a probabilidade de perda de carga é diferente.

Esta realidade não invalida no entanto que, a partir de valores de $IC_{mês}$ ou IC_{ano} que os operadores de sistema entendam ser confortáveis para os seus sistemas, seja possível inferir, ainda que de forma difusa, os níveis de risco traduzidos pela *LOLE* que estariam a ser aceites implicitamente. A este respeito, foram apresentados vários exemplos desta dicotomia ao longo das secções 6.4 e 6.5.

Deve salientar-se que comparação dos resultados entre os dois países revela valores de *LOLE* tipicamente mais elevados no sistema português, situação que é explicada pela maior dimensão do sistema espanhol e dos seus grupos de produção, que lhe conferem uma maior robustez em termos da sua fiabilidade.

Capítulo 7– Estudo Preliminar de Avaliação do Desperdício de Produção Renovável

7.1 Introdução

Um dos aspectos que devem ser considerados no contexto da integração de níveis elevados de produção eólica nos sistemas eléctricos é a quantificação do desperdício de produção renovável, sobretudo de origem eólica. Por desperdício de produção renovável entende-se toda a produção em regime especial que, em determinadas períodos de exploração, não pode ser integralmente afectada à carga, devido a um conjunto específico de restrições de carácter técnico e operacional, como por exemplo, a existência de uma disponibilidade de produção eólica superior ao nível de carga num dado momento ou a necessidade de salvaguardar valores mínimos de produção térmica com vista à manutenção da estabilidade dinâmica do sistema.

Neste contexto, será apresentado ao longo do presente capítulo um estudo preliminar baseado na comparação entre a carga horária do sistema e a soma do mínimo de inércia térmica com as componentes renováveis (eólica, fio de água e restante PRE, esta última incluindo, para efeito deste estudo, a parcela correspondente à produção mini-hídrica), sendo identificados os cortes na componente renovável. A análise apresentada foi efectuada para o sistema espanhol, por ser aquele com maiores níveis de penetração eólica, tanto em termos relativos como absolutos. Foram investigadas situações considerando ou não consumos para bombagem. Os resultados apresentados referem-se aos anos 2008, 2010, 2015, 2020 e 2025.

7.2 O problema do desperdício de produção renovável

Para que um sistema eléctrico possa funcionar de uma forma contínua e segura, é necessário que o valor da produção em cada momento seja igual à potência de carga. No entanto, a potência disponível nos sistemas de produção de energia eléctrica está permanentemente sujeita a flutuações, seja por variação natural dos níveis de consumo, seja devido à perda por avaria ou por indisponibilidade do recurso primário dos grupos geradores que o constituem [203].

Em sistemas de produção estritamente convencional (térmica e hídrica), a potência disponível é partilhada pelos diferentes grupos de forma proporcional, i.e., na razão da potência instalada em cada grupo. Esta partilha deve-se à natureza auto-regulatória deste

tipo de unidades de produção e possibilita que, uma vez interligadas, elas possam permanecer em sincronismo e compensar eventuais saídas de serviço ou desvios de produção noutras unidades do sistema. Esta propriedade é crucial para assegurar a estabilidade dinâmica de todo o sistema eléctrico, i.e., a capacidade do sistema continuar em serviço na eventualidade da ocorrência de grandes desequilíbrios ou desvios entre a produção e a carga [204], [205].

Com o aumento da capacidade intermitente nos sistemas eléctricos, em especial a capacidade eólica, a percentagem de grupos com capacidade de auto-regulação tem vindo a diminuir, aumentando o risco de perda da estabilidade dinâmica [206]. Esta situação pode ser perigosa em períodos de carga reduzida, sobretudo se coincidirem com períodos de elevada disponibilidade de produção eólica que, na península Ibérica, ocorrem frequentemente durante a noite [207]: a integração de toda a produção eólica disponível implicaria reduzir a capacidade de auto-regulação do sistema, por diminuição do peso relativo dos grupos síncronos na potência afectada à carga.

Cientes desta realidade, os operadores de sistema estabelecem habitualmente valores mínimos de inércia térmica (MIT), que são assegurados por grupos térmicos sincronizados em permanência, normalmente a operar nos seus mínimos técnicos, de forma a poderem responder rapidamente à ocorrência de perturbações e compensar adequadamente os seus efeitos. Na *Tabela 29* apresentam-se os diferentes valores dos MIT para o sistema Espanhol para o horizonte temporal dos estudos do Projecto Reservas, juntamente com as previsões da REE para a evolução da ponta anual e da capacidade de produção instalada, destacando a produção em regime especial.

Tabela 29 – Evolução da capacidade instalada, dos MIT e da ponta anual no sistema espanhol

Ano	Total Instalada (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)	Outra PRE (MW)	MIT (MW)	Ponta Anual (MW)
2008	84 830	15 200	500	9 525	12 499	46 200
2010	90 616	19 200	900	10 925	12 598	49 600
2015	106 287	27 000	1 000	11 125	14 199	59 100
2020	125 467	35 000	4 000	11 125	15 329	68 513
2025	139 357	40 000	6 000	11 125	16 126	75 644

A necessidade de fixar valores para os MIT tem importantes consequências sobre a aceitação de produção intermitente nas redes eléctricas, em particular sobre a aceitação de produção eólica. Com efeito, a presença dos MIT na base do diagrama de cargas nas horas em que a carga é mais reduzida, pode impossibilitar a aceitação de toda

a produção intermitente nessas horas. Esta situação é ilustrada na *Figura 104*, construída a partir do valor dos MIT relativo ao ano de 2015 e das séries históricas de dados da carga e da produção em regime especial fornecidas pela REE para o dia 1 de Janeiro desse ano.

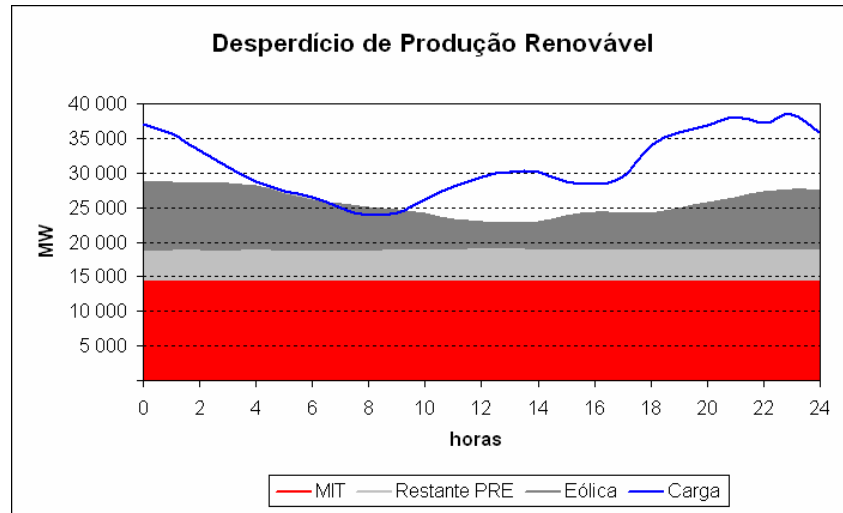


Figura 104 – Exemplo de desperdício de produção eólica (1 de Janeiro de 2015)

Na *Figura 104* pode observar-se que, durante primeiras horas da manhã (entre as 07:00h e as 9:00h), o nível da carga do sistema é demasiado reduzido para permitir a integração da totalidade da produção eólica nessa hora, havendo desperdício de energia. A situação ilustrada na *Figura 104* poderia ser ainda mais grave se a disponibilidade de produção eólica tivesse aumentado durante as primeiras horas da manhã, ou se, conforme se ilustra na *Figura 105*, o sistema estivesse a ser explorado em regime hidrológico húmido, sendo a capacidade de retenção nos aproveitamentos em regime de fio de água nula:

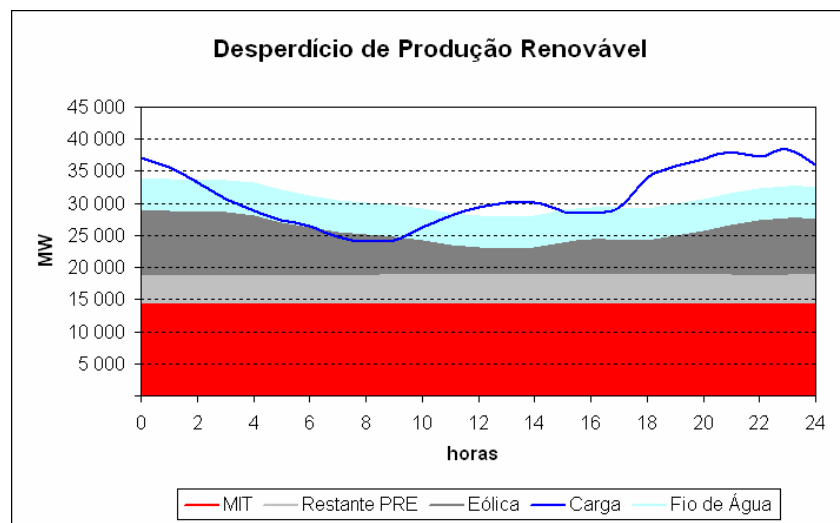


Figura 105 – Exemplo de desperdício de produção eólica e fio de água (1 de Janeiro de 2015)

Neste caso, seria necessário desperdiçar produção eólica e produção nas centrais hídricas em regime de fio de água, conforme se pode observar na *Figura 105*.

O estudo preliminar desenvolvido teve como objectivo identificar e quantificar situações semelhantes àsquelas representadas na *Figura 104* e na *Figura 105*, em que a produção em regime especial não possa ser totalmente integrada no sistema eléctrico espanhol devido a valores baixos de carga, considerando a disponibilidade da produção em regime especial dada exclusivamente pelas séries de dados fornecidas pela REE, i.e., sem considerar a ocorrência de avarias.

7.3 Descrição do estudo preliminar

7.3.1 Metodologia adoptada

O estudo preliminar baseou-se na comparação, em cada hora, do valor da carga P_{carga} do sistema, determinado pelas nas séries históricas horárias fornecidas pela REE, com o somatório das quatro componentes seguintes (todas elas expressas em MW):

- O valor do requisito mínimo de inércia térmica para o sistema espanhol, P_{MIT}
- O nível de produção da restante PRE (biogás, biomassa, cogeração, RSU, RSI, solar térmica e fotovoltaica e mini-hídrica) nessa hora, P_{resRE}
- O valor da produção eólica nessa hora, $P_{eól}$
- O valor da produção hídrica em regime de fio de água nessa hora, P_{fio}

Os valores das três componentes enunciadas são calculados de acordo com as séries de disponibilidade fornecidas pela REE.

A implementação deste exercício permite averiguar qual é a quantidade de energia desperdiçada em cada hora, de acordo com o resultado da comparação. O valor da carga deverá conter os consumos em bombagem, permitindo traduzir os benefícios decorrentes da utilização dos equipamentos hidroeléctricos reversíveis para efeitos da aceitação de produção intermitente. No entanto, a quantificação destes benefícios requer a disponibilidade de resultados obtidos sem considerar a bombagem, para que possam ser confrontados com os resultados com os resultados com bombagem.

Desta forma, foram inicialmente consideradas as cinco situações representadas na *Figura 106* (sem bombagem), traduzindo os resultados possíveis da comparação.

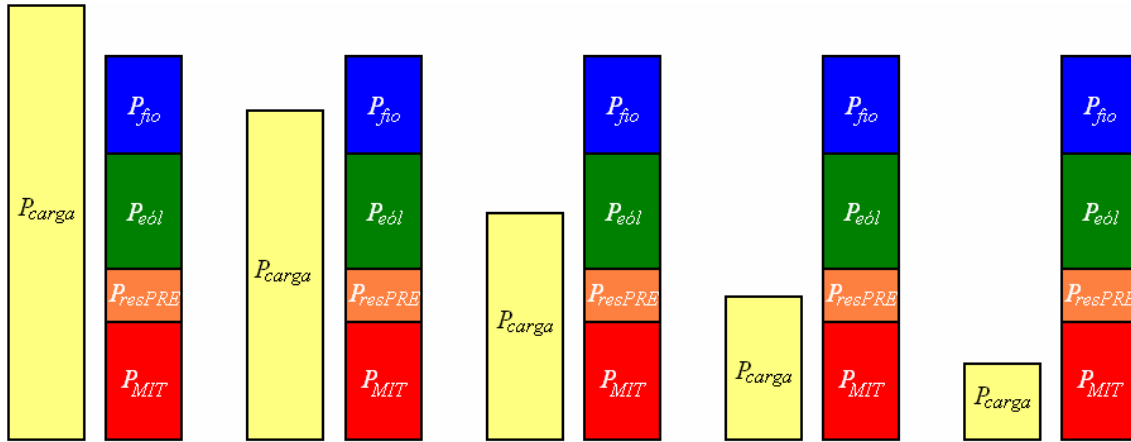


Figura 106 – Resultados possíveis não considerando bombagem

Numa determinada hora ou período de comparação, o valor a carga pode ser:

- i) Superior ao conjunto $P_{MIT} + P_{res\ PRE} + P_{eól} + P_{fio}$, não havendo corte de PRE
- ii) Superior à parcela $P_{MIT} + P_{res\ PRE} + P_{eól}$, mas inferior à soma $P_{MIT} + P_{res\ PRE} + P_{eól} + P_{fio}$, sendo o operador de sistema obrigado a proceder ao corte de uma parte da produção hídrica a fio de água
- iii) Superior à parcela $P_{MIT} + P_{res\ PRE}$, mas inferior ao somatório $P_{MIT} + P_{res\ PRE} + P_{eól}$, tendo lugar o corte de toda a produção a fio de água e de uma parte da produção eólica
- iv) Superior à parcela P_{MIT} , mas inferior ao somatório $P_{MIT} + P_{res\ PRE}$, tendo lugar o corte de toda a produção fio de água, toda a produção eólica e de uma parte da restante PRE.
- v) Inferior à parcela P_{MIT} , não sendo possível assegurar a operação do sistema.

Repare-se que as horas em que se verifica o maior corte de PRE não correspondem necessariamente às horas mais críticas do ponto de vista de proximidade dos mínimos de inércia térmica. Por exemplo, a situação iii) pode provocar o desperdício de uma quantidade de produção eólica superior ao da situação iv), se a potência eólica disponível na situação iii) for superior à potência eólica disponível na situação iv).

A contabilização do número de horas com corte permite determinar o valor da potência média cortada (eólica e restante PRE) e calcular a energia de origem renovável desperdiçada ao longo dos diversos anos do horizonte temporal dos estudos. Uma vez que esta abordagem não leva em conta a ocorrência de avarias dos diferentes grupos do sistema electroprodutor, os resultados deste exercício deverão ser mais pessimistas do que aqueles obtidos utilizando o programa/ferramenta de simulação do Projecto.

7.3.2 Consideração da operação de bombagem

O caso sem bombagem

A análise descrita na secção anterior foi repetida considerando a operação de bombagem. Para esse efeito, os consumos em bombagem foram adicionados à carga em todas as horas do diagrama, conforme se ilustra na *Figura 107*. Neste contexto, os consumos em MW considerados para bombagem – P_{bomb} – correspondem à potência de bombagem instalada, afectada pelos factores de utilização fornecidos f_{disp} pela REE (0,73 para a bombagem pura e 0,84 para a bombagem mista), o que se traduz num acréscimo de carga constante em todas as horas do diagrama. Parte-se assim do princípio que a gestão do sistema recorrerá sempre à bombagem para evitar ou reduzir ao mínimo os cortes de produção renovável.

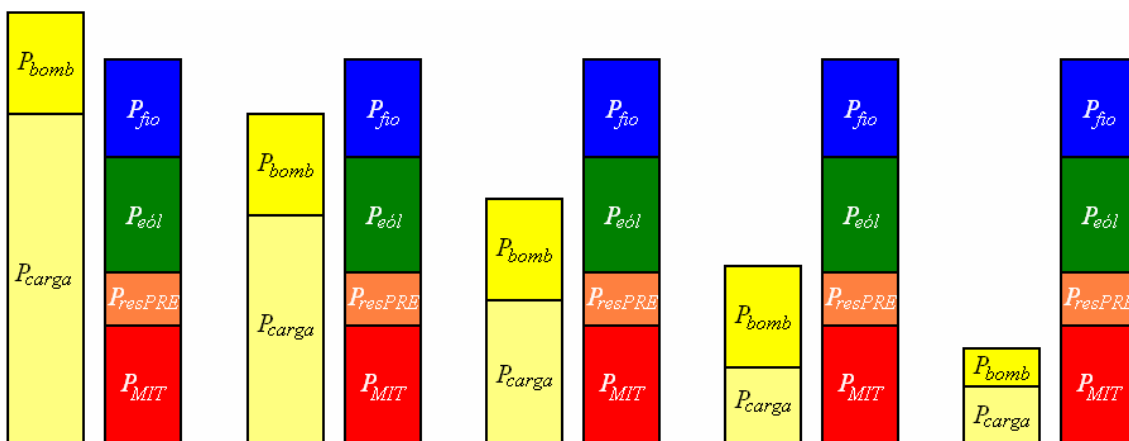


Figura 107 – Resultados possíveis considerando bombagem

7.3.3 Casos relativos ao ano de 2008 com grupos de carvão

Além dos estudos descritos nas secções anteriores, efectuados para os diferentes anos do horizonte temporal dos estudos do projecto, foram avaliados dois casos especiais para o ano de 2008, incluindo os grupos de carvão no sistema espanhol:

- Grupos de carvão a operarem nos seus mínimos técnicos
- Grupos de carvão a operarem à sua potência nominal

Nos dois casos enunciados, a potência correspondente aos grupos de carvão foi adicionada ao requisito mínimo de inércia térmica (+ 2 730 MW nos caso grupos nos mínimos técnicos e + 5 571 MW no caso grupos à potência nominal), tendo a análise sido efectuada de forma similar ao caso 2008 em que a presença dos grupos de carvão não foi considerada.

