



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Faculdade de Engenharia

Optimização de Recursos Hídricos em Coordenação com a Produção Eólica: Decisão para Lances Conjuntos no Mercado do Dia Seguinte

António José Cerejo da Silva

Tese para obtenção do Grau de Doutor em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(3º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

Covilhã, Junho de 2019

Dedicatória

À Lídia, Inês e Íris.

Agradecimentos

Ao Doutor Sílvio José Simões Pinto Mariano, Professor Associado com Agregação no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho, bem como a sua orientação. Realço ainda a sua compreensão, a amizade e apoio prestado durante todo o período de realização desta tese.

Ao Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho, Professor Associado com Agregação na Secção de Energia do Instituto Superior Técnico, meu Orientador de Mestrado, desejo expressar o meu agradecimento pelo incentivo e pela ajuda prestada ao longo do desenvolvimento deste trabalho, bem como a sua atitude positiva durante a execução desta tese.

Aos colegas e aos amigos, em particular ao Eng.º José Pombo e à Dr.ª Aia Dorel, dedico um especial agradecimento.

Resumo

A produção diária de energia eólica é incerta. Eventuais desequilíbrios entre energia previamente acordada fornecer e energia efectivamente fornecida ao mercado do dia seguinte conduzem a aumentos dos custos do sistema que deverão ser remunerados pelos produtores em incumprimento, diminuindo assim os seus lucros, ou inviabilizando mesmo a sua participação no mercado de energia eléctrica. Uma forma de evitar custos decorrentes de incumprimento por parte dos produtores eólicos consiste na realização de lances de mercado em conjunto com produtores hídricos.

Este trabalho propõe uma metodologia operacional para produção hidro-eólica que visa a optimização de lances conjuntos no mercado do dia seguinte. O problema de optimização é formulado na tese como um problema de optimização de produção hídrica em que são conhecidas, uma previsão de produção eólica, e uma previsão dos preços de energia no mercado *pool* do dia seguinte. O objectivo estabelecido consiste em satisfazer o lance de mercado acordado, anulando eventuais incumprimentos de energia por parte da produção eólica em ambiente de incerteza. O problema é resolvido em duas instâncias distintas: (i) uma em que a optimização hidro-eólica não tem recurso de bombagem e (ii) outra em que a optimização hidro-eólica tem recurso de bombagem, avaliando os benefícios operacionais decorrentes da licitação conjunta.

Os erros na previsão da potência eólica têm um efeito sobre a solução óptima para os lances conjuntos que não é simétrico: aos erros por defeito corresponde em geral uma depreciação maior da solução óptima que a valorização correspondente aos erros por excesso. Por isso, e de forma a não prejudicar a futura eficiência da operação hídrica, os lances conjuntos devem procurar corrigir essa assimetria, sendo mais conservadores sobre a previsão da produção eólica. E devem ser tanto mais conservadores quanto maior for a incerteza sobre essas previsões. Na tese é quantificada a redução sobre a previsão da produção eólica necessária para neutralizar o efeito desta assimetria, como função da incerteza da previsão.

Palavras-chave

Optimização, Energia Hídrica, Energia Eólica, Mercado *Pool*

Abstract

The daily production of wind energy is uncertain. Possible imbalances between bided energy supply and energy actually supplied to the day-ahead market lead to increases in system costs that should be paid by non-complying producers, thus reducing their profits or even rendering their participation in the electricity market unfeasible. One way to avoid costs arising from non-compliance by wind producers is to place market bids in the market in conjunction with hydro producers.

This thesis proposes an operational methodology for hydro-wind production that aims to optimize joint bids in the day-ahead market. The optimization problem is formulated in the thesis as a hydro production optimization problem, for which one knows the forecast of both the wind production and the market energy prices for the day-ahead. The objective is set to reduce the imbalance of the bid, canceling out any possible energy mismatches by wind power generation under uncertainty. The problem is solved for two distinct instances: (i) one in which hydropower optimization has no pumping capability and (ii) one in which hydro-wind optimization has pumping capability, assessing the operational benefits of joint biddings.

Mismatches in wind power prediction have an effect on the optimal solution for joint bids which is not symmetric: the default errors generally correspond to a greater depreciation of the optimal solution than the valuation corresponding to the excess errors. Therefore, in order to avoid depreciating the future efficiency of the hydro operation, the joint bids should seek to correct this asymmetry, being more conservative about the prediction of wind production. In the thesis, the reduction on the prediction of the wind production that is necessary to neutralize the effect of this asymmetry is quantified as a function of the uncertainty of the wind forecast.

Keywords

Optimization, Hydro power, Wind power, Pool market.

Índice

1- Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivação	6
1.3 Organização do Texto.....	6
1.4 Notação	7
2 - Optimização hídrica	10
2.1 Introdução	10
2.2 Sobre o Problema de Afectação de Unidades Hídricas.....	11
2.3 Função Objectivo em Optimização Hídrica	12
2.4 Restrições em Optimização Hídrica	13
2.5 Técnicas de Resolução.....	15
3 - O Mercado de Energia Eléctrica na União Europeia e o Sector Eólico.....	20
3.1 Do Mercado Regulado ao Mercado Liberalizado	20
3.2 A Liberalização do Mercado Eléctrico.....	21
3.3 Modelos de Mercado	22
3.4 O Mercado Interno de Electricidade	23
3.5 Modelo em Bolsa (<i>Pool</i>).....	25
3.6 Contratos Bilaterais	29
3.7 Modelo Misto.....	30
3.8 Os Principais Mercados de Electricidade Europeus	31
3.9 O Sector Eólico em Contexto de Mercado Europeu	40
4 - Sobre o Problema	53
4.1 Introdução	53
4.2 Formulação do Problema.....	55
5 - Solução do Problema.....	63
5.1 Introdução.....	63
5.2 Algoritmo Hidro-Eólico sem Bombagem	64
6 - Ilustração do Método Proposto	72
6.1 Resultados.....	72
6.2 Ilustração do Algoritmo Hidro-Eólico sem Bombagem.....	72
6.3 Ilustração do Algoritmo Hidro-Eólico com Bombagem	80
6.4 Ilustração de Optimização Hidro-eólica Sob Incerteza.....	91
7 - Conclusões	92
BIBLIOGRAFIA	94

Índice de Figuras

Figura 3.1: Arquitectura de MIE.....	23
Figura 3.2: Determinação de preço marginal do sistema.....	26
Figura 3.3: Transacções energéticas no MIBEL em 2017.....	32
Figura 3.4: Energia transaccionada no mercado organizado do MIBEL em 2017	33
Figura 3.5: Preços médios mensais na Europa.....	34
Figura 3.6: Cobertura da procura por tecnologias.....	34
Figura 3.7: Potência eólica total instalada acumulada na EU até 2015	40
Figura 3.8: Potência eólica total instalada acumulada, outros Países da Europa.....	41
Figura 3.9: Novas instalações de potência eólica na UE no ano de 2015.....	42
Figura 3.10: Novas instalações na Europa no ano de 2015.....	43
Figura 3.11: Instalações criadas e desmanteladas na UE no ano de 2015	43
Figura 3.12: Novas Instalações criadas, por tecnologia na UE no ano de 2015	44
Figura 3.13: Capacidade anual instalada na UE entre 2000 e 2015	45
Figura 3.14: Capacidade instalada por País em 2015.....	46
Figura 3.15: Evolução da capacidade instalada na UE entre 2001 e 2015	47
Figura 3.16: Potência eólica total instalada na UE entre 2010 e 2015.....	47
Figura 3.17: Potência eólica total instalada nos Países da EU entre 2010 e 2015.....	48
Figura 3.18: Produtores Eólicos da UE Responsabilizados por Incumprimento de Energia.....	49
Figura 3.19: Tratamento diferenciado entre tecnologias na EU.....	50
Figura 3.20: Custos de incumprimento de energia na EU.....	51
Figura 3.21: Participação de produtores eólicos no mercado de reserva na EU	52
Figura 5.1: Esquema de Produção Hidro-eólica Sem bombagem.....	64
Figura 5.2: Algoritmo de produção Hidro-eólica sem bombagem.....	66
Figura 5.3: Esquema de produção Hidro-eólica com bombagem.....	67
Figura 5.4: Algoritmo de produção Hidro-eólica com bombagem	69
Figura 6.1: Preços de energia	74

Figura 6.2: Potência eólica	74
Figura 6.3: Caudais turbinados nas três unidades hídricas.....	75
Figura 6.4: Volumes nas três unidades hídricas	76
Figura 6.5: Energia eólica prevista e fornecida	81
Figura 6.6: Preços de energia	82
Figura 6.7: Caudais turbinados em otimização hídrica inicial	83
Figura 6.8: Evolução dos volumes em otimização hídrica inicial	84
Figura 6.9: Potência eólica	85
Figura 6.10: Caudais turbinados com desvios de previsão eólicos	86
Figura 6.11: Volumes com desvios de previsão eólicos.....	87

Índice de Tabelas

Tabela 3.1: Países abrangidos pelas regiões de mercado	24
Tabela 3.2: Países com mercado intradiário na EU	28
Tabela 3.3: Capacidade total instalada na EU	45
Tabela 6.1: Limites nas Variáveis	72
Tabela 6.2: Afluências, volumes e caudais turbinados nos reservatórios	77
Tabela 6.3: Potências e preços de energia	78
Tabela 6.4: Benefícios de produção de energia	80
Tabela 6.5: Optimização sem desvios de Eólica - Hídrica Inicial	88
Tabela 6.6: Tabela de optimização	89
Tabela 6.7: Benefícios de produção de energia	90
Tabela 6.8: Efeito da Incerteza sobre o Valor das Soluções	91
Tabela 6.9: Correção da previsão eólica para eliminação do efeito da assimetria	90

Lista de Acrónimos

AEEG	Autorità per L'Energia Electtrica e il Gas
BETTA	British Electricity Trading and Transmission Arrangements
CBF	Contratos Bilaterais Físicos
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	Comisión Nacional de Energia
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
CRE	Comission de Regulation de L'Energie
EDP	Energias de Portugal
EDF	Electricité de France
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EEX	European Energy Exchange
EXAA	Energy Exchange Austria
ERO	Energy Regulatory Office
EWEA	The European Wind Energy Association
ICE	Intercontinental Exchange
LR	Relaxação Lagrangeana
MIBEL	Mercado Iberico de Electricidade
MIE	Mercado Interno de Electricidade
NETTA	New Electricity Trading Arrangements
OM	Operador de Mercado
OMIE	Operador de Mercado Iberico Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Iberico Português
OS	Operador de Sistema
PD	Programação Dinâmica
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não Linear
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
REN	Redes Energéticas Nacionais
RTE	Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité
UE	União Europeia

Capítulo 1

1- Introdução

Neste capítulo é apresentada uma introdução ao problema das emissões de gases que provocam o efeito estufa, bem como o uso de energias renováveis neste contexto. Enquadra-se a produção hídrica e eólica no contexto de lanços conjuntos no mercado concorrencial. Apresenta-se a motivação que levou à realização deste trabalho, a forma como o texto está organizado e a notação usada.

1.1 Enquadramento

A importância da energia eléctrica é evidente na vida diária. Ela é cada vez mais um dos bens essenciais à multiplicidade das tarefas constituintes da actividade humana. Pode dizer-se que o progresso e o bem-estar da humanidade estão também condicionados fortemente pelo uso da energia eléctrica. Contudo, as crescentes preocupações com as questões ambientais, nomeadamente na limitação das emissões de gases que provocam o efeito estufa, demonstram que é urgente reequacionar o cenário energético mundial. A antecipação dos efeitos ambientais nefastos e previstos, provocados por estas emissões, bem como a escassez de combustíveis fósseis, têm sensibilizado os países de uma forma global. Com o intuito de minimizar estes efeitos ambientais, têm tido lugar diversas cimeiras a nível mundial, sendo abaixo apresentadas as mais significativas:

Conferência de Estocolmo (1972): Após o final da Segunda Guerra Mundial, ocorreu um grande crescimento industrial, decorrente do aumento populacional e económico. Este aumento industrial conduziu a níveis de poluição elevados e crescentemente preocupantes para a sociedade em geral. Em 1972 na Suécia, a Organização das Nações Unidas (ONU), juntamente com os Estados e a comunidade científica, realizaram a Primeira Conferência Mundial sobre o Homem e o Meio Ambiente. Participaram nesta conferência representantes de 113 países, para discutir os diversos problemas ambientais [1].

Conferência de Belgrado (1975): Foi um Colóquio sobre Educação Ambiental, organizado pela *United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization* (UNESCO) e pelo Programa das Nações Unidas para o Ambiente (PNUA), em Belgrado, em 1975, no seguimento das recomendações da Conferência de Estocolmo. Desse encontro saiu a "Carta de Belgrado", considerado um documento de referência no âmbito da educação ambiental [2].

Conferência de Tbilisi (Geórgia, 1977): Foi uma Conferência organizada pela UNESCO e pelo PNUA em Tbilisi, na Geórgia (antiga URSS) em 1977. Foi uma conferência inspirada pela Carta de Belgrado e fortemente centrada na temática da Educação Ambiental, este evento contribuiu decisivamente para o Programa Internacional de Educação Ambiental [3].

A conferência Eco-92, ou Agenda 21 (Brasil - 1992), foi uma conferência onde foi produzido um documento que estabeleceu a importância de cada País, em se comprometer a reflectir e a cooperar sobre o estudo de soluções para os problemas socioambientais. Cada país desenvolveu o seu programa de acordo com as directrizes aí definidas, de forma a promover um desenvolvimento sustentável em termos ambientais e não apenas em termos económicos. Desta Conferência resultaram importantes resoluções tais como: a Convenção sobre Mudanças Climáticas, a Convenção sobre a Diversidade Biológica, a Declaração do Rio, a Declaração sobre Florestas e a Agenda XXI [4].

O protocolo de Quioto (Japão - 1997): Foi um tratado internacional em que os países signatários se comprometeram a reduzir as suas respectivas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera. Foi proposto aos participantes a redução das emissões globais em pelo menos 5,2% abaixo dos níveis registados em 1990, no período entre 2008 e 2012. Embora essa redução de emissões fosse uma meta colectiva, foram atribuídas a cada País metas individuais. Países em desenvolvimento, tais como a China e a Índia, não foram obrigados a reduzir as emissões. Os Estados Unidos e o Canadá negaram-se a ratificar o Protocolo de Quioto, alegando que os compromissos acordados teriam efeitos negativos para as suas economias. Ainda que a maioria dos países tenham assinado o Protocolo, essa assinatura representa apenas um manifesto de intenção, sendo que apenas o processo de ratificação vincula de forma efectiva. Nesse período situado entre 2008 e 2012, os níveis de emissões poluentes não diminuíram, muito pelo contrário, verificou-se um aumento dos níveis de dióxido de carbono na atmosfera, assim como as temperaturas globais do planeta continuaram a aumentar. Como não foi alcançado o objectivo inicial, foi estendida a duração do referido protocolo. No Qatar em Dezembro de 2012, foi adoptada uma emenda ao referido protocolo que permitia prorrogar o prazo de diminuição de emissões aos membros que concordassem com esse segundo período de compromisso e que se estenderia de 2013 a 2020. Os Países envolvidos comprometeram-se neste período, a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em pelo menos 18% abaixo dos níveis de 1990, mas em fevereiro de 2015, apenas 25 países tinham ratificado esse documento [5].

Conferência de Joanesburgo (2002): A Conferência Mundial sobre Desenvolvimento Sustentável, ou Rio+10, teve como principal objectivo reavaliar e implementar as principais directrizes acordadas na conferência Eco-92. Teve ainda um outro objectivo, o de aprovar directrizes relacionadas com as mudanças climáticas e o crescimento da pobreza de forma a

reduzir as enormes diferenças entre os padrões de vida das populações com o fim de elaborar uma estratégia para alcançar um desenvolvimento sustentável [6].

Cimeira de Varsóvia (2013): Nesta cimeira foram alcançados alguns objectivos, por parte de alguns Países, no que diz respeito à diminuição de emissões poluentes, bem como no apoio de tecnologias menos poluentes, nomeadamente através de investimentos em energias renováveis e em eficiência energética. O Japão, que tinha inicialmente acordado reduzir as emissões poluentes em 25% no período situado entre 1990 e 2020, reviu essas metas, fruto da impossibilidade do uso do nuclear depois do desastre da central de Fukushima (Japão), e previu aumentá-las em 3% [7].

Conferência de Paris (2015): Foi considerado um marco histórico ao nível da redução de emissões poluentes e que entrará em vigor a partir de 2020. O ponto fulcral deste acordo centra-se na obrigatoriedade de participação de todos os Países no combate às alterações climáticas. O objectivo principal é o de reduzir a temperatura global em valores superiores a 2°C, sendo este o ponto crítico a partir do qual os cientistas afirmam que o planeta estará muito provavelmente sujeito a fenómenos climáticos extremos, tais como a elevação do nível do mar provocado pelo degelo, ou efeitos climáticos adversos tais como secas severas, tempestades ou dilúvios. Num universo de 195 países membros da Convenção do Clima da ONU e a União Europeia ratificaram o documento. Contudo mais recentemente os Estados Unidos da América (EUA), após a eleição do actual Presidente, quebrou o acordo ratificado pelo anterior executivo, não estando ainda definidos em que termos e condições os EUA aceitarão (ou não) o que ficou acordado na Conferência de Paris [8].

Neste sentido, o acentuado crescimento do uso de energias renováveis como forma alternativa de produção de energia eléctrica, em particular o da energia eólica, também pelo facto de ter sido a forma de produção de energia que mais cresceu nos últimos anos, particularmente na Europa, tem um enquadramento desejável e útil neste cenário energético que se quer cada vez mais sustentável em termos económicos e ambientais.

O desenvolvimento de novas metodologias no sentido de intensificar a pesquisa de níveis superiores de racionalidade para suporte das decisões que propiciem um melhor aproveitamento dos recursos hídricos existentes, através do aumento da eficiência da conversão energética, em coordenação com a produção eólica torna-se uma necessidade premente. A coordenação é importante porque possibilita uma maior penetração da energia eólica e potencia a participação directa da energia eólica nos mercados de energia eléctrica.

No sector eléctrico, há actualmente duas formas distintas de aquisição de energia eléctrica: o mercado regulado, onde os preços da energia são regulados através duma entidade reguladora, e o mercado desregulado, também designado por concorrencial ou livre, onde a entidade reguladora não intervém e os produtores concorrem entre si, visando otimizar os seus lucros.

Neste mercado desregulado ou livre, são praticadas duas formas de compra e venda de energia eléctrica: (i) Contratos Bilaterais, onde o despacho é definido livremente entre entidades produtoras e comercializadoras e (ii) Mercado *Pool*, também designado como o mercado do dia seguinte, onde os produtores apresentam a leilão as suas propostas de venda de energia eléctrica e onde se apresentam comercializadores e grandes consumidores para a adquirir. Ambas as formas de transacção de energia são reguladas em bolsa por operadores que garantem o funcionamento do mercado e do sistema eléctrico.

Contudo, a produção de energia eólica tem associadas algumas dificuldades específicas em participar na *pool*, sendo a mais evidente a reduzida previsibilidade associada à sua produção. O uso de métodos estocásticos de previsão eólica, associados com modelos físicos de previsão à escala do parque, conjuntamente com a informação recolhida nos parques eólicos, permite estimar de forma cada vez mais fiável a potência eólica gerada. Em Portugal, esta informação agregada da produção eólica ligada à rede de transporte é disponibilizada no Centro de Informação das Redes Energéticas Nacionais (REN) [9].

Ainda que na literatura sejam apresentados vários modelos estatísticos, bem como alguns modelos físicos, de previsão cujas estimativas de produção são muito fiáveis [10-14], é, na prática, usual haver erros significativos na previsão da produção eólica que conduzem a desvios na potência entregue ao mercado. Estes desvios são corrigidos por outras unidades em reserva, de forma a satisfazer a demanda, com custos acrescidos para os produtores responsáveis pelos desvios. Os desvios são também mitigados pela possibilidade de corrigir as propostas de produção a leilão durante o dia, nas várias sessões do mercado intra-diário, para previsões a mais curto prazo e por isso sujeitas a erros menores.

Num contexto em que haja mecanismos de penalização de desvios entre a potência previamente acordada e a potência efectivamente fornecida, tais desvios causam inevitavelmente uma redução dos lucros das empresas de produção eólica. Uma forma de mitigar a redução de lucros devida a desvios consiste em fazer lances conjuntamente com produtores hídricos ou outros produtores com capacidade de regulação da produção e, por isso, capazes de corrigir desvios mantendo o valor conjunto do lance. Caso os lances sejam

feitos em conjunto com produtores hídricos com bombagem, os eventuais desvios de produção eólica podem ser corrigidos nos dois sentidos: se desvios por defeito, o produtor hídrico turbinar mais do que previsto; se desvios por excesso, o produtor hídrico turbinar menos do que previsto ou bombear se tiver previsto turbinar uma quantidade insuficiente para acomodar o desvio.

Vários estudos têm sido apresentados sobre lances conjuntos hidro-eólicos no mercado desregulado.

Em [15] é apresentada uma estratégia de otimização de lances conjuntos considerando que está disponível uma previsão de potência eólica com resolução horária. Essa previsão começa por ser rigorosa, com erros praticamente inexistentes na primeira hora, mas piora significativamente à medida que o horizonte temporal de previsão se distancia. Em função dos desvios de produção eólica horária, são estudados vários cenários de combinação com produção hídrica, com vista à otimização conjunta em cada hora.

Em [16] é usada programação linear inteira mista para efectuar a combinação hidro-eólica óptima para apresentar num lance conjunto no mercado Espanhol, não sendo contemplada bombagem.

Em [17-20] são apresentadas estratégias de risco controlado na produção eólica em associação com unidades hídricas, sendo desenvolvidos algoritmos de produção diária.

Em [21-22] são desenvolvidos estudos de coordenação hidro-eólica intra-diário. Nestes estudos é usado o método Monte Carlo para geração de cenários e programação inteira mista nos algoritmos utilizados na otimização.

Neste trabalho, é proposta uma formulação para o problema de otimização duma cascata hídrica que tem em consideração os possíveis desvios de produção eólica para construir lances conjuntos de forma a não prejudicar o produtor hídrico. O problema é resolvido com programação linear para uma cascata de três reservatórios considerando que (i) a primeira central hídrica tem capacidade de bombagem e (ii) a incerteza pode ser representada por dois cenários de previsão eólica equidistantes do valor esperado previsto para cada hora.

1.2 Motivação

A motivação para abordar o tema da optimização de benefícios resultantes da coordenação de recursos hídricos com eólicos, assenta sobre dois argumentos. O primeiro argumento é o de que a energia eólica tem sido das energias com maior crescimento nos últimos anos. Apesar do crescimento, este recurso apresenta uma previsibilidade limitada, que torna difícil um vínculo efectivo perante o mercado eléctrico, em termos de contratação e fornecimento de energia, o que torna este recurso menos competitivo. Por outro lado, o recurso hídrico quando usado como proposta combinada com o recurso eólico, permite compensar eventuais desequilíbrios de contratação de energia. O segundo argumento é o de que, actualmente, o planeador está habituado a usar ferramentas de optimização para suporte à decisão na área do planeamento, designadamente em termos de previsão de produção de energia eólica, e portanto, está também interessado em ter ferramentas para suportar a decisão de combinação óptima de recursos de produção eólica e hídrica.

O presente trabalho, visa desenvolver modelos/metodologias inovadoras, utilizando métodos de optimização aplicada a sistemas de energia eléctrica inseridos num mercado eléctrico competitivo, propiciando o aumento da eficiência no aproveitamento dos recursos hídricos e a sua coordenação com a produção eólica no mercado eléctrico.

1.3 Organização do Texto

A tese está organizada em sete capítulos. O Capítulo 2 é destinado à optimização hídrica. O Capítulo 3 é destinado à descrição do mercado de energia eléctrica e à penetração do sector eólico nesse mesmo mercado. No Capítulo 4 identifica-se e formula-se o problema. No Capítulo 5 é apresentada a solução do problema. No Capítulo 6 é ilustrado o método proposto, e apresenta-se uma síntese dos resultados. O Capítulo 7 destina-se às conclusões. A seguir apresenta-se uma descrição mais detalhada de cada capítulo.

No Capítulo 2 é descrita a forma como o problema da produção hidro-eólica é abordado no contexto de optimização. São apresentadas as diferentes técnicas de optimização usadas na produção de energia hidroeléctrica.

No Capítulo 3 são descritos os diversos tipos de mercado de energia existentes, incidindo a descrição principalmente sobre o mercado europeu. São apresentados os principais tipos de contratos praticados nos principais mercados diários e intradiários, bem como os principais mercados em bolsa da união europeia. É caracterizado o sector eólico em contexto de mercado, o seu tratamento em termos de responsabilidade e de custos de incumprimento de energia nos mercados dos diversos Países da União Europeia.

No Capítulo 4 é descrito e contextualizado o problema das limitações da produção eólica em mercados penalizadores de incumprimento de energia. São apresentados métodos de resolução do problema, associando produtores eólicos a produtores hídricos na participação conjunta em lances de mercado. É formulado o problema, onde o produtor hídrico poderá ou não dispor do recurso de bombagem.

No Capítulo 5 apresentam-se algoritmos de optimização de produção hídrica que visam satisfazer o seu próprio lance, bem como anular os incumprimentos de energia por parte da produção eólica em ambiente de incerteza, com e sem recurso de bombagem.

No Capítulo 6 é feita a ilustração do método proposto e apresentada a síntese de resultados que visam efectivar o referido modelo. O método proposto é aplicado a uma topologia específica de três reservatórios em cascata.

No Capítulo 7 enunciam-se as principais conclusões do trabalho desenvolvido no contexto da optimização de produção hidro-eólica em ambiente de mercado. Essas conclusões podem ser usadas como apoio à decisão na operação de sistemas hídricos, no mercado de dia seguinte.

1.4 Notação

As expressões estão identificadas à medida que são apresentadas no texto e numeradas sequencialmente dentro de cada capítulo. As figuras estão identificadas de acordo com o capítulo em que são apresentadas, e numeradas sequencialmente em cada capítulo. A identificação de expressões no texto é apresentada entre parênteses curvos (). Nos parágrafos, as referências a alguns capítulos fazem-se com a respectiva numeração do capítulo.

Apresenta-se de seguida uma lista de definições dos símbolos mais utilizados.

Lista

F	Função objectivo da operação hidro-eólica
Ψ	Valor óptimo de F sem incerteza na produção eólica
Ψ^*	Valor óptimo de F com incerteza na produção eólica
Ψ^{up}	Valor óptimo de F para o cenário optimista de produção eólica
Ψ^{dn}	Valor óptimo de F para o cenário pessimista de produção eólica
E_D	Energia hidro-eólica total diária necessária para satisfazer o lance conjunto no mercado

E_k^{wp}	Previsão de produção de energia eólica na hora k
E_k^{wf}	Energia eólica efectivamente produzida na hora k
E_{Hi}	Energia hídrica total diária a apresentar no mercado ignorando os desvios de previsão eólica
E_{Hf}	Energia hídrica total diária produzida afectada dos desvios de produção eólica
λ_k	Estimativa do preço de energia eléctrica a praticar em leilão na hora k
p_k^w	Potência fornecida pelo parque eólico, na hora k
p_{kj}^h	Potência produzida no reservatório hídrico j , na hora k
p_{wkp}^{av}	Valor esperado da previsão de produção eólica na hora k
p_{wkp}^{UP}	Valor optimista da previsão de produção eólica na hora k
p_{wkp}^{DW}	Valor pessimista da previsão de produção eólica na hora k
p_{wkp}^*	Valor de produção eólica a considerar no lance conjunto sob incerteza, na hora k
p_{wks}	Produção eólica produzida na hora k
p_{wk}^{\max}	Potência máxima instalada no parque eólico
p_{hkj}	Potência produzida na unidade hídrica j , na hora k
p_{hkj}^{-1}	Potência disponibilizada para bombagem na unidade hídrica j , na hora k
p_{pkj}	Potência usada na bombagem pela unidade j na hora k
a_{kj}	Afluência ao reservatório j na hora k
q_{kj}	Caudal turbinado pela unidade hídrica j na hora k
q_{kj}^{-1}	Caudal bombado pela unidade hídrica j na hora k
q_{kj}^{\max}	Máximo caudal turbinado pela unidade j na hora k
q_{kj}^{\min}	Mínimo caudal turbinado pela unidade j na hora k
q_{kMj}	Caudal turbinado pela unidade hidroeléctrica a montante de j na hora k
v_{kj}	Volume do reservatório j na hora k
v_{pkj}	Volume bombado do reservatório imediatamente a jusante de j , para j , na hora k
v_{pkMj}	Volume bombado do reservatório j , para o que lhe está imediatamente a montante, na hora k
v_{kj}^{\max}	Volume máximo admitido no reservatório j na hora k
v_{kj}^{\min}	Volume mínimo admitido no reservatório j na hora k

s_{kj}	Volume vazado pela unidade j na hora k
s_j^{\max}	Volume máximo vazado pela unidade j
s_j^{\min}	Volume mínimo vazado pela unidade j
s_{kMj}	Volume vazado pela unidade a montante de j na hora k
η_{kj}	Eficiência da turbina da unidade hídrica j na hora k
η_{kj}^{-1}	Eficiência da bomba da unidade hidroeléctrica j na hora k

Capítulo 2

2 - Optimização hídrica

A optimização hídrica reveste-se de particular relevância no presente trabalho. Neste sentido, são referidos neste capítulo os diversos horizontes temporais de planeamento óptimo hídrico, bem como apresentadas diversas técnicas de programação matemática e sua adequabilidade a diversos problemas de optimização hídrica.

2.1 Introdução

Com a liberalização dos mercados de electricidade, os produtores enfrentam novos desafios em termos de risco, mas também podem beneficiar de novas oportunidades. Um planeamento eficiente de produção de energia hidroeléctrica conduz normalmente a maiores benefícios económicos e atenua riscos. Esse planeamento é realizado em três tipos diferentes de horizontes temporais:

- i)* Planeamento a longo prazo: abrange um intervalo de tempo superior desde um ano, até vários anos. É usado fundamentalmente em problemas que envolvem planeamento de investimento.
- ii)* Planeamento a médio prazo: o horizonte temporal associado a este tipo de planeamento é um ano, com intervalos de meses ou de semanas.
- iii)* Planeamento a curto prazo: o horizonte temporal associado a este tipo de planeamento é tipicamente um dia com intervalos horários, mas que se poderá estender a alguns dias.

Neste contexto, este trabalho situa-se no planeamento de curto prazo, sendo de relevante importância as operações hídricas a realizar na hora seguinte, em função dos erros de previsão eólicos.

Aos diferentes tipos de horizonte temporal acima referidos estão associados diferentes graus de incerteza. Do ponto de vista de optimização hídrica pura, essas incertezas dizem respeito: *i)* às afluências e *ii)* aos preços da energia a praticar no mercado. Neste sentido, e sobre estas

duas variáveis, serão tomadas decisões sob incerteza [23]. Os modelos e métodos de optimização hídricos terão de possuir a robustez necessária para conduzirem a resultados satisfatórios e aplicáveis.

O problema da gestão da produção hidroeléctrica consiste em determinar o valor óptimo de produção de energia eléctrica, num conjunto de unidades hídricas, sujeito a um conjunto de restrições de natureza física e técnica. Acresce dificuldade ao problema, o facto de nalgumas unidades hídricas, devido às suas características físicas e enquadramento hidrológico, se fazer sentir mais a não linearidade na produção. O aspecto combinatório dos diferentes grupos geradores, associado às zonas descontínuas de funcionamento, fazem deste problema um problema de elevada complexidade [24].

Neste capítulo são apresentadas as principais técnicas de programação matemática utilizadas no problema de optimização hídrica, de natureza determinística, por ser o que se enquadra no tema deste trabalho, sendo focado apenas o planeamento a curto prazo.

2.2 Sobre o Problema de Afecção de Unidades Hídricas

O sistema hídrico é composto por um ou por uma associação de vários reservatórios hidroeléctricos com uma tipologia própria. A cada reservatório hídrico está associada uma unidade produtora de energia eléctrica composta por diversos grupos geradores iguais ou diferentes entre si. Cada unidade hídrica destes grupos geradores poderá turbinar e bombear, caso a unidade hídrica esteja concebida com essa capacidade. As diversas unidades hídricas poderão estar isoladas, e caso se trate de rios, estas unidades poderão estar ligadas em série, paralelo, ou numa associação mista série/paralelo. No caso específico de rios, a implementação duma unidade hídrica a montante, irá contribuir como “entrada” da unidade hídrica a jusante, conjuntamente com as entradas naturais dadas pelos rios, chuva, etc. O problema da Afecção de Unidades Hídricas visa determinar os instantes para ligar/desligar os diversos grupos geradores e unidades de bombagem, ao longo do horizonte temporal considerado e de acordo com o planeamento operacional de cada unidade hídrica, e de forma a reduzir os custos operacionais.

À semelhança de qualquer outro problema de optimização, em problemas de optimização hídrica visa-se maximizar ou minimizar uma Função Objectivo, sujeita a Restrições de Igualdade e Restrições de Desigualdade.

2.3 Função Objectivo em Optimização Hídrica

Em problemas de optimização hídrica, é usual ter como objectivo principal por parte das empresas envolvidas, a maximização de benefícios [25,26]. Contudo, existem naturalmente diversos objectivos que poderão colidir com a função objectivo, ou sejam as restrições, nomeadamente:

- i)* Manter o volume de armazenagem em cada reservatório tão perto quanto possível do volume alvo [27,28]. Se considerarmos apenas a maximização do lucro, o processo de optimização irá consumir toda a água do reservatório. A fim de evitar gastar água para além do desejado, pode ser adicionado ao problema uma restrição sobre o volume final do reservatório, ou como alternativa atribuir um valor à água existente no reservatório.
- ii)* Minimizar os custos de perda de produção de energia [29].
- iii)* Minimizar o número manobras de ligar/desligar grupos geradores devido aos custos operacionais associados [30,31].
- iv)* Maximizar a eficiência global diária da unidade hídrica [32].
- v)* Minimizar alterações hidrológica, e.g. alterações de afluências [33,34].
- vi)* Minimizar os danos por inundação, devido a descargas ou de abertura de comportas [35].

Métodos de optimização que usam várias funções objectivo podem revelar-se impraticáveis devido a insuficiente capacidade computacional. Assim, a abordagem típica é combinar algumas funções objectivo numa única, ou passar todas funções objectivo para as restrições, à excepção duma. Em [36], os autores apresentam um exemplo de optimização multiobjectivo. Foram avaliados quatro objectivos: *i)* maximizar produção total de energia; *ii)* maximizar a garantia de potência; *iii)* minimizar descargas a jusante para abastecimento de água e manutenção; e *iv)* maximizar a fiabilidade de satisfazer as necessidades de abastecimento de água a jusante para regadio ou consumo próprio de populações.

2.4 Restrições em Otimização Hídrica

No problema de otimização hídrica, as restrições podem ser divididas em restrições de natureza física e natureza estratégica. As primeiras derivam das características físicas que o modelo apresente. As segundas estão relacionadas com opções que o produtor hídrico possa, ou venha a tomar em função das leis e normas do País onde se situa, da sociedade, do ambiente, etc. As primeiras restrições são restrições rígidas, enquanto que as segundas poderão gozar de algum grau de flexibilidade.

As principais restrições de natureza físicas são:

- i) Inicialização: o estado do sistema no início do horizonte temporal deve dar continuidade ao estado anterior. Ainda que seja uma condição inicial, é naturalmente uma restrição.
- ii) Equações de balanço de água: O volume de água num determinado momento temporal, deverá ser igual ao volume no momento anterior, mais o que é adicionado ao reservatório nesse intervalo de tempo (afluências, caudais turbinados, caudais vazados de reservatórios a montante e caudais provenientes da bombagem de outros reservatórios a jusante), menos o que é subtraído (caudal turbinado, vazado ou bombeado desse reservatório).
- iii) Cada reservatório tem um limite superior e inferior para o volume de água armazenada (limites de volume de água).
- iv) A capacidade de turbinar e bombear de cada turbina.
- v) A mesma unidade hídrica não bombeia e turbinar simultaneamente.
- vi) As unidades produtoras têm de respeitar os pontos de funcionamento operacionais permitidos.
- vii) Zonas operacionais proibidas: em certas turbinas hídricas, as vibrações mecânicas desencorajam fortemente usar determinados intervalos de funcionamento (afim de evitar reduções de rendimento das mesmas). Assim, podemos impor através de restrições que a água seja turbinada fora destas zonas de não funcionamento [37], mantendo-se a funcionar no ponto de funcionamento anterior.

viii) Não linearidade entre caudal turbinado e potência gerada para uma determinada altura de queda.

As principais restrições de natureza estratégica são:

- i) As restrições associadas às equações de balanço de carga: esta restrição está presente por exemplo em situações onde se pretenda minimizar custos, satisfazendo simultaneamente a demanda.
- ii) As restrições dos limites nas variáveis (*bounds*) em rampa: significa que os limites nas variáveis nem sempre são constantes. Estes poderão ser modelados linearmente por troços de acordo com o problema em questão.
- iii) O volume final do reservatório (cota objectivo): é uma opção estratégica, de acordo com diversos factores, como por exemplo lucro, aspectos ambientais, planeamento a longo prazo etc.
- iv) Os requisitos legais associados à irrigação: sempre que um volume mínimo do reservatório seja imposto (por razões ecológicas e ambientais), mas também considerando o limite do volume máximo a fim de evitar descargas [38,39].

Assim, enquanto que as restrições físicas estão tipicamente associadas a modelos matemáticos que encontramos na literatura, as estratégicas são mais específicas e poderão ser diferentes relativamente à mesma situação, podendo uma decisão ser mais eficaz num caso que noutros.

2.5 Técnicas de Resolução

Neste capítulo, são apresentadas as principais abordagens ao problema da otimização hídrica mais comuns em termos de técnicas de programação.

2.5.1 Programação Dinâmica (PD)

A programação dinâmica (PD) foi um dos primeiros métodos para resolver problemas de planeamento hidroeléctricos, tendo sido realizada em [40] uma das suas primeiras aplicações. Este método é baseado no Princípio de Optimalidade de Bellman, pelo que reduz consequentemente o tempo de processamento. Outra das principais características deste método reside no facto de poder superar o aspecto não-linear e não convexo do problema hídrico. Geralmente os modelos de programação dinâmica são baseados em formulações de programação não linear (PNL), [41,42]. Os problemas baseados em modelos não lineares são bem suportados pela programação dinâmica. A programação dinâmica é um método de optimização sofisticado que demonstra ser capaz de resolver em tempo real problemas de optimização hídrica, principalmente em problemas de pequena escala [43]. Contudo este método apresenta algumas limitações, nomeadamente ao nível de gestão das restrições no arranque e paragem de unidades hídricas sendo impossível de implementar em problemas de larga escala [44], como o exemplo de sistemas hídricos em cascata, devido à designada *maldição da dimensionalidade*. Esta designação está associada ao facto do número de estados crescer exponencialmente com o número de unidades hídricas, tornando-se impraticável quer pela capacidade computacional, quer pelo tempo de execução.

2.5.2 Programação Linear (PL)

A programação linear (PL) em rede [45] foi apresentada com o intuito de resolver o problema de optimização da exploração de curto prazo dum sistema hidroeléctrico, visto que, uma cascata hídrica tem uma estrutura que pode ser matematicamente modelizada por uma rede de fluxos. A PL em rede pode ainda suportar com facilidade várias restrições, tais como o balanço de água nos reservatórios, os limites máximos e mínimos de caudais a turbinar, os limites máximos e mínimos do volume de água nos reservatórios e o tempo de trânsito hídrico [46, 47]. Esta metodologia proporciona soluções eficientes e robustas, postas facilmente à disposição dos utilizadores. Contudo, a PL em rede apresenta a desvantagem de não

considerar no modelo as curvas de de potência entregue versus caudal de água turbinado para as centrais hidroeléctricas, tipicamente curvas não lineares e não convexas [48 - 51]. Em [52], é utilizada PL em rede para resolver o problema de curto prazo para um sistema hidroeléctrico no Brasil, sendo utilizado o método do “ponto interior” na optimização e indicado como vantagens da PL em rede, o facto da estrutura de fluxos das cascatas hídricas.

2.5.3 Programação Linear Inteira Mista (PLIM)

A programação linear inteira mista, é usada na literatura frequentemente para resolver problemas de optimização de sistemas hidroeléctricos no curto prazo, [53 - 55], sendo criadas variáveis para modelizar os custos de arranque, que são principalmente associadas a custos de manutenção de equipamentos e perdas de caudal de água [56]. Também são criadas variáveis para modelizar as funções que determinam as curvas de desempenho de potência entregue, em função do caudal de água turbinado para diferentes alturas de queda [57 - 61]. Em [62], é proposta um método baseado em PLIM na formulação do problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico, onde é também considerada incerteza no mercado de electricidade a fim de proteger a empresa produtora de energia eléctrica da variabilidade do lucro. O problema é resolvido utilizando uma implementação de um processo iterativo. Em [63], é afirmado que a metodologia PLIM proposta por [64] origina ineficiência quando considerado o efeito de queda, visto que, a convergência para o valor óptimo nem sempre é atingida, sendo que em alguns casos, o método converge para soluções que apresentam lucros inferiores aos obtidos em iterações anteriores. Em [65], é apresentada uma comparação entre a PL e a PNL para a solução do problema da exploração de um sistema hidroeléctrico, considerando a altura de queda variável, concluindo que a PNL permite um aumento no lucro relativamente à PL, mantendo um tempo de computação aceitável. Neste modelo não linear não é possível evitar descargas de água em zonas proibidas de funcionamento. Em [66,67], é proposta uma metodologia baseada em PLIM para resolver o problema de optimização da exploração de um sistema hidroeléctrico para uma empresa dominante no mercado, utilizando curvas de demanda residual. Neste trabalho, a potência entregue apenas é considerada uma função linearmente dependente do caudal de água turbinado, ignorando a variação da altura de queda.

2.5.4 Relaxação Lagrangeana (LR)

Os métodos de relaxação lagrangeana são normalmente usados em problemas de afectação de unidades de larga escala. De entre todas as técnicas de relaxação, a relaxação lagrangeana é a que melhor se adequa a problemas de larga escala [68], sendo associada normalmente a problemas de afectação de unidades mais complexos como é o exemplo da optimização hidrotérmica, sendo-lhe também reconhecida boas características de adequabilidade a problemas reais. No caso térmico e no contexto de mercado desregulado, os fundamentos da desregulação assentam na interpretação económica da técnica de optimização com restrições, designada de relaxação Lagrangeana, onde por enfraquecimento do problema primal se obtém a sua decomposição num conjunto de subproblemas de optimização. Dois modelos para a afectação de unidades (e especificação do preço) estão a ser utilizados pela indústria: (1) afectação de unidades em ambiente regulado e (2) afectação de unidades em ambiente desregulado. No primeiro modelo o custo de produção, após a avaliação por uma comissão de regulação, é passado para o consumidor (a estes custos é adicionada uma quantidade de acordo com fórmulas mais ou menos complicadas para completar o processo de regulação). A forma como a empresa resolve o problema de afectação de unidades não é importante para esta análise – pode-se assumir que a afectação de unidades é feita de forma óptima. Na realidade, o que é obtido é uma solução sub-óptima fazendo uso de programas que recorrem às técnicas de optimização dual de Lagrange, e/ou outros métodos, conjuntamente com a experiência e o saber dos próprios despachantes.

2.5.5 Programação Não Linear (PNL)

Um dos principais objectivos no estudo de problemas sobre optimização hídrica, com ou sem afectação de unidades, é que os resultados óptimos obtidos sejam os mais adequados possíveis ao sistema hídrico real. Neste sentido, esta técnica de optimização apresenta resultados mais próximos da realidade. Este método implica funções objectivo não lineares, sendo a programação quadrática uma solução possível de aplicar. Na literatura existem várias publicações sobre este método, havendo no entanto algumas que consideram afectação de unidades hídricas e usando Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). Em [69,70] os autores abordam o problema do planeamento hidrotérmico a curto prazo em ambiente competitivo. Propõem um método, baseado em programação não-linear, como forma de optimização da eficiência na geração de energia. O método proposto considera não só que a geração de energia hidroeléctrica é uma função da descarga de água mas também que a geração de potência máxima é dependente do mesmo efeito. Em [71,72] são apresentados

estudos comparativos, de curto prazo, entre considerar o efeito de queda e os métodos clássicos de otimização, no planeamento dum sistema hídrico em cascata, bem como os respectivos benefícios. É usada programação quadrática. Em [73] é apresentada uma abordagem não-linear para resolver no curto prazo, o problema de otimização hídrica de programação no mercado desregulado considerando o efeito de queda. É considerado neste estudo um sistema hídrico real em cascata, bem como as suas restrições. Em [74-77] é apresentada uma abordagem de programação não-linear inteira mista, considerando a geração de energia hidrelétrica como uma função não-linear do caudal turbinado. É modelado o comportamento *on-off* das unidades hidroelétricas que utilizam variáveis inteiras, a fim de evitar turbinar em áreas proibidas. Em [78] os autores incluem uma estimativa da altura de queda, usando regressão linear múltipla. Eles demonstram que o modelo de PNLIM proporciona melhores resultados em comparação com o modelo de PLIM. Em [79] é apresentada uma técnica de programação não-linear visando a resolução do problema de otimização hídrica de uma única unidade de hidroelétrica. O modelo apresentado considera o *on-off* da unidade hídrica dentro de um contexto contínuo. Os autores demonstram que seu modelo produz muito bons resultados nos dados sistema hidroelétrico espanhol comparativamente com métodos anteriores. Em [80] os autores propõem um modelo não-linear de várias etapas, contendo restrições complexas, onde o aspecto discreto do problema está relaxado, utilizando um método não linear de complementaridade, o problema é transformado num sistema de equações não-lineares. Em seguida, o sistema de equações do modelo é transformado numa sequência de não-linear de equações algébricas. Este método ajudou a resolver eficazmente o problema comparativamente a alguns algoritmos genéticos, mas apresentou limitações, especialmente em sistemas hídricos de maior dimensão.

A modelação dum sistema hídrico utilizando métodos não-lineares é muito eficiente e permite ter soluções mais realistas, uma vez que os sistemas físicos são não lineares. Contudo, lidar com não-linearidades é uma tarefa bastante difícil, dificuldade essa que aumenta com o tamanho e complexidade dos exemplos. Por outro lado, os *solvers* usados na programação linear inteira mista, são geralmente mais eficientes do que os não lineares, fazendo com que a maior parte dos investigadores sejam motivados a lidar com o problema hídrico usando técnicas de programação linear [24]. Paralelamente, há sistemas hídricos onde a altura de queda não é significativo, nomeadamente para grandes alturas de queda.

2.5.6 Heurísticas e Meta-heurísticas

Ainda que os métodos heurísticos e meta-heurísticos não garantam soluções ótimas, eles fornecem suficientemente boas soluções quando aplicadas a problemas de larga escala, num tempo de execução razoável. Neste capítulo irão ser apresentadas algumas técnicas heurísticas, focando principalmente estes métodos aplicados conjuntamente com os outros acima descritos, ainda que eles possam ser aplicados isoladamente. Em [81] os autores apresentam uma técnica híbrida que determina o arranque/paragem dos grupos geradores de uma unidade hídrica, e correspondente potência gerada durante um dia. O método baseia-se num algoritmo genético combinado com técnicas de optimização não linear. O problema de afectação de unidades hídricas é dividido em dois sub-problemas. O primeiro determina o planeamento do arranque/paragem de grupos geradores, usando um método de algoritmo genético, o segundo sub-problema calcula através de técnicas de PNL a potência de saída todos os grupos geradores seleccionados através de afectação de unidades, pelo algoritmo genético. A técnica é aplicada a três unidades hidroeléctricas situadas no Sudoeste do Brasil, sendo considerada como eficiente pelos autores. Em [82] os autores apresentam uma comparação de resultados entre duas técnicas heurísticas para o problema de afectação de unidades hídricas. O objectivo é optimizar o critério de eficiência, que depende das perdas de carga na conduta forçada e da eficiência do grupo turbina-gerador, bem como do custo de arranque/paragem dos grupos geradores hidreléctricos. A primeira heurística consiste na decomposição do problema de afectação de unidades, em subproblemas de Unidade de Planeamento (UP) e subproblemas de Planeamento de Geração (PG). Os dois subproblemas são então resolvidos por PD e RL, respectivamente. A segunda heurística é baseada num algoritmo genético combinado com relaxação Lagrangeana para resolver todo o problema de afectação de unidades. As duas heurísticas são testadas num sistema composto por dezasseis unidades hidreléctricas do sistema eléctrico Brasileiro. Em [83], foi combinado um algoritmo genético com outras técnicas de programação. É apresentado um novo algoritmo genético híbrido caótico para resolver o problema de afectação de unidades. Baseia-se na introdução duma sequência caótica no processo evolutivo do algoritmo genético. Métodos híbridos semelhantes são descritos em [84] - [86]. Além de técnicas de resolução baseadas em algoritmos genéticos, encontram-se também trabalhos baseados em Optimização por Enxame de Partículas, na literatura anglo-saxónica *Particle Swarming Optimization* [PSO]. Em [87] este método foi aplicado a problemas de larga escala, mostrando-se mais eficaz que a PD. Em [37] foi apresentada um novo modelo auto-adaptativo para determinar a produção hídrica óptima, num sistema hídrico real em cascata, no rio Narmada na Índia.