A simulação destes casos justifica-se pelo facto destes grupos possuírem tempos de arranque muito elevados, tendo por isso de estar sincronizados às primeiras horas da manhã para poderem responder adequadamente às grandes variações da procura que ocorrem tipicamente no período entre as 08:00h e as 12:00h.

7.4 Resultados obtidos

7.4.1 Resultados obtidos não considerando a operação de bombagem

Em cada ano analisado, foi contabilizado o número de horas em que houve desperdício de produção renovável, $N_{horas\ corte\ ano}$, bem como a frequência dos cortes F_{corte} , i.e., o número de períodos em que houve corte de produção renovável em duas ou mais horas consecutivas ($F_{corte} \leq N_{horas\ corte\ ano}$). Foram ainda determinadas a potência média cortada, $P_{cortada}$, expressa em MW, dada pela média aritmética dos valores de potência cortada nas horas de corte em que houve desperdício de produção renovável e a energia média cortada, $E_{média}$, expressa em GWh e calculada de acordo com (56):

$$E_{cortada} = N_{horas\ corte\ ano} \times P_{cortada} \quad (56)$$

Os resultados obtidos não considerando a operação de bombagem são apresentados na *Tabela 30*, tendo sido determinados para três regimes hidrológicos distintos: seco, médio e húmido.

Tabela 30 – Resultados obtidas sem considerar a operação de bombagem

Hídrica (Fio de Água)					Eólica			Restante PRE			TOTAL			
Ano	$N_{\text{horas corte ano}}$ (h)	F_{corte} (oc.)	P_{cortada} (MW)	E_{cortada} (GWh)	$N_{\text{horas corte ano}}$ (h)	F_{corte} (oc.)	P_{cortada} (MW)	E_{cortada} (GWh)	$N_{\text{horas corte ano}}$ (h)	F_{corte} (oc.)	P_{cortada} (MW)	E_{cortada} (GWh)	$E_{\text{cortada média}}$ (GWh)	
seco	2008	520	100	1 638	852	345	75	1 545	533	0	0	0	0	1 385
médio	2008	702	132	1 861	1 306	345	75	1 545	533	0	0	0	0	1 839
húmido	2008	1 073	178	2 148	2 305	345	75	1 545	533	0	0	0	0	2 838
seco	téc. 2008	1 440	227	2 424	3 491	1 135	184	2 229	2 530	24	11	500	12	6 032
médio	téc. 2008	1 791	268	2 621	4 694	1 135	184	2 229	2 530	24	11	500	12	7 236
húmido	téc. 2008	2 307	310	3 000	6 921	1 135	184	2 229	2 530	24	11	500	12	9 463
seco	téc. 2008	2 918	359	3 278	9 565	2 474	327	2 797	6 920	457	98	1 202	549	17 034
médio	téc. 2008	3 349	369	3 559	11 919	2 474	327	2 797	6 920	457	98	1 202	549	19 388
húmido	téc. 2008	3 904	369	4 034	15 749	2 474	327	2 797	6 920	457	98	1 202	549	23 218
seco	2010	728	134	2 151	1 566	548	107	1 979	1 084	0	0	0	0	2 650
médio	2010	936	161	2 341	2 191	548	107	1 979	1 084	0	0	0	0	3 276
húmido	2010	1 295	208	2 655	3 438	548	107	1 979	1 084	0	0	0	0	4 523
seco	2015	661	121	2 671	1 766	525	99	2 553	1 340	0	0	0	0	3 106
médio	2015	800	133	2 919	2 335	525	99	2 553	1 340	0	0	0	0	3 676
húmido	2015	1 056	171	3 191	3 370	525	99	2 553	1 340	0	0	0	0	4 710
seco	2020	702	120	3 318	2 329	576	98	3 230	1 860	0	0	0	0	4 190
médio	2020	806	128	3 619	2 917	576	98	3 230	1 860	0	0	0	0	4 777
húmido	2020	1 009	154	3 884	3 919	576	98	3 230	1 860	0	0	0	0	5 779
seco	2025	636	106	3 719	2 365	552	91	3 498	1 931	0	0	0	0	4 296
médio	2025	743	122	3 916	2 910	552	91	3 498	1 931	0	0	0	0	4 840
húmido	2025	890	134	4 283	3 812	552	91	3 498	1 931	0	0	0	0	5 743

Os valores inscritos na Tabela 30 parecem sugerir uma tendência global para o aumento do número de cortes da produção renovável à medida que se avança no horizonte temporal dos estudos. O mesmo pode ser inferido a respeito das restantes grandezas analisadas. A exceção parece ser o ano de 2025, onde os valores obtidos para o número e para a frequência dos cortes foi inferior aos valores correspondentes para o ano de 2020. A esta situação, não será alheio o facto do aumento da capacidade eólica instalada no sistema espanhol entre 2020 e 2025 (5 000 MW) ser bastante inferior ao aumento verificado nos restantes anos (7 800 MW entre 2010 e 2015 e 8 000 MW entre 2015 e 2020), exceptuando entre 2008 e 2010 (apenas 4 000 MW).

No entanto, entre 2008 e o 2010 verifica-se o menor crescimento da ponta anual dos consumos (3 400 MW), enquanto que, entre 2020 e 2025 o valor desta grandeza cresce em 7 131 MW. Salienta-se que a forma do diagrama de cargas utilizado em cada ano foi sempre a mesma, tendo sido apenas variada a sua amplitude, em função do valor da ponta anual. Os valores de $P_{cortada}$ e de $E_{cortada}$ continuam a aumentar em 2025, indicando que, apesar de $N_{horas\ corte\ ano}$ ser menor do que em 2020, a amplitude média dos cortes, que traduz a sua severidade, é mais elevada.

O facto dos níveis de desperdício da energia eólica serem idênticos em todos os regimes hidrológicos justifica-se pelo facto da ordem de mérito utilizada ser a mesma em todos os casos, por instrução da REE, que considera que o corte de produção hidroeléctrica a fio de água é sempre prioritário relativamente ao corte de produção eólica: primeiro escalam-se os grupos afectados aos MIT, depois a restante PRE, depois a eólica e só no final os fios de água.

Refira-se ainda que, à excepção dos casos em que foram incluídos os grupos de carvão, nunca foi necessário proceder ao corte da restante PRE.

7.4.2 Resultados obtidos considerando a operação de bombagem

A análise apresentada na secção anterior foi repetida considerando o aumento da carga em resultado dos consumos em bombagem. Os valores adicionados à carga em todas as horas do diagrama podem encontrar-se na *Tabela 31*, para todos os anos analisados. Note-se que, entre 2020 e 2025, não se prevê a construção de novos aproveitamentos de bombagem.

Tabela 31– Consumos em bombagem considerados (sistema espanhol)

Ano	Consumos em Bombagem (MW)
2008	3 185
2010	3 477
2015	3 915
2020	4 645
2025	4 645

Os resultados obtidos não considerando a operação de bombagem são apresentados na *Tabela 32*.

Tabela 32 – Resultados obtidas considerando a operação de bombagem

Hídrica (Fio de Água, Regime Seco)														
	Ano	<i>N_{horas corte ano}</i> (h)	<i>F_{corte}</i> (oc.)	<i>P_{cortada}</i> (MW)	<i>E_{cortada}</i> (GWh)	Eólica				Restante PRE		TOTAL		
						<i>N_{horas corte ano}</i> (h)	<i>F_{corte}</i> (oc.)	<i>P_{cortada}</i> (MW)	<i>E_{cortada}</i> (GWh)	<i>N_{horas corte ano}</i> (h)	<i>F_{corte}</i> (oc.)	<i>P_{cortada}</i> (MW)	<i>E_{cortada}</i> (GWh)	<i>E_{cortada média}</i> (GWh)
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	2008	75	18	1 063	80	41	11	942	39	0	0	0	0	118
	2008	137	33	1 121	154	41	11	942	39	0	0	0	0	192
	2008	265	61	1 482	393	41	11	942	39	0	0	0	0	431
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	téc. 2008	434	93	1 571	682	285	62	1 480	422	0	0	0	0	1 104
	téc. 2008	605	120	1 777	1 075	285	62	1 480	422	0	0	0	0	1 497
	téc. 2008	929	163	2 096	1 947	285	62	1 480	422	0	0	0	0	2 369
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	téc. 2008	1 286	205	2 350	3 022	1 019	176	2 113	2 153	14	7	398	6	5 181
	téc. 2008	1 624	250	2 529	4 107	1 019	176	2 113	2 153	14	7	398	6	6 266
	téc. 2008	2 123	300	2 902	6 161	1 019	176	2 113	2 153	14	7	398	6	8 320
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	2010	151	35	1 408	213	90	24	1 334	120	0	0	0	0	333
	2010	221	51	1 601	354	90	24	1 334	120	0	0	0	0	474
	2010	393	79	1 844	725	90	24	1 334	120	0	0	0	0	845
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	2015	165	37	1 797	297	111	28	1 751	194	0	0	0	0	491
	2015	225	48	1 980	446	111	28	1 751	194	0	0	0	0	640
	2015	359	75	2 179	782	111	28	1 751	194	0	0	0	0	977
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	2020	190	45	2 226	423	142	38	2 129	302	0	0	0	0	725
	2020	247	53	2 384	589	142	38	2 129	302	0	0	0	0	891
	2020	352	72	2 620	922	142	38	2 129	302	0	0	0	0	1 225
<i>seco</i> <i>médio</i> <i>húmido</i>	2025	213	48	2 411	514	162	41	2 348	380	0	0	0	0	894
	2025	260	52	2 641	687	162	41	2 348	380	0	0	0	0	1 067
	2025	351	68	2 908	1 021	162	41	2 348	380	0	0	0	0	1 401

Comparando os valores inscritos na Tabela 30 com os valores constantes na Tabela 32, podem inferir-se os benefícios decorrentes da operação bombagem, patentes na redução significativa do número de horas com corte. Quando se considera bombagem, o número de horas com corte de produção eólica vai aumentando ao longo do horizonte temporal dos estudos, mas sobretudo a partir de 2020, devido ao facto de não serem construídos novos aproveitamentos.

Na ausência de bombagem, esta tendência não é tão clara, porque embora a potência eólica instalada vá aumentando, a diferença $P_{carga} - P_{MIT} + P_{RestantePRE}$ (com sinal positivo) também vai aumentando, sendo possível integrar níveis cada vez mais elevados de produção eólica e de produção hídrica em regime de fio de água.

7.4.3 Horas mais críticas para a integração de produção renovável

No âmbito do estudo preliminar efectuado, foram ainda identificadas duas horas particularmente críticas do ponto de vista da operação do sistema espanhol:

- As 08:00 h dia 27 de Março, em que ocorre o maior desperdício de energia renovável, traduzido pelo menor valor (negativo) da margem para a toda a produção renovável, i.e., das diferenças $M_{renovável_sb}$ e $M_{renovável_cb}$ dadas por (58) e (59):

$$P_{renovável} = P_{MIT} + P_{resPRE} + P_{eól} + P_{fio} \quad (\text{MW}) \quad (57)$$

$$P_{cortada_sb} = P_{carga} - P_{renovável} \quad (\text{MW}) \quad (58)$$

$$P_{cortada_cb} = P_{carga} + P_{bomb} - P_{renovável} \quad (\text{MW}) \quad (59)$$

- As 07:00 h do dia 15 de Maio, em que ocorre o nível de carga mínimo anual, sendo por isso a hora mais perigosa do ponto de vista da garantia dos MIT, i.e., das diferenças M_{MIT_sb} e M_{MIT_cb} dadas por (60) e (61):

$$M_{MIT_sb} = P_{carga} - P_{MIT} \quad (\text{MW}) \quad (60)$$

$$M_{MIT_cb} = P_{carga} + P_{bomb} - P_{MIT} \quad (\text{MW}) \quad (61)$$

Ilustra-se, na *Figura 108*, a evolução da carga nos dias em que ocorrem estas horas:

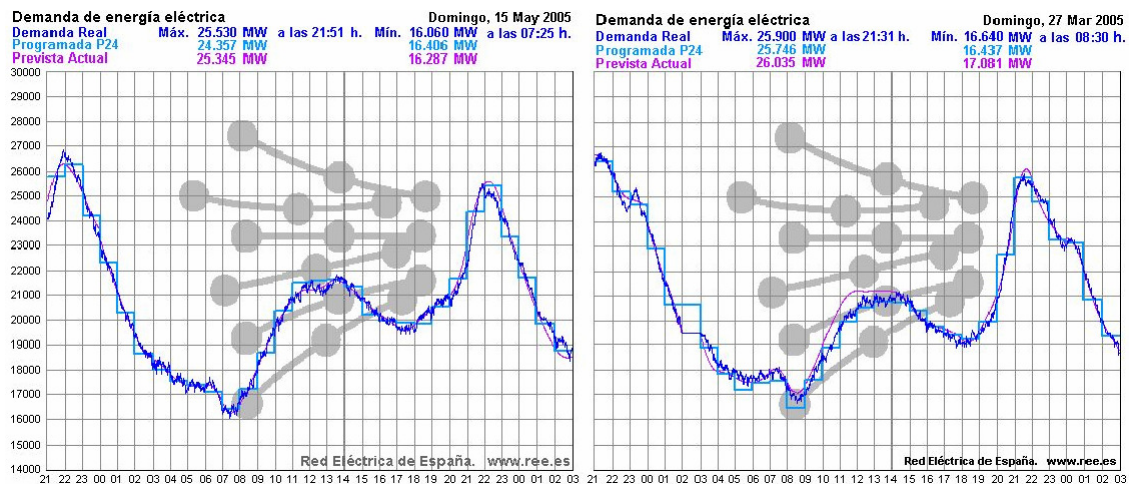


Figura 108 – Carga do sistema nas duas horas mais críticas

Refira-se ainda que ambos os casos ocorrem em fins-de-semana (Domingos), às primeiras horas da manhã e não no horário correspondente ao super-vazio, entre as 02:00 h e as 06:00 h. Esta situação explica-se pelo facto da carga nestes dias começar a subir bastante mais tarde do que durante os dias de semana, de acordo com os diagramas fornecidos para o ano de 2005, cuja forma é comum a todos os anos considerados neste estudo preliminar. Os resultados obtidos para cada ano em regime húmido são apresentados na *Tabela 33* e na *Tabela 34*.

Tabela 33– Resultados obtidos para as 08:00 h do dia 27 de Março

	Ano	Hídrica (Fio de Água)		Eólica		Restante PRE		Total Renovável		Margem para os MIT	
		s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)
<i>húmido</i>	2008	2 700	2 700	6 368	3 183	0	0	9 068	5 883	5 586	8 771
<i>húmido</i>	carvões min téc. 2008	2 700	2 700	8 525	6 012	671	0	11 896	8 712	2 757	5 941
<i>húmido</i>	carvões máx téc. 2008	2 700	2 700	8 525	8 525	3 428	328	14 653	11 553	- 85	3 100
<i>húmido</i>	2010	3 000	3 000	8 370	4 893	0	0	11 370	7 893	6 458	9 935
<i>húmido</i>	2015	3 200	3 200	10 523	6 608	0	0	13 723	9 808	8 935	12 850
<i>húmido</i>	2020	3 300	3 300	13 153	8 508	0	0	16 453	11 808	11 490	16 135
<i>húmido</i>	2025	3 300	3 300	14 428	9 783	0	0	17 728	13 083	13 484	18 129

Tabela 34– Resultados obtidos para as 07:00 h do dia 15 de Maio

	Ano	Hídrica (Fio de Água)		Eólica		Restante PRE		Total Renovável		Margem para os MIT	
		s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)	s/ bombagem (MW)	c/ bombagem (MW)
<i>húmido</i>	2008	2 700	1 007	2 991	0	0	0	5 691	1 007	4 960	8 145
<i>húmido</i>	carvões min téc. 2008	2 700	2 700	4 037	2 636	1 783	0	8 520	5 336	2 130	5 315
<i>húmido</i>	carvões máx téc. 2008	2 700	2 700	4 037	4 037	3 913	1 439	10 650	8 176	- 711	2 474
<i>húmido</i>	2010	3 000	3 000	3 895	419	0	0	6 895	3 419	5 785	9 262
<i>húmido</i>	2015	3 200	3 200	3 879	0	0	0	7 079	3 200	8 134	12 049
<i>húmido</i>	2020	3 300	3 300	4 196	0	0	0	7 496	3 300	10 561	15 206
<i>húmido</i>	2025	3 300	3 300	4 040	0	0	0	7 340	3 300	12 459	17 104

Os níveis de produção hidroeléctrica em regime de fio de água especificados pela REE para os meses de Março e Abril são idênticos. Observa-se que, com a excepção do caso 2008 sem bombagem, a produção dos aproveitamentos a fio de água é sempre cortada.