Capítulo 3

3 - O Mercado de Energia Eléctrica na União Europeia e o Sector Eólico

Neste capítulo, é descrita a evolução dos mercados eléctricos em termos de liberalização, com particular ênfase para o mercado Europeu. São apresentados os principais mercados, seus intervenientes e modo de funcionamento dos mesmos. É apresentado o modelo de Mercado para o Dia Seguinte na *pool*, o mercado diário e intradiário, bem como os diversos tipos de contratos transaccionados em bolsa. É focado o sector eólico em termos de mercado liberalizado. A imprevisibilidade do sector eólico e os diferentes tratamentos dados ao sector pelos diversos Países da União Europeia são temas apresentados neste capítulo e que dão substância ao tema deste trabalho.

3.1 Do Mercado Regulado ao Mercado Liberalizado

Durante grande parte do século XX, o monopólio regulado apresentou-se como solução única de modelo organizacional do sistema eléctrico em todo o mundo. No entanto, uma sucessão de acontecimentos conduziu a alterações profundas neste modelo.

Na década de 60 houve uma aposta em energia nuclear, cuja produção teria supostamente custos baixos. No entanto, os custos associados à construção e manutenção destas centrais aumentaram muito para além do previsto.

Nos Estados Unidos da América, a crise petrolífera dos anos 70 provocou um aumento acentuado do preço dos combustíveis [80], além de uma crescente sensibilização para com os problemas ambientais provenientes do uso de combustíveis fósseis.

Estes factos provocaram um aumento das tarifas de electricidade para os consumidores domésticos e industriais. Considerando também que o sistema de distribuição se tornou progressivamente mais eficiente, o modelo organizacional começou a sofrer adaptações [89]. Desta forma, foi aprovado em 1978, o Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), um plano de acção governamental que visava a conservação de energia, bem como o recurso a energias renováveis.

O PURPA permitiu o aparecimento de novos produtores independentes de electricidade, que recorriam a fontes de energia renováveis. A entidade verticalmente integrada podia agora comprar esta energia eléctrica a vários produtores. Desta forma, transitou-se de um monopólio regulado para uma situação em que existia, pela primeira vez, competição num sector do mercado eléctrico, mais concretamente no sector da produção de energia eléctrica. O conceito de concorrência em segmentos do sector, como a produção e a comercialização, alastrou-se a uma escala global a partir da década de 80, através de intervenções do poder político, que defendia que um ambiente concorrencial seria a chave da obtenção de ganhos de eficiência e, por consequência, do aumento do bem-estar do consumidor.

Em termos Europeus, o primeiro país a aderir à liberalização do mercado foi o Reino Unido, com o Energy Act, em 1983. Este documento estipulava a obrigação legal de aquisição da energia produzida por produtores independentes, a que se seguiu a privatização das empresas eléctricas e a criação de um mercado grossista obrigatório (*pool*), que se iniciou em 1990.

As legislações anteriormente referidas consumaram o modelo de mercado em que havia apenas um único comprador, ocorrendo neste caso a competição entre produtores através de concurso para atribuição do direito de construir e operar centros produtores.

De forma gradual, os desenvolvimentos nos modelos de mercados eléctricos seguiram no sentido de criar competição no mercado grossista, ao passar-se para um modelo caracterizado pela presença de um ou mais comercializadores, livres de escolherem os produtores a quem comprar energia [81] - [83].

3.2 A Liberalização do Mercado Eléctrico

À semelhança dos Estado Unidos e do Reino Unido e com o intuito de tornar o mercado interno da energia da União Europeia (UE) liberalizado, foram adoptados no seio da UE, entre 1996 e 2009, três pacotes de medidas legislativas que abordaram o acesso ao mercado, a transparência e a regulamentação, a protecção dos consumidores, o apoio à interligação e os níveis adequados de fornecimento.

A primeira directiva de liberalização (Primeiro Pacote da Energia) foi adoptada em 1996. Esta primeira directiva, 92/96/CE, surgiu com o propósito principal de liberalizar o mercado na produção. Porém, o mercado a retalho manteve-se em regime de monopólio regulado.

O Segundo Pacote da Energia foi apresentado em 2003 sob a adopção da directiva 2003/54/CE que teve como principal objectivo efectivar a liberalização dos segmentos grossista e

retalhista. Os consumidores industriais e domésticos eram agora livres de escolher os seus fornecedores de gás e electricidade a partir de um leque mais vasto de concorrentes.

Em 2009, foi adoptado um Terceiro Pacote da Energia (2009/72/CE) com vista a prosseguir a liberalização do mercado interno da electricidade e do gás, que proporciona a base para a realização do mercado interno da energia. Na sequência da adopção destas medidas, novos fornecedores de electricidade puderam entrar nos mercados eléctricos dos Estados-Membros. Por sua vez, os consumidores industriais e domésticos passaram a ter maior liberdade de escolha entre fornecedores. Fizeram parte integrante deste Terceiro Pacote, políticas da UE relacionadas com o mercado interno da energia eléctrica, que abordam a segurança do fornecimento, assim como o desenvolvimento de redes transeuropeias de transporte de electricidade, e que foram apresentadas como directrizes a seguir.

Relativamente ao sector eléctrico, o mercado interno da UE pretende simplificar muitos obstáculos e barreiras comerciais, a aproximação das políticas fiscais e de preços, bem como o estabelecimento de normas e requisitos, mas também a regulamentação em matéria de ambiente e de segurança. O principal objectivo é garantir um mercado funcional com acesso justo e um alto nível de protecção dos consumidores, bem como níveis adequados de interligação e de capacidade produtiva. Mais recentemente em 2015 foi lançada pela Comissão Europeia, a estratégia para o estabelecimento da “União da Energia”, que constitui assumidamente uma das prioridades da actual Comissão [84]. Assim, o sector da energia passa a fazer parte do núcleo de sectores estratégicos que integra os quatro processos fundamentais de integração europeia em curso, a par da União dos Mercados de Capitais, do Mercado Único Digital e da União Económica e Monetária.

3.3 Modelos de Mercado

No Sector Eléctrico Europeu, existem ainda duas formas distintas de aquisição de energia eléctrica, a que correspondem dois modelos distintos de mercado: o mercado regulado, onde as tarifas de energia são reguladas através de entidades reguladoras estatais, e o mercado desregulado ou livre, onde essas entidades não intervêm e onde produtores e comercializadores operam em ambiente concorrencial de mercado. Em Portugal, está a proceder-se à extinção gradual das tarifas reguladas de venda de electricidade, sendo a data estabelecida para o fim da comercialização de electricidade em mercado regulado de 31 de dezembro de 2020. Durante a presente fase, o consumidor poderá manter-se no mercado regulado, junto da EDP Serviço Universal (empresa do Grupo EDP que fornece electricidade em mercado regulado) e cujo preço é fixado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), através da tarifa transitória sujeita a revisão trimestral, ou poderão optar

por celebrar contrato com a EDP Comercial (empresa do Grupo EDP que fornece electricidade e gás em mercado livre) ou com qualquer outro comercializador a operar em Portugal.

A decisão de extinguir a nível Europeu, de forma gradual, todas as tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais foi tomada em 2012 através do cumprimento da Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, a qual, estabelecendo regras comuns para o mercado interno da electricidade, obriga à sua liberalização.

Tendo em conta que a nível Europeu, o mercado regulado se encontra em fase de extinção e que o presente documento se debruça apenas sobre o mercado liberalizado, o mercado desregulado ou livre será doravante simplesmente apelidado de Mercado.

3.4 O Mercado Interno de Electricidade

Na União Europeia, o Mercado Interno de Electricidade (MIE), considerado como um todo, é também ele próprio composto por "submercados" de Regiões (Mercados Regionais), ou de Países (Mercados Nacionais). A Arquitectura de Mercado define a estrutura dos submercados bem como respectivas ligações entre eles. Na fig. 3.1 é apresentada uma arquitectura do Mercado Interno de Electricidade.

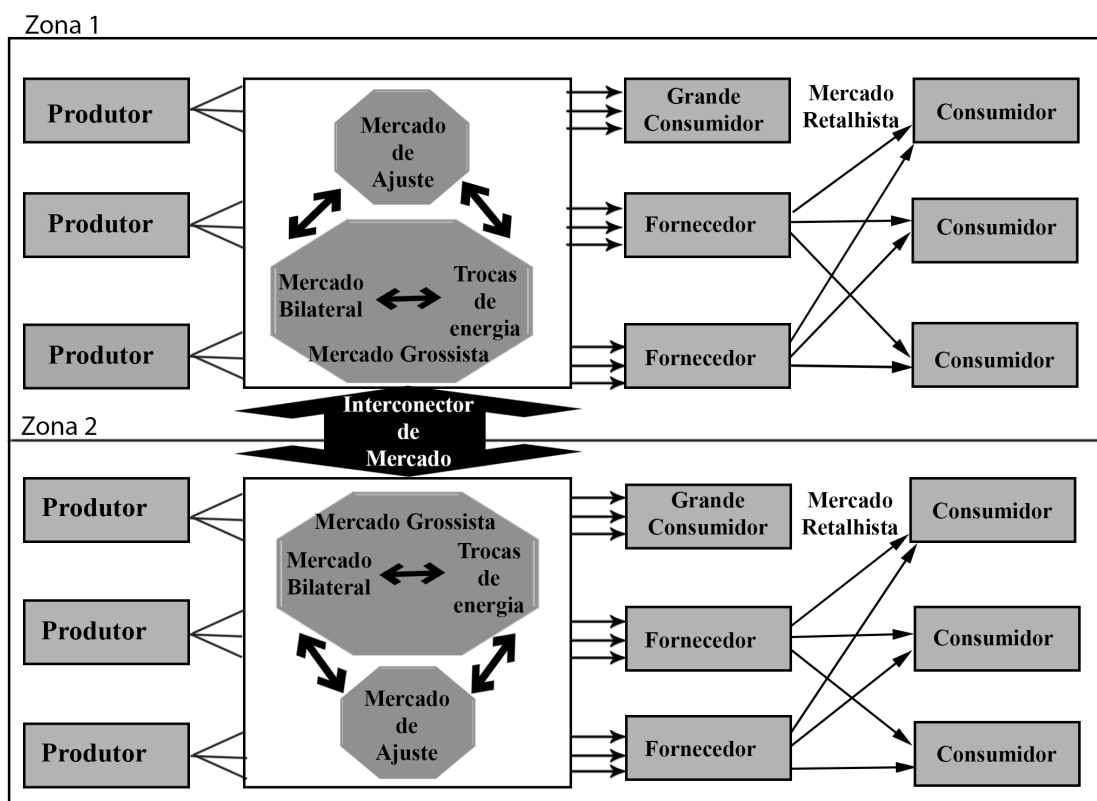


Fig. 3.1: Arquitectura de MIE.

A maior parte do volume de negócio de energia eléctrica transaccionada no Mercado Grossista, diz respeito a contratos bilaterais, contratos esses estabelecidos entre produtores, grandes consumidores e fornecedores/comercializadores de energia, em mercados de venda livre [85-88]. Grandes consumidores e fornecedores compram antecipadamente energia, estabelecendo contratos de longo prazo para satisfazer as suas necessidades energéticas. Os respectivos mercados grossistas de electricidade dos Países da União Europeia, são classificadas por zonas ou Regiões de Mercado, tal como apresentados na tabela 3.1 [89]

Tabela 3.1: Países abrangidos pelas regiões de mercado

Região de Mercado	Países Abrangidos
<i>Centro - Oeste</i>	Áustria, Bélgica, França, Alemanha, Holanda, Suíça
<i>Ilhas Britânicas</i>	Inglaterra, Irlanda
<i>Norte</i>	Dinamarca, Estónia, Finlândia, Letónia, Lituânia, Noruega, Suécia
<i>Península Apenina</i>	Itália
<i>Península Ibérica</i>	Espanha, Portugal
<i>Centro - Este</i>	República Checa, Hungria, Polónia, Roménia, Eslováquia, Eslovénia
<i>Sudeste</i>	Grécia e Bulgária

Uma vez que o consumo real, assim como algum tipo de produção (eólica), não são completamente previsíveis e a energia eléctrica não pode ser armazenada em grande escala, há necessidade de ajustes diários e horários, que resultam naturalmente na introdução de novos contratos.

É neste contexto que surge o Mercado Diário, também designado de Mercado do Dia Seguinte (um dia antes da entrega), na literatura Anglo-saxónica *Day-Ahead Market*, onde produtores e comercializadores transaccionam blocos de energia de forma a satisfazer as necessidades energéticas do dia seguinte.

Devido a desequilíbrios horários entre consumo e produção, surge ainda a necessidade de um ajuste “mais fino” entre consumo e produção, sendo no Mercado Intradiário, que esses acertos se fazem. Por esta razão, o Mercado Intradiário é também conhecido por mercado de ajuste.

3.5 Modelo em Bolsa (*Pool*)

Com a reestruturação do sector eléctrico assistiu-se a uma sucessiva desverticalização empresarial associada ao sector. Formou-se então um modelo de mercado desagregado onde são proporcionadas transacções comerciais de energia aos diversos intervenientes, desde a produção até ao consumo. Os sectores mais afectados com a desverticalização foram a produção e a comercialização por serem actividades mais susceptíveis à concorrência. As redes de transporte e distribuição continuam a operar em regime de monopólio (através de concessões), sendo remuneradas com base em taxas de utilização de rede.

No mercado organizado em bolsa (modelo em bolsa) - *Pool*, (as entidades produtoras, comercializadoras e grandes consumidores transmitem ao Operador de Mercado (OM) as respectivas propostas de venda ou compra. O OM é a entidade que faz a gestão da bolsa de energia eléctrica. É ele quem recebe as propostas de compra e venda, define o preço da electricidade e as propostas em cada período da negociação [90]. Caso se trate de uma oferta de venda, o OM define o nó de injeção, a produção em cada período em que o mercado se estabelece, bem como preço marginal do sistema. No caso de se tratar de uma oferta de compra o OM define o nó de absorção, a quantidade energia solicitada e respectivo intervalo de tempo, bem como o preço máximo a pagar. Seguidamente, o mesmo operador organiza as propostas de compra e de venda, construindo curvas de oferta de venda e compra, para cada um dos intervalos horários ou semi-horários e para um horizonte temporal de 24 ou 48 intervalos respectivamente. Um modelo em bolsa será supostamente tão mais competitivo quantos mais agentes económicos estiverem envolvidos no processo de compra e venda de energia. É ainda desejável que haja uma reserva de energia relativamente à energia definida como suficiente para satisfazer a demanda nas horas de ponta. Essa reserva irá acautelar hipotéticas situações de poder excessivo por parte de qualquer produtor em decisões de preço nas horas de maior procura. Em situações em que essa reserva seja muito pequena, e em que a procura nesse período seja pouco elástica, poderá acontecer que todas as ofertas de venda venham a ser aceites de forma a ser possível satisfazer a demanda. Neste caso, o último gerador terá um poder acrescido de influência sobre o preço de mercado.

A maioria dos países europeus que têm um mercado liberalizado de electricidade, têm implementado um modelo em bolsa. Este modelo em bolsa pode ainda ser classificado de obrigatória ou voluntária. No modelo em bolsa obrigatória, todas a energia tem a obrigatoriedade de ser transaccionada no mercado centralizado. Todos os agentes produtores, consumidores ou retalhistas têm de apresentar propostas de compra e de venda. No modelo em bolsa voluntária ou livre, além do mercado centralizado, vendedores e compradores têm ainda a opção de se relacionar directamente.

3.5.1 Mercado Diário

O Mercado Diário realiza-se no dia anterior à implementação das propostas aceites de compra e venda de energia eléctrica, visando equilibrar a produção e o consumo através de propostas apresentadas pelas entidades produtoras, por um lado, e pelos comercializadores e consumidores por outro. O mercado assenta numa base horária, onde blocos de energia são transaccionados em intervalos de uma hora. O operador do mercado recebe as propostas de venda de energia por parte dos produtores para cada uma das 24 horas do dia seguinte. Para cada hora, o OM, constrói uma função de preço de venda, crescente com a quantidade de energia. Para o mesmo intervalo de tempo, o OM recebe por parte dos comercializadores, distribuidores e de consumidores elegíveis, as propostas de compra igualmente descriminadas e constrói uma função de preço de compra, decrescente com a quantidade de energia. A intersecção destas duas funções determina o preço marginal do sistema, tal como apresentado na Fig. 3.2.

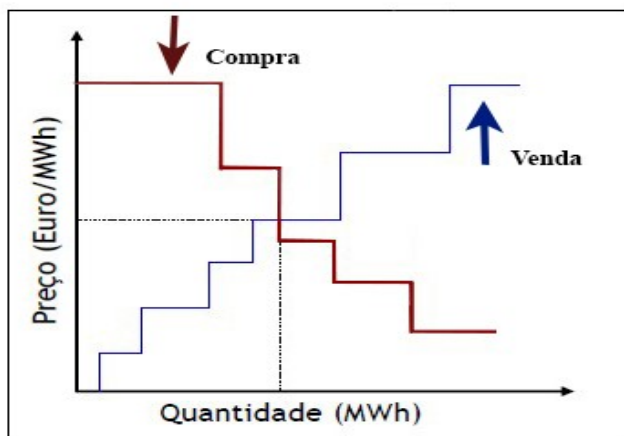


Fig. 3.2: Determinação de preço marginal do sistema.

Todas as propostas submetidas abaixo do preço marginal de sistema serão aceites, e a todos os produtores será pago esse valor. Posteriormente, o operador do mercado informa os participantes dos resultados do equilíbrio de mercado, incluindo os valores de energia que provêm de contratos bilaterais.

A energia transaccionada na sessão de mercado terá ainda de ser sujeita a validação técnica, nomeadamente ao nível da rede de transporte. Neste sentido, questões relacionadas com as restrições de natureza técnica do sistema, ficam a cargo de uma outra entidade – o Operador de Sistema (OS). O OS é o responsável por administrar o transporte, manter a segurança do sistema eléctrico, e o escalonamento e planificação das operações. Esta entidade deve funcionar independentemente de qualquer outra entidade participante no mercado,

garantindo um acesso não discriminatório a todos os utilizadores do sistema de transporte. Em situações de congestionamento de energia, serão necessárias soluções que envolvem ambos os operadores, sendo que o OS terá sempre autoridade para impor alterações ao despacho. Neste sentido, deverão ser estabelecidas regras perfeitamente definidas ao nível de actuação do OS, pois decisões sobre alterações ao trânsito de energia acarretam consequências financeiras para os diversos produtores. O OS é ainda responsável pela estabilidade do sistema em tempo real, pelo que a regulação de frequência e tensão, bem como a garantia de fornecimento de energia estarão também sob a sua alçada.

3.5.2 Mercado Intradiário

O mercado intradiário é um espaço complementar ao mercado diário, onde se transacciona energia eléctrica para ajustar desequilíbrios provenientes de transacções ocorridas no mercado diário, bem como em contratos bilaterais, podendo ter este mercado várias sessões ao longo do dia. O mercado intradiário é um mercado de ajustes, que oferece as mesmas garantias que o mercado diário em termos de transparência e possibilidades de supervisão. Nele podem participar todos os agentes compradores que tenham participado no mercado diário ou tenham estabelecido contratos bilaterais. De forma semelhante ao mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia, com a especificidade de se poder fazer ajustes em intervalos de 30 minutos. À semelhança do mercado diário, o funcionamento do mercado intradiário está assente na apresentação de ofertas de compra e de venda de energia, por parte dos diversos participantes registados para actuar no mercado diário, indicando cada oferta por sessão, o dia e a hora a que se reporta, a quantidade de energia e o respectivo preço. O mercado intradiário tem um impacto positivo junto dos produtores, ao permitir ajustes comerciais mais precisos por serem mais próximos do período de entrega, o que é particularmente benéfico para os produtores que produzem energia sob maior grau de incerteza, como é o caso dos produtores eólicos. Para o próprio mercado é também benéfico que esses mesmos produtores sejam integrados. Uma baixa liquidez em termos de participantes nos mercados intradiários resulta no uso de recursos mais caros para dar resposta à demanda efectiva em tempo real. Além disso, os mercados com baixa actividade comercial são caracterizados por preços menos transparentes relativamente aos mercados com alta liquidez, onde os actores têm maior impacto na formação de preços. Apesar das vantagens apresentadas, apenas 15 dos estados membros da União Europeia têm mercado intradiário tal como consta na Tabela 3.2 [91]-[93].

Tabela 3.2: Países abrangidos pelas regiões de mercado

País	Mercado Intradiário
Alemanha	Sim
Áustria	Não
Bélgica	Sim
Bulgária	Não
Chipre	Não
Dinamarca	Sim
Eslováquia	Não
Eslovénia	Não
Espanha	Sim
Estónia	Sim
Finlândia	Sim
França	Sim
Grã-Bretanha	Sim
Grécia	Não
Hungria	Não
Irlanda	Não
Irlanda do Norte	Não
Itália	Sim
Letónia	Não
Lituânia	Não
Luxemburgo	Não
Noruega	Sim
Países Baixos	Sim
Polónia	Sim
Portugal	Sim
República Checa	Não
Roménia	Sim
Suécia	Sim
	# Sim = 15 # Não = 13

3.5.3 Mercado de Balanço

O Mercado de balanço tem como principal objectivo assegurar o fornecimento de energia eléctrica, mantendo a qualidade de serviço. No final das sessões do mercado intradiário, o operador do sistema realiza a gestão em tempo real, mediante a disponibilidade de serviços complementares e do procedimento de gestão de desvios. Esta gestão de desvios é feita em tempo real e visa assegurar que parâmetros como a frequência da rede, bem como os níveis de tensão, estejam dentro de valores aceitáveis.

3.6 Contratos Bilaterais

É hoje admitido que as transacções de energia eléctrica não se devem cingir estritamente às efectuadas em bolsa [94]. Ainda que estas transacções em bolsa apresentem aparentemente uma maior transparência, os intervenientes, quando em número limitado, usam o seu poder para elevar artificialmente os preços da energia. Na *pool*, existem ainda oscilações rápidas de preços, caracterizadas por uma alta volatilidade e por riscos altos, devido à própria natureza da electricidade (*commodity* não armazenável). É neste contexto que surgiram as transacções bilaterais, havendo também neste tipo de transacções, sempre a necessidade de verificar se há capacidade de transporte suficiente para assegurar a transacção e se a segurança do sistema eléctrico não é posta em causa.

Os contratos bilaterais são a negociação de energia eléctrica que consiste em acordos de aquisição de energia entre produtores, comercializadores e alguns consumidores. Em muitos países os contratos bilaterais coexistem com mecanismos de bolsa, o que revela ser uma forma de manter estabilidade nos preços de mercado, mas com os inconvenientes de diminuir a liquidez do mercado organizado. Por vezes apresentam uma não compatibilidade com o despacho optimizado, mas também uma menor transparência dos preços, pelo facto do contrato acordado entre ambas as partes se revestir dum carácter estritamente privado. Estes contratos estabelecem entre si condições de entrega de energia - quantidade e preço a que é transaccionada. Visam responder de uma forma adequada ao risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo e conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar. O principal relacionamento entre a produção e a comercialização, no tipo de mercado em análise, caracteriza-se por ser estabelecido através de um contrato (bilateral) entre produtor e comercializador. Naturalmente, esta relação técnico-comercial não está sujeita à regulação. Secundariamente, para permitir transacções de energia excedentária, pode surgir uma (ou várias) bolsa de energia de excedentes, não obrigatória.

Os contratos bilaterais apresentam principalmente três desvantagens:

1. Não são compatíveis com um despacho optimizado realizado de forma centralizada, conforme é norma nos sistemas eléctricos tradicionais e em algumas bolsas (com as devidas alterações);
2. A transparência dos preços é diminuída se um número muito elevado de actores enveredar por esta modalidade, o que pode apontar, na fase de abertura do sector, para a limitação de contratos bilaterais, pelo menos para as empresas dominantes;
3. Podem reforçar o poder de mercado e conseqüentemente permitirem a manipulação dos preços dos participantes mais poderosos. Na verdade, os contratos bilaterais

podem resultar numa forma implícita de integração vertical entre produtores e distribuidores/comercializadores, quando aquela tenha sido abolida no plano empresarial.

Uma primeira possibilidade de esclarecer um relacionamento directo entre entidades produtoras e consumidoras corresponde ao estabelecimento de Contratos Bilaterais Físicos (CBF). Estes contratos englobam usualmente um prazo alongado e integram diversas disposições relativas ao preço do serviço a fornecer, às condições de fornecimento relativas, e à indicação dos nós em que será realizada a injeção e a absorção de potência [93]. Para além dos CBF, que afectam a exploração do sector eléctrico, existem contratos de natureza financeira, destinados a lidar com o risco decorrente dos mercados a curto prazo. São os Contratos por Diferenças, Futuros e de Opções.

Os Contratos por Diferenças são uma das formas mais simples de instrumentos financeiros derivados, que asseguram protecção contra o risco de preço. Os contratantes acordam em fornecer e receber uma determinada quantidade de energia a um preço fixo, numa data futura. A energia contratada pode não chegar a ser fornecida: Se o preço de mercado na data fixada for superior ao do contrato, o fornecedor paga a diferença ao cliente, o qual se abastece no mercado; se o preço for inferior, o comprador compensa o fornecedor.

Os Contratos Futuros são análogos aos Contratos de Diferenças, com a diferença que são padronizados e transaccionados no contexto de um mercado organizado.

Os contratos de Opções conferem o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender energia a um preço pré-determinado, numa data futura. O preço tem duas componentes: A primeira, equivalente a um pagamento por disponibilidade, pagável no momento da assinatura do contrato; A segunda, a satisfazer se e quando a electricidade for efectivamente fornecida. Para o vendedor, este tipo de contratos exhibe a vantagem de proteger contra a não opção pelo comprador, uma vez que a primeira parcela, permite recuperar (pelo menos parcialmente) os custos de investimento. Para o comprador, a vantagem reside no exercício da opção, caso o preço de mercado na data estipulada seja mais elevado que o contratado.

3.7 Modelo Misto

Este tipo de modelo é uma combinação do modelo *pool* e do modelo de CBF, sendo um modelo de mercado misto em que a participação em bolsa não é obrigatória. O modelo misto aumenta as opções de compra de energia dos agentes consumidores, permitindo que estes façam escolhas que se adaptem melhor às suas necessidades individuais, adquirindo a energia que pretendem na bolsa e pagando o preço estabelecido por mercado, ou negociando a

energia directamente com fornecedores e efectuando CBF, possibilitando assim a sua protecção à volatilidade dos preços do mercado pool. Neste tipo de modelo, tal como na pool, existe um OM responsável pelas transacções na bolsa de energia eléctrica, e um OS responsável pela verificação da viabilidade técnica do despacho provisório resultante da bolsa de energia, e pela verificação da viabilidade dos acordos realizados através de CBF.

O OS recebe a informação das transacções da bolsa de energia e dos contratos bilaterais físicos estabelecidos. Posteriormente analisa as solicitações de utilização da rede e verifica a possibilidade de existência de congestionamentos, tendo em consideração as restrições de capacidade de transporte das redes. Se porventura existirem situações de congestionamento, o OS remete essa informação aos intervenientes, podendo ainda activar mercados de ajustes, recebendo propostas de incremento ou decréscimo de potência. Actualmente, este é o modelo mais usual na generalidade dos países que liberalizaram o sector eléctrico, como é o caso de Portugal e Espanha (que constituem o MIBEL), e dos países que integram a NordPool.

3.8 Os Principais Mercados de Electricidade Europeus

Em virtude do processo genérico de liberalização do sector energético já descrito anteriormente, foram adoptadas especificidades de mercado nos diferentes Países ou Zonas a nível global. A evolução dos mercados, desde a sua criação até à presente data, foi imensa, não só relativamente ao nível do volume de negócio, mas também ao nível estrutural e funcional dos mercados, pelo que se tornaria excessivamente exaustiva uma descrição detalhada da evolução de cada País ou Zona a nível global. Assim, neste estudo, optou-se por restringir a caracterização dos mercados ao nível Europeu.

3.8.1 MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade

O MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade, resultou da cooperação dos governos dos Países de Portugal e Espanha com o intuito de integrar os sistemas eléctricos destes dois Países. O processo de integração teve início em 1998, mas só a 1 de Julho de 2007 este mercado alcançou a sua plenitude. A partir dessa data, foi facultada ao consumidor a opção de livre escolha relativamente ao seu fornecedor de energia eléctrica. Foi implementada uma estrutura de mercado que permite aos produtores e comercializadores relacionarem-se directamente, através dos diversos tipos de contrato atrás descritos [94].

A entidade responsável pelos contratos a prazo (Futuros) é o OMIP - O OM Ibérico pólo Português. Os contratos estabelecidos poderão ter duração desde semanas, a meses ou anos sendo referentes à carga base ou à carga de ponta [95].

Relativamente à gestão da plataforma dos mercados diário e intradiário, esta fica a cargo da entidade do pólo Espanhol OMIE - Operador de Mercado Ibérico pólo Espanhol, sendo este operador que define as regras de funcionamento do referido mercado [96].

Quanto à regulação do mercado de electricidade existem quatro entidades independentes, que são a ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e CMVM - Comissão do Mercado de Valores Mobiliários em Portugal, a CNE - *Comisión Nacional de Energía*, e a CNMV - *Comisión Nacional del Mercado de Valores* em Espanha [97].

No MIBEL existem dois operadores de sistema e transporte de energia, que são a REN - Redes Energéticas Nacionais em Portugal, e a REE - *Red Eléctrica de España*, em Espanha [98].

Relativamente à rede de distribuição em Portugal, esta pertence à EDP. Em Espanha a rede de distribuição pertence a diversas empresas tais como Iberdrola, Union Fenosa, Endesa, HC Energia e Viesgo.

Em termos de comercializadores, em Espanha operam empresas como a Iberdrola, Endesa, Union Fenosa, HC Energia, Viesgo, Hidro Cantábrico, Fevasa e Solanar. Em Portugal a EDP, Iberdrola, Endesa, Union Fenosa e a HC Energia.

Durante o ano de 2017, a maior parte do volume de transacções energéticas no MIBEL, foram feitos através de CBF [99], tal como é visível na Fig. 3.3.

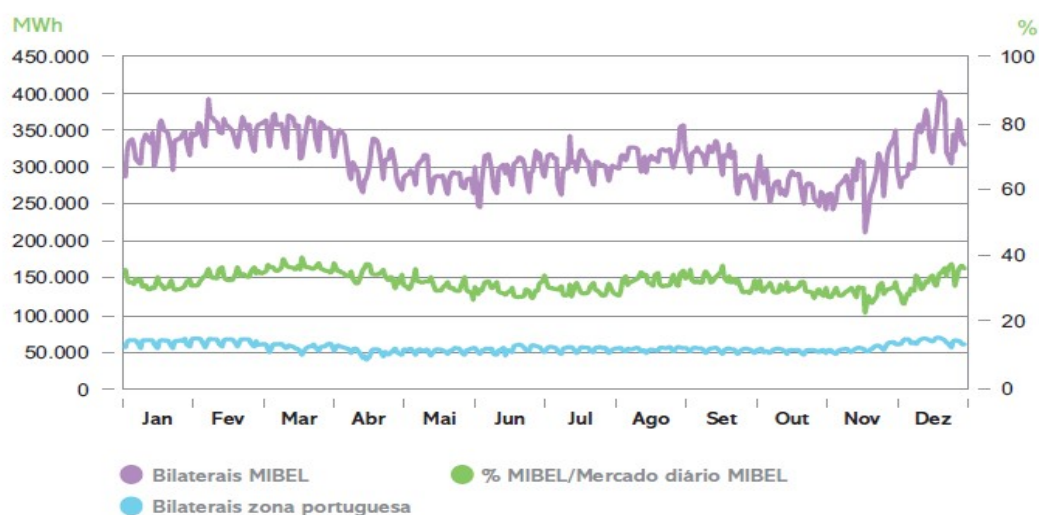


Fig. 3.3: Transacções energéticas no MIBEL em 2017 (Fonte: OMIE)

Quanto às transacções energéticas executadas no Mercado Diário e Intradiário no MIBEL, as mesmas estão representadas na Fig. 3.4.

	Mercado Diário		Mercado Intradiário		Total	
	Energia GWh	Contratação kEUR	Energia GWh	Contratação kEUR	Energia GWh	Contratação kEUR
Jan	23.223	1.714.858	2.764	209.836	25.987	1.924.694
Fev	19.583	1.037.749	2.767	145.744	22.350	1.183.493
Mar	19.178	849.646	3.117	138.361	22.295	988.007
Abr	17.763	791.271	2.708	120.165	20.471	911.436
Mai	19.654	947.930	2.775	132.189	22.429	1.080.119
Jun	21.146	1.085.866	2.954	149.793	24.100	1.235.659
Jul	21.921	1.086.840	2.939	143.102	24.860	1.229.942
Ago	20.627	1.004.247	2.834	134.849	23.461	1.139.096
Set	19.040	953.652	2.886	141.585	21.926	1.095.237
Out	19.809	1.148.156	3.433	199.074	23.242	1.347.230
Nov	21.479	1.307.475	3.424	214.725	24.903	1.522.200
Dez	22.226	1.353.052	3.001	182.700	25.227	1.535.752
Ano	245.650	13.280.742	35.601	1.912.122	281.251	15.192.864

Fig. 3.4: Energia transaccionada no mercado organizado do MIBEL em 2017 (Fonte: OMIE)

Em termos de média anual, a energia transaccionada no Mercado Diário representou 6.9 vezes o volume do mercado intradiário. Em termos da mesma média anual, o preço do MWh transaccionado no Mercado Diário foi de 54 €, enquanto que o preço do MWh no Mercado Intradiário foi de 53.7 €, o que denota que o preço médio anual da energia no Mercado diário e Intradiário apresentaram valores muito próximos no ano transacto.

Os preços médios mensais de energia nos principais mercados eléctrico na Europa durante o ano de 2017, são apresentados na Fig. 3.5. [100]. Os Países integrantes da NordPool, os Países Baixos e a Alemanha apresentaram os preços mais baixos. A Itália, Portugal e o Reino Unido apresentaram os preços mais elevados. Os Países que praticaram preços mais baixos têm uma forte componente de produção de energia hidroeléctrica e de energia nuclear, conforme se irá apresentar posteriormente.

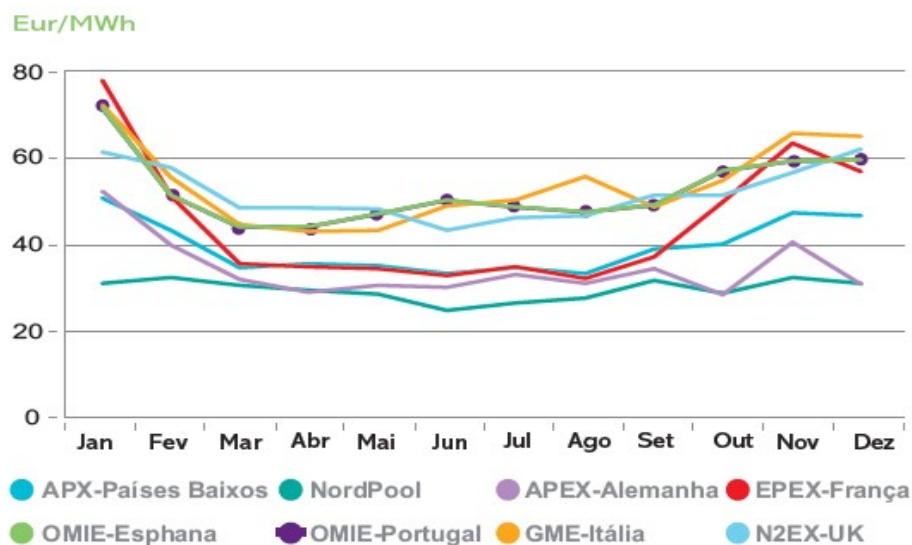


Fig. 3.5: Preços médios mensais na Europa (Fonte: OMIE)

No que respeita à cobertura da procura por tecnologias, são apresentadas na Fig. 3.6 os dados referentes a Espanha e Portugal.

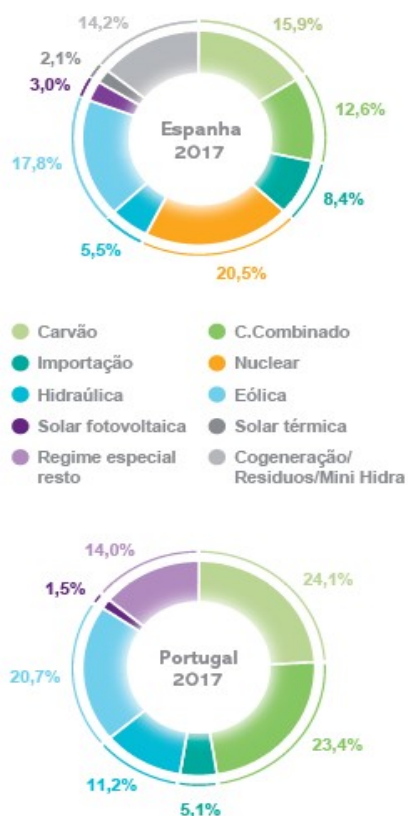


Fig. 3.6: Cobertura da procura por tecnologias (Fonte: OMIE)

Em termos globais, no Mibel durante o ano de 2017 foram transaccionados 281 TWh, num valor total de 15.193 M€, estando envolvidos 1.079 agentes.

3.8.2 O Nord Pool

A Noruega foi o primeiro país nórdico a aderir ao mercado desregulado em 1991, e o segundo na Europa logo a seguir ao Reino Unido, tendo-se iniciado com a Statnett Marked AS, a Nord Pool AS. A Nord Pool começou por ser um mercado de energia composto por quatro países: a Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia. Em 1996 o mercado Sueco juntou-se ao mercado Norueguês, passando a designar-se de Nord Pool ASA. Posteriormente em 1998, a Finlândia juntou-se a estes dois mercados de electricidade e, em 2000, a Dinamarca junta-se a estes três países formando o NordPool AS [91]. Em 2010, o Nord Pool Spot em cooperação com a NASDAQ OMX Commodities, criaram o mercado de energia NZEX, no Reino Unido. Ainda nesse ano, a Nord Pool Spot e a Elering, empresa de rede nacional da Estónia, criaram uma área de licitação da Nord Pool Spot na Estónia, a Estlink. A Nord Pool Spot também passou a fornecer soluções técnicas para o mercado lituano, o Baltpool. Em 2012 a Nord Pool abriu uma área de licitação na Lituânia e em 2013 abriu uma nova área de licitação na Letónia. Actualmente, existe um mercado intradiário comum que inclui os países nórdicos, os países bálticos, a Alemanha, os Países Baixos e a Bélgica.

O Nord Pool é a maior bolsa de energia eléctrica do mundo, onde foram transaccionadas em bolsa 512 TWh no ano de 2017. A Nord Pool opera actualmente nos mercados dos países nórdicos e bálticos, na Alemanha e no Reino Unido e foi nomeada Operadora de Mercado de electricidade em 15 países europeus, assessorando ainda os mercados de energia na Croácia e na Bulgária.

O Elspot é a entidade responsável pela negociação ocorrida no mercado diário. A Elbas é responsável pela negociação em mercado intradiário, até uma hora antes da entrega física. Para a cobertura de risco existe a NordPool Derivatives onde é possível negociar Opções, Contratos por diferenças, e Futuros. Para além destes produtos, é ainda possível estabelecer contratos bilaterais directamente com o produtor [84]

Fazem parte deste mercado quatro entidades reguladoras: a DERA - Danish Energy Regulatory Authority da Dinamarca, El - Energy Markets Inspectorate da Suécia, NVE - Norwegian Water Resources & Energy Directorate da Noruega, e a EMV - Energy Market Authority da Finlândia.

Os operadores de sistema/transporte são igualmente quatro, a Energinet, Svenska Kraftnät, Statnett SF e Fingrid, pertencentes à Dinamarca, Suécia, Noruega e Finlândia respectivamente.

Este mercado, comparativamente com outros mercados europeus, apresenta um preço diário em bolsa tipicamente inferior. Isto deve-se em parte à tecnologia usada na produção de electricidade que tem uma forte componente hídrica e nuclear.

3.8.3 Alemanha

A Alemanha deu início ao processo de liberalização do mercado energético em 1998, contudo só em 2005 com a publicação do New Energy Act foi possível efectuar uma liberalização mais efectiva, de acordo com as directivas europeias. A regulação do mercado Alemão está a cargo do regulador *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen* - BNetzA, que monitoriza a aplicabilidade da lei alemã sobre os mercados energéticos - *German Energy Act*. O mercado alemão ao nível da produção tem como principais agentes a RWE e a E.ON. A rede de transporte na Alemanha é dividida por quatro operadores de sistema/transporte: a RWE - Electricity Transport Grid, a Vattenfal Europe Transmission, e a E.ON Netz e a EnBW Transport Grid.

Em 2002 foi criada a EEX - European Energy Exchange AG. Esta bolsa não só transacciona activos para entrega em território Alemão, mas também em zonas em que o operador de rede seja a RTE (França), a Swissgrid (Suíça), ou a Austrian Power Grid (Áustria). A energia pode ser transaccionada no mercado diário através de blocos de energia relativos a diferentes períodos horários, sejam eles de vazio, cheio ou ponta.

Em 2008 foi fundada a EEX Derivatives Market, na qual é possível negociar através de Contratos Futuros e de Opções.

3.8.4 Inglaterra e Gales

Até 1989, o sector eléctrico de Inglaterra e Gales correspondia a um modelo verticalmente integrado e monopolista. No ano de 1990, foi criada a primeira bolsa a nível mundial onde era possível um encontro do lado da oferta e do lado da procura. Esta bolsa tinha uma organização de tipo obrigatório, ou seja, a estrutura era composta por um comprador único, designado na nomenclatura inglesa por *Single Buyer*. Ainda na década de 90 iniciou-se a implementação da liberalização do sector, de forma gradual para os industriais e comerciais, culminando em 1998 com os consumidores domésticos. No entanto, tal medida não se revelou tão eficaz como pretendido no contexto da competitividade de mercado, ficando a descida de preços da energia um pouco aquém do esperado pelos consumidores. O organismo regulador de Inglaterra e Gales - Ofgem - decidiu adoptar medidas no sentido de transformar a estrutura da bolsa num mercado simétrico, ou seja, de forma a existir licitações quer de oferta quer de procura, com um carácter voluntário, e com o objectivo principal do aumento

da competitividade no mercado grossista, introduzindo em Março de 2001 a nova reforma do sistema eléctrico denominado de NETA - New Electricity Trading Arrangements.

Mais recentemente, a 1 de Abril de 2005 entrou em vigor a reforma BETTA20 - British Electricity Trading and Transmission Arrangements, que estende os objectivos da reforma NETA à Escócia, resultando daí alguns benefícios para os consumidores e produtores de energia eléctrica desse país. A legislação BETTA permite que a Inglaterra, Gales e Escócia tenham um sistema eléctrico uniformizado, deixando a Escócia de ter as duas principais operadoras de transporte “Scottish Power” e a “Scottish and Southern Energy”, para passarem ambos a um único operador de sistema/transporte que é a National Grid Transco, complementado com a rede de distribuição.

Existem duas bolsas em que se pode negociar energia eléctrica. Na ICE - Intercontinental Exchange, podem ser negociados Futuros, *Forwards* e Opções para a cobertura de risco, enquanto na APX Power UK é negociada energia em mercado organizado.

3.8.5 França

A França iniciou a liberalização do sector eléctrico a partir do princípio do ano 2000, de acordo com o estabelecido pela primeira directiva europeia de 1996.

A regulação do sector é exercida por dois organismos, a CRE - *Commission de Régulation de L'énergie* na pasta da energia, e o AMF - *Autorité des Marchés Financiers* como supervisor do mercado regulado e dos contratos OTC.

Em 30 de Julho de 2001 entrou em funcionamento a Powernext SA, onde pode ser negociada energia em mercado organizado ou através de futuros.

Em França existem vários agentes ao nível da produção e comercialização, mas é de facto a EDF - *Électricité de France* que tem maior poder de mercado nos dois segmentos.

Existem sete principais empresas distribuidoras de energia, como sejam a *Electricité de Strasbourg* e a *Gaz et Electricité de Grenoble*, mas é a EDF que mais uma vez tem a maior cota de mercado.

A gestão do sistema, assim como a rede de transporte estão a cargo da RTE - *Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*.

3.8.6 Itália

Mercado italiano da electricidade resulta de Decreto Legislativo n.º 79 de 16 de Março de 1999 (Decreto Legislativo 79/99), que transpõe a directiva europeia relativa ao mercado interno a electricidade (96/92/CE) para a legislação nacional.

O mercado italiano é dominado predominantemente pelo grupo ENEL. Existem ainda outros *agentes* emergentes tais como a Edison Group, Endesa Italia SpA e o Grupo ENI.

A operação do sistema/transporte é assegurada pela *Terna SpA*, e a distribuição está a cargo da *Enel Distribuzione*. A regulação e supervisão de mercado são efectuadas pela AEEG - *Autorità per l'energia elettrica e il gas*.

Tal como os diversos mercados europeus, também a Itália permite a escolha do fornecedor de energia (comercializador) a todos os consumidores desde Julho de 2007, ainda assim, os consumidores domésticos e pequenos negócios continuam a ser sectores dominados pela ENEL.

A entidade responsável pela negociação de energia é a GME - *Gestore Mercato Elettrico*. Nesta bolsa é possível negociar em mercado organizado ou através de forwards. Actualmente existem 154 empresas registadas como participantes na GME.

3.8.7 Áustria

Com a liberalização do mercado eléctrico austríaco em 1 de Outubro de 2001 foi necessário algum tempo para que em 19 de Março de 2002 a EXAA - *Energy Exchange Austria*, se afirmasse no mercado europeu de produtos energéticos. O mercado foi iniciado com 12 participantes e, neste momento, EXAA Spot Trading inclui mais de 40 *agentes* de mais de 10 países.

A E-Control é a responsável pela supervisão do mercado energético, sendo responsável pela rede de transporte de electricidade.

Quer a produção, quer a rede de transporte e distribuição é propriedade pública, contrastando com a maior parte dos países que tem estes sistemas geralmente privatizados.

A principal empresa de produção é a *Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG (Verbund)*, seguindo-se de nove centrais provincianas: *EVN, Wien Strom, STEWEAG STEG, EAG OÖ, KELAG, TIWAG, Vorarlberger Kraftwerke AG, BEWAG* e a *Linz AG*. Estas pequenas empresas são suficientes para produzirem 95% da electricidade injectada na rede pública.

A rede de transporte é dividida em três zonas, através de três empresas distintas, a APG (100% subsidiária da Verbund), TIWAG Netz AG (100% subsidiária da TIWAG) e a VKW.

As redes de distribuição pertencem a nove empresas que se dividem por diferentes áreas. Existem ainda pequenas redes de distribuição (municípios), o que perfaz cerca de 130 operadores de distribuição em todo o país.

3.8.8 Polónia

Em 1997 começou a ser publicada a primeira normalização no sentido da liberalização do sector, mas foi só no ano 2000 que se concretizou a implementação de um Operador de Mercado.

É através da *Towarowa Giielda Energii S.A* que é possível negociar energia eléctrica em mercado organizado e estabelecer contratos futuros. No entanto a energia transaccionada por este meio é quase residual, ficando a maior percentagem para os contratos bilaterais.