Na hora de maior desperdício de energia renovável, a carga é reduzida comparativamente aos níveis de produção eólica e da restante PRE, o que origina os grandes níveis de desperdício evidenciados na *Tabela 33*. Por outro lado, na hora em que a diferença entre o nível de carga e os MIT é menor, a produção eólica é reduzida comparativamente à carga. Esta situação é evidenciada pelo caso em que se incluíram os grupos de carvão nos MIT (*Tabela 34*): como o nível de produção eólica é reduzido, torna-se necessário cortar uma quantidade significativa de restante PRE.

7.5 Conclusões

É possível concluir que, em cada ano analisado, existe uma quantidade não desprezável de energia renovável que não pode ser integrada no sistema eléctrico espanhol, chegando a atingir 1,4 TWh no cenário húmido com bombagem associado ao ano de 2025.

No entanto, os resultados expostos evidenciam as vantagens da utilização da operação de bombagem, permitindo reduzir consideravelmente os níveis de desperdício. Por exemplo, para o cenário húmido sem bombagem associado ao ano de 2025 o valor da energia renovável desperdiçada foi de 5,7 TWh, o que significa que a utilização da bombagem permite atingir uma redução percentual de aproximadamente 75% relativamente ao cenário sem bombagem. Salienta-se no entanto que a operação de bombagem não permite eliminar completamente o desperdício de energia renovável, uma vez que existem diversas situações em que se verifica a ocorrência de uma grande disponibilidade de produção eólica e de disponibilidade hídrica a fio de água em períodos de consumo reduzido.

Outro aspecto importante do estudo preliminar foi a identificação dos períodos mais críticos para a integração da energia renovável. Contrariamente ao que se poderia esperar, estes períodos não correspondem às horas de super-vazio, mas sim às primeiras horas das manhãs dos fins-de-semana, em particular dos Domingos, coincidindo com os períodos em que os níveis de carga são muito reduzidos e a produção eólica é elevada.

Deve ser referida a influência da ordem de mérito sobre os resultados obtidos. Compete a cada operador de sistema a definição do grau de prioridade a atribuir a cada tecnologia, em função da sua controlabilidade e do custo associado. Devido aos custos

associado ao desperdício de energia eólica e na impossibilidade de controlar a restante PRE, os operadores de sistema ibéricos atribuem à produção a fio de água a máxima prioridade de corte. Consequentemente, o desperdício de energia renovável será tão mais elevado quanto mais húmido for o regime hidrológico considerado, conforme pode ser comprovado pelos valores constantes na *Tabela 30* e na *Tabela 32*.

O estudo apresentado neste capítulo não levou em conta os efeitos decorrentes das avarias dos grupos que, limitando a disponibilidade de produção, conduziriam a valores de energia renovável ligeiramente inferiores àqueles que foram obtidos.

Capítulo 8– Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

8.1 Conclusões

O trabalho que foi apresentado ao longo desta dissertação centrou-se na problemática da caracterização da adequação da reserva em sistemas com elevada integração de produção eólica.

A ausência de metodologias estabelecidas universalmente para o cálculo da reserva operacional em sistemas com elevados níveis de integração de produção intermitente, em especial de produção eólica, implicou a necessidade de desenvolver uma metodologia de análise da reserva operacional que pudesse ser utilizada para avaliar a fiabilidade dos sistemas de produção de energia eléctrica. Foram realizados diversos estudos complementares, no sentido de refinar alguns aspectos metodológicos, relacionados sobretudo com o cálculo da disponibilidade de produção.

Neste sentido, o estudo sobre o estado actual dos estudos adequação da cobertura e o levantamento de regras para determinação da reserva operacional (*Capítulo 2*) permitiram caracterizar as actuais tendências de investigação, bem como as práticas adoptadas pelas empresas do sector eléctrico, verificando-se um aumento crescente da utilização de métodos probabilísticos em detrimento de métodos determinísticos. No contexto da integração da produção eólica, verifica-se também que, nos países com níveis mais elevados de penetração desta forma de produção intermitente, têm sido desenvolvidas metodologias de cálculo da reserva operacional considerando a possibilidade de perda de produção convencional e incorporando os erros da previsão dos consumos e da previsão eólica.

Uma vez que ambas análise de cobertura e análise de reserva operacional assentam na comparação da potência disponível (ou da reserva operacional, que depende da potência disponível) com outras grandezas, foi necessário desenvolver metodologias adequadas para calcular esta grandeza, bem como das suas diversas componentes (hídrica, térmica, eólica, etc.). Nesse contexto, os modelos de disponibilidade que foram construídos para determinar a potência hidroeléctrica disponível, a disponibilidade adicional devida à bombagem nos e a potência disponível nas centrais solares térmicas e fotovoltaicas, apresentados no *Capítulo 4* e no *Capítulo 5*, revelaram-se essenciais na concretização deste objectivo.

Foi realizado um estudo na tentativa de estabelecer de relações entre índices de fiabilidade calculados de forma probabilística (e.g. *LOLE*) e índices de carácter parcialmente determinístico, como os índices $IC_{mês}$ e IC_{ano} apresentados no *Capítulo 6*. Com efeito, a possibilidade de se dispor de índices semelhantes a estes últimos, que têm vindo a ser utilizados habitualmente pelos operadores de sistema numa versão um pouco diferente (em que a potência disponível não é um resultado do processo de simulação apresentado no *Capítulo 3*), constituiria uma importante mais valia no sentido de possibilitar o relacionamento de conceitos utilizados tradicionalmente pelo sector eléctrico e os índices probabilísticos reconhecidos e documentados pela literatura científica.

Verifica-se no entanto, a existência de importantes limitações associadas à utilização destes índices, conforme foi exposto no *Capítulo 6*: a utilização de valores médios mensais ou anuais da potência disponível não permite incorporar a grande variabilidade desta grandeza, encobrindo as horas em que o seu valor é mais reduzido. É no entanto possível estabelecer relações difusas entre os índices probabilísticos e os índices determinísticos, i.e., é possível definir intervalos ou gamas de variação para um dos indicadores (e.g. IC_{ano}) para as quais o outro indicador deverá respeitar uma ou mais condições (e.g. $LOLE_{min} < LOLE < LOLE_{máx}$).

Finalmente, o estudo realizado no âmbito da avaliação do desperdício de produção renovável permitiu identificar as quantidades, em potência e energia, que não podem ser aceites no sistema eléctrico de Espanha, em resultado da ocorrência de níveis de carga reduzidos em períodos de elevada disponibilidade deste tipo de produção, em especial de produção eólica. Tendo levado em consideração as restrições operacionais deste sistema, traduzidas pela imposição de níveis mínimos de inércia térmica, foi possível identificar as situações em que ocorre desperdício e caracterizá-las em termos das suas frequência e amplitude. O estudo permitiu ainda quantificar e os benefícios decorrentes da utilização da bombagem para maximizar o aproveitamento da produção renovável, concretizadas na redução dos níveis de desperdício em todos os regimes hidrológicos considerados.

8.2 Perspectivas de evolução futura

Sendo a problemática da adequação de reserva operacional em sistemas com níveis elevados de integração de produção eólica um tema relativamente recente, em particular no contexto dos estudos de avaliação da fiabilidade dos sistemas de produção, existem diversas possibilidades de evolução futura do trabalho apresentado ao longo desta dissertação, justificando a sua enunciação nas subsecções que se seguem.

8.2.1 Análise de cobertura e regras de reserva operacional

No que respeita à literatura científica internacional, as tendências de investigação mais recentes apontam no sentido da continuação do desenvolvimento das metodologias de quantificação da reserva operacional que incorporam o erro da previsão eólica, a par de uma maior consideração dos aspectos relacionados com o funcionamento dos mercados de energia eléctrica.

Assim, esperam-se futuros trabalhos em que sejam aprofundadas as relações entre os níveis de integração eólica num determinado sistema e a quantidade de reserva operacional necessária para assegurar a segurança da operação desse sistema. Um dos aspectos que poderá ser objecto de estudo é a avaliação da forma como a precisão dos sistemas de previsão eólica utilizados por um determinado operador de sistema se reflecte nos índices de fiabilidade. Nos estudos apresentados ao longo desta dissertação, foi considerada previsão por persistência, mas poderia ter-se assumido a utilização de outros métodos de previsão actualmente disponíveis, conduzindo a valores do erro de previsão mais reduzidos. A influência da precisão do sistema de previsão utilizado sobre os indicadores de risco poderá por isso revelar-se interessante do ponto de vista dos operadores de sistema, tanto no âmbito da quantificação da reserva, quanto no processo de escolha de um sistema de previsão da produção eólica para a suas áreas de controlo.

Por outro lado, a consideração de medidas da gestão da procura (*demand-side management*) e de coordenação entre a aquisição de reserva e a gestão da carga interruptível em ambiente de mercado (*demand-side reserve*), já utilizadas nalguns estudos de análise de cobertura, poderão ser utilizadas no contexto da avaliação da adequação da reserva operacional. Por exemplo, considerando a metodologia de análise da reserva operacional apresentada no *Capítulo 3*, a possibilidade de reduzir as

necessidades de reserva por diminuição das componentes ΔP_{carga} (*DSM*) e $\Delta P_{eól}$ (*DSR*) em períodos de simulação críticos, permitiria reduzir os indicadores de risco, embora inflacionando os custos globais de operação do sistema. Esta perspectiva poderia ser vantajosa para os operadores de sistema, que teriam sempre de decidir até que ponto estariam dispostos a pagar pela melhoria da fiabilidade dos seus parques produtores.

8.2.2 Modelo de disponibilidade hidroeléctrica em Espanha

O modelo utilizado nos estudos do Projecto Reservas para determinar a disponibilidade de produção hidroeléctrica no sistema espanhol é mais generalista do que o modelo utilizado para o sistema português, uma vez que, no último caso, foi considerada uma equação para cada aproveitamento enquanto que no primeiro caso foi utilizada uma única equação para todo o sistema. Por conseguinte, em Espanha a potência hídrica disponível é assegurada pelos diferentes grupos de forma proporcional à sua capacidade instalada, o que significa que as diferenças entre os volumes armazenados nas diferentes albufeiras do sistema espanhol de uma mesma cascata hidrológica não são consideradas. A utilização de uma única curva para determinar a potência disponível pode por isso distorcer a verdadeira disponibilidade produção nalguns aproveitamentos.

Em termos da análise de cobertura, esta situação não é problemática, uma vez que, para efeitos do cálculo da disponibilidade hidroeléctrica total, uma maior disponibilidade nas albufeiras com menor volume disponível é compensada por uma menor disponibilidade das albufeiras com maior volume disponível. No entanto, para efeitos da análise de reserva operacional, como todas as grandes hídricas são mobilizáveis em menos de uma hora, podem ocorrer situações em que a parcela $R_{mob < 1h}$ seja sub ou sobrestimada, dependendo da quantidade de hídricas que esteja afectada aos consumos, conduzindo a indicadores de fiabilidade para a reserva operacional que podem pecar por defeito ou por excesso.

Uma possível melhoria do modelo apresentado no *Capítulo 4* consistiria por isso em considerar valores regionais da potência declarada pelos produtores hidroeléctricos e/ou valores regionais da potência hídrica entregue à rede, para determinar curvas de disponibilidade regionais para os aproveitamentos hidroeléctricos de Espanha. Este aperfeiçoamento do modelo permitiria quantificar $R_{mob < 1h}$ com maior exactidão em cada

regime hidrológico considerado, uma vez que os grupos hídricos mobilizáveis em menos de uma hora estariam associados à sua verdadeira região ou bacia hidrológica.

8.2.3 Modelos para produção solar

Do ponto de vista dos perfis construídos para representar a produção solar fotovoltaica, seria ainda possível ter considerado dois aspectos, que poderão ser ponderados em estudos futuros: (1) a tecnologia utilizada no fabrico das células fotovoltaicas e (2) a localização geográfica das centrais.

Em relação ao primeiro aspecto, a construção dos perfis apresentados no *Capítulo 5* teve como base o pressuposto de que os painéis fotovoltaicos existentes nas centrais solares deste tipo seriam constituídos por células de silício monocristalino. Esta escolha justificou-se pelo facto das estimativas para a produção solar fornecidas pelos operadores de sistema se basearem neste tipo de tecnologia, sendo a disponibilidade comercial desta solução muito apreciável, representando cerca de 90% do mercado actual [208]. O custo de fabrico médio desta tecnologia é aproximadamente 3,5 €/Wp e o seu rendimento de conversão varia entre os 12 % e 16 %.

No entanto, nos últimos anos tem vindo a ser desenvolvidas células fotovoltaicas baseadas numa tecnologia alternativa, baseada em filmes ou películas de silício finas, frequentemente designadas por células de fotovoltaicas de segunda geração, que já representam cerca de 10% do mercado. O seu custo de fabrico médio é de cerca 1,0 €/Wp e o seu rendimento de conversão pode atingir 20 %. Considerando que os painéis existentes nas centrais fotovoltaicas do sistema eléctrico ibérico são constituídos por células de películas finas, a disponibilidade de produção em cada sistema aumentaria significativamente.

Já no que respeita à localização geográfica das centrais fotovoltaicas, seria possível considerar diferentes perfis de produção consoante a sua latitude, permitindo refinar o processo de cálculo da disponibilidade de produção. Para tal, poderiam ser utilizados, por exemplo, factores de ajuste para os perfis diários em cada mês, permitindo aumentar ou diminuir a produção em função da latitude. Esta questão é pertinente sobretudo para o sistema espanhol porque, embora a maioria das centrais solares fotovoltaicas previstas vá ser construída no Sul (e.g. Andaluzia), um número significativo será construído no Norte de Espanha (e.g. País Vasco).

Em relação às centrais solares térmicas, a questão da localização geográfica também é pertinente mas, do ponto de vista da obtenção de perfis de produção de energia eléctrica, será essencial identificar a tecnologia associada a cada central ou agrupamentos regionais de centrais (canal cilindro-parabólico, torre com helioestatos ou chaminé solar), dado que o rendimento de conversão, a disponibilidade de produção, a capacidade de armazenamento e a despachabilidade dos diferentes tipos de centrais difere consideravelmente.

8.2.4 Avaliação do desperdício da produção de origem renovável

No que concerne à avaliação do desperdício de produção de origem renovável, poderão ser explorados outros conceitos e índices para além daqueles que foram investigados neste trabalho: número de cortes, frequência dos cortes, potência e energia cortadas. Assim, poderão ser determinados índices adicionais, como por exemplo a duração média dos cortes.

No âmbito da simulação de Monte Carlo sequencial, poderá ainda ser calculado um índice que traduza a probabilidade da ocorrência de desperdício de produção renovável, conceptualmente análogo à *LOLP*, i.e., a probabilidade de, numa determinada hora escolhida ao acaso, haver desperdício de produção renovável. Esta probabilidade poderá ser calculada contabilizando o número de ocorrências ao longo de todos os anos simulados e dividindo-o pelo número total de horas ou períodos de simulação.

No estudo apresentado no *Capítulo 7*, considerou-se que a operação de bombagem era efectuada em todas as horas do diagrama de cargas, partindo do pressuposto que esta operação poderia ser efectuada em qualquer momento, o que nem sempre acontece. Em alternativa, poderia ter-se considerado que a bombagem é efectuada apenas nas horas de vazio (22:00 h – 08:00 h) ou de super vazio (02:00 h – 06:00 h), o que permitiria afectar a bombagem aos períodos em que é habitualmente efectuada.

8.2.5 Relações entre indicadores probabilísticos e indicadores determinísticos

Existem diversas possibilidades para o aprofundamento da análise apresentada no *Capítulo 6*, seja por consideração de outras condições de operação, seja pela utilização de outros índices de fiabilidade probabilísticos e/ou determinísticos:

- Definir outros cenários de simulação não considerados no estudo, com condições mais desfavoráveis do que aquelas estabelecidas para o Caso Base, e.g. considerar maiores intervalos ou gamas de incerteza para previsão dos consumos a curto e a longo prazo, estipular parâmetros de fiabilidade mais elevados ou introduzir restrições na disponibilidade dos grupos térmicos decorrentes de políticas de gestão dos combustíveis; a simulação destes cenários alternativos permitiria alargar os conjuntos de resultados obtidos, possibilitando o refinamento das relações inferidas no *Capítulo 6*;
- Utilizar outros índices probabilísticos para além da *LOLE*, como por exemplo a *LOLF*, a *LOLD*, a *EPNS* ou a *EENS*;
- Utilizar indicadores da análise de Well-being, em especial a probabilidade de residência em estados saudáveis $Prob\{S\}$ e a probabilidade de residência em estados marginais $Prob\{M\}$;
- Definir outros índices parcial ou totalmente determinísticos, e.g. um índice de cobertura médio mensal, determinado pela média aritmética dos quocientes P_{disp}/P_{carga} obtidos em todas as horas de um determinado mês ao longo de todos os anos simulados;

Estas possibilidades de alteração poderão ainda ser combinadas entre si, de forma a aumentar o número de resultados obtidos, potencializando o aumento da qualidade e do detalhe das conclusões da análise.

8.2.6 Adequação da reserva em sistemas com elevada integração de produção eólica

Do ponto de vista da metodologia apresentada no *Capítulo 3* para análise da reserva operacional, poderão ser considerar cenários de redução da reserva operacional por limitação da quantidade de máquinas mobilizáveis em menos de uma hora. Este procedimento permitiria efectuar uma análise intermédia entre a análise de reserva

operacional e a análise de reserva secundária ($R_{mob<1h} = 0$), conforme foram apresentadas nesse capítulo. Poderiam assim avaliar-se situações de disponibilidade de reserva terciária intermédias, ou seja $0 < R_{mob<1h} < 100 \%$.

Outra possibilidade de enriquecimento da metodologia no processo de simulação poderá passar pela inclusão dos aspectos relacionados com o funcionamento dos mercados de transacção de energia eléctrica, em particular as políticas de aquisição de reserva por parte dos operadores de sistema, traduzidas na existência de grupos destinados exclusivamente ao fornecimento deste serviço de sistema. A modelização destas unidades de produção teria efeitos directos nos indicadores risco associados à análise de reserva operacional e seria coerente com as práticas adoptadas actualmente em diversos países da Europa.

Finalmente, além das componentes definidas como necessidades de reserva operacional no âmbito do Projecto Reservas, ΔP_{carga} , $\Delta P_{eól}$ e ΔP_{disp} , poderá ser importante definir uma componente adicional ΔP_{solar} . Com efeito, embora o perfil de produção associado a esta tecnologia seja mais estável e previsível do que o perfil de produção eólica, a disponibilidade de produção solar fotovoltaica é afectada por fenómenos de natureza meteorológica específica, como a nebulosidade e a temperatura. A relevância destes aspectos é pouco significativa em sistemas com reduzida capacidade de produção fotovoltaica instalada, mas pode tornar-se importante à medida que essa capacidade cresce, como no caso do sistema ibérico.

Referências e Bibliografia

- [1] International Energy Agency, *Variability Of Wind Power and Other Renewables – Management options and strategies*, IEA, 2005, disponível em <http://www.iea.org/Textbase/Papers/2005/variability.pdf>
- [2] Hammons, T.J., *Integrating Renewable Energy Sources Into European Grids*, Universidade de Glasgow, Reino Unido, IEEE Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, 2006
- [3] Rohrig, Kurt; Lange, Bernhard, *Application of Wind Power Prediction Tools for Power System Operations*, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel, Alemanha, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006
- [4] Lopes, J. A. Peças, *Gestão de Sistemas Eléctricos com Elevada Integração de Geração Eólica*, FEUP, 2006, disponível em http://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/EE_GestaoSistema.pdf
- [5] Etezadi-Amoli, M.; Choma, K.; Ahmad J, *An Investigation of Select Barriers and Solutions for Renewable Energy Deployment*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 18 a 22 de Junho de 2006
- [6] Zack, John. W, *Optimization of Wind Power Production Forecast Performance During Critical Periods for Grid Management*, Windpower 2007, Los Angeles, EUA, Junho de 2007, disponível em http://www.awstruewind.com/files/AWEA_Windpower_2007_Forecasting.pdf.pdf
- [7] Gouveia, Eduardo M.; Matos, Manuel A., *Operational Reserve of a Power System with a Large Amount of Wind Power*, 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames; Iowa, 12 a 16 de Setembro de 2004
- [8] Consórcio DWEI /E.ON Netz /EWI /RWE Transport Grid, Electricity /VE Transmission, *Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020*, Colónia, Alemanha, Fevereiro de 2005
- [9] Holttinen, Hannele; Hirvonen, Ritva, *Power Systems Requirements for Wind Power*, in *Wind Power in Power Systems*, T. John Wiley & Sons, Ltd., 2005
- [10] Sustainable Energy Ireland, *Operating Reserve Requirements as Wind Power Penetration Increases in the Irish Electrical System*, SEI, Dublin, Irlanda, Agosto de 2004
- [11] Doherty, Ronan; Denny, Eleanor; O'Malley, Mark, *System Operation with a Significant Wind Power Penetration*, Electricity Research Centre, Department of Electronic and Electric Engineering, Universidade de Dublin, República da Irlanda, 2003
- [12] Artaiz, Carlos Wert, *Evaluación de los niveles adecuados de Reserva de Operación en los Sistemas Eléctricos Ibéricos a medio y largo plazo*, Workshop do Projecto Reservas, REE, Dezembro de 2007
- [13] Billinton, Roy; Allan, Ronald N., *Reliability Evaluation Of Power Systems*, 2nd edition, Plenum Press, Nova Iorque, 1996

- [14] Cigré, *Power System Reliability Analysis. Application Guide*, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Cigré, 1987
- [15] Billinton, Roy; Allan, Ronald N., *Power-system reliability in perspective*, IEE J. Electron. Power, vol. 30, pp. 231-236, Março de 1984
- [16] Billinton, Roy; Allan, Ronald N.; Salvaderi, Luigi, *Applied Reliability Assessment In Electric Power Systems*, IEEE Press, 1991
- [17] Cigré, *Power System Reliability Analysis. Composite Power System Reliability Evaluation*, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Cigré, 1987
- [18] Glachant, Jean-Michel; Finon, Dominique, *Competition in European Electricity Markets*, Edward Elgar Publishing, 2003
- [19] Einhorn, Michael A., *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*, Springer, 1994
- [20] Saraiva, J. P. Tomé; Silva, J. L. Pereira; Leão, M. T. Ponce, *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação do Uso das Redes*, FEUP, 2002
- [21] Matos, Manuel et al., *Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems with Renewable Power Sources: The Portuguese and Spanish Cases*, 16th Power Systems Computation Conference, 14-18 Julho, Glasgow, Escócia
- [22] Matos, Manuel et al., *Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems with Renewable Power Sources: The Portuguese and Spanish Cases*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, in press, doi: 10.1016/j.ijepes.2009.03.031, 16 April 2009
- [23] Paska, Józef; Olesky, Adam, *Reliability Issues in Power Systems with DG*, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 20-24 de Julho, 2008
- [24] Energy Information Administration, *Impacts of the Kyoto Protocol on U.S. Energy Markets and Economic Activity*, U.S. Department of Energy, Washington DC, Outubro de 1998, disponível em <http://www.eia.doe.gov/oiaf/kyoto/kyotorpt.html>
- [25] União Europeia, *Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade*, Bruxelas, Bélgica, 27 de Setembro de 2001
- [26] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 – Resumen*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Agosto de 2005
- [27] Ministerio de Industria y Energía, *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 – Resumen*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Dezembro de 1999
- [28] Ministerio de Medio Ambiente, *Resolución de 13 de Julio del Director General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se aprueba el documento de referencia para la evaluación ambiental estratégica de la planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-2016*, Dirección General Calidad y Evaluación Ambiental, 13 de Julho de 2007, disponível em

- http://www.mma.es/secciones/evaluacion_ambiental/planes_programas/planes_ea/penP002.htm
- [29] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Informe Preliminar de Evaluación Ambiental de La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2007-2016*, Secretaria General de Energía, Subdirección General de la Planificación Energética; Março de 2007
- [30] Conselho de Ministros da República Portuguesa, *Resolução do Conselho de Ministros nº169/2005*, Diário da República – I Série B, 24 de Outubro de 2005
- [31] Ministério da Economia e da Inovação, *Energia e Alterações Climáticas – Mais investimento, melhor ambiente*, Fevereiro de 2007, disponível em www.min-economia.pt/document/Energia_Alteracoes.pdf
- [32] Ministerio de Economía, *Real Decreto 436/2004, por lo qual se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, 12 de Março de 2004, disponível em <http://www.omel.es/es/pdfs/RD%20436%20de%202004.pdf>
- [33] Castronuovo, Edgardo D.; Lopes, J. A. Peças, *Aproveitamentos hidroelétricos de bombagem: valorização dos serviços de sistema em cenários de grande penetração eólica – Proposta para representação do mercado e sumário dos dados recebidos*, INESC Porto, Setembro de 2004
- [34] Ministerio de Economía, *Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*, 26 de Dezembro de 1997, disponível em <http://www.omel.es/es/pdfs/RD%202019%20de%201997.pdf>
- [35] Ministério da Economia, *Decreto-lei 168/99, revendo o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do Sistema Eléctrico Independente, que se baseia na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos*, 18 de Maio de 1999
- [36] Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território, *Decreto-lei 339-C/2001, que altera o Decreto-Lei nº 168/99, que revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do sistema eléctrico independente*, 29 de Dezembro de 2001
- [37] Ministério das Actividades Económicas e do Trabalho, *Decreto-lei 33A/2005, revendo os factores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Eléctrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis*, 16 de Fevereiro de 2005, disponível em http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/54821ABE-186D-41F3-985B-A8C8C130DDCD/0/DL33A2005_16Fev.pdf
- [38] Ministério da Economia e da Inovação, *Decreto-lei nº 225/2007, que concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005*, 31 de Maio de 2007

- [39] Red Eléctrica de España, *Informe del Sistema Eléctrico 2007*, REE, 2008, disponível em http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp
- [40] Rede Eléctrica Nacional, *Dados Técnicos 2007*, REN, 2 de Janeiro de 2007, disponível em <http://www.ren.pt/sections/tecnica/dt/default.asp>
- [41] Direcção-Geral de Energia e Geologia, *Renováveis – estatísticas rápidas – Dezembro de 2005*, DGGE, Lisboa, 2005
- [42] Direcção-Geral de Energia e Geologia, *Renováveis – estatísticas rápidas – Dezembro de 2006*, DGGE, Lisboa, 2006
- [43] Rodrigues, Álvaro, *Parques Eólicos em Portugal*, INEGI, Julho de 2004
- [44] Lopes, J.A. Peças, *Produção e Transporte de Energia II – Produção Distribuída*, FEUP, 2003
- [45] Asociación de Productores de Energías Renovables, *Boletín nº 12 – La Energía Eólica, Mayor de Edad*, APPA, Junho de 2003, disponível em http://www.appa.es/10info/appa_info/appainfo12.pdf
- [46] Red Eléctrica de España, *Balance Eléctrico Diário*, REE, 31 de Dezembro de 2007, disponível em <http://www.ree.es/operacion/balancediario.asp>
- [47] Red Eléctrica de España, *Informe del Sistema Eléctrico 2006*, REE, 2007, disponível em http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp
- [48] Red Eléctrica de España, *Informe del Sistema Eléctrico 2003*, REE, 2004, disponível em http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE-2003.asp
- [49] Red Eléctrica de España, *Informe sobre la operación del Sistema Eléctrico 2000*, REE, 2001, disponível em http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE-2000.asp
- [50] Cabral, Pedro H.G., *Motivações do Projecto Reservas e Principais Objectivos, Sessão de Trabalho no âmbito do Projecto Reservas*, INESC Porto, Porto, 30 de Outubro de 2007
- [51] Lange, Matthias, *On the Uncertainty of Wind Power Previsions*, ForWind – Centre for Wind Energy Research, Instituto de Física, Oldenburgo, Alemanha
- [52] União Europeia, *Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade e que revoga a directiva 96/92/CE*, Bruxelas, Bélgica, 26 de Junho de 2003
- [53] Saraiva, J. P. Tomé, *Os Sectores Eléctricos em Portugal e em Espanha – O MIBEL*, FEUP, Novembro de 2006, disponível em http://www2.egi.ua.pt/cursos/files/RME/6Port_Esp_MIBEL.pdf
- [54] REN, *Prospecto de Oferta Pública de Venda e de Admissão à Negociação no Eurolist by Euronext Lisbon*, REN – Redes Energéticas Nacionais, S.A., 22 de Junho de 2007, disponível em http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/8A1BD9DE-8C61-4A47-9192-59A22A51998A/0/Prospecto_Portugu%C3%AAs_REN.PDF
- [55] Ministerio de Industria y Energía, *Ley 40/1994 de ordenación del sistema eléctrico nacional*, Boletín Oficial del Estado núm. 313 de 31 de Dezembro de 1994, disponível em <http://pdf.rincondelvago.com/ley-de-ordenacion-del-sistema-electrico-nacional.html>

- [56] Ministério da Economia e da Inovação, *Decreto-lei nº 29/2006, estabelecendo os princípios de organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional, bem como as regras aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica*, 15 de Fevereiro de 2006, disponível em http://194.65.153.232/mei/document/DL_29.2006.pdf
- [57] Grupo EDP, *O Sistema Eléctrico Português*, EDP, 2006 disponível em <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/BusinessEnvironment/PortugueseElectricitySystem/SistElectNacional.htm>
- [58] OMIP, *O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)*, OMIP, 2007, disponível em <http://www.omip.pt/monofolha.php?id=33>
- [59] Ministerio de Industria y Energía, *Ley 54/1997 del sector eléctrico nacional*, Boletín Oficial del Estado núm. 285, de 28 de Novembro de 1997, disponível em http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/NE_LSE.pdf
- [60] Saraiva, J.P. Tomé, *O Mercado de Electricidade em Espanha*, FEUP, Fevereiro de 2003, disponível em http://paginas.fe.up.pt/~jsaraiva/Textos/Merc_Espanha2.pdf
- [61] Yann, Rebours; Kirschen, Daniel, *What Is Spinning Reserve?*, University Of Manchester, 19 de Setembro de 2005
- [62] UCTE, *UCTE Position Paper on Integrating wind power in the European power systems prerequisites for successful and organic growth*, UCTE, 2004
- [63] Dany, Gundolf, *Power Reserve in Interconnected Systems With High Wind Power Production*, IEEE Porto Power Tech Conference, Portugal, 2001
- [64] E.ON Netz, *Wind Report 2005*, Bayreuth, Alemanha, 2005, disponível em http://www.eon-netz.com/frameset_english/law_eng/law_windenergy_eng/ene_win_windrreport_eng/ene_win_windreport_eng.jsp
- [65] Billinton, Roy, *Reliability Criteria Used by Canadian Utilities in Generating Capacity Planning and Operation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-97, No. 3, pp. 984-989, Junho de 1978
- [66] Billinton, Roy; Chowdhury, Nurul A., *Operating Reserve Assessment in Interconnected Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-97, No. 3, pp. 1479-1487, Novembro de 1988
- [67] Allan, Ronald; Billinton, Roy, *Probabilistic Assessment of Power Systems*, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, pp. 140-162, Fevereiro de 2000
- [68] Wathorn, C. W., *The Determination and Allocation of the Capacity Benefits Resulting from Interconnecting Two or More Generating Systems*, AIEE Transactions, vol. 69, pt. II, pp. 1180-1186, Maio de 1950
- [69] Cook, V. M. et al, *Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems*, AIEE Transactions on Power Apparatus Systems, vol. 82, pp. 18-33, Abril de 1963
- [70] Garver, L. L., *Effective Load Carrying Capability of Generating Units*, IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, vol. PAS-85, No. 8, pp. 910-919, Agosto de 1966

- [71] Ringlee, R. J.; Wood, Allen J., *Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: II – Demand Model and Capacity Reserve Model*, IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, vol. PAS-88, No. 4, pp. 375-388, Agosto de 1969
- [72] Rau, N. S.; Schenk, M. F., *Application of Fourier Methods for the Evaluation of Capacity Outage Probabilities*, Proceeding of the IEEE Winter Power Conference, Paper A79, Janeiro/Fevereiro de 1979
- [73] Allan, R. N.; Avella, C. P., *Reliability and Economic Assessment of Generating Systems Containing Wind Energy Sources*, IEE Proceedings, Vol. 132, Part C, No.1, Janeiro de 1985
- [74] Patton, A. D.; Blackstone, J. H.; Balu, N. J., *A Monte Carlo Simulation Approach to the Reliability Modeling of Generating Systems Recognizing Operating Considerations*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 3, pp. 1174-1180, Agosto de 1988
- [75] El-Sayed, Mohammed A. H., *Reliability and Economic Assessment of Generating Systems Containing Hydro Energy Resources*, The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, MELECON 2008, Lisboa, Portugal, 11-13 Abril de 1989
- [76] Samorodov, G. I. et Al, *An Analytical Method for Reliability Evaluation of Two Interconnected Power Systems*, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Estocolmo, Suécia, 11-15 de Junho de 2006
- [77] Chowdhury, A. A., et Al., *Assessing Mid-Continent Area Power Pool Capacity Adequacy Including Transmission Limitations*, 8th Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, 12-16 de Setembro de 2004
- [78] IEEE, *Report of the IEEE Task Group on Models for Peaking Service Unit, “A Four State Model for estimation of Outage Risks for Units in Peaking Service”*, IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, vol. PAS-91, no. 2, pp. 618-627, Março/Abril de 1972
- [79] Billinton, Roy; Huang, Dangu, *Peaking Unit Considerations in Generating Capacity Adequacy Assessment*, IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Ottawa, Maio de 2006
- [80] Dimitrovsky, Alexander; Tomsovic, Kevin, *Impact of Wind Generation Uncertainty on Generating Capacity Adequacy*, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Estocolmo, Suécia, 11-15 de Junho de 2006
- [81] Dragoon, K.; Dvorstov, V., *Z-Method for Power System Resource Adequacy Applications*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No.2, Maio de 2006
- [82] Yunhu, Luo et. Al, *Hybrid Optimization of System Adequacy Management in an Electricity Market*, Australasian Universities Power Engineering Conference, AUSPEC, 9-12 de Dezembro de 2007
- [83] UCTE, *System Adequacy Methodology, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*, 2007