O sistema eléctrico assume uma estrutura quase vertical, uma vez que as duas maiores empresas de electricidade do País (PKE SA e a BOT-GiE SA) integram as áreas da produção, transporte, distribuição e comercialização. Ao contrário de outros países da Europa, a Polónia opta por ter o sistema eléctrico maioritariamente nacionalizado.

A Energy Regulatory Office (ERO) é a entidade responsável neste país, pela regulação do sector eléctrico.

3.9 O Sector Eólico em Contexto de Mercado Europeu

A produção de energia eólica foi de entre as diversas formas de produção de energia, aquela que maior crescimento teve nos últimos anos na União Europeia [101]. No final do ano de 2015, a Alemanha foi o País da Europa com maior quota de potência eólica instalada (acumulada) com um total de aproximadamente 45 GW, seguida da Espanha com 23 GW e da França com 10 GW, tal como apresentado na Fig. 3.7 e 3.8.

	Installed 2014	End 2014	Installed 2015	End 2015
EU Capacity (MW)				
Austria	405	2,089.2	323	2,411.5
Belgium	293.5	1,958.7	274.2	2,228.7
Bulgaria	10.1	691.2	-	691.2
Croatia	85.7	346.5	76.2	422.7
Cyprus	-	146.7	10.8	157.5
Czech Republic	14	281.5	-	281.5
Denmark	104.9	4,881.7	216.8	5,063.8
Estonia	22.8	302.7	0.7	303.4
Finland	184.3	626.7	379.4	1,000.5
France	1,042.1	9,285.1	1,073.1	10,358.2
Germany	5,242.5	39,127.9	6,013.4	44,946.1
Greece	113.9	1,979.9	172.2	2,151.7
Hungary	-	328.9	-	328.9
Ireland*	213.0	2,262.3	224	2,486.3
Italy	107.5	8,662.8	295	8,957.8
Latvia	0.4	61.7	-	61.7
Lithuania	0.5	279.6	144.7	424.3
Luxembourg	-	58.3	-	58.3
Malta	-	-	-	-
Netherlands	175	2,865	586	3,431
Poland	444.3	3,833.8	1,266.2	5,100
Portugal	222	4,947	132	5,079
Romania	354	2,952.9	23	2,975.9
Slovakia	-	3.1	-	3.1
Slovenia	0.9	3.4	-	3.4
Spain	27.5	23,025.3	-	23,025.3
Sweden	1,050.2	5,424.8	614.5	6,024.8
UK	1,923.4	12,633.4	975.1	13,602.5
Total EU-28	12,037.4	129,060.1	12,800.2	141,578.8

Fig. 3.7: Potência eólica total instalada acumulada, na EU até 2015 [MW] (Fonte: EWEA)

	Installed 2014	End 2014	Installed 2015	End 2015
European Union: 141,579 MW				
Candidate Countries: 4,741 MW				
EFTA: 901 MW				
Total Europe: 147,772 MW				
Candidate Countries (MW)				
FYROM	37	37	-	37
Serbia	-	-	9.9	9.9
Turkey	804	3,738	956	4,694
Total	841	3,775	965.9	4,740.9
EFTA (MW)				
Iceland	1.2	3	-	3
Liechtenstein	-	-	-	-
Norway	48.0	819.3	22.5	837.6
Switzerland	-	60.4	-	60.4
Total	49.2	882.7	22.5	901
Other (MW)				
Belarus	-	3.4	-	3.4
Faroe Islands	11.7	18.3	-	18.3
Russia	-	15.4	-	15.4
Ukraine	126.3	497.5	16.6	514.1
Total	138.0	534.7	16.6	551.3
Total Europe	13,065.6	134,252.7	13,805.2	147,772

Fig. 3.8: Potência eólica total instalada acumulada, outros Países da Europa até final de 2015 [MW] (Fonte: EWEA)

Durante o ano de 2015, foram instalados 13.805,2 MW de energia eólica em toda a Europa, 5,4% a mais que no ano anterior, 12.800,2 MW na União Europeia. Da capacidade instalada na UE, 9.765,7 MW é *onshore* (em terra) e 3.034,5 MW *offshore* (no mar). Nesse mesmo ano, o mercado *onshore* anual diminuiu na UE em 7,8% e as instalações *offshore*, mais do que duplicaram em comparação com 2014. Em termos genéricos, as instalações de energia eólica aumentaram 6,3% relativamente a 2014.

A Alemanha também foi o maior mercado no ano de 2015 em termos de instalações anuais, instalando 6.013,4 MW de nova capacidade, 2.282,4 MW dos quais era *offshore* (38% de capacidade total instalada na Alemanha).

A Polónia está em segundo lugar de crescimento relativamente ao ano anterior com 1.266,2 MW, mais do que o dobro da potência instalada em 2014.

A França foi o terceiro em termos de crescimento anual com 1.073,1 MW, seguida do Reino Unido com 975,1 MW, 59% dos quais em *offshore* (572,1 MW). Quase metade da nova capacidade instalada em 2015 veio dos mercados da Alemanha e Dinamarca. Cerca de 47% das novas instalações da UE em 2015 tiveram lugar em Alemanha e 73% ocorreram nos mercados da Alemanha, Polónia, França e Reino Unido, seguindo a tendência já ocorrida em 2014, sendo estes resultados mais facilmente perceptíveis na Fig. 3.9.

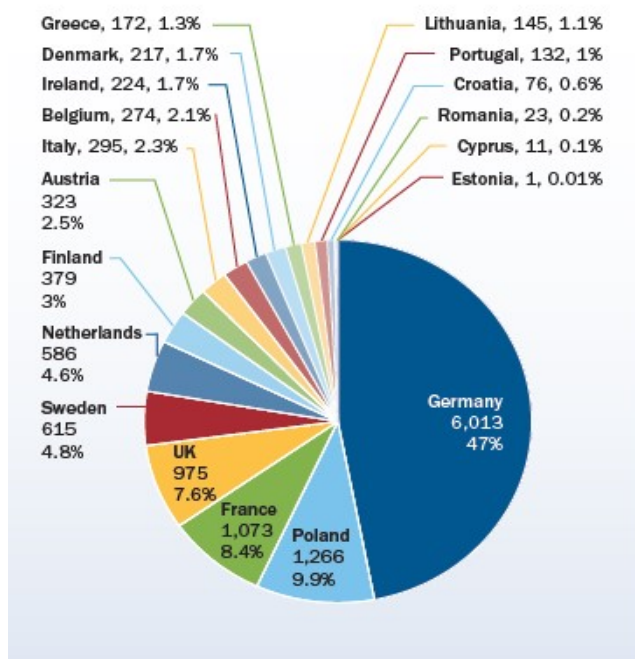


Fig. 3.9: Novas instalações de potência eólica na UE no ano de 2015 (Fonte: EWEA)

Paralelamente, a produção de energia eólica *offshore* registou um aumento de 24% no contexto de crescimento de novas instalações de produção de energia em 2015, o dobro do realizado em termos anuais no ano de 2014, o que representa uma crescente relevância de produção eólica *offshore* na UE.

Foi instalado na EU em 2015 uma capacidade adicional de produção de energia de 28,9 GW, um aumento de produção de 2,4 GW relativamente a 2014. A energia eólica foi a tecnologia de energia com a maior taxa de instalação: 12,8 GW, ou seja, de 44 % contabilizada no universo de todas as novas instalações de produção de energia eléctrica. O Solar Fotovoltaico apresentou-se em segundo lugar com 8,5 GW (29% das instalações de 2015) e em terceiro o carvão com 4,7 GW (16%), Fig. 3.10.

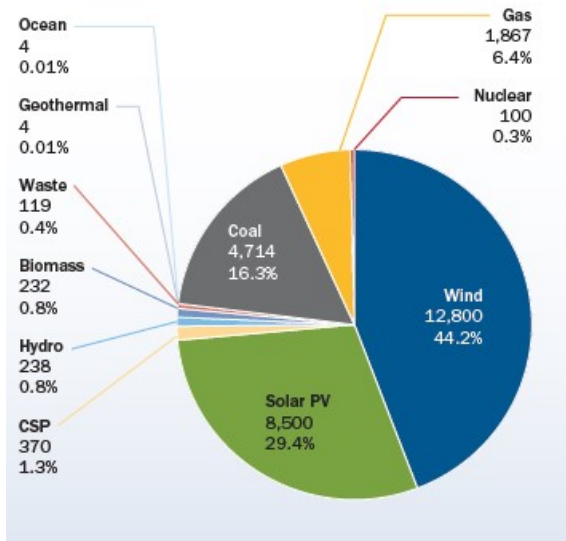


Fig. 3.10: Novas instalações na Europa no ano de 2015 (Fonte: EWEA)

O petróleo e derivados não instalaram qualquer capacidade em 2015, tendo os Estados-Membros desmantelado nesse ano 8 GW capacidade de carvão, 4,3 GW de gás, 3,3 GW de fuel-óleo, 1,8 GW de capacidade de energia nuclear, 518 MW de biomassa e 281 MW de energia eólica, tal como consta na Fig. 3.11.

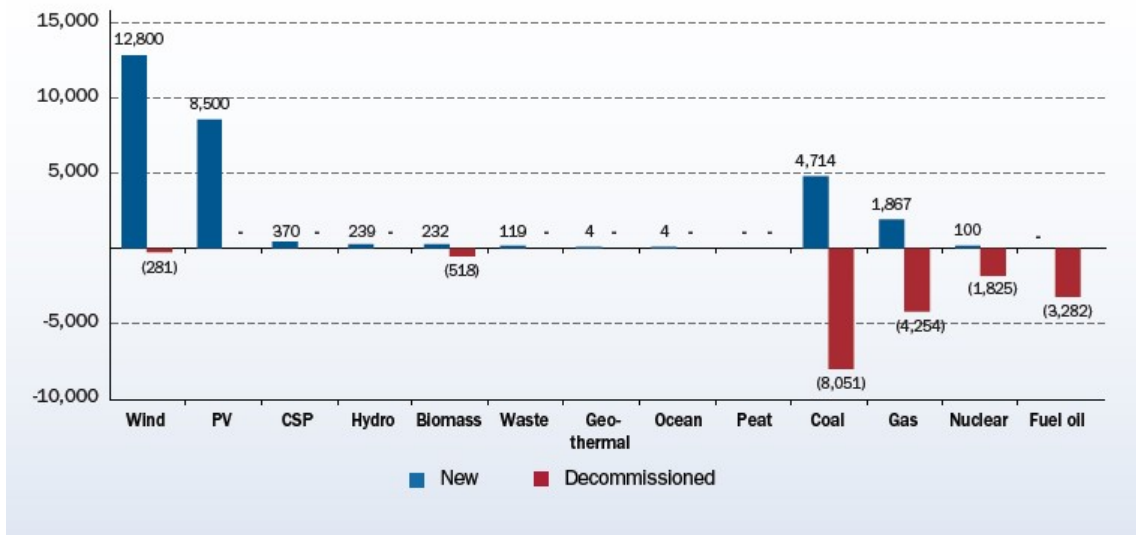


Fig. 3.11: Instalações criadas e desmanteladas na UE no ano de 2015 (Fonte: EWEA)

Em 2015, as instalações de energias renováveis representaram de 22,3 GW, 77% de toda a nova capacidade instalada na EU. Foi o oitavo ano consecutivo em que as energias renováveis contribuíram com mais de 55% de toda a nova capacidade de energia anual instalada na UE. Na Fig. 3.12 estão representadas as novas instalações, por tecnologias, durante o referido ano.

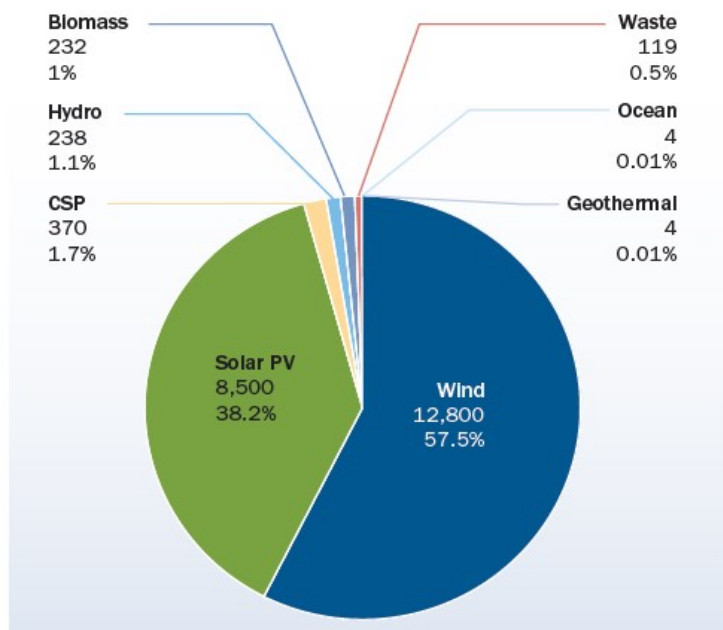


Fig. 3.12: Novas Instalações criadas, por tecnologia, na UE no ano de 2015 (Fonte: EWEA)

O sector eólico e solar fotovoltaico representam 95,7 % das novas instalações de produção de energia no ano apresentado.

No ano de 2000, a nova capacidade instalada no que diz respeito a energias renováveis totalizou apenas 3,6 GW na UE. Desde esse ano e até 2015, em termos de energia renovável, houve incrementos de capacidade instalada anuais, situados entre 21 GW e 35 GW, o que representa incrementos situados entre seis a dez vezes mais do que o ocorrido em 2000. A quota de capacidade total de energias renováveis no universo de capacidade total de energia, em termos novas instalações anuais, também aumentou. Em 2000, os 3,6 GW representavam 22,4% de capacidade instalada por novas instalações, aumentando para 22 GW em 2015, representando 77% de capacidade instalada por novas instalações. No período situado entre 2000 e 2015, foram instalados 443 GW de nova capacidade de energia na UE. Destes 443 GW, 58% dizem respeito à totalidade de energias renováveis e 30% diz respeito a energia eólica, tal como apresentado na Fig. 3.13.

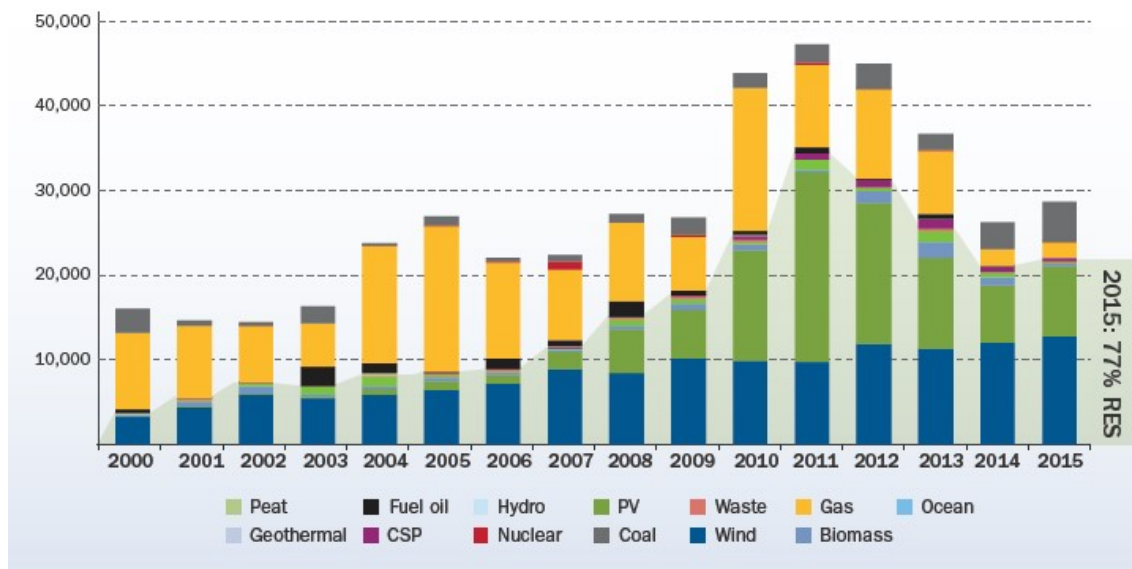


Fig. 3.13: Capacidade anual instalada, na UE entre 2000 e 2015 (Fonte: EWEA)

Relativamente à capacidade instalada e no universo conjunto das principais formas de produção de energia, a produção eólica passou de 2,4 % em 2010 para 15,6 % em 2015, o que faz com que esta produção mais que sextuplicou ao longo deste período, tal como apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Capacidade total instalada na EU

Tipo de Energia	Ano 2000 [%]	Ano 2015 [%]
Solar Fotovoltaico	0,02	10,5
Eólico	2,4	15,6
Hídrica	20,7	15,5
Gás	16,9	21,1
Fuel-óleo	11,4	3,7
Carvão	24,4	17,5
Nuclear	22,6	13,2
Outros	1,58	2,9

A produção eólica destronou ainda o terceiro lugar de produção hídrica, em termos de capacidade instalada em 2015. No cômputo geral, em termos de capacidade instalada, as energias renováveis passaram de uma representatividade a rondar os 24%, para sensivelmente 44 % ao longo deste período.

O ano de 2015 mostrou variações importantes, entre os países em suas adições de capacidade, tal como é visível na Fig 3.14. Alemanha liderou com mais de 6 GW recém-instalado, reflectindo o habitual tamanho e força do seu mercado de energia eólica. Na base

deste crescimento estiveram as suas políticas eficazes bem como a conexão de grandes quantidades de capacidade instalada em offshore.

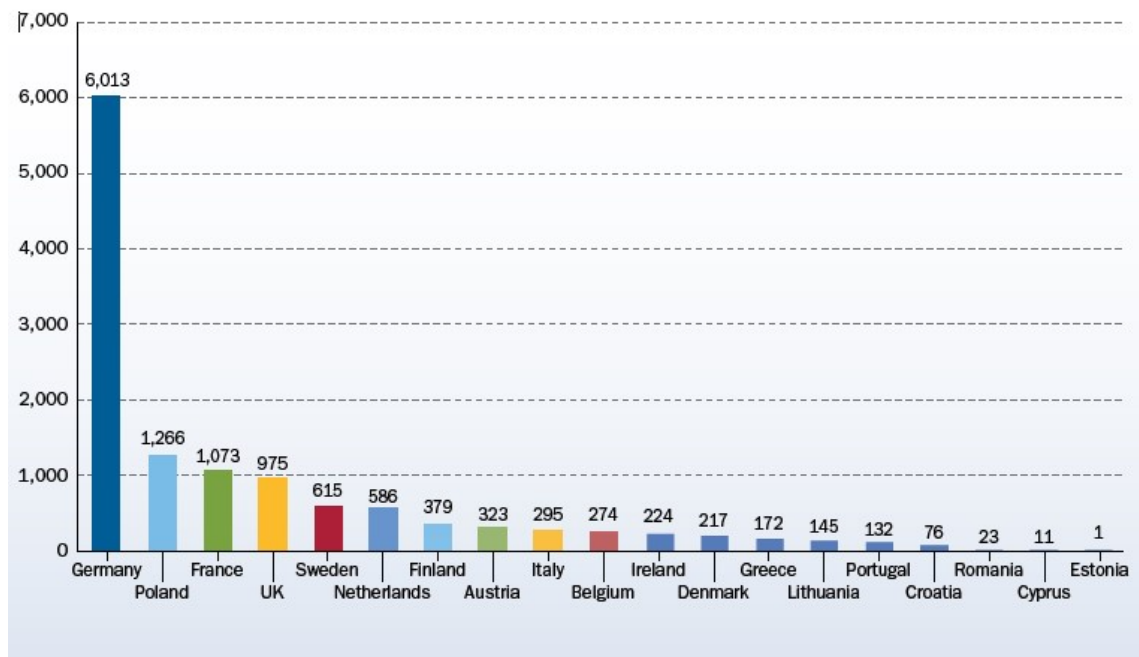


Fig. 3.14: Capacidade instalada por País em 2015 [MW] (Fonte: EWEA)

Em contraste e também devido às políticas adoptadas e regulamentos menos eficazes, levaram alguns países a menos instalações em 2015 do que nos anos anteriores. Em particular, a Espanha, que tem sido muito forte em mercado, viu novas instalações cair a zero como resultado das políticas adoptadas, nomeadamente ao introduzir penalização por incumprimento de energia, como se verá mais adiante. A indústria de energia eólica sofreu da mudança de regulamentos também na Roménia.

Relativamente a novas instalações eólicas offshore, estas mais do que duplicaram em 2015 em comparação com 2014, com 3.034,5 MW de nova capacidade ligada à rede, tal como visível na Fig. 3.15.

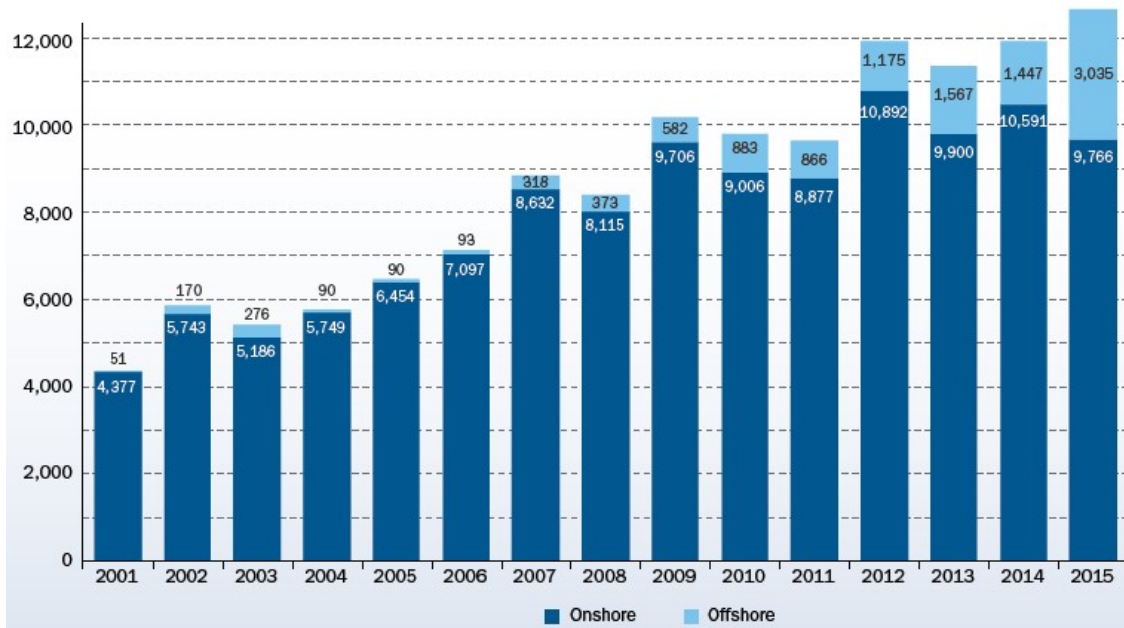


Fig. 3.15: Evolução da capacidade instalada na UE entre 2001 e 2015 [MW] (Fonte: EWEA)

De acordo com a informação fornecida pela *The European Wind Energy Association* - EWEA, a potência eólica total instalada acumulada, desde 2000 até 2015 na EU, apresenta a evolução transcrita na Fig. 3.16. Os valores anuais de potência instalada dizem respeito aos valores totais acumulados.

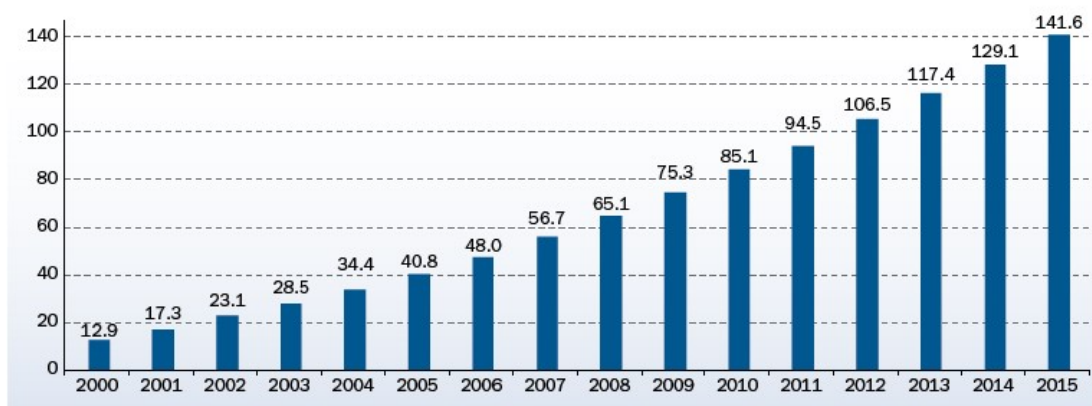


Fig. 3.16: Potência eólica total instalada na EU entre 2000 e 2015 [GW] (Fonte: EWEA)

A Alemanha (44,9 GW) e a Espanha (23 GW) têm a maior capacidade acumulada de energia eólica na Europa. Juntos, eles representam 48% da capacidade total da UE. O Reino Unido, França e Itália seguem com 13,6 GW (9,6% do total da EU capacidade), 10,4 GW (7,3%) e 9 GW (6,3%), respectivamente. Graças a este ano recorde em instalações anuais, Polónia, com 5,1

GW (3,6% da capacidade acumulada), é agora o sétimo país por capacidade instalada, tendo ultrapassado Dinamarca e Portugal, tal como consta na Fig. 3.17.