- [84] UCTE, *System Adequacy Forecast 2007-2020, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*, 2006
- [85] Tennet, *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2004-2012*, Tennet – April 2005
- [86] ESB, *Impact of Wind Power Generation In Ireland*, ESB National Grid, Fevereiro de 2004
- [87] NERC, *2007 Long-Term Reliability Assessment (2007-2016)*, NERC, USA
- [88] CREG, *Commissie Voor De Regulering Van De Elektriciteit En Het Gas*, CREG, Abril de 1999
- [89] RTE, *Generation Adequacy Report on the Electricity Supply-Demand Balance in France*, RTE, 2007
- [90] Anstine, L. et al., *Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*, AIEE Transaction on Power Apparatus Systems, vol. 82, pp. 726-735, Outubro de 1963
- [91] Webb, M. G., *The Determination of Generating Reserve Capacity Criteria in Electrical Supply Systems*, Applied Economics No. 9, pp. 19-31, 1977
- [92] Shipley, R.; Patton, A.; Dennison, J., *Power Reliability Cost vs. Worth*, IEEE Transactions on Power Systems, PAS-91, pp.2204-2212, 1972
- [93] Lundberg, L., *Report of the Group of Experts on Quality of Service from the Costumer's Point of View*, UNIPED, Rep.60/D.1, 1972
- [94] Munashinghe, M., *The Costs Incurred by Residential Electricity Consumers due to Power Failures*, J. Consumer Res., N.º 6, 1980
- [95] Billinton, Roy, *Reliability Criteria Used by Canadian Utilities in Generating Capacity Planning and Operation*, IEEE Transactions on Apparatus Power Systems, Vol. 1, PAS-97, No. 3, Maio/Junho de 1978
- [96] Billinton, Roy; Karki, Rajesh, *Capacity Reserve Assessment Using Well-being Analysis*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N.º. 2, Maio de 1999
- [97] Billinton, Roy; Karki, Rajesh, *Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-being Analysis*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N.º. 3, Agosto de 1999
- [98] Eua-Arporn, B.; Karunanoon, A., *Reliability Evaluation in Electrical Power Generation with Uncertainty Modeling by Fuzzy Number*, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok, Tailândia, 2000
- [99] Gubina, F.; Halilčević, S., *Artificial Neural Network Based Planning of Generation Ready Reserve Capacity*, Proceedings of the IEEE International Joint Conference on Neural Networks, Vol. 2, pp. 2251-2256, Anchorage, Alasca, 4 a 9 de Maio de 1998
- [100] Karki, R.; Hu, P.; Billinton, R., *A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21, N.º.2, Junho de 2006
- [101] D'Annunzio, C.; Santoso, S., *Wind Power Generation Reliability Analysis and Modeling*, Proceedings of the IEEE Power and Energy Society

- General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008
- [102] Salvaderi, Luigi, Reserve Adequacy Requirements: The Recent Developments in the Italian System, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004
 - [103] UCTE, *Operational Handbook – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance*, UCTE, 2004
 - [104] UCTE, *Operational Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*, UCTE, 2004
 - [105] Rebours, Yann; Kirschen, Daniel, *A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services*, Universidade de Manchester, 12 de Outubro de 2005
 - [106] Rebours, Y.; Kirschen, D.; Trotignon, M.; Rossignol, S., *A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part I: Technical Features*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N°. 1, pp. 350-357, Fevereiro de 2007
 - [107] Fingrid, *Application Instruction for Balance Service*, Fingrid, 02 de Janeiro de 2006, disponível em <http://www.fingrid.fi/attachments/english/services/balanceservice/applicationinstruction.pdf>
 - [108] Bjeloglic, Milan R., *Inclusion of Combined Cycle Plants into Optimal Resource Scheduling*, IEEE, 2000
 - [109] Northwest Power Planning Council, *Natural Gas Combined-cycle Gas Turbine Power Plants*, 8 de Agosto de 2002
 - [110] Deutsche Verbundgesellschaft, *Rules of Cooperation for the German Transmission Operators*, DVG, Heidelberg, Alemanha, 1998
 - [111] EnBW Transportnetze AG, *Facts and Figures 2005*, disponível em http://www.enbw.com/content/en/group/_media/_pdf/Facts_and_figures_20051.pdf
 - [112] E.ON Netz GmbH, <http://www.eon-netz.com>
 - [113] RWE Transport-Netze Strom GmbH, *All Tables 2005*, disponível em <http://www2.rwecom.geber.at/factbook/en/servicepages/downloads>
 - [114] Reinhardt Hassa, *Vattenfall Europe Mining & Generation, The Backbone of the Energy Group*, Vattenfall Europe Transmission GmbH
 - [115] Platts, *Power In Europe Issue 471*, Platts, 23 de Março 2003, disponível em <http://www.platts.com/Content/Electric%20Power/Newsletters%20&%20Reports/Power%20in%20Europe/See%20A%20Sample/index.pdf>
 - [116] National Grid, *Transmission and Wind Energy: Capturing the Prevailing Winds for the Benefit of Customers*, Reino Unido, Setembro de 2006
 - [117] Renewable Energy Foundation, *E.ON Netz Wind Report 2005 Shows UK Renewables Policy Is Mistaken*, Londres, Reino Unido, 2005
 - [118] Verband der Netzbetreiber, *TransmissionCode 2003 Network and System Rules of the German Transmission System Operators*, Agosto de 2003,

- disponível em <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Publikationen/TransmissionCode2003.pdf>
- [119] Swider, Derk Jan, *Pushing a Least Cost Integration Of Green Electricity Into the European Grid*, Universidade de Estugarda (IER), Alemanha, 2004
 - [120] ABB, *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Work Package D: Coordinated Frequency Support, DRAFT- Version 1.0*, ABB Suíça, 2006
 - [121] ESB National Grid, <http://www.eirgrid.com/EirgridPortal/DesktopDefault.aspx?tabid=About%20Us&TreeLinkModID=1443&TreeLinkItemID=23>
 - [122] Smith, Paul, *A Simulation of Integration of Wind Generation into the Irish Grid: Impacts and Remedies*, IEA, Paris, 25 de Maio de 2004
 - [123] IWEA, <http://www.iwea.com/windenergy/index.html>
 - [124] Horne, Jonathan; Flynn, Damian; Littler, Tim, *Frequency Stability Issues for Islanded Power Systems*, IEEE, 2004
 - [125] Inconteco, *The Case for Distributed Storage in Ireland as its Wind Capacity Becomes Significant*
 - [126] ESB National Grid, “*Ancillary Services Schedules – Schedule 1: Operating Reserve*”
 - [127] ESB National Grid, *Ancillary Services Payments*, ESBNG, 21 de Abril de 2005
 - [128] ESB National Grid, *Ancillary Services Statements of Charges & Payments for 2006*, ESBNG, 20 de Dezembro de 2005, disponível em <http://www.eirgrid.com/EirGridPortal/uploads/Regulation%20and%20Pricing/Ancillary%20Service%20Statement%20of%20Charges%20and%20Payments%202006.pdf>
 - [129] Barry, Doireann, *Ancillary Services Workshop: Operating Reserve*, ESBNG, 5 de Fevereiro de 2004
 - [130] Bakken, Bjorn H; Uhlen, Kjetil, *Market Based AGC with Online Bidding of Regulating Reserves*, IEEE 2001
 - [131] Nordel, *Power Balance 2006/2007*, Nordel, 17 de Outubro de 2006
 - [132] Walve, Kenneth, *Frequency Control in the Nordic Power System experiences and requirements*, IEEE 1998
 - [133] Nordel, *Nordic Grid Code 2004*, Nordel, 2004
 - [134] Söder, Lennart, *Power Networks for Remote Islands vs Sweden/Europe, Energy Systems Lecture*, Instituto Real de Tecnologia de Estocolmo, 25 de Novembro de 2005
 - [135] Ackermann, Thomas, *European Wind Power Integration Experience and the Cell Controller Concept*, Energynautics GmbH, Alemanha, Dezembro 2005
 - [136] Nordel, *Power and Energy Balances – Forecast 2009*, Nordel, 23 de Outubro de 2006
 - [137] Energinet.dk, <http://www.energinet.dk/en/menu/Frontpage.htm>

- [138] Nordel, *Joint Agreement Regarding Operation of the Interconnected Nordic Power System*, Nordel, 13 de Junho de 2006
- [139] Meibom, Peter et al., *Power System Models – A Description of Power Markets and Outline of Market Modeling in Wilmar*, Risø National Laboratory, Dinamarca, Dezembro de 2003
- [140] Energinet, *Regulating Reserves – Call for Tenders for September 2006*, Energinet.dk, 28 de Julho de 2006
- [141] Meibom, Peter, *Design of the Weimar Planning Tool*, Wilmar Seminar, Bruxelas, 28 de Outubro de 2005
- [142] Holttinen, Hannele, *Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries, Publication C*, Wiley Interscience, John Wiley & Sons, 2005
- [143] Elia, *Elia Annual Report 2005*, disponível em <http://www.elia.be/DocumentsByCategory.aspx?cat=Publications#>
- [144] REE, *El Sistema Eléctrico Español, Informe 2005*, REE, 2005, disponível em http://www.ree.es/cap07/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2005.pdf
- [145] REE, Red Eléctrica de España, <http://www.ree.es>
- [146] Secretaría General de Energía, *Resolución de 13 de Julio de 2006, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 “Establecimiento de la reserva para regulación secundaria*, Boletín Oficial del Estado núm. 173 de 21 de Julho de 2006
- [147] Mibel, *Congestion Management, Reserves and Adjustment Services*, Electricity Market Integration and Tariffs Harmonization, INESC-Porto, ITT Comillas Madrid, 27 a 29 de Novembro, Porto, Portugal
- [148] RTE, *Electrical Energy Statistics for France*, Gestionnaire du Réseau de Transport d’Electricité, Outubro de 2006
- [149] HTSO, Hellenic Transmission System Operator, *Description of the Market*, disponível em http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=321&lang=2
- [150] EURPROG, *Statistics and Prospects for the European Electricity Sector (1980-1990, 2000-2020)*, Eurprog Network of Experts, Setembro de 2002
- [151] Stefanakis, John, *Crete: An Ideal Case Study for Increased Wind Power Penetration in Medium Sized Autonomous Power Systems*, PPC Transmission Department of Crete and Rhodes, 2002
- [152] Kabouris, J; Hatziargyriou, N., *Wind Power in Greece – Current Situation, Future Developments and Prospects*, Power Engineering Society General Meeting, 18-22 de Junho de 2006
- [153] ETSO, *Current State of Balance Management in Europe*, European Transmission System Operators, Dezembro de 2003, disponível em <http://www.etso-net.org/upload/documents/BalanceManagementinEurope.pdf>
- [154] PAE/RAE, *Ancillary Services: Market Based Solutions Options*, Regulatory Authority for Energy, Atenas, Grécia, Maio de 2007, disponível em http://www.rae.gr/K2/RAE_AncillaryServices180507.pdf

- [155] PAE/RAE, Operating Code: Glossary, a report for PPC, Regulatory Authority for Energy, Atenas, Grécia, Janeiro de 2007, disponível em <http://www.rae.gr/K7/Codes/Operating%20Code/Glossary.pdf>
- [156] IPA, *Review of European Union's Electricity Markets*, IPA Consulting Energy, Julho de 2006, disponível em <http://www.ipaenergy.co.uk/downloads&publications/Review%20of%20EU%20Electricity%20Markets%20-%20Vanja%2005-07-06.pdf>
- [157] Tsikalakis, A.; Katsigiannis, Y.; Georgilakis, P.; Haztiargyriou, N., *Determining and Exploiting the Distribution Function of Wind Power Forecasting Error for the Economic Operation of Autonomous Power Systems*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 18-22 de Junho de 2006
- [158] Thalassinakis, Emmanuel; Dialnyas, Evangelos, *A Method for Optimal Spinning Reserve Allocation in Isolated Power Systems Incorporating an Improved Speed Governor Model*, IEEE Transactions on power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 1629-1637, Junho de 2007
- [159] TenneT, *Transmission On Balance 2005*, Tennet, 2006
- [160] TenneT, *Handbook on the Tendering of Regulating and Reserve Power (RRP)*, TenneT; 12 de Maio de 2003
- [161] TenneT, Netherlands Transportnet, <http://www.tennet.nl/english/index.aspx>
- [162] REN, *Technical Data – Provisional Values 2006*, Rede Eléctrica Nacional (REN) S.A, Fevereiro de 2007
- [163] REN, *Technical Data – Provisional Values 2008*, Rede Eléctrica Nacional (REN) S.A, Março de 2009
- [164] REN, *Plano de Necessidades de Serviços de Sistema para o ano de 2006*, Rede Eléctrica Nacional (REN) S.A
- [165] CAISO, *Spinning Reserve and Non-Spinning Reserve (Draft)*, California ISO, 31 de Janeiro de 2006
- [166] CAISO, *Regulation Reserves – A Market Incentives Proposal*, California ISO, 8 de Maio de 1998
- [167] Paulson, Erik J., *Demand Response as Ancillary Services in PJM RTO*, IEEE 2005
- [168] PJM, *PJM Manual 10: Pre-Scheduling Operations Revision 20*, PJM, 15 de Junho de 2005, disponível em <http://www.pjm.com/contributions/pjm-manuals/pdf/m10.pdf>
- [169] Allan, Ron; Billinton, Roy, *Power System Reliability and its Assessment – Part 2: Composite Generation and Transmission Systems*, Power Engineering Journal, Novembro de 1992
- [170] Billinton, Roy; Allan, Ronald N., *Reliability Evaluation Of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Plenum Press, Nova Iorque, 1996
- [171] Billinton, Roy; Li, Wenyuan, *Reliability Assessment Of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Plenum Press, Nova Iorque, 1994
- [172] Rubinstein, Reuven Y., *Simulation and the Monte Carlo Method*, John Wiley & Sons, Haifa, Israel, 1981

- [173] Miranda, Vladimiro, *Princípios de Simulação de Monte Carlo*, FEUP, Março de 2002
- [174] Barbosa, Fernando Maciel, *O Método de Monte Carlo*, FEUP, 2003
- [175] Barbosa, Fernando Maciel, *Fiabilidade do Sistema Composto: Método de Monte Carlo*, FEUP, 2005
- [176] Sankarakrishnan, A.; Billinton, R., *Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, pp. 1540-1545, Agosto de 1995
- [177] Silva, Armando Leite et. al, *Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, Fevereiro de 2000
- [178] Borges, Carmen L.T.; Falcão, Djalma M., *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Potência em Paralelo usando Simulação de Monte Carlo Sequencial*, UFRJ – Escola de Engenharia, Departamento de Eletrotécnica, Rio de Janeiro, Brasil, Agosto de 2000
- [179] Jonnavithula, A.; Billinton, R., *Application of Sequential Monte Carlo Simulation to Evaluation of Distributions of Composite System Indices*, IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 2, pp.87-90
- [180] Haung, M. Garng; Yan, Ping, *Composite System Adequacy Evaluation using Sequential Monte Carlo Simulation for Deregulated Power Systems*, IEEE, Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, Vol. 2, pp. 856-861, Julho de 2002
- [181] Silva, Armando; Resende, Leônidas; Manso, Luiz; Billinton, Roy, *Well-being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 1763-1770, Novembro de 2004
- [182] Mello, J.; Pereira, M.; Silva, A., *Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1318-1326, 3 de Agosto de 1994
- [183] Almeida, A.; Lopes, A.; Moura, P.; Severino, S., *CISEPI – Caracterização de Soluções de Integração Sustentada de Elevados Níveis de Produção Intermitente*, Universidade de Coimbra, Rede Eléctrica Nacional, Abril de 2005
- [184] elEconomista.es, *Gobierno prevé 3 000 MW capacidad en plantas solares*, disponível em:
<http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/770758/09/08/Gobierno-preve-3000-MW-capacidad-plantas-solares-en-2010.html>
- [185] López, Rodolfo D.; Agustín, José L. B., *Energía Solar Fotovoltaica*, Centro Politécnico Superior da Universidade de Zaragoza, Espanha, 2004

- [186] CEEETA, *Tecnologias de Micro-geração e Sistemas Periféricos: Painéis Solares Fotovoltaicos*, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, Dezembro de 2001
- [187] Dal Maso, Piero, *Parque Fotovoltaico de Serpa*, 9 de Novembro de 2007
- [188] Carvalho, Maria João, *Energia Solar Térmica Activa*, Apontamentos da disciplina de Energia Solar do Mestrado em Energias Renováveis, FEUP, Outubro de 2005
- [189] Carvalho, Maria João, *Princípios Gerais para Concepção e Dimensionamento de Sistemas Solares Térmicos Activos*, Curso de Gestão e Energia nos Edifícios, INETI/ ITE, Novembro de 1998
- [190] Álvarez, Manuel Romero, *Energia Solar Termoeléctrica*, Plataforma Solar de Almería, Tabernas, Almeria, Espanha, 2003
- [191] Geuder, N.; Trieb, F.; Schillings, C.; Meyer, R.; Quaschnig, V., *Comparison of Different Methods for Measuring Solar Irradiation Data*, Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, 2004
- [192] Aguiar, Ricardo, *Cartografía de la Radiación Solar por Métodos Geoestadísticos*, III Jornadas Iberoamericanas sobre Energías Renovables. Solarimetría, Santa Cruz de la Sierra, Bolívia, 23-27 de Abril de 2001
- [193] Gallegos, H. Grossi, *Distribución de la Radiación Solar Global en la República de Argentina*, CONICET – S. M. N., Buenos Aires, Argentina
- [194] Aguiar, R.; Page, J., *European Solar Radiation Atlas Handbook*, Comissão Europeia, 1999
- [195] Comissão Europeia, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) – Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology*, disponível em:
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>
- [196] Rebelo da Silva, M., *Projectista de Sistemas Solares Térmicos*, Instituto de Soldadura e Qualidade, Setembro de 2006
- [197] Solar Energy International, *Photovoltaics: Design and Installation Manual*, Renewable Energy for a Sustainable Future, New Society Publishers, Canadá, Abril de 2005
- [198] The Planetary Society – Brasil, *Astronomia no Zênite*, disponível em <http://www.zenite.nu/>
- [199] Expansión Conferencias, *Energía Solar Termoeléctrica: análisis de los aspectos legales, operativos, financieros y medioambientales de los proyectos solares termoeléctricos*, Casino de Madrid, 28 de Maio de 2008
- [200] Téllez, Félix M., *Energía Solar Termoeléctrica: tipologías y primeros pasos del resurgimiento comercial*, Universidad Pontificia Comillas, ICAI – División PSA, Madrid, 16 de Abril de 2008
- [201] López-Cózar, José Manuel, *Manuales de Energías Renovables: Energía Solar Térmica*, Ministério de Indústria, Turismo e Comércio, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energia, Madrid, Outubro de 2006
- [202] Schlaich, J.; Bergemann, R; Schiel, W., Weinrebe, G., *Design of Comercial Solar Updraft Tower Systems – Utilization of Solar Induced*

- Convective Flows for Power Generation*, Schlaich, Bergermann und Partner (sbp gmbh), disponível em <http://www.sbp.de/en/fla/mittig.html>
- [203] Kundur, Prabha, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Professional, 2nd edition, Janeiro de 1996
- [204] Rogers Graham, *Power System Oscillations*, Kuwer's Power Electronics and Power Systems Series, Kluwer Academic Publishers, 2000
- [205] Anderson, P.; Agrawal, B.; Van Ness, J, *Subsynchronous Resonance in Power Systems*, IEEE Press, 1989
- [206] El-Shimy, M.; Badr, M.; Rassem, O., *Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability*, IEEE 12th International Middle-East Power System Conference, MEPCON, 12-15 de Março de 2008
- [207] Navarro, J; Montávez, J.; Garcia-Bustamante, E.; Jiménez, P.; González-Rouco, J., *Dynamical and Statistical Wind Downscaling in the Northeast of the Iberian Peninsula*, 8th Annual Meeting of the EMS, 7th ECAC, 2008
- [208] Joyce, António, *Sistemas Fotovoltaicos*, Departamento de Energias Renováveis do Instituto Nacional de Engenharia, Lisboa, Portugal, Novembro de 2005

Anexo A – Perfis para produção solar: valores numéricos

Tabela A.1 – Perfil de produção fotovoltaica para Portugal (valores em p.u.)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0,02328	0,00588	0,01177	0,02112	0,02180	0	0	0	0
5:00	0	0	0,023101	0,10053	0,05850	0,05178	0,05303	0,12205	0,01615	0	0	0
6:00	0,04497	0,02253	0,08686	0,21972	0,14542	0,13514	0,14831	0,26688	0,11192	0,03227	0,01212	0,05347
7:00	0,12068	0,12243	0,23678	0,33069	0,28723	0,26342	0,30455	0,41599	0,25121	0,16398	0,12989	0,17893
8:00	0,23539	0,24528	0,40380	0,41857	0,42089	0,38464	0,45462	0,53920	0,41854	0,30678	0,24656	0,29828
9:00	0,35560	0,34269	0,54056	0,47837	0,52900	0,48291	0,57741	0,62524	0,55738	0,42377	0,35237	0,36501
10:00	0,43774	0,40922	0,63527	0,50827	0,60318	0,55137	0,66279	0,66924	0,65427	0,50505	0,42438	0,39869
11:00	0,47972	0,44301	0,68355	0,50827	0,64073	0,58608	0,70658	0,66924	0,70384	0,54640	0,46074	0,39869
12:00	0,43774	0,44301	0,63527	0,47837	0,60318	0,58608	0,66279	0,62524	0,65427	0,54640	0,42438	0,36501
13:00	0,35560	0,40324	0,54056	0,41857	0,52900	0,55137	0,57741	0,53920	0,55738	0,50505	0,35237	0,29828
14:00	0,23539	0,34269	0,40380	0,33069	0,42089	0,48291	0,45462	0,41599	0,41854	0,42377	0,24656	0,17893
15:00	0,12068	0,23166	0,23678	0,21972	0,28723	0,38464	0,30455	0,26688	0,25121	0,30678	0,12989	0,05347
16:00	0,04497	0,10596	0,08686	0,10053	0,14542	0,26342	0,14831	0,12205	0,11192	0,16398	0,01212	0
17:00	0	0,02253	0,02310	0,02328	0,05850	0,13514	0,05303	0,02180	0,01615	0,03227	0	0
18:00	0	0	0	0	0,00588	0,05178	0,02112	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0,01177	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela A.2 – Perfil de produção solar térmica para Portugal (valores em p.u.)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0:00	0,35654	0,38984	0,56423	0,51728	0,58968	0,61372	0,64059	0,66180	0,58742	0,49211	0,34719	0,32199
1:00	0,36883	0,40328	0,58368	0,53512	0,61002	0,63489	0,66268	0,68462	0,60768	0,50908	0,35916	0,33310
2:00	0,36883	0,39656	0,57396	0,52620	0,59985	0,62430	0,65163	0,67321	0,59755	0,50059	0,35318	0,32754
3:00	0,33810	0,36967	0,53504	0,49052	0,55918	0,58198	0,60746	0,62757	0,55704	0,46666	0,32923	0,30534
4:00	0,30121	0,32935	0,47668	0,43701	0,49818	0,51849	0,54119	0,55911	0,49627	0,41575	0,29332	0,27203
5:00	0,26433	0,28902	0,41831	0,38350	0,43718	0,45500	0,47492	0,49065	0,43550	0,36484	0,25740	0,23872
6:00	0,23974	0,26213	0,37940	0,34783	0,39651	0,41268	0,43074	0,44500	0,39499	0,33090	0,23346	0,21651
7:00	0,23359	0,25541	0,36967	0,33891	0,38634	0,40209	0,41970	0,43359	0,38486	0,32242	0,22747	0,21096
8:00	0,25204	0,27558	0,39885	0,36566	0,41684	0,43384	0,45283	0,46783	0,41525	0,34787	0,24543	0,22762
9:00	0,30736	0,33607	0,48640	0,44593	0,50835	0,52907	0,55223	0,57052	0,50640	0,42423	0,29930	0,27758
10:00	0,38113	0,41672	0,60314	0,55295	0,63035	0,65605	0,68477	0,70744	0,62793	0,52605	0,37114	0,34420
11:00	0,44875	0,49066	0,71015	0,65106	0,74219	0,77244	0,80626	0,83296	0,73934	0,61938	0,43698	0,40527
12:00	0,49793	0,54443	0,78797	0,72241	0,82352	0,85709	0,89462	0,92424	0,82036	0,68726	0,48487	0,44968
13:00	0,52251	0,57132	0,82689	0,75808	0,86419	0,89942	0,93880	0,96988	0,86087	0,72119	0,50882	0,47188
14:00	0,52866	0,57804	0,83661	0,76700	0,87436	0,91000	0,94984	0,98129	0,87100	0,72968	0,51480	0,47744
15:00	0,51637	0,56459	0,81716	0,74916	0,85402	0,88884	0,92775	0,95847	0,85075	0,71271	0,50283	0,46633
16:00	0,47948	0,52427	0,75879	0,69565	0,79302	0,82535	0,86148	0,89001	0,78998	0,66180	0,46691	0,43302
17:00	0,44260	0,48394	0,70042	0,64214	0,73202	0,76186	0,79522	0,82155	0,72921	0,61089	0,43100	0,39971
18:00	0,40572	0,44361	0,64205	0,58863	0,67102	0,69837	0,72895	0,75308	0,66844	0,55999	0,39508	0,36640
19:00	0,38113	0,41672	0,60314	0,55295	0,63035	0,65605	0,68477	0,70744	0,62793	0,52605	0,37114	0,34420
20:00	0,36269	0,39656	0,57396	0,52620	0,59985	0,62430	0,65163	0,67321	0,59755	0,50059	0,35318	0,32754
21:00	0,35654	0,38984	0,56423	0,51728	0,58968	0,61372	0,64059	0,66180	0,58742	0,49211	0,34719	0,32199
22:00	0,37498	0,41000	0,59341	0,54404	0,62018	0,64547	0,67372	0,69603	0,61780	0,51756	0,36515	0,33865
23:00	0,40572	0,44361	0,64205	0,58863	0,67102	0,69837	0,72895	0,75308	0,66844	0,55999	0,39508	0,36640

Tabela A.3 – Perfil de produção ofotovoltaica para Espanha (valores em p.u.)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0,02410	0,00600	0,01168	0,02026	0,01996	0	0	0	0
5:00	0	0	0,023272	0,10408	0,05971	0,05138	0,05086	0,11176	0,01544	0	0	0
6:00	0,04925	0,02473	0,08750	0,22747	0,14842	0,13409	0,14224	0,24438	0,10697	0,03097	0,01298	0,05434
7:00	0,13218	0,13442	0,23854	0,34235	0,29315	0,26137	0,29209	0,38092	0,24010	0,15737	0,13911	0,18185
8:00	0,25782	0,26931	0,40679	0,43334	0,42957	0,38165	0,43602	0,49376	0,40002	0,29442	0,26407	0,30315
9:00	0,38949	0,37625	0,54456	0,49524	0,53991	0,47915	0,55378	0,57254	0,53272	0,40669	0,37739	0,37097
10:00	0,47945	0,44930	0,63998	0,52620	0,61562	0,54707	0,63567	0,61283	0,62533	0,48470	0,45452	0,40520
11:00	0,52543	0,48640	0,68861	0,52620	0,65394	0,58152	0,67767	0,61283	0,67271	0,52438	0,49345	0,40520
12:00	0,47945	0,48640	0,63998	0,49524	0,61562	0,58152	0,63567	0,57254	0,62533	0,52438	0,45452	0,37097
13:00	0,38949	0,44274	0,54456	0,43334	0,53991	0,54707	0,55378	0,49376	0,53272	0,48470	0,37739	0,30315
14:00	0,25782	0,37625	0,40679	0,34235	0,42957	0,47915	0,43602	0,38092	0,40002	0,40669	0,26407	0,18185
15:00	0,13218	0,25435	0,23854	0,22747	0,29315	0,38165	0,29209	0,24438	0,24010	0,29442	0,13911	0,05434
16:00	0,04925	0,11633	0,08750	0,10408	0,14842	0,26137	0,14224	0,11176	0,10697	0,15737	0,01298	0
17:00	0	0,02473	0,02327	0,02410	0,05971	0,13409	0,05086	0,01996	0,01544	0,03097	0	0
18:00	0	0	0	0	0,00600	0,05138	0,02026	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0,01168	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela A.4 – Perfil de produção solar térmica para Espanha (valores em p.u.)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0:00	0,39073	0,42797	0,56834	0,53546	0,60177	0,60887	0,61431	0,60595	0,56137	0,47222	0,37180	0,32721
1:00	0,40421	0,44273	0,58794	0,55393	0,62252	0,62987	0,63549	0,62684	0,58073	0,48851	0,38462	0,33850
2:00	0,39747	0,43535	0,57814	0,54470	0,61214	0,61937	0,62490	0,61640	0,57105	0,48036	0,37821	0,33285
3:00	0,37052	0,40583	0,53894	0,50777	0,57064	0,57738	0,58253	0,57461	0,53234	0,44780	0,35257	0,31029
4:00	0,33010	0,36156	0,48015	0,45237	0,50839	0,51439	0,51898	0,51192	0,47426	0,39895	0,31411	0,27644
5:00	0,28968	0,31729	0,42135	0,39698	0,44614	0,45141	0,45543	0,44924	0,41619	0,35010	0,27565	0,24259
6:00	0,26273	0,28777	0,38216	0,36005	0,40464	0,40942	0,41307	0,40745	0,37747	0,31753	0,25000	0,22002
7:00	0,25600	0,28039	0,37236	0,35082	0,39426	0,39892	0,40248	0,39700	0,36780	0,30939	0,24359	0,21438
8:00	0,27621	0,30253	0,40176	0,37852	0,42539	0,43041	0,43425	0,42834	0,39683	0,33381	0,26283	0,23131
9:00	0,33684	0,36894	0,48995	0,46161	0,51877	0,52489	0,52957	0,52237	0,48394	0,40709	0,32052	0,28208
10:00	0,41768	0,45748	0,60753	0,57239	0,64327	0,65087	0,65667	0,64774	0,60009	0,50479	0,39744	0,34978
11:00	0,49178	0,53865	0,71532	0,67395	0,75740	0,76634	0,77318	0,76266	0,70656	0,59435	0,46796	0,41184
12:00	0,54568	0,59768	0,79371	0,74780	0,84040	0,85032	0,85791	0,84624	0,78399	0,65948	0,51924	0,45697
13:00	0,57262	0,62720	0,83291	0,78473	0,88190	0,89232	0,90028	0,88803	0,82270	0,69205	0,54488	0,47954
14:00	0,57936	0,63458	0,84271	0,79396	0,89228	0,90281	0,91087	0,89848	0,83238	0,70019	0,55129	0,48518
15:00	0,56589	0,61982	0,82311	0,77550	0,87153	0,88182	0,88969	0,87758	0,81302	0,68391	0,53847	0,47389
16:00	0,52547	0,57555	0,76432	0,72011	0,80928	0,81883	0,82614	0,81490	0,75495	0,63506	0,50001	0,44004
17:00	0,48505	0,53127	0,70552	0,66471	0,74702	0,75584	0,76259	0,75221	0,69688	0,58621	0,46155	0,40619
18:00	0,44463	0,48700	0,64673	0,60932	0,68477	0,69286	0,69904	0,68953	0,63880	0,53736	0,42308	0,37234
19:00	0,41768	0,45748	0,60753	0,57239	0,64327	0,65087	0,65667	0,64774	0,60009	0,50479	0,39744	0,34978
20:00	0,39747	0,43535	0,57814	0,54470	0,61214	0,61937	0,62490	0,61640	0,57105	0,48036	0,37821	0,33285
21:00	0,39073	0,42797	0,56834	0,53546	0,60177	0,60887	0,61431	0,60595	0,56137	0,47222	0,37180	0,32721
22:00	0,41094	0,45011	0,59773	0,56316	0,63290	0,64037	0,64608	0,63729	0,59041	0,49665	0,39103	0,34414
23:00	0,44463	0,48700	0,64673	0,60932	0,68477	0,69286	0,69904	0,68953	0,63880	0,53736	0,42308	0,37234

Anexo B – Dados utilizados no estudo de comparação entre indicadores de fiabilidade

Os resultados inscritos nas tabelas que se apresentam a seguir foram obtidos na sequência das simulações efectuadas, ao longo dos estudos efectuados no âmbito do Projecto Reservas. Salienta-se que, apesar do autor ter participado activamente no processo de simulação e obtenção destes resultados, o crédito intelectual devido à concepção da ferramenta computacional que permitiu obtê-los não lhe pertence.

Tabela B.1 – Resultados anuais da análise de cobertura (Portugal)

Análise de Cobertura - LOLE Anual Portugal (h/ano)						
CASO	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Base	0,0050	3,290	0,0493	0,784	1,97	3,70
Seco	0,0118	4,703	0,0793	1,176	2,99	5,92
ΔM	0,0078	4,476	0,0858	1,311	2,78	5,00
ΔHM	0,0143	6,331	0,1418	1,899	4,20	7,47
ΔHEM	0,0209	13,750	0,5269	6,380	12,24	18,80

Tabela B.2 – Resultados anuais da análise de cobertura (Espanha)

Análise de Cobertura - LOLE Anual Espanha (h/ano)						
CASO	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Base	0,0881	0,00	0,00000	0,0035	0,0179	0,090
Seco	0,7650	0,00	0,00067	0,0385	0,1639	0,440
ΔHE	1,8310	0,00	0,00735	0,2607	0,8850	1,519
ΔHM	1,0990	0,00	0,00199	0,0718	0,2544	0,600
ΔHEM	2,5310	0,00	0,01383	0,4017	1,1280	1,959

Tabela B.3 – Resultados anuais da análise de reserva operacional (Portugal)

Análise de Reserva Operacional - LOLE Anual Portugal (h/ano)						
CASO	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Base	0,0312	3,982	0,1266	1,0090	2,37	4,40
Seco	0,0158	5,545	0,1107	1,4890	3,57	6,71
ΔM	0,0340	5,435	0,1897	1,6460	3,28	5,89
ΔHM	0,0193	7,387	0,1922	2,3190	5,05	8,45
ΔHEM	0,0281	16,020	0,7179	7,6850	14,18	21,24

Tabela B.4 – Resultados anuais da análise de reserva operacional (Espanha)

Análise de Reserva Operacional - LOLE Anual Espanha (h/ano)						
CASO	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Base	0,22650	0,00023	0,00082	0,0202	0,0293	0,1229
Seco	1,23200	0,00006	0,00237	0,0633	0,2306	0,5551
ΔHE	2,90600	0,00025	0,01431	0,3729	1,0610	1,8510
ΔHM	1,70600	0,00003	0,00551	0,1190	0,3485	0,7272
ΔHEM	3,97800	0,00025	0,02577	0,5403	1,3810	2,2490

Tabela B.5 – Resultados anuais utilizados no estudo de apoio à fixação de padrões de risco (Portugal)