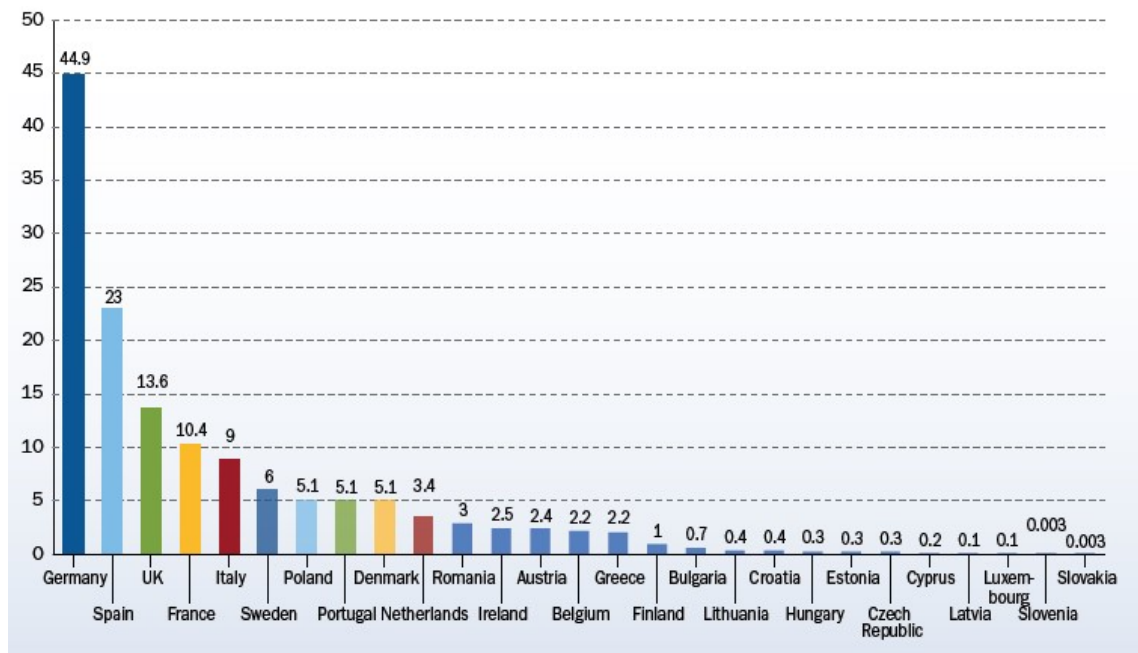


Fig. 3.17: Potência eólica total instalada na EU entre 2000 e 2015 [GW] (Fonte: EWEA)

Apesar do crescimento, esta fonte de energia apresenta uma previsibilidade limitada, o que torna mais difícil a criação de um vínculo efectivo com mercados eléctricos penalizadores de incumprimento de energia, ao nível de contratação e fornecimento, tornando-se um recurso naturalmente menos competitivo.

Os custos decorrentes de incumprimento de potência são custos associados à diferença de potência (energia) previamente acordada e a efectivamente fornecida ao sistema em cada horizonte temporal definido. Em ambiente de mercado, quando não é fornecida a energia previamente acordada, outro fornecedor terá de o fazer a fim de satisfazer a demanda, obviamente acrescido de custos suplementares inerentes ao facto. Estes custos, designados de custos de incumprimento de energia, não são uniformes para todos os estados membros da UE. Na EU existem Países altamente penalizadores, Países que nada penalizam, bem como Países que praticam situações intermédias, em termos de penalização relativas ao incumprimento de energia, tendo em conta o previamente acordado em mercado.

É no contexto de estado penalizador por incumprimento de energia, que este estudo assume particular relevância. Alguns mercados apenas permitem a participação dos produtores eólicos no mercado de ajustes. Noutros mercados, os produtores eólicos são tratados de igual forma que os restantes produtores de energia [102].

3.9.1 Países da UE onde os Produtores Eólicos são Responsabilizados por Incumprimento de Energia

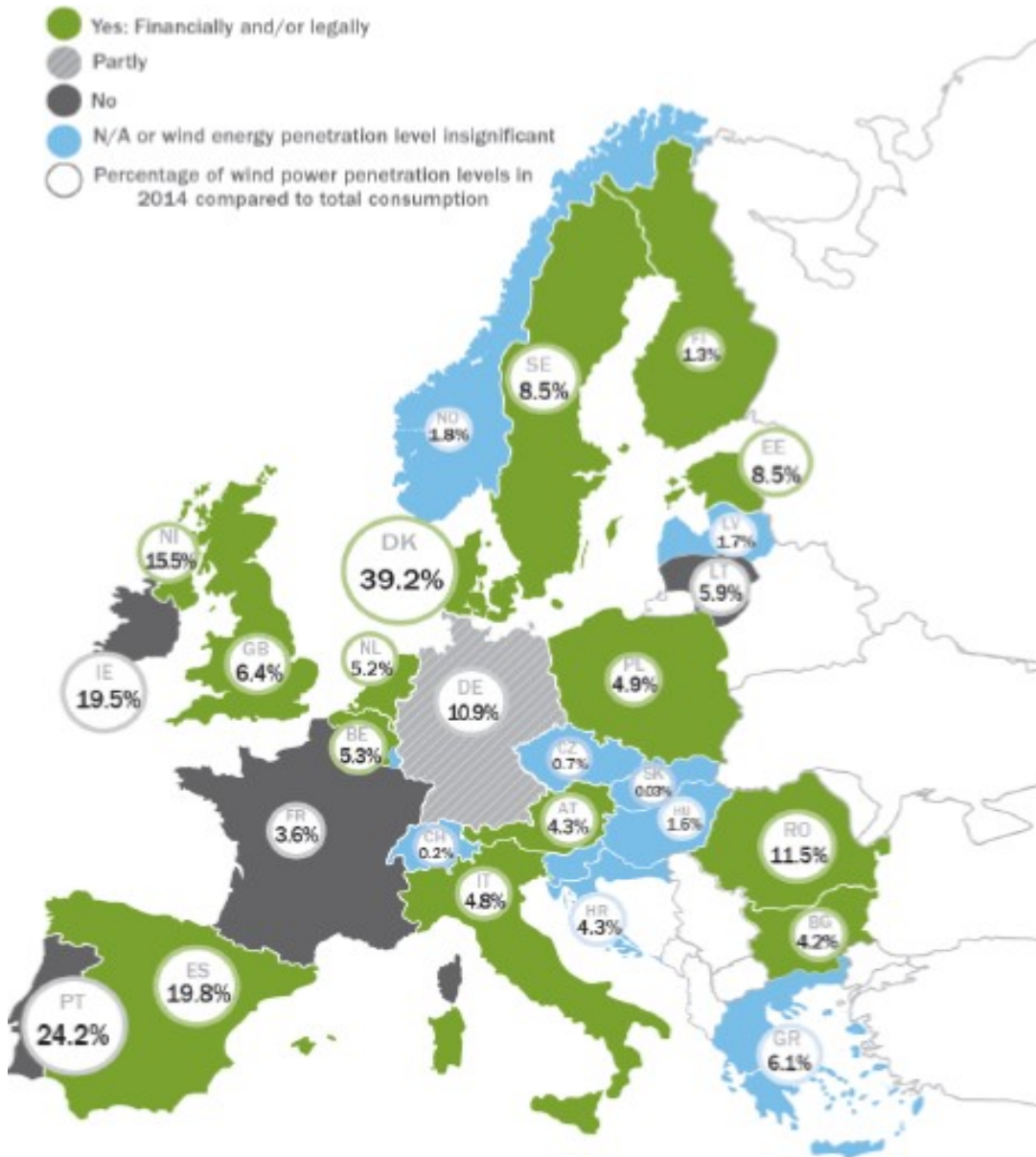


Fig. 3.28: Países da UE responsabilizados por incumprimento de potência (Fonte: EWEA)

De entre os Países da EU, em Portugal, na Irlanda, em França e na Letónia, não são aplicadas quaisquer penalizações por incumprimento de energia.

3.9.2 Países da UE onde os Produtores Eólicos são Tratados de Forma Diferenciada, Relativamente a Outras Tecnologias



Fig. 3.19: Dezoito países onde o sector eólico é tratado de forma diferenciada, relativamente às outras tecnologias (Fonte: EWEA)

Na maior parte dos Países da EU, com a excepção da Itália e da Áustria, a produção eólica não é tratada de forma diferenciada em termos de legislação.

3.9.3 Custos decorrentes de Incumprimento de Energia na UE

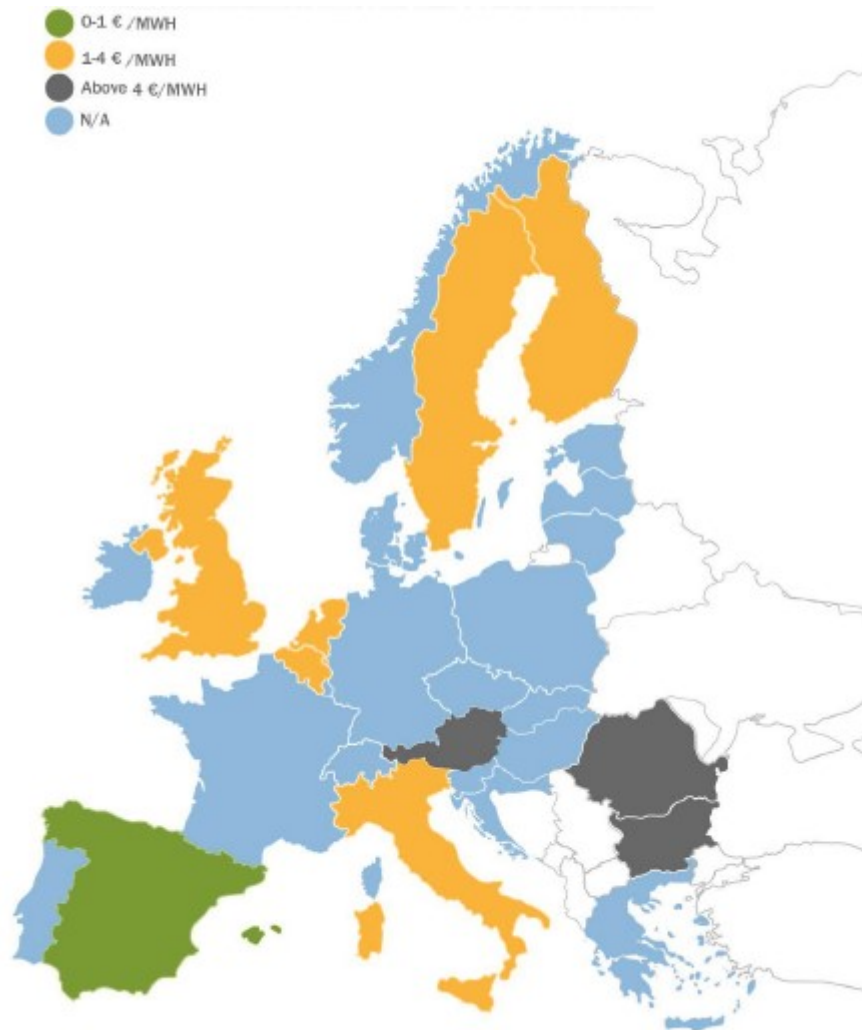


Fig. 3.20: Custos de incumprimento de energia na UE (Fonte: EWEA)

Os custos de incumprimento de energia na Bulgária situam-se entre os 10 e os 24 €/MWh, quando participam em cenário de não agregação com outras tecnologias de produção. Similarmente, na Roménia os mesmos custos de incumprimento situam-se entre os 8 e 10 €/MWh, o que torna quase proibitivo o uso desta tecnologia nestes dois Países em termos de participação de não agregação [102].

3.9.4 Permissão de participação de Produtores Eólicos no Mercado de Balanço ou de Reserva de Energia na UE



Fig. 3.31: Permissão de produtores eólicos em mercados de balanço ou de reserva de energia na UE (Fonte: EWEA)

Os produtores eólicos são, na maior parte dos Países da UE, autorizados a participar em mercados de balanços, assim como, em algumas situações, são autorizados a participar como reserva de energia.

Capítulo 4

4 - Sobre o Problema

Neste capítulo são descritas e contextualizadas as principais limitações da produção de energia eólica, como produtor isolado. É contextualizado o benefício de lances hidro-eólicos conjuntos no mercado do dia seguinte na *pool*. É formulado o problema hidro-eólico conjunto considerando que o recurso poderá, ou não, ter capacidade de bombagem.

4.1 Introdução

A energia eólica é uma das energias renováveis de maior crescimento na produção de electricidade. A meta para as próximas décadas, visa uma percentagem elevada da geração de electricidade na Europa, proveniente de energia eólica [103]. Para tornar este desenvolvimento possível, um dos desafios é aumentar a produção de energia eólica integrada no contexto do novo mercado europeu. Neste contexto, os Produtores Independentes de Energia (PIEs) participam em negociações de produções de energia de curto prazo, nos mercados de electricidade, incluindo obviamente os produtores de energia eólica. No entanto, um eventual desequilíbrio entre a potência proposta pelo produtor e a efectivamente produzida conduz a sanções económicas, que podem comprometer a viabilidade ou competitividade deste recurso. Tal desequilíbrio é principalmente devido à natureza variável do recurso eólico e da previsibilidade limitada de produção de energia eólica. Por conseguinte, os PIEs participantes no mercado de electricidade são confrontados com um problema de tomada de decisão em que devem decidir sobre a quantidade de energia para licitação, com base num determinado conjunto de alternativas de decisão. Além disso, a previsibilidade limitada do vento recurso implica um conhecimento imperfeito do futuro, resultante em cada alternativa. Esta característica torna o problema de decisão, como uma decisão sob incerteza. A fim de gerir este tipo dos problemas, a incerteza relacionada com a energia eólica geração deve ser modelada, estimada e tomada em conta no processo de decisão. Neste contexto é usual usarem-se ferramentas de previsão avançada de energia eólica, modelos que não só fornecem previsões de geração de energia eólica, mas também informações sobre a incerteza associada a tais previsões. Esta incerteza pode ser modelada através de cenários, intervalos de confiança ou funções densidade de probabilidade [104, 105]. Os problemas de tomada de decisão sob incerteza têm sido amplamente estudados em Investigação Operacional [106]. Ao contrário dos problemas deterministas, nos problemas

estocásticos, o decisor perante os mesmos dados, pode tomar decisões que conduz naturalmente a diferentes resultados. A incerteza associada à produção de energia eólica pode acarretar um risco económico para o PIE. Diferentes atitudes de risco podem assim, levar a diferentes decisões de oferta. Vários modelos probabilísticos têm sido usados na previsão de potência eólica, tais como Estimadores de Densidade de Kernel [107] - [109], reamostragem adaptada [110] ou regressão quantílica [111], como ferramentas de apoio.

Os erros de previsão de produção de energia eólica para a hora seguinte são muito pequenos, tendendo a aumentar à medida que se estende o horizonte de previsão [15]. Neste contexto, os métodos determinísticos associados a modelos de produção hídrica otimizada, poderão ser úteis no planeamento operacional das diversas unidades hídricas, para a hora seguinte, e servir de base para a construção de métodos de otimização sobre incerteza, para horizontes temporais mais alargados, para a situação de lances hidro-eólicos conjuntos na *pool*.

A potência total produzida deve em qualquer momento satisfazer a potência solicitada em termos de consumo (demanda). Os mercados de electricidade podem ser considerados como uma solução alternativa à programação em termos de unidades de produção. Cada mercado de energia eléctrica tem as suas próprias regras, definindo de que forma a electricidade está a ser vendida ou comprada, bem como os preços previamente acordados, ou as obrigações a que os vendedores intervenientes estejam sujeitos. Para estimular o desenvolvimento das energias renováveis, alguns mercados têm regras especiais de apoio à produção, como por exemplo a energia eólica. Neste sentido, alguns mercados oferecem tarifas menos (ou nada) penalizadoras pelo não cumprimento da potência previamente acordada, inseridas em programas de não cumprimento. Uma visão geral da regulamentação para a integração da energia eólica em alguns países europeus está descrita em [112].

O trabalho centra-se no estudo de soluções óptimas de produção hidro-eólica para mercados penalizadores de incumprimento de energia. Os produtores hídricos, além de fazerem os seus lances no mercado do dia seguinte, irão satisfazer os incumprimentos horários de potência por parte do produtor eólico. No caso de sobreprodução eólica, relativamente à energia previamente estimada, a mesma poderá ser usada em bombagem, se o reservatório dispuser dessa capacidade.

4.2 Formulação do Problema

A formulação do problema aqui apresentada prende-se com a optimização de produção hídrica associada a uma previsão de produção eólica, tendo em consideração uma previsão dos preços de energia que irão ser praticados no mercado do dia seguinte na *pool*. As unidades hídricas em questão satisfazem uma percentagem de incumprimento de potência inerente a um desvio de previsão de produção de potência eólica, bem como o seu próprio lance. O problema é composto por dois sub-problemas, a que correspondem duas formulações distintas: (i) Optimização hidro-eólica sem recurso de bombagem e (ii) Optimização hidro-eólica com o recurso de bombagem.

4.2.1 Optimização Hidro-eólica sem Recurso de Bombagem

O sub-problema aqui apresentado prende-se com a optimização de produção hídrica associada a uma previsão de produção eólica, tendo em consideração uma previsão dos preços de energia que irão ser praticados no mercado do dia seguinte na *pool*. O produtor hídrico irá satisfazer uma percentagem de incumprimento de potência inerente a um desvio de previsão de produção de potência eólica, previamente acordado entre os dois produtores. O produtor hídrico irá fazer o seu próprio lance, independentemente da energia adicionalmente produzida, derivado da compensação eólica.

A função objectivo é apresentada em (4.1), sendo composta por dois termos. O duplo somatório do primeiro termo traduz a potência hidroeléctrica, p_{kj}^h , produzida em cada reservatório hídrico j , em cada hora k ao longo do período temporal de K horas, afectada duma estimativa dos preços da energia λ_k em cada hora. O somatório do segundo termo traduz a potência total produzida pelo parque eólico p_k^w , em cada hora, afectada da respectiva estimativa de preços de energia ao longo desse mesmo dia.

A maximização da função objectivo permite optimizar os lucros de produção, apresentando uma solução de produção hídrica, ao longo de K horas, com base num diagrama de produção eólica esperado e na energia total a satisfazer E_D . Esta função objectivo está sujeita a restrições de igualdade, de desigualdade, bem como a limites nas variáveis.

$$\text{Max } F = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \lambda_k p_{kj}^h + \sum_{k=1}^K \lambda_k p_k^w \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p_{kj}^h + \sum_{k=1}^K p_k^w = E_D \quad (4.2)$$

$$v_{kj} = v_{(k-1)j} + a_{kj} + \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J (q_{kMj} + s_{kMj}) - q_{kj} - s_{kj} \quad (4.3)$$

$$\sum_{j=1}^J p_{kj}^h + p_k^w \geq E_k^{wp} \quad (4.4)$$

$$p_{kj}^h = q_{kj} n_{kj} \quad (4.5)$$

$$v_{kj}^{\min} \leq v_{kj} \leq v_{kj}^{\max} \quad (4.6)$$

$$q_{kj}^{\min} \leq q_{kj} \leq q_{kj}^{\max} \quad (4.7)$$

$$s_{kj}^{\min} \leq s_{kj} \leq s_{kj}^{\max} \quad (4.8)$$

com

$$k = 1, \dots, K \text{ e } j = 1, \dots, J$$

Onde:

K Número total de horas de planeamento

J Número total de reservatórios hídricos

F Função objectivo

E_k^{wp} Previsão de produção de energia eólica na hora k (MWh)

E_k^{wf} Energia eólica efectivamente produzida na hora k (MWh)

E_D Energia hidro-eólica total diária para satisfazer o lance conjunto no mercado *pool* (MWh)

λ_k Estimativa do preço de energia eléctrica na hora k (€/MWh)

p_k^w Potência total fornecida pelo parque eólico, na hora k (MWh)

p_{kj}^h Potência fornecida pelo reservatório hídrico j , na hora k (MWh)

a_{kj} Afluência ao reservatório j , na hora k (hm^3/h)

q_{kj}	Caudal turbinado pela unidade hidroeléctrica j na hora k (hm^3/h)
q_{kj}^{\max}	Máximo caudal turbinado pela unidade j na hora k (hm^3/h)
q_{kj}^{\min}	Mínimo caudal turbinado pela unidade j na hora k (hm^3/h)
q_{kMj}	Caudal turbinado pela unidade hidroeléctrica a montante de j na hora k (hm^3/h)
v_{kj}	Volume do reservatório j na hora k (hm^3)
v_j^{\max}	Volume máximo admitido no reservatório j (hm^3)
v_j^{\min}	Volume mínimo admitido no reservatório j (hm^3)
s_{kj}	Volume vazado pela unidade j na hora k (hm^3/h)
s_j^{\max}	Volume máximo vazado pela unidade j (hm^3/h)
s_j^{\min}	Volume mínimo vazado pela unidade j (hm^3/h)
s_{kMj}	Volume máximo vazado pela unidade a montante de j na hora k (hm^3/h)
η_{kj}	Eficiência da unidade hidroeléctrica j na hora k (%)

Na restrição de igualdade (4.2) é apresentada a equação de balanço de energia. Assim, a energia total hídrica produzida, adicionada à energia total eólica produzida, ambas produzidas ao longo do dia, terão de satisfazer o compromisso total de energia a apresentar a leilão do dia seguinte. Em (4.3) é apresentada a equação de balanço de água dos reservatórios hídricos. O volume de água armazenado v_{kj} num reservatório j , numa determinada hora k , será igual ao volume armazenado na hora anterior $v_{(k-1)j}$, acrescido da afluência a_{kj} a esse reservatório j na hora k , dos caudais turbinados e vazados na hora k , pelos reservatórios a montante desse mesmo reservatório, q_{kMj} e s_{kMj} , respectivamente, e decrescido do caudal turbinado q_{kj} e do caudal vazado s_{kj} , no referido reservatório j na hora k . O tempo de transição das descargas de água dos reservatórios a montante para os reservatórios a jusante foi considerado nulo. Este tempo é considerado apenas no caso da duração desse trânsito ser significativo, relativamente ao intervalo de tempo estabelecido para um período do horizonte temporal. Em (4.4) é apresentada uma restrição de desigualdade onde é garantido que a potência horária apresentada a leilão em cada hora k será sempre cumprida. No caso de falha de previsão eólica, por valores inferiores, a produção hídrica irá colmatar a diferença entre energia eólica prevista E_k^{wp} em cada hora e a energia efectivamente disponibilizada E_k^{wf} em cada hora. Em (4.5) a potência hídrica, gerada em cada reservatório, p_{kj}^h , é função do caudal turbinado q_{kj} e da eficiência da unidade

hidroeléctrica η_{kj} . Em (4.6) são apresentados os volumes mínimos v_{kj}^{\min} e máximos v_{kj}^{\max} admitidos em cada reservatório. Foi considerado o volume mínimo assumido do reservatório como limite inferior e a capacidade máxima do reservatório como limite superior. Em (4.7) são enquadrados os caudais mínimos q_{kj}^{\min} e máximos q_{kj}^{\max} turbinados em cada reservatório. O valor mínimo de caudal turbinado, em cada reservatório, foi considerado zero e o valor máximo resulta da máxima capacidade de produção instalada em cada reservatório. Em (4.8) são apresentados os limites mínimos s_j^{\min} e máximos s_j^{\max} para as descargas dos reservatórios. A descarga pode ocorrer sempre que o volume de água é superior à capacidade de armazenamento do reservatório.

4.2.2 Optimização Hídrico-eólica com Recurso de Bombagem

A formulação do problema aqui apresentada pressupõe que, dada uma previsão dos preços de energia no mercado do dia seguinte, tenha sido previamente determinada a produção hídrica óptima sem ter em consideração a produção eólica. Nesta fase preliminar são determinados os valores de potência hídrica a ser produzidos em cada reservatório ao longo do dia, e construídos lances conjuntos por adição das quantidades produzidas em cada reservatório aos valores esperados da potência eólica prevista em cada hora.

Uma vez conhecidos os lances em cada hora, o problema operacional passa a ser o de modificar a produção hídrica para corrigir os desvios de produção eólica de forma a minimizar o incumprimento relativamente aos lances previamente acordados. Se esses desvios forem negativos, i.e., se a potência eólica for inferior à potência prevista, a produção hídrica tenta assegurar a diferença aumentando o caudal turbinado. Caso contrário, se os desvios forem positivos, o excedente de potência eólica poderá ser usado para bombagem, aumentando o volume de água em algum ou vários reservatórios.

Neste Capítulo será também quantificada a redução de previsão eólica necessária para anular o efeito de assimetria causado pelos erros de previsão, de forma a não prejudicar a futura eficiência da operação hídrica nos lances conjuntos. A formulação proposta é apresentada em (4.9) - (4.22).

A função objectivo é apresentada em (4.9) como uma soma que traduz o retorno esperado da produção hidroeléctrica, p_{hkj} , agregada em cada reservatório hídrico j e em cada hora k do horizonte temporal de K horas. O segundo somatório traduz a energia produzida conforme prevista para o parque eólico, p_{wkp}^{av} , em cada hora. O terceiro somatório representa a energia

usada na bombagem, p_{pkj} , agregada em cada reservatório. Todos os somatórios são afectados duma estimativa de preços da energia, λ_k , em cada hora.

A maximização da função objectivo permite otimizar os lucros de produção, apresentando uma solução de produção hídrica, ao longo de 24 horas, com base em diagramas de estimativas de produção eólica bem como de preços de energia. A optimização está sujeita a restrições de igualdade, de desigualdade, bem como a limites nas variáveis.

$$\text{Max } F = \lambda_k \cdot \left(\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p_{hkj} + \sum_{k=1}^K p^{av}_{wkp} - \sum_{k=1}^K p_{pkj} \right) \quad (4.9)$$

sujeito a:

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p_{hkj} + \sum_{k=1}^K p_{wks} = E_D \quad (4.10)$$

$$E_{Hf} = E_{Hi} + \sum_{k=1}^K (p^{av}_{wkp} - p_{wkf}) \quad (4.11)$$

$$v_{kj} = v_{(k-1)j} + a_{kj} + \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J (q_{kMj} + s_{kMj}) - q_{kj} - s_{kj} + \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J (v_{pkj} - v_{pkMj}) \quad (4.12)$$

$$\sum_{j=1}^J p_{hkj} + p_{wks} \geq p^{av}_{wkp} \quad (4.13)$$

$$p_{wks} - p^{av}_{wkp} = \sum_{j=1}^J p_{pkj} \quad (4.14)$$

$$\sum_{k=1}^K p_{pk} \geq 0 \quad (4.15)$$

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p_{pkj} = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p^{-1}_{hkj} \cdot \eta_{kj}^{-1} \quad (4.16)$$

$$0 \leq p_{pk} \leq p^{\max}_{wk} \quad (4.17)$$

$$p_{hkj} = q_{kj} \cdot \eta_{kj} \quad (4.18)$$

$$q^{-1}_{kj} = f(p^{-1}_{hkj} \cdot \eta^{-1}_{kj}) \quad (4.19)$$

$$v_{sj}^{\min} \leq v_{kj} \leq v_{sj}^{\max} \quad (4.20)$$

$$q_{kj}^{\min} \leq q_{kj} \leq q_{kj}^{\max} \quad (4.21)$$

$$s_j^{\min} \leq s_{kj} \leq s_j^{\max} \quad (4.22)$$

Onde:

F	Função objectivo da operação hidro-eólica
Ψ	Valor óptimo de F sem incerteza na produção eólica
Ψ^*	Valor óptimo de F com incerteza na produção eólica
Ψ^{up}	Valor óptimo de F para o cenário optimista de produção eólica
Ψ^{dn}	Valor óptimo de F para o cenário pessimista de produção eólica
E_D	Energia hidro-eólica total diária necessária para satisfazer o lance conjunto no mercado (MWh)
E_{Hi}	Energia hídrica total diária a apresentar no mercado ignorando os desvios de previsão eólica (MWh)
E_{Hf}	Energia hídrica total diária produzida afectada dos desvios de produção eólica (MWh)
λ_k	Estimativa do preço de energia eléctrica a praticar em leilão na hora k ($\text{€}/MWh$)
p_{wkp}^{av}	Valor esperado da previsão de produção eólica na hora k (MWh)
p_{wkp}^{UP}	Valor optimista da previsão de produção eólica na hora k (MWh)
p_{wkp}^{DW}	Valor pessimista da previsão de produção eólica na hora k (MWh)
p_{wkp}^*	Valor de produção eólica a considerar no lance conjunto sob incerteza, na hora k (MWh)
p_{wks}	Produção eólica produzida na hora k (MWh)
p_{wk}^{\max}	Potência máxima instalada no parque eólico (MW)
p_{hkj}	Potência produzida na unidade hídrica j , na hora k (MWh)
p_{hkj}^{-1}	Potência disponibilizada para bombagem na unidade hídrica j , na hora k (MWh)
p_{pkj}	Potência usada na bombagem pela unidade j na hora k (MWh)
a_{kj}	Afluência ao reservatório j na hora k (hm^3/h)
q_{kj}	Caudal turbinado pela unidade hídrica j na hora k (hm^3/h)
q_{kj}^{-1}	Caudal bombado pela unidade hídrica j na hora k (hm^3/h)
q_{kj}^{\max}	Máximo caudal turbinado pela unidade j na hora k (hm^3/h)
q_{kj}^{\min}	Mínimo caudal turbinado pela unidade j na hora k (hm^3/h)
q_{kMj}	Caudal turbinado pela unidade hidroeléctrica a montante de j na hora k (hm^3/h)
v_{kj}	Volume do reservatório j na hora k (hm^3)
v_{pkj}	Volume bombado do reservatório imediatamente a jusante de j , para j , na hora k (hm^3)

v_{pkMj}	Volume bombado do reservatório j , para o que lhe está imediatamente a montante, na hora k (hm^3)
v_{kj}^{\max}	Volume máximo admitido no reservatório j na hora k (hm^3)
v_{kj}^{\min}	Volume mínimo admitido no reservatório j na hora k (hm^3)
s_{kj}	Volume vazado pela unidade j na hora k (hm^3/h)
s_j^{\max}	Volume máximo vazado pela unidade j (hm^3/h)
s_j^{\min}	Volume mínimo vazado pela unidade j (hm^3/h)
s_{kMj}	Volume vazado pela unidade a montante de j na hora k (hm^3/h)
η_{kj}	Eficiência da turbina da unidade hídrica j na hora k (%)
η^{-1}_{kj}	Eficiência da bomba da unidade hidroeléctrica j na hora k (%)

Na restrição de igualdade (4.10) é apresentada a equação de balanço de energia. A energia total hídrica produzida, adicionada à energia total eólica produzida, ambas produzidas ao longo do dia, terão de satisfazer pelo menos o compromisso total de energia a apresentar a leilão do dia seguinte. Em (4.11) é salvaguardado que a oferta hídrica não será afectada pelo facto de compensar o desequilíbrio eólico. Em (4.12) está apresentada a equação de balanço de água dos reservatórios hídricos. O volume de água armazenado v_{kj} num reservatório j , numa determinada hora k , será igual ao volume armazenado na hora anterior $v_{(k-1)j}$, acrescido da afluência a_{kj} a esse reservatório j na hora k , dos caudais turbinados e vazados na hora k , pelos reservatórios a montante desse mesmo reservatório, q_{kMj} e s_{kMj} , respectivamente, e decrescido do caudal turbinado q_{kj} e do caudal vazado s_{kj} , no referido reservatório j na hora k . É ainda adicionado o volume bombeado do reservatório de jusante v_{pkj} e decrescido o volume bombeado para um reservatório a montante v_{pkMj} . O tempo de transição das descargas de água dos reservatórios a montante para os reservatórios a jusante foi considerado nulo. Este tempo é considerado apenas no caso da duração desse trânsito ser significativo, relativamente ao intervalo de tempo estabelecido para um período do horizonte temporal. Em (4.13) é apresentada uma restrição de desigualdade onde é garantido que a energia horária apresentada a leilão em cada hora k será sempre cumprida. Em (4.14) é imposto que o diferencial entre a energia eólica média prevista horaria p_{wkp}^{av} e a energia eólica efectivamente produzida p_{wks} seja usado na bombagem p_{pkj} , sendo apenas feita bombagem quando houver desequilíbrios positivos entre estas duas energias (4.15). A energia total usada na bombagem será igual ao somatório das energias consumidas pelas diversas unidades hídricas afectadas do rendimento de bombagem η^{-1}_{kj} (4.16). A energia total usada

na bombagem estará limitada pela capacidade máxima do parque eólico (4.17). Em (4.18) e (4.19) são apresentadas as expressões da potência hídrica gerada e consumida em cada reservatório como funções dos caudais turbinados ou bombados e dos respectivos rendimentos. Em (4.20) são apresentados os volumes mínimos v_{kj}^{\min} e máximos v_{kj}^{\max} admitidos em cada reservatório. Foi considerado o volume mínimo assumido do reservatório como limite inferior e a capacidade máxima do mesmo como limite superior. Em (4.21) são enquadrados os caudais mínimos q_{kj}^{\min} e máximos q_{kj}^{\max} turbinados em cada reservatório. O valor mínimo de caudal turbinado, em cada reservatório, foi considerado zero e o valor máximo resulta da máxima capacidade de produção instalada em cada reservatório hídrico. Em (4.22) são apresentados os limites mínimos s_j^{\min} e máximos s_j^{\max} para as descargas dos reservatórios. A descarga ocorre sempre que o volume de água for superior à capacidade de armazenamento do reservatório.

Capítulo 5

5 - Solução do Problema

Neste capítulo são descritos os dois principais algoritmos que permitem solucionar as duas diferentes abordagens do problema de optimização hidro-eólica contempladas neste trabalho. Serão também apresentadas as principais linhas orientadoras sobre o tema de Optimização Sob Incerteza, com vista à redução de operações hídras em lances conjuntos na pool.

5.1 Introdução

Estruturou-se a abordagem ao problema da optimização de produção hidro-eólica em ambiente de *pool*, tendo em consideração que os lances são feitos conjuntamente, mas em diferentes cenários. Faz-se de seguida uma breve descrição dos mesmos.

Cenário 1. Os lances são feitos em modo conjunto. O produtor eólico faz um lance no mercado do dia seguinte na pool, de acordo com as previsões de vento horário e consequentemente respectiva energia produzida. O produtor hídrico faz o respectivo lance de acordo com o volume de água que pretende gastar, mas assegura simultaneamente uma percentagem adicional de energia proveniente dos desequilíbrios entre energia eólica prevista e efectivamente produzida – considerou-se de 10 % os desvios máximos negativos entre energia eólica diária prevista e efectivamente fornecida neste trabalho. Ambas as produções hídras, quer a do próprio lance eólico, quer a da percentagem adicional decorrente de incumprimento eólico, são feitas de forma optimizada.

Cenário 2. Os lances são igualmente feitos em modo conjunto. O produtor eólico faz um lance no mercado do dia seguinte na pool, de acordo com as previsões de vento horário e consequentemente respectiva energia produzida. O produtor hídrico faz o respectivo lance de acordo com a água que pretende gastar. No caso de desequilíbrios negativos horários entre energia eólica prevista e fornecida, i.e., o de incumprimento de energia por parte do produtor eólico, será o produtor hídrico que assegura adicionalmente os desequilíbrios horários de energia. No caso de desequilíbrios eólicos positivos entre energia eólica prevista e efectivamente fornecida, essa energia será usada em bombagem no reservatório situado mais a montante. À semelhança do cenário anterior, ambas as produções hídras, quer o próprio

lance, quer a percentagem adicional devido a incumprimento eólico, são feitas de forma otimizada.

5.2 Algoritmo Hidro-Eólico sem Bombagem

A topologia do sistema hídrico usada neste trabalho consiste em três reservatórios hídricos em cascata (R1, R2, R3). Esse produtor hídrico irá associar-se a um produtor eólico, representado por um parque, representado por $W1, \dots, Wn$, tal como mostra a Fig. 5.1. O algoritmo usado será aplicado dentro da referida topologia, sendo que este subsistema não dispõe de capacidade de bombagem. Neste algoritmo, os lances efectuados pelo produtor hídrico serão feitos de forma a nunca comprometer o seu desempenho económico individual em termos de lance de mercado, mas que irão cobrir uma percentagem diária de energia, previamente acordada entre ambos, de forma a evitar incumprimentos de energia por parte do produtor eólico na *pool*. É contemplado neste sistema, um produtor hídrico que disponha de afluência horária, apenas ao primeiro reservatório hídrico a_{k1} .

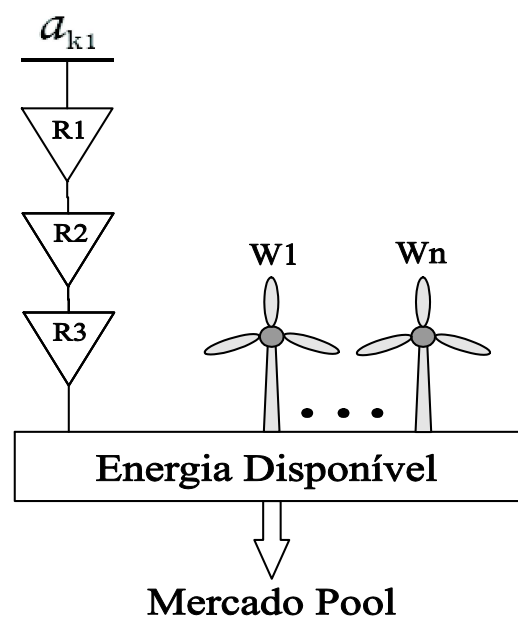


Fig. 5.1: Esquema de Produção Hidro-Eólica Sem Bombagem.

O algoritmo correspondente à situação descrita neste subcapítulo, *i.e.*, sem bombagem, é apresentado em fluxograma, esquematizado na fig. 5.2. Inicialmente, é feita optimização hídrica pura, considerando a quantidade de volume de água que o produtor quer gastar e tendo em conta a estimativa de preços horários da energia para o mercado do dia seguinte, λ_k . A fim de não afectar o desempenho hídrico, esses valores horários de energia serão fixados para optimização futura, de forma a não comprometer o desempenho hídrico, pelo facto de compensar desvios eólicos. Se não houver desvios entre energia eólica prevista E_k^{wp} e energia eólica efectivamente produzida E_k^{wf} , não há necessidade de compensação por parte do produtor hídrico, e o lance conjunto corresponde em termos práticos a lances individuais de mercado. Se $E_k^{wp} > E_k^{wf}$, que corresponde à situação de incumprimento horário de energia por parte do produtor eólico, então o produtor hídrico irá incrementar a sua produção horária de forma a compensar o diferencial ($E_k^{wp} - E_k^{wf}$). Este diferencial terá um tecto máximo previamente acordado entre produtores hídrico e eólico. Se $E_k^{wp} < E_k^{wf}$, o produtor hídrico irá manter a sua produção horária sem quaisquer alterações.

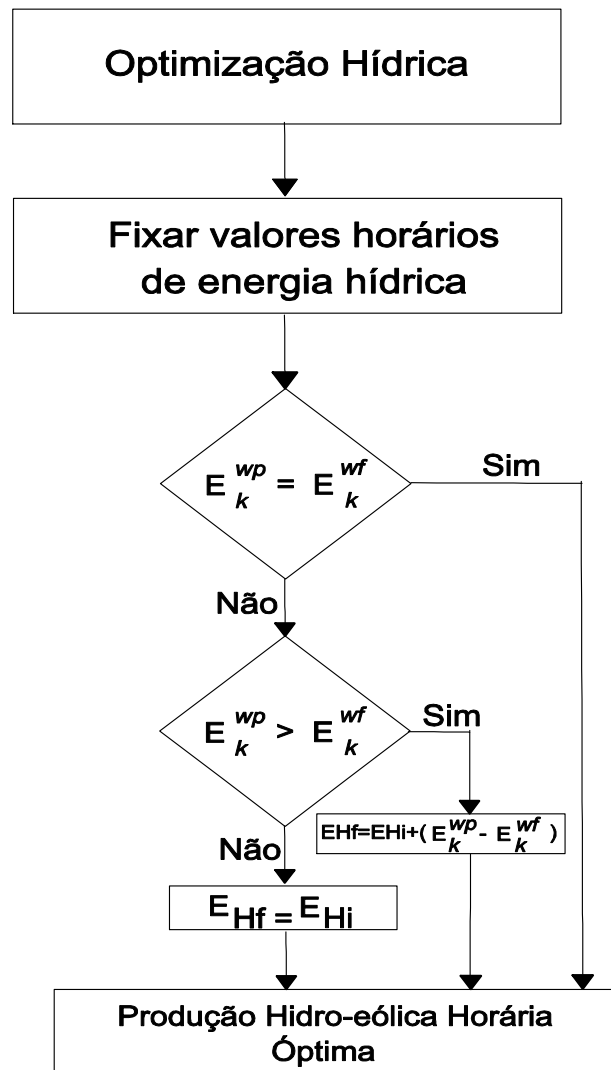


Fig. 5.2: Esquema de Produção Hidro-Eólica sem Bombagem.

5.3. Algoritmo Hidro-Eólico com Bombagem

A topologia do sistema hídrico usada neste trabalho consiste também em três reservatórios hídricos em cascata (R1, R2, R3). Esse produtor hídrico, irá associar-se a um produtor eólico, representado por um parque, representado por W_1, \dots, W_n , tal como mostra a Fig. 5.3. O algoritmo usado será aplicado dentro da referida topologia. Contrariamente ao sistema anterior, este dispõe de capacidade de bombagem, no primeiro reservatório hídrico.

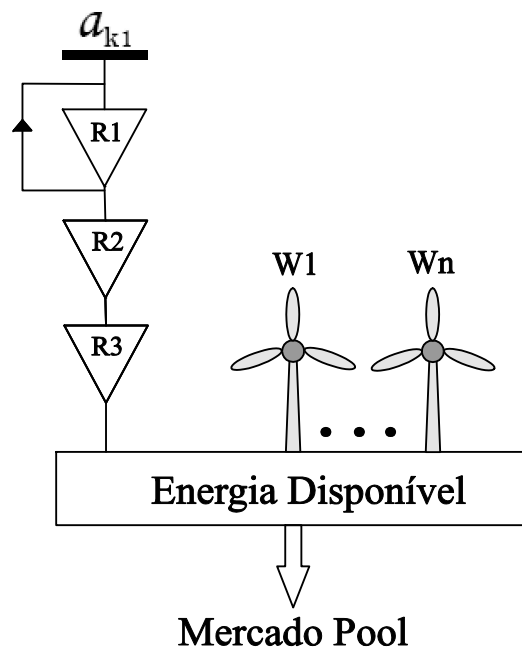


Fig. 5.3: Esquema de Produção Hidro-Eólica Sem Bombagem.

No algoritmo aqui utilizado, o lance efectuado pelo produtor hídrico será também feito de forma a nunca comprometer o seu desempenho económico individual em termos de lance de mercado, em virtude de “socorrer” os desvios horários de energia, por parte do produtor eólico. Contudo, em virtude do sistema dispor da capacidade de bombagem, é melhorado o desempenho do sistema, sendo desta forma também possível melhorar as condições contratuais entre ambos os produtores. São assim consideradas três situações possíveis:

Situação 1. No caso do valor esperado da previsão de produção eólica na hora k , p_{wkp}^{av} , ser igual à produção eólica produzida na hora k , p_{wks} , que corresponde em termos práticos, à situação de lances individuais na *pool*, não será necessário efectuar qualquer operação adicional por parte do produtor hídrico.

Situação 2. No caso do valor esperado da previsão de produção eólica na hora k , p_{wkp}^{av} , ser superior à produção eólica produzida na hora k , p_{wks} , que corresponde em termos práticos, à situação de incumprimento horário de energia, por parte do produtor eólico, o produtor hídrico, irá compensar esse diferencial energético horário.

Situação 3. No caso do valor esperado da previsão de produção eólica na hora k , p_{wkp}^{av} , ser inferior à produção eólica produzida na hora k , p_{wks} , que corresponde em termos práticos à situação de “sobreprodução” horária de energia, por parte do produtor eólico, relativamente à sua previsão. Esse diferencial energético horário positivo irá ser usado na bombagem de água do reservatório R2 para o reservatório R1.

É contemplado também neste sistema que o produtor hídrico apenas disponha de afluência horária ao primeiro reservatório hídrico, a_{k1} .

O algoritmo utilizado neste subcapítulo, está esquematizado na fig. 5.4. Inicialmente, e à semelhança do algoritmo anterior, é feita optimização hídrica pura, considerando a quantidade de volume de água que o produtor hídrico quer gastar, e tendo em conta a estimativa de preços horários da energia para o mercado do dia seguinte, λ_k . Similarmente, a fim de não afectar o desempenho hídrico, esses valores horários de energia serão fixados para optimização futura, de forma a não comprometer o desempenho hídrico pelo facto de compensar desvios eólicos. Se não houver desvios entre valor esperado da previsão de produção eólica na hora k e a produção eólica produzida na hora k , i.e., $p_{wkp}^{av} = p_{wks}$, aplica-se o procedimento descrito na *Situação 1*. Se $p_{wkp}^{av} > p_{wks}$, aplica-se o procedimento descrito na *Situação 2*. Se $p_{wkp}^{av} < p_{wks}$, aplica-se o procedimento descrito na *Situação 3*.

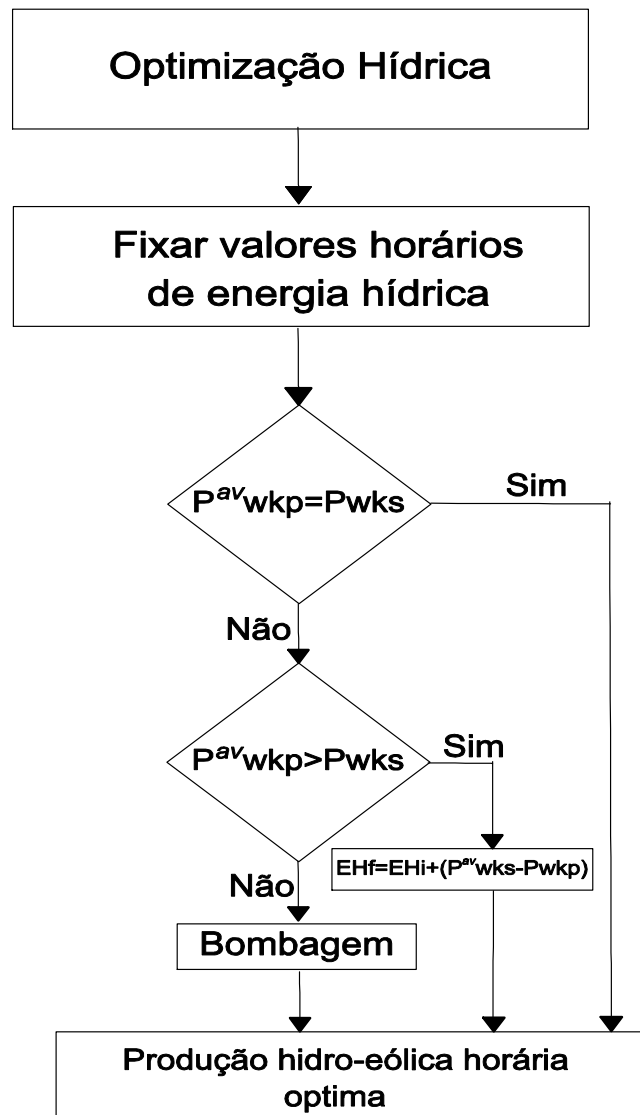


Fig. 5.4: Algoritmo Funcional de Produção Hidro-Eólica, com bombagem.