		Análise de Cobertura		Análise de Reserva Operacional		$IC_{ano} = P_{disp}/Ponta$	
		LOLE (h/ano)	IC_{ano}	LOLE (h/ano)	IC_{ano}	Ponta (MW)	P_{disp} (MW)
Base	2005	0,0050	1,1110	0,0312	1,1110	8 526	9 472
	2008	3,2900	1,0865	3,9820	1,0865	9 630	10 464
	2010	0,0493	1,1516	0,1266	1,1516	10 426	12 007
	2015	0,7842	1,1036	1,0090	1,1036	12 716	14 034
	2020	1,9660	1,0267	2,3650	1,0267	15 099	15 503
	2025	3,7010	1,0098	4,4010	1,0098	17 963	18 138
Seco	2005	0,0118	1,1008	0,0158	1,1008	8 526	9 386
	2008	4,7030	1,0770	5,5450	1,0770	9 630	10 372
	2010	0,0793	1,1424	0,1107	1,1424	10 426	11 910
	2015	1,1760	1,0961	1,4890	1,0961	12 716	13 938
	2020	2,9910	1,0177	3,5680	1,0177	15 099	15 366
	2025	5,9220	1,0004	6,7110	1,0004	17 963	17 970
ΔM	2005	0,0078	1,1031	0,0340	1,1031	8 526	9 405
	2008	4,4760	1,0865	5,4350	1,0865	9 630	10 464
	2010	0,0858	1,1516	0,1897	1,1516	10 426	12 007
	2015	1,3110	1,1036	1,6460	1,1036	12 716	14 034
	2020	2,7770	1,0165	3,2830	1,0165	15 099	15 349
	2025	5,0040	0,9998	5,8880	0,9998	17 963	17 959
ΔHM	2005	0,0143	1,0930	0,0193	1,0930	8 526	9 319
	2008	6,3310	1,0770	7,3870	1,0770	9 630	10 372
	2010	0,1418	1,1424	0,1922	1,1424	10 426	11 910
	2015	1,8990	1,0961	2,3190	1,0961	12 716	13 938
	2020	4,2020	1,0075	5,0500	1,0075	15 099	15 213
	2025	7,4670	0,9905	8,4490	0,9905	17 963	17 791
ΔHEM	2005	0,0209	1,0804	0,0281	1,0804	8 526	9 212
	2008	13,7500	1,0426	16,0200	1,0426	9 630	10 041
	2010	0,5269	1,0916	0,7179	1,0916	10 426	11 381
	2015	6,3800	1,0441	7,6850	1,0441	12 716	13 276
	2020	12,2400	0,9637	14,1800	0,9637	15 099	14 551
	2025	18,8000	0,9520	21,2400	0,9520	17 963	17 099

Tabela B.6.1 – Resultados mensais obtidos para a análise de cobertura (Portugal)

Caso Base			Caso Seco			Caso ΔM		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,002330	1,141	JAN 2005	0,006000	1,120	JAN 2005	0,003330	1,138
MAR 2005	0,002380	1,167	MAR 2005	0,003330	1,151	MAR 2005	0,002380	1,167
SET 2005	0,000333	1,244	SET 2005	0,001440	1,235	SET 2005	0,002110	1,208
JAN 2008	0,007470	1,157	DEZ 2005	0,001000	1,182	JAN 2008	0,003680	1,157
FEV 2008	0,003640	1,190	JAN 2008	0,008910	1,137	FEV 2008	0,004480	1,190
MAR 2008	3,240000	1,045	FEV 2008	0,005420	1,171	MAR 2008	4,330000	1,045
JUN 2008	0,008970	1,287	MAR 2008	4,630000	1,030	MAI 2008	0,022900	1,292
JUL 2008	0,009370	1,239	MAI 2008	0,006680	1,277	JUN 2008	0,036600	1,287
AGO 2008	0,002190	1,321	JUN 2008	0,017800	1,276	JUL 2008	0,026800	1,239
SET 2008	0,006800	1,307	JUL 2008	0,012100	1,231	AGO 2008	0,009980	1,321
NOV 2008	0,001490	1,202	AGO 2008	0,003270	1,314	SET 2008	0,033800	1,307
DEZ 2008	0,008100	1,182	SET 2008	0,010100	1,299	NOV 2008	0,003680	1,202
JAN 2010	0,004000	1,165	NOV 2008	0,002230	1,201	DEZ 2008	0,008260	1,182
FEV 2010	0,004140	1,182	DEZ 2008	0,007760	1,179	JAN 2010	0,004690	1,163
MAR 2010	0,027900	1,139	JAN 2010	0,007690	1,145	FEV 2010	0,005230	1,178
JUN 2010	0,007180	1,169	FEV 2010	0,008530	1,163	MAR 2010	0,039900	1,131
NOV 2010	0,003050	1,219	MAR 2010	0,045000	1,125	JUN 2010	0,029300	1,145
DEZ 2010	0,002960	1,208	JUN 2010	0,011400	1,159	NOV 2010	0,003380	1,217
JAN 2015	0,121000	1,117	NOV 2010	0,003050	1,218	DEZ 2010	0,003290	1,207
FEV 2015	0,120000	1,132	DEZ 2010	0,003630	1,204	JAN 2015	0,141000	1,115
MAR 2015	0,228000	1,102	JAN 2015	0,222000	1,098	FEV 2015	0,162000	1,128
JUN 2015	0,102000	1,125	FEV 2015	0,226000	1,114	MAR 2015	0,335000	1,095
JUL 2015	0,001820	1,202	MAR 2015	0,340000	1,089	JUN 2015	0,431000	1,103
SET 2015	0,000608	1,225	JUN 2015	0,150000	1,118	JUL 2015	0,005620	1,189
NOV 2015	0,084600	1,174	JUL 2015	0,001540	1,198	AGO 2015	0,000421	1,198
DEZ 2015	0,126000	1,163	NOV 2015	0,095600	1,172	SET 2015	0,003160	1,203
JAN 2020	0,241000	1,093	DEZ 2015	0,140000	1,160	NOV 2015	0,100000	1,173
FEV 2020	0,358000	1,109	JAN 2020	0,556000	1,066	DEZ 2015	0,132000	1,163
MAR 2020	0,509000	1,074	FEV 2020	0,680000	1,085	JAN 2020	0,264000	1,091
JUN 2020	0,298000	1,097	MAR 2020	0,756000	1,057	FEV 2020	0,412000	1,106
JUL 2020	0,005140	1,172	JUN 2020	0,401000	1,090	MAR 2020	0,667000	1,066
AGO 2020	0,001710	1,194	JUL 2020	0,006340	1,169	JUN 2020	0,828000	1,076
SET 2020	0,003430	1,197	AGO 2020	0,001060	1,193	JUL 2020	0,013000	1,159
NOV 2020	0,193000	1,142	SET 2020	0,003170	1,193	AGO 2020	0,003950	1,169
DEZ 2020	0,356000	1,131	NOV 2020	0,219000	1,137	SET 2020	0,008930	1,175
JAN 2025	0,608000	1,071	DEZ 2020	0,369000	1,126	NOV 2020	0,209000	1,140
FEV 2025	0,737000	1,089	JAN 2025	1,360000	1,045	DEZ 2020	0,371000	1,130
MAR 2025	0,862000	1,056	FEV 2025	1,430000	1,064	JAN 2025	0,701000	1,069
JUN 2025	0,381000	1,081	MAR 2025	1,250000	1,040	FEV 2025	0,943000	1,085
JUL 2025	0,008900	1,163	JUN 2025	0,545000	1,074	MAR 2025	1,110000	1,049
AGO 2025	0,001150	1,185	JUL 2025	0,011700	1,160	JUN 2025	1,060000	1,060
SET 2025	0,003440	1,180	SET 2025	0,004540	1,176	JUL 2025	0,020100	1,152
OUT 2025	0,001150	1,219	OUT 2025	0,001510	1,215	AGO 2025	0,001370	1,162
NOV 2025	0,357000	1,116	NOV 2025	0,435000	1,111	SET 2025	0,008420	1,159
DEZ 2025	0,740000	1,103	DEZ 2025	0,884000	1,098	OUT 2025	0,001370	1,204
						NOV 2025	0,375000	1,114
						DEZ 2025	0,784000	1,102

Tabela B.6.2 – Resultados mensais obtidos para a análise de cobertura (Portugal)

Caso Δ HM			Caso Δ HEM		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,007000	1,117079	JAN 2005	0,009630	1,107
MAR 2005	0,003330	1,151398	MAR 2005	0,005140	1,140
SET 2005	0,003000	1,198319	SET 2005	0,003670	1,184
DEZ 2005	0,001000	1,181627	DEZ 2005	0,002440	1,160
JAN 2008	0,010500	1,136520	JAN 2008	0,069600	1,099
FEV 2008	0,001140	1,170924	FEV 2008	0,015900	1,139
MAR 2008	6,110000	1,030388	MAR 2008	13,000000	0,992
ABR 2008	0,001660	1,308838	ABR 2008	0,007940	1,251
MAI 2008	0,049100	1,276846	MAI 2008	0,176000	1,246
JUN 2008	0,041600	1,276344	JUN 2008	0,159000	1,244
JUL 2008	0,031900	1,231238	JUL 2008	0,063400	1,197
AGO 2008	0,019500	1,313838	AGO 2008	0,071000	1,280
SET 2008	0,053000	1,298953	SET 2008	0,151000	1,266
NOV 2008	0,005250	1,201179	OUT 2008	0,015900	1,283
DEZ 2008	0,006520	1,178717	NOV 2008	0,015900	1,155
JAN 2010	0,008540	1,143034	DEZ 2008	0,027600	1,131
FEV 2010	0,011700	1,158954	JAN 2010	0,043400	1,086
MAR 2010	0,069300	1,116582	FEV 2010	0,055700	1,112
JUN 2010	0,044400	1,1347	MAR 2010	0,218000	1,060
SET 2010	0,000506	1,243505	JUN 2010	0,173000	1,087
NOV 2010	0,003690	1,216291	SET 2010	0,001570	1,196
DEZ 2010	0,003730	1,203031	NOV 2010	0,009880	1,147
JAN 2015	0,235000	1,096262	DEZ 2010	0,025500	1,130
FEV 2015	0,275000	1,110423	JAN 2015	1,050000	1,039
MAR 2015	0,493000	1,081899	FEV 2015	0,917000	1,062
JUN 2015	0,608000	1,096314	MAR 2015	1,600000	1,023
JUL 2015	0,009960	1,184709	JUN 2015	1,700000	1,048
SET 2015	0,005910	1,197883	JUL 2015	0,035300	1,135
OUT 2015	0,000984	1,252609	AGO 2015	0,008800	1,145
NOV 2015	0,119000	1,170623	SET 2015	0,026700	1,150
DEZ 2015	0,152000	1,158798	OUT 2015	0,004980	1,189
JAN 2020	0,620000	1,064673	NOV 2015	0,325000	1,098
FEV 2020	0,782000	1,081762	DEZ 2015	0,708000	1,082
MAR 2020	1,000000	1,050327	JAN 2020	2,370000	1,016
JUN 2020	1,120000	1,068792	FEV 2020	2,030000	1,041
JUL 2020	0,013500	1,156702	MAR 2020	2,860000	1,001
AGO 2020	0,004870	1,167471	JUN 2020	2,880000	1,028
SET 2020	0,011100	1,170899	JUL 2020	0,043900	1,115
OUT 2020	0,001220	1,220185	AGO 2020	0,018900	1,126
NOV 2020	0,242000	1,135321	SET 2020	0,047300	1,131
DEZ 2020	0,400000	1,125447	OUT 2020	0,006290	1,166
JAN 2025	1,410000	1,042745	NOV 2020	0,515000	1,075
FEV 2025	1,630000	1,060671	DEZ 2020	1,460000	1,061
MAR 2025	1,590000	1,032746	JAN 2025	4,270000	1,000
JUN 2025	1,410000	1,052609	FEV 2025	3,380000	1,025
JUL 2025	0,026400	1,148634	MAR 2025	4,010000	0,989
SET 2025	0,008670	1,154663	MAI 2025	0,002580	1,177
OUT 2025	0,001680	1,200383	JUN 2025	3,200000	1,017
NOV 2025	0,482000	1,108875	JUL 2025	0,040700	1,112
DEZ 2025	0,913000	1,097319	AGO 2025	0,010400	1,124
			SET 2025	0,053900	1,120
			OUT 2025	0,005150	1,153
			NOV 2025	0,918000	1,055
			DEZ 2025	2,900000	1,040

Tabela B.7.1 – Resultados mensais obtidos para a análise de reserva operacional (Portugal)

Caso Base			Caso Seco			Caso ΔM		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,016300	1,141	JAN 2005	0,008670	1,120	JAN 2005	0,017500	1,138
FEV 2005	0,004060	1,205	MAR 2005	0,004000	1,151	FEV 2005	0,004060	1,205
MAR 2005	0,003330	1,167	SET 2005	0,001780	1,235	MAR 2005	0,003330	1,167
SET 2005	0,001110	1,244	DEZ 2005	0,001330	1,182	SET 2005	0,002670	1,208
DEZ 2005	0,006440	1,185	JAN 2008	0,009760	1,137	DEZ 2005	0,006440	1,185
JAN 2008	0,021000	1,157	FEV 2008	0,001060	1,171	JAN 2008	0,015400	1,157
FEV 2008	0,017300	1,190	MAR 2008	5,460000	1,030	FEV 2008	0,022000	1,190
MAR 2008	3,880000	1,045	MAI 2008	0,013300	1,277	MAR 2008	5,150000	1,045
MAI 2008	0,003320	1,292	JUN 2008	0,017100	1,276	ABR 2008	0,002020	1,325
JUN 2008	0,012500	1,287	JUL 2008	0,012200	1,231	MAI 2008	0,040000	1,292
JUL 2008	0,013300	1,239	AGO 2008	0,003580	1,314	JUN 2008	0,050200	1,287
AGO 2008	0,002430	1,321	SET 2008	0,013700	1,299	JUL 2008	0,044200	1,239
SET 2008	0,009290	1,307	NOV 2008	0,007320	1,201	AGO 2008	0,021100	1,321
NOV 2008	0,004980	1,202	DEZ 2008	0,006060	1,179	SET 2008	0,058400	1,307
DEZ 2008	0,021200	1,182	JAN 2010	0,009970	1,145	NOV 2008	0,006050	1,202
JAN 2010	0,036000	1,165	FEV 2010	0,013500	1,163	DEZ 2008	0,021700	1,182
FEV 2010	0,022500	1,182	MAR 2010	0,061200	1,125	JAN 2010	0,039500	1,163
MAR 2010	0,033900	1,139	JUN 2010	0,017100	1,159	FEV 2010	0,028200	1,178
JUN 2010	0,010600	1,169	NOV 2010	0,004400	1,218	MAR 2010	0,054000	1,131
NOV 2010	0,003730	1,219	DEZ 2010	0,004630	1,204	JUN 2010	0,041500	1,145
DEZ 2010	0,019800	1,208	JAN 2015	0,267000	1,098	SET 2010	0,000506	1,252
JAN 2015	0,155000	1,117	FEV 2015	0,286000	1,114	NOV 2010	0,004400	1,217
FEV 2015	0,165000	1,132	MAR 2015	0,402000	1,089	DEZ 2010	0,021700	1,207
MAR 2015	0,274000	1,102	JUN 2015	0,214000	1,118	JAN 2015	0,174000	1,115
JUN 2015	0,140000	1,125	JUL 2015	0,003480	1,198	FEV 2015	0,203000	1,128
JUL 2015	0,002080	1,202	SET 2015	0,001750	1,220	MAR 2015	0,405000	1,095
JAN 2020	0,301000	1,093	NOV 2015	0,135000	1,172	JUN 2015	0,559000	1,103
FEV 2020	0,423000	1,109	DEZ 2015	0,179000	1,160	JUL 2015	0,009640	1,189
MAR 2020	0,610000	1,074	JAN 2020	0,681000	1,066	AGO 2015	0,000876	1,198
JUN 2020	0,372000	1,097	FEV 2020	0,783000	1,085	SET 2015	0,006130	1,203
JUL 2020	0,005550	1,172	MAR 2020	0,884000	1,057	AGO 2015	0,001110	1,256
AGO 2020	0,002780	1,194	JUN 2020	0,478000	1,090	NOV 2015	0,123000	1,173
SET 2020	0,005550	1,197	JUL 2020	0,008030	1,169	DEZ 2015	0,164000	1,163
NOV 2020	0,228000	1,142	AGO 2020	0,001150	1,193	JAN 2020	0,332000	1,065
DEZ 2020	0,416000	1,131	SET 2020	0,005730	1,193	FEV 2020	0,502000	1,082
JAN 2025	0,761000	1,071	NOV 2020	0,266000	1,137	MAR 2020	0,782000	1,050
FEV 2025	0,917000	1,089	DEZ 2020	0,462000	1,126	JUN 2020	0,972000	1,069
MAR 2025	0,982000	1,056	JAN 2025	1,490000	1,045	JUL 2020	0,019700	1,157
JUN 2025	0,465000	1,081	FEV 2025	1,610000	1,064	AGO 2020	0,005640	1,167
JUL 2025	0,013600	1,163	MAR 2025	1,410000	1,040	SET 2020	0,011000	1,171
AGO 2025	0,001260	1,185	JUN 2025	0,644000	1,074	OUT 2020	0,000365	1,220
SET 2025	0,005060	1,180	JUL 2025	0,018800	1,160	NOV 2020	0,239000	1,135
OUT 2025	0,001260	1,219	SET 2025	0,006410	1,176	DEZ 2020	0,420000	1,125
NOV 2025	0,390000	1,116	OUT 2025	0,001600	1,215	JAN 2025	0,847000	1,069
DEZ 2025	0,866000	1,103	NOV 2025	0,504000	1,111	FEV 2025	1,120000	1,085
			DEZ 2025	1,030000	1,098	MAR 2025	1,250000	1,049
						JUN 2025	1,260000	1,060
						JUL 2025	0,025000	1,152
						AGO 2025	0,001460	1,162
						SET 2025	0,011700	1,159
						OUT 2025	0,001460	1,204
						NOV 2025	0,452000	1,114
						DEZ 2025	0,921000	1,102