Nesta última situação, correspondente à situação de bombagem, considerou-se neste trabalho que o rendimento de bombagem η^{-1}_{kj} é de 85 %.

5.3.1. Optimização Hidro-eólica Sob Incerteza

Os erros na previsão da potência eólica têm um efeito sobre a solução óptima para os lances conjuntos que não   simétrico: aos erros por defeito corresponde em geral uma depreciação maior da solução óptima que a valorização correspondente aos erros por excesso. Tal deve-se ao facto de o rendimento do ciclo de bombagem ser inferior a 100%. Por isso, e de forma a não prejudicar a futura eficiência da operação hídrica, os lances conjuntos devem procurar corrigir essa assimetria, sendo mais conservadores na previsão da produção eólica. E devem ser tanto mais conservadores quanto maior for a incerteza sobre essas previsões. Será quantificada, no próximo capítulo, a redução na previsão da produção eólica necessária para neutralizar o efeito desta assimetria, como função da incerteza da previsão.

Considere-se que a incerteza relativamente à previsão da produção eólica pode ser representada por dois cenários simétricos em relação ao valor esperado da previsão p_{wkp}^{av} , i.e.,

$$p_{wkp}^{UP} = (1 + \delta)p_{wkp}^{av} \quad (5.1)$$

$$p_{wkp}^{DW} = (1 - \delta)p_{wkp}^{av} \quad (5.2)$$

Designa-se o valor da função objectivo para a solução óptima para os lances conjuntos baseados no valor esperado da previsão por Ψ e os valores dessa função para as soluções óptimas para cada um dos dois cenários considerados por Ψ^{up} e Ψ^{dn} , respectivamente para previsões por excesso e para previsões por defeito. O efeito da assimetria pode ser avaliado comparando (i) a solução óptima para o valor esperado da previsão Ψ com (ii) o valor médio das soluções óptimas obtidas para cada cenário, conforme explicitado em (5.3). Designando-se o valor da primeira solução Ψ por *equivalente determinístico* e o valor da segunda Φ como *valor sob incerteza*.

$$\Phi = \frac{\Psi^{UP} + \Psi^{DW}}{2} \quad (5.3)$$

Perante uma incerteza intrínseca ao processo de previsão da produção eólica, optar por fazer lances conjuntos com base num equivalente determinístico, i.e., ignorando a incerteza, representa uma atitude injustificadamente optimista que em última instância compromete sistematicamente a eficiência da operação hídrica – que tem como papel corrigir os desvios da produção eólica. De forma a corrigir a tendência de depreciação da eficiência da operação

hídrica, os lances devem ser baseados em previsões mais conservadoras, reduzindo para isso o valor esperado das previsões, p_{wkp}^{av} , da proporção adequada. Essa proporção pode ser determinada como função dos erros de previsão, representados pelos dois cenários desviados de δ . O problema da determinação do valor adequando da redução da previsão que corrige a tendência de depreciação pode ser formulado como o problema seguinte:

$$find \quad p_{wkp}^* : \Psi^* = \Phi \quad (5.4)$$

Em que

$$\Psi^* = Max \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p_{hkj} + \sum_{k=1}^K p_{wkp}^* - \sum_{k=1}^K p_{pkj} \quad (5.5)$$

Os valores apresentados das correções são obtidos como variações percentuais da previsão original, calculadas com (5.6).

$$\varepsilon = \frac{p_{wkp}^* - p_{wkp}^{av}}{p_{wkp}^{av}} \quad (5.6)$$

Capítulo 6

6 - Ilustração do Método Proposto

Neste capítulo faz-se a síntese dos resultados dos capítulos anteriores. Ilustra-se a utilidade dos algoritmos apresentados nos diversos cenários referidos

6.1 Resultados

A formulação dos problemas apresentados no Capítulo 2 e as metodologias apresentadas no Capítulo 3 são aqui ilustradas através de vários exemplos considerando as topologias adoptadas nos sistemas hidro-eólicos anteriormente referidos. A função objectivo, os preços de energia horária, bem como as diversas restrições de igualdade e de desigualdade, irão sofrer modificações em função daquilo que se pretende demonstrar em cada exemplo apresentado, e de acordo com o especificado nos capítulos anteriores.

6.2 Ilustração do Algoritmo Hidro-Eólico sem Bombagem

O presente caso de estudo é composto por três reservatórios hídricos em cascata e um parque eólico. Apenas o primeiro reservatório hídrico R1 tem afluência a_{k1} , tal como apresentado na Fig. 5.3 É proposto satisfazer através das produções conjuntas, hídricas e eólica, um bloco de energia diária E_D , que corresponde ao lance conjunto a apresentar no mercado *pool*. Paralelamente é garantida em cada hora que a potência eólica prevista nunca entre em incumprimento, dado que a produção hídrica irá complementar o diferencial entre potências eólica prevista e produzida. A previsão de potência produzida pelo parque eólico, bem como a produção hídrica óptima, são apresentadas para cada hora ao longo do dia. Os preços da energia eléctrica são apresentados em €/MWh. No cenário considerado, o produtor eólico prevê uma produção de 350 MWh distribuídos ao longo das 24 horas. Contudo, assume-se um erro de previsão eólica de 10%. Este erro pode ocorrer em qualquer hora do dia, ou seja, 35 MWh em defeito da energia esperada, sendo que a produção eólica efectiva será assim de 315 MWh. O produtor hídrico irá produzir o mesmo valor de energia, 350 MWh, acrescido de 35 MWh, 10% decorrentes do erro de previsão de energia eólica, para serem vendidos de acordo com o problema de optimização formulado, cumprindo o lance de mercado já contratualizado. Assim, é solicitada ao produtor hidroeléctrico uma produção total de 385

MWh ao longo das 24 horas. Este foi o cenário considerado para o caso de estudo, que resulta de uma combinação de lance conjunto. Ambas as produções, eólica e hídrica, bem como os preços da energia serão apresentadas em diagramas diários, com intervalos de uma hora.

Na Tabela 6.1 são apresentados os limites nas variáveis, relativamente aos volumes máximos e mínimos admissíveis nos reservatórios, aos caudais máximos e mínimos turbinados, tendo em conta a capacidade do sistema hídrico, bem como valores de descargas. Os valores apresentados foram considerados iguais para os três reservatórios.

Tabela 6.1: Limites nas Variáveis

v_j^{\max}	v_j^{\min}	q_{kj}^{\max}	q_{kj}^{\min}	s_j^{\max}	s_j^{\min}
(hm ³)	(hm ³)	(hm ³ /h)	(hm ³ /h)	(hm ³ /h)	(hm ³ /h)
80	40	3	0	100000	0

Na Fig. 6.1 é apresentada a previsão dos preços no mercado do dia seguinte na *pool*. Esses preços serão apresentados mais detalhadamente na Tabela III e Tabela IV, respectivamente, sendo que a estimativa mais elevada dos preços de energia ao longo do dia, ocorre na hora 19 e o segundo mais elevado na hora 12.

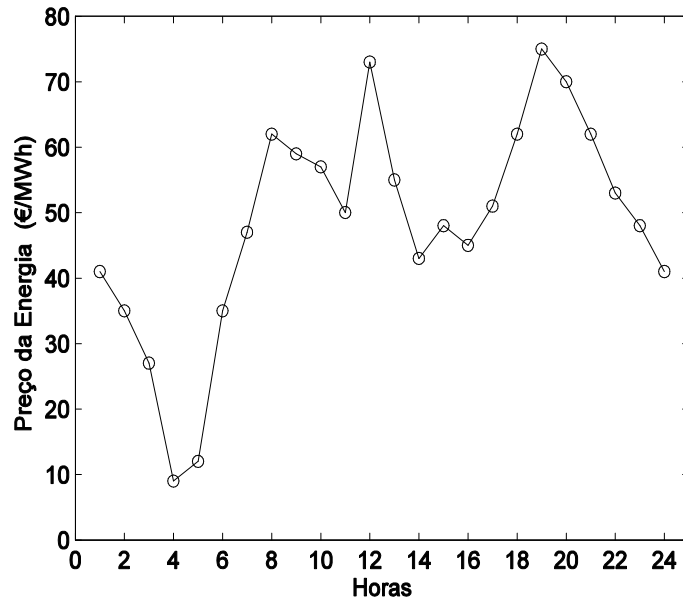


Fig. 6.1: Preços de energia.

Na Fig. 6.2 são apresentados os resultados das previsões de energia eólica E_k^{wp} em cada hora, bem como a energia efectivamente produzida E_k^{wf} em cada hora. Faz-se notar que, para o presente caso de estudo, foram considerados como erros de previsão para a produção de energia eólica os indicados nas horas 6, 7 e 8.

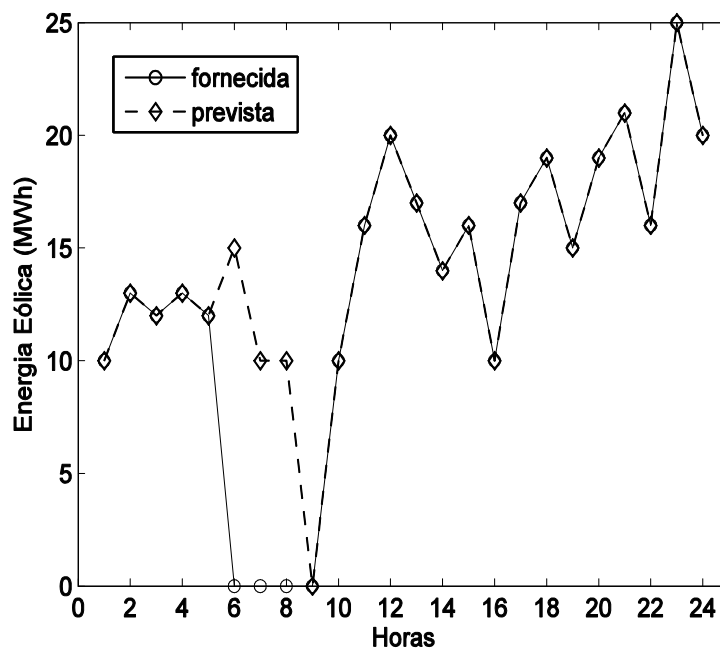


Fig. 6.2: Potência eólica.

Na Fig. 6.3 são apresentados os resultados óptimos relativamente aos caudais turbinados nos três reservatórios. É visível que foram turbinados caudais na hora 6, 7, 8, 12 e 19. Na hora 19 foi turbinado no máximo da capacidade, hora em que o preço da energia apresentou o valor mais elevado. Na hora 12 foi turbinado algum caudal, onde o preço da energia atingiu o segundo valor mais elevado. Foi turbinado caudal também na hora 6, 7 e 8, período horário onde a produção hídrica foi accionada de forma a complementar o desvio de previsão de energia eólica. Independentemente do preço da energia é garantida a produção horária, cumprindo o lance de mercado já contratualizado.

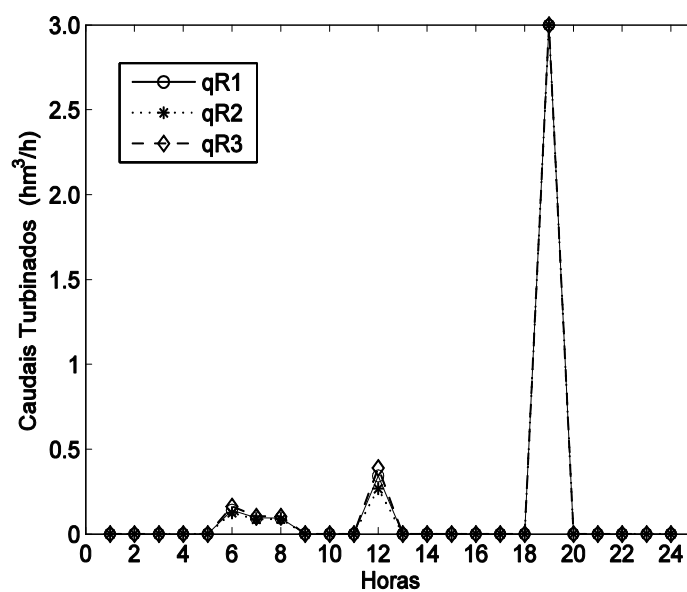


Fig. 6.3: Caudais turbinados nas três unidades hídricas

Na Fig 6.4, são apresentadas as curvas da evolução dos volumes nos três reservatórios hídricos ao longo do dia. A produção hídrica é feita fundamentalmente à custa da afluência ao reservatório R1 e de algum volume do mesmo, volume esse que será também convertido em caudal turbinado nos dois reservatórios a jusante. Os volumes nos reservatórios R2 e R3 sofrem pequenas subidas e descidas respectivamente, ao longo do horizonte temporal das 24 horas.

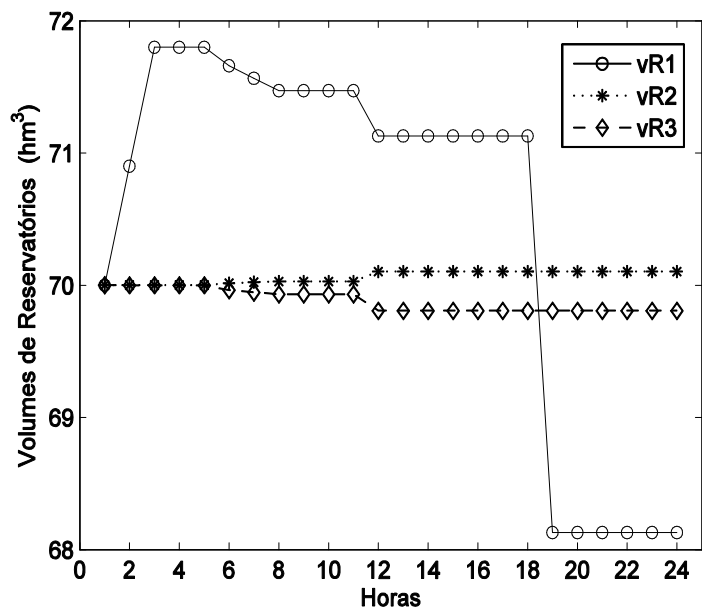


Fig. 6.4: Volumes nas três unidades hídricas

Na Tabela 6.2 são apresentados de forma detalhada os valores das afluências ao reservatório R1, dos volumes em cada hora nos três reservatórios e dos caudais turbinados nos três reservatórios hídricos, ao longo do dia e em cada hora.

Foi admitida ao reservatório R1, uma afluência de 0.9 hm³/h durante duas horas, mais concretamente na hora 2 e na hora 3. Os 3 reservatórios hídricos tinham inicialmente um volume de 70 hm³.

Tabela 6.2: Afluências, volumes e caudais turbinados nos reservatórios

Hora	a_{k1} (hm ³ /h)	v_{k1} (hm ³)	v_{k2} (hm ³)	v_{k3} (hm ³)	q_{k1} (hm ³ /h)	q_{k2} (hm ³ /h)	q_{k3} (hm ³ /h)
1	0	70	70	70	0	0	0
2	0,9	70,9	70	70	0	0	0
3	0,9	71,8	70	70	0	0	0
4	0	71,8	70	70	0	0	0
5	0	71,8	70	70	0	0	0
6	0	71,7	70	69,9	0,14	0,1	0,2
7	0	71,6	70	69,9	0,1	0,08	0,1
8	0	71,5	70	69,9	0,1	0,08	0,1
9	0	71,5	70	69,9	0	0	0
10	0	71,5	70	69,9	0	0	0
11	0	71,5	70	69,9	0	0	0
12	0	71,1	70,1	69,8	0,3	0,3	0,4
13	0	71,1	70,1	69,8	0	0	0
14	0	71,1	70,1	69,8	0	0	0
15	0	71,1	70,1	69,8	0	0	0
16	0	71,1	70,1	69,8	0	0	0
17	0	71,1	70,1	69,8	0	0	0
18	0	71,1	70,1	69,8	0	0	0
19	0	68,1	70,1	69,8	3	3	3
20	0	68,1	70,1	69,8	0	0	0
21	0	68,1	70,1	69,8	0	0	0
22	0	68,1	70,1	69,8	0	0	0
23	0	68,1	70,1	69,8	0	0	0
24	0	68,1	70,1	69,8	0	0	0
TOTAL DE CAUDAIS TURBINADOS					3,64	3,56	3,8

Na Tabela 6.3. são apresentados de forma detalhada os preços de energia, a potência eólica esperada e a potência hídrica produzida, em cada hora e ao longo do dia.

Tabela 6.3: Potências e preços de energia

Hora	Preços Energia (€/MWh)	Potência Eólica Prevista (MW)	Potência Eólica Produzida (MW)	Potência Hídrica R1 (MW)	Potência Hídrica R2 (MW)	Potência Hídrica R3 (MW)	Potência Hídrica Total (MW)
1	41	10	10	0	0	0	0
2	35	13	13	0	0	0	0
3	27	12	12	0	0	0	0
4	9	13	13	0	0	0	0
5	12	12	12	0	0	0	0
6	35	15	0	4,9	3,5	7	15,4
7	47	10	0	3,5	2,8	3,5	9,8
8	62	10	0	3,5	2,8	3,5	9,8
9	59	0	0	0	0	0	0
10	57	10	10	0	0	0	0
11	50	16	16	0	0	0	0
12	73	20	20	10,5	10,5	14	35
13	55	17	17	0	0	0	0
14	43	14	14	0	0	0	0
15	48	16	16	0	0	0	0
16	45	10	10	0	0	0	0
17	51	17	17	0	0	0	0
18	62	19	19	0	0	0	0
19	75	15	15	105	105	105	315
20	70	19	19	0	0	0	0
21	62	21	21	0	0	0	0
22	53	16	16	0	0	0	0
23	48	25	25	0	0	0	0
24	41	20	20	0	0	0	0
TOTAL DE POTÊNCIAS		350	315	127,4	124,6	133	385

É apresentada também de forma detalhada a potência produzida em cada reservatório hídrico, em cada hora e ao longo do dia. Da análise dos valores da tabela, constata-se que a produção de potência hídrica é feita onde os preços de energia são mais elevados, mais concretamente na hora 12 e na hora 19, onde os valores são iguais ou superiores a 73 €/MWh, não produzindo para valores inferiores a estes, excepto onde é imperativo satisfazer o lance horário. Sobre este último aspecto, foi necessário turbinar na hora 6, 7 e 8, a fim de evitar incumprimento. Na hora 19 é atingido o limite superior de capacidade de produção hidroeléctrica em cada um dos três reservatórios, pelo que a restante produção que falta para satisfazer a energia contratada E_D é produzida na hora em que o preço da energia tem o segundo valor mais elevado, ou seja na hora 12. De acordo com as características das unidades hídricas produtoras de energia, será necessário 1 hm³ de água para produzir 35 MWh.

Na Tabela 6.4 são apresentados de forma detalhada os balanços económicos das duas formas de produção de energia no contexto de lance conjunto no mercado e os preços de energia ao longo do dia. De salientar que, apesar das energias diárias eólicas e hídricas geradas apresentarem valores muito próximos, dada a escala, a produção hidroeléctrica apresenta valores económicos significativamente superiores aos da eólica. Esta diferença de valores deve-se ao facto de a produção hídrica ser feita de forma optimizada.

Tabela 6.4: Benefícios de produção de energia

Hora	Preços Energia (€/MWh)	Benefícios de Potência Eólica (€/h)	Benefícios de Potência Hídrica (€/h)
1	41	410	0
2	35	455	0
3	27	324	0
4	9	117	0
5	12	144	0
6	35	0	539
7	47	0	460,6
8	62	0	607,6
9	59	0	0
10	57	570	0
11	50	800	0
12	73	1460	2555
13	55	935	0
14	43	602	0
15	48	768	0
16	45	450	0
17	51	867	0
18	62	1178	0
19	75	1125	23625
20	70	1330	0
21	62	1302	0
22	53	848	0
23	48	1200	0
24	41	820	0
TOTAL DE BENEFICIOS		15 705	27 787,2

6.3 Ilustração do Algoritmo Hidro-Eólico com Bombagem

Relativamente ao número anterior, os limites nas variáveis mantêm-se inalterados, sendo os mesmos apresentados na Tabela I. Contudo, há alterações neste número, nomeadamente ao nível dos preços da energia, bem como das previsões eólicas e, conseqüentemente, ao nível do lance conjunto por parte de ambos os produtores.

O presente exemplo é composto por três reservatórios hídricos em cascata e um parque eólico. Apenas o primeiro reservatório hídrico R1 tem uma afluência a_{k1} , bem como bombagem, conforme representado na Fig. 5.3. Inicialmente todos os reservatórios têm um volume de 70 hm^3 e a afluência ocorre apenas nas 2ª e 3ª horas, com um valor de 0.9 hm^3 no reservatório R1. De acordo com as características das unidades hídricas produtoras de energia, será necessário 1 hm^3 de água para produzir 35 MWh . Foram consideradas eficiências na bombagem, η_{kj}^{-1} , de 85% . É proposto satisfazer através das produções conjuntas, hídricas e eólica, um bloco de energia diária E_D . Este bloco corresponde ao lance conjunto a apresentar no mercado do dia seguinte na *pool*. É garantido que em cada hora, a potência eólica nunca cause incumprimento, dado que a produção hídrica irá complementar o diferencial entre potências eólica prevista e produzida. Por outro lado, o excedente, relativamente à diferença entre a produção eólica prevista e efectivamente produzida, será utilizado na bombagem na produção hídrica.

Na Fig. 6.5 é apresentada um exemplo de previsão de potência eólica ao longo do respectivo dia, bem como a efectivamente produzida, de acordo com [9].

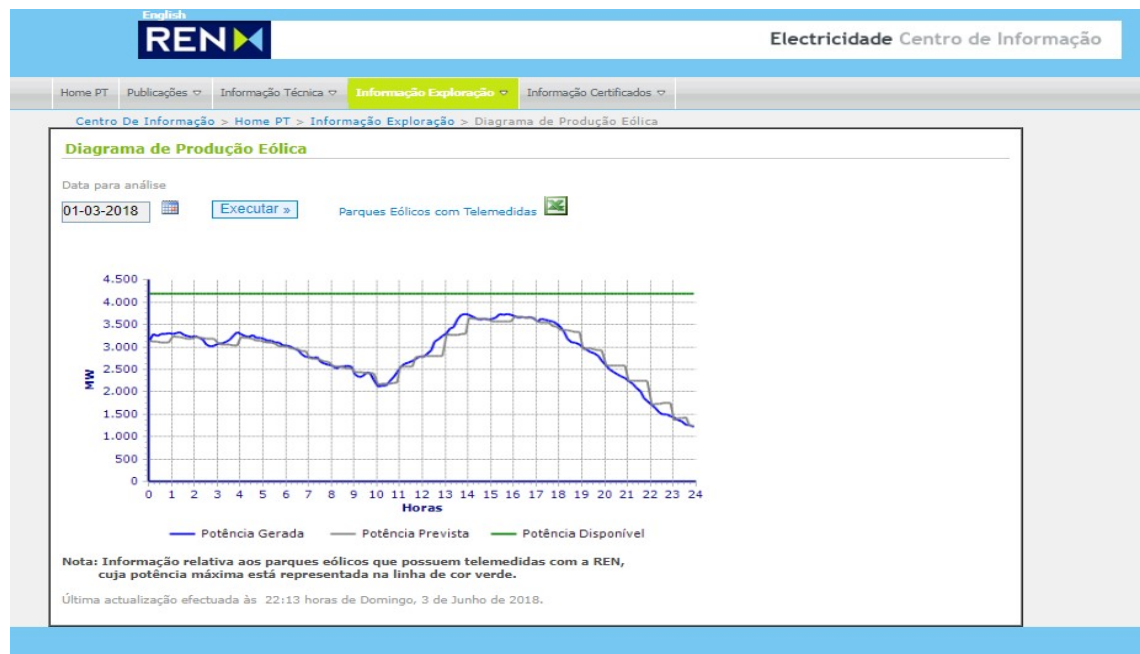


Fig. 6.5: Energia eólica prevista e fornecida

A previsão de potência produzida pelo parque eólico, bem como a produção hídrica óptima no presente caso de estudo, são apresentadas para cada hora ao longo dum dia. Os preços da energia eléctrica são apresentados em €/MWh. No caso considerado, o