Tabela B.7.2 – Resultados mensais obtidos para a análise de reserva operacional (Portugal)

Caso Δ HM			Caso Δ HEM		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,010300	1,117	JAN 2005	0,014100	1,107
MAR 2005	0,004000	1,151	MAR 2005	0,005810	1,140
SET 2005	0,003670	1,198	SET 2005	0,004970	1,184
DEZ 2005	0,001330	1,182	DEZ 2005	0,003260	1,160
JAN 2008	0,011200	1,137	JAN 2008	0,083200	1,099
FEV 2008	0,001210	1,171	FEV 2008	0,025900	1,139
MAR 2008	7,030000	1,030	MAR 2008	15,000000	0,992
ABR 2008	0,002800	1,309	ABR 2008	0,008620	1,251
MAI 2008	0,078300	1,277	MAI 2008	0,259000	1,246
JUN 2008	0,069400	1,276	JUN 2008	0,199000	1,244
JUL 2008	0,057100	1,231	JUL 2008	0,114000	1,197
AGO 2008	0,032000	1,314	AGO 2008	0,094400	1,280
SET 2008	0,083700	1,299	SET 2008	0,216000	1,266
OUT 2008	0,000233	1,325	OUT 2008	0,017200	1,283
NOV 2008	0,011200	1,201	NOV 2008	0,017200	1,155
DEZ 2008	0,006960	1,179	DEZ 2008	0,030000	1,131
JAN 2010	0,010900	1,143	JAN 2010	0,062800	1,086
FEV 2010	0,016000	1,159	FEV 2010	0,076700	1,112
MAR 2010	0,089600	1,117	MAR 2010	0,286000	1,060
JUN 2010	0,064900	1,135	JUN 2010	0,242000	1,087
SET 2010	0,001000	1,244	SET 2010	0,002230	1,196
NOV 2010	0,004400	1,216	NOV 2010	0,014300	1,147
DEZ 2010	0,005450	1,203	DEZ 2010	0,033800	1,130
JAN 2015	0,304000	1,096	JAN 2015	1,300000	1,039
FEV 2015	0,332000	1,110	FEV 2015	1,090000	1,062
MAR 2015	0,603000	1,082	MAR 2015	1,860000	1,023
MAI 2015	0,001090	1,251	JUN 2015	2,100000	1,048
JUN 2015	0,735000	1,096	JUL 2015	0,050000	1,135
JUL 2015	0,012000	1,185	AGO 2015	0,012400	1,145
SET 2015	0,008750	1,198	SET 2015	0,037300	1,150
OUT 2015	0,001390	1,253	OUT 2015	0,007070	1,189
NOV 2015	0,135000	1,171	NOV 2015	0,391000	1,098
DEZ 2015	0,187000	1,159	DEZ 2015	0,838000	1,082
JAN 2020	0,758000	1,065	JAN 2020	2,760000	1,016
FEV 2020	0,942000	1,082	FEV 2020	2,370000	1,041
MAR 2020	1,170000	1,050	MAR 2020	3,220000	1,001
JUN 2020	1,660000	1,053	JUN 2020	3,360000	1,028
JUL 2020	0,031500	1,149	JUL 2020	0,056500	1,115
SET 2020	0,017300	1,155	AGO 2020	0,021900	1,126
OUT 2020	0,001780	1,200	SET 2020	0,065600	1,131
NOV 2020	0,560000	1,109	OUT 2020	0,008320	1,166
DEZ 2020	1,070000	1,097	NOV 2020	0,601000	1,075
JAN 2025	1,590000	1,043	DEZ 2020	1,710000	1,061
FEV 2025	1,820000	1,061	JAN 2025	4,860000	1,000
MAR 2025	1,710000	1,033	FEV 2025	3,780000	1,025
JUN 2025	1,660000	1,053	MAR 2025	4,430000	0,989
JUL 2025	0,031500	1,149	MAI 2025	0,005380	1,177
SET 2025	0,017300	1,155	JUN 2025	3,730000	1,017
OUT 2025	0,001780	1,200	JUL 2025	0,053100	1,112
NOV 2025	0,560000	1,109	AGO 2025	0,014700	1,124
DEZ 2025	1,070000	1,097	SET 2025	0,080900	1,120
			OUT 2025	0,008060	1,153
			NOV 2025	1,040000	1,055
			DEZ 2025	3,240000	1,040

Tabela B.8 – Resultados anuais utilizados no estudo de apoio à fixação de padrões de risco (Espanha)

		Análise de Cobertura		Análise de Reserva Operacional		$IC_{ano} = P_{disp}/Ponta$	
		LOLE (h/ano)	IC_{ano}	LOLE (h/ano)	IC_{ano}	Ponta (MW)	P_{disp} (MW)
Base	2005	0,0881	1,0540	0,2265	1,0540	43 378	45 721
	2008	0,0000	1,2020	0,0002	1,2020	46 200	55 534
	2010	0,0000	1,1552	0,0008	1,1552	49 600	57 296
	2015	0,0035	1,1087	0,0202	1,1087	59 100	65 524
	2020	0,0179	1,0929	0,0293	1,0929	68 513	74 875
	2025	0,0898	1,0693	0,1229	1,0693	75 644	80 888
Seco	2005	0,7650	1,0271	1,2320	1,0271	43 378	44 553
	2008	0,0000	1,1768	0,0001	1,1768	46 200	54 370
	2010	0,0007	1,1317	0,0024	1,1317	49 600	56 130
	2015	0,0385	1,0888	0,0752	1,0888	59 100	64 348
	2020	0,1639	1,0752	0,2306	1,0752	68 513	73 668
	2025	0,4397	1,0520	0,5551	1,0520	75 644	79 580
ΔHE	2005	1,8310	1,0000	2,9060	1,0000	43 378	43 380
	2008	0,0000	1,1332	0,0003	1,1332	46 200	52 353
	2010	0,0074	1,0803	0,0143	1,0803	49 600	53 583
	2015	0,2607	1,0281	0,3729	1,0281	59 100	60 760
	2020	0,8850	1,0072	1,0610	1,0072	68 513	69 008
	2025	1,5190	0,9816	1,8510	0,9816	75 644	74 251
ΔHM	2005	1,0990	1,0168	1,7060	1,0168	43 378	44 107
	2008	0,0000	1,1673	0,0000	1,1673	46 200	53 931
	2010	0,0020	1,1224	0,0055	1,1224	49 600	55 671
	2015	0,0718	1,0800	0,1190	1,0800	59 100	63 830
	2020	0,2544	1,0671	0,3485	1,0671	68 513	73 111
	2025	0,6002	1,0403	0,7272	1,0403	75 644	78 695
ΔHEM	2005	2,5310	0,9898	3,9780	0,9898	43 378	42 935
	2008	0,0000	1,1237	0,0003	1,1237	46 200	51 914
	2010	0,0138	1,0710	0,0258	1,0710	49 600	53 124
	2015	0,4017	1,0193	0,5403	1,0193	59 100	60 242
	2020	1,1280	0,9991	1,3810	0,9991	68 513	68 450
	2025	1,9590	0,9699	2,2490	0,9699	75 644	73 366

Tabela B.9 – Resultados mensais obtidos para a análise de cobertura (Espanha)

Caso Base			Caso Seco			Caso ΔHE		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,004280	1,095	JAN 2005	0,036700	1,018	JAN 2005	0,395000	0,991
FEV 2005	0,000333	1,166	FEV 2005	0,001440	1,083	FEV 2005	0,019700	1,051
MAR 2005	0,077800	1,166	MAR 2005	0,726000	1,040	MAR 2005	1,410000	1,010
JUL 2005	0,002740	1,227	SET 2005	0,000480	1,171	JUN 2005	0,001810	1,126
AGO 2005	0,000061	1,290	MAR 2010	0,000667	1,160	JUL 2005	0,000871	1,145
SET 2005	0,002930	1,286	MAR 2015	0,038500	1,123	SET 2005	0,000871	1,147
MAR 2015	0,003480	1,175	MAR 2020	0,164000	1,117	MAR 2010	0,007350	1,102
MAR 2020	0,017200	1,162	FEV 2025	0,002440	1,173	MAR 2015	0,260000	1,054
SET 2020	0,000667	1,199	MAR 2025	0,434000	1,113	SET 2015	0,000139	1,164
MAR 2025	0,082900	1,162	JUL 2025	0,000442	1,196	JAN 2020	0,013400	1,030
JUN 2025	0,000667	1,170	NOV 2025	0,003090	1,206	FEV 2020	0,000840	1,091
NOV 2025	0,002670	1,213				MAR 2020	0,871000	1,039
						JAN 2025	0,077400	1,023
						FEV 2025	0,039600	1,083
						MAR 2025	1,360000	1,033
						JUN 2025	0,002530	1,103
						JUL 2025	0,005160	1,123
						SET 2025	0,004990	1,055
						NOV 2025	0,021700	1,127
						DEZ 2025	0,006950	1,111

Caso ΔHM			Caso ΔHEM		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,037900	1,018	JAN 2005	0,389000	0,991
FEV 2005	0,002790	1,081	FEV 2005	0,025700	1,049
MAR 2005	1,050000	1,030	MAR 2005	2,100000	1,000
JUN 2005	0,002790	1,133	JUN 2005	0,006020	1,112
JUL 2005	0,000698	1,165	JUL 2005	0,001000	1,136
SET 2005	0,001400	1,148	AGO 2005	0,002010	1,121
MAR 2010	0,001990	1,152	SET 2005	0,002010	1,124
MAR 2015	0,071400	1,115	MAR 2010	0,013800	1,064
SET 2015	0,000472	1,197	MAR 2015	0,401000	1,046
MAR 2020	0,253000	1,109	SET 2015	0,000990	1,144
SET 2020	0,000961	1,179	JAN 2020	0,015000	1,030
FEV 2025	0,002970	1,172	FEV 2020	0,001260	1,090
MAR 2025	0,586000	1,105	MAR 2020	1,110000	1,032
JUN 2025	0,000591	1,144	JUN 2020	0,001720	1,122
JUL 2025	0,001180	1,184	SET 2020	0,001720	1,120
SET 2025	0,006710	1,082	JAN 2025	0,084600	1,023
NOV 2025	0,002690	1,204	FEV 2025	0,040400	1,082
			MAR 2025	1,750000	1,025
			JUN 2025	0,013200	1,088
			JUL 2025	0,005860	1,112
			SET 2025	0,029600	1,022
			NOV 2025	0,031200	1,125
			DEZ 2025	0,003860	1,111

Tabela B.10 – Resultados mensais obtidos para a análise de reserva operacional (Espanha)

Caso Base			Caso Seco			Caso ΔHE		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,016900	1,095	JAN 2005	0,093800	1,018	JAN 2005	0,395000	0,991416
FEV 2005	0,013300	1,166	FEV 2005	0,046000	1,083	FEV 2005	0,019700	1,050596
MAR 2005	0,127000	1,166	MAR 2005	1,030000	1,040	MAR 2005	1,410000	1,010157
MAI 2005	0,000528	1,452	MAI 2005	0,000713	1,264	JUN 2005	0,001810	1,125944
JUN 2005	0,017400	1,231	JUN 2005	0,021500	1,148	JUL 2005	0,000871	1,145417
JUL 2005	0,024400	1,227	JUL 2005	0,021900	1,174	SET 2005	0,000871	1,147259
AGO 2005	0,006880	1,290	AGO 2005	0,008820	1,175	MAR 2008	0,000239	1,151796
SET 2005	0,015400	1,286	SET 2005	0,008240	1,171	NOV 2008	0,000011	1,286332
NOV 2005	0,001340	1,252	NOV 2005	0,000435	1,233	MAR 2010	0,005380	1,101985
DEZ 2005	0,003310	1,236	DEZ 2005	0,001800	1,222	NOV 2010	0,000044	1,228769
JAN 2008	0,000200	1,266	NOV 2008	0,000056	1,336	DEZ 2010	0,000089	1,205593
FEV 2008	0,000033	1,338	MAR 2010	0,002160	1,160	FEV 2015	0,000375	1,113348
FEV 2010	0,000283	1,289	NOV 2010	0,000011	1,287	MAR 2015	0,372000	1,054190
MAR 2010	0,000333	1,222	DEZ 2010	0,000194	1,276	JUL 2015	0,000150	1,175118
DEZ 2010	0,000206	1,297	JAN 2015	0,000250	1,122	SET 2015	0,000375	1,164034
JAN 2015	0,001780	1,174	MAR 2015	0,062300	1,123	DEZ 2015	0,000062	1,151475
FEV 2015	0,000844	1,243	SET 2015	0,000044	1,216	JAN 2020	0,026700	1,029918
MAR 2015	0,004760	1,175	NOV 2015	0,000300	1,234	FEV 2020	0,003230	1,090810
JAN 2020	0,000006	1,152	DEZ 2015	0,012300	1,234	MAR 2020	1,030000	1,039331
MAR 2020	0,027900	1,162	FEV 2020	0,000333	1,177	JUN 2020	0,001620	1,133868
SET 2020	0,001130	1,199	MAR 2020	0,230000	1,117	JAN 2025	0,098900	1,0228914
DEZ 2020	0,000289	1,230	NOV 2020	0,000089	1,215	FEV 2025	0,054800	1,0833425
JAN 2025	0,002780	1,148	DEZ 2020	0,000322	1,213	MAR 2025	1,630000	1,0329707
FEV 2025	0,001050	1,218	JAN 2025	0,000883	1,103	JUN 2025	0,007310	1,1033306
MAR 2025	0,106000	1,162	FEV 2025	0,006900	1,173	JUL 2025	0,006960	1,1234481
JUN 2025	0,002240	1,170	MAR 2025	0,536000	1,113	SET 2025	0,012500	1,0553512
JUL 2025	0,001810	1,203	JUN 2025	0,000541	1,160	NOV 2025	0,031300	1,126552
SET 2025	0,003670	1,118	JUL 2025	0,001230	1,196	DEZ 2025	0,006780	1,1113227
NOV 2025	0,003400	1,213	SET 2025	0,001300	1,116			
DEZ 2025	0,002080	1,210	NOV 2025	0,005630	1,206			
			DEZ 2025	0,002190	1,208			

Caso ΔHM			Caso ΔHEM		
	LOLE (h/mês)	IC _{REE}		LOLE (h/mês)	IC _{REE}
JAN 2005	0,087300	1,018042	JAN 2005	0,752000	0,991416
FEV 2005	0,049200	1,081318	FEV 2005	0,145000	1,049235
MAR 2005	1,480000	1,030265	MAR 2005	2,960000	1,000249
ABR 2005	0,000651	1,293486	ABR 2005	0,001230	1,254222
MAI 2005	0,001620	1,234074	MAI 2005	0,002570	1,203985
JUN 2005	0,031400	1,133413	JUN 2005	0,042800	1,111747
JUL 2005	0,027300	1,164901	JUL 2005	0,041400	1,136418
AGO 2005	0,010100	1,152083	AGO 2005	0,012200	1,121350
SET 2005	0,013100	1,148410	SET 2005	0,015300	1,124301
NOV 2005	0,000515	1,230844	NOV 2005	0,000743	1,198034
DEZ 2005	0,002150	1,221233	DEZ 2005	0,006260	1,181166
MAR 2010	0,005380	1,151543	MAR 2008	0,000239	1,142583
NOV 2010	0,000044	1,284979	NOV 2008	0,000011	1,284539
DEZ 2010	0,000089	1,275630	JAN 2010	0,000333	1,073236
JAN 2015	0,000250	1,121961	MAR 2010	0,025400	1,064261
MAR 2015	0,105000	1,115004	DEZ 2010	0,000022	1,176131
SET 2015	0,000778	1,196708	MAR 2015	0,539000	1,046057
NOV 2015	0,000333	1,23184	JUL 2015	0,000223	1,166980
DEZ 2015	0,012600	1,234355	SET 2015	0,001110	1,144328
FEV 2020	0,000420	1,176112	DEZ 2015	0,000084	1,151442
MAR 2020	0,346000	1,109274	JAN 2020	0,023700	1,029918
SET 2020	0,001680	1,179051	FEV 2020	0,002260	1,089878
NOV 2020	0,000021	1,213837	MAR 2020	1,350000	1,032026
DEZ 2020	0,000385	1,212982	JUN 2020	0,002260	1,122024
JAN 2025	0,000707	1,102749	SET 2020	0,001350	1,120368
FEV 2025	0,007620	1,171763	NOV 2020	0,001280	1,137069
MAR 2025	0,699000	1,105365	JAN 2025	0,111000	1,022891
JUN 2025	0,000707	1,144384	FEV 2025	0,060700	1,082438
JUL 2025	0,002310	1,183751	MAR 2025	1,950000	1,025350
SET 2025	0,011400	1,082372	JUN 2025	0,027800	1,087802
NOV 2025	0,003690	1,204492	JUL 2025	0,003710	1,111605
DEZ 2025	0,001790	1,207512	SET 2025	0,044400	1,021587
			NOV 2025	0,039500	1,124973
			DEZ 2025	0,008040	1,111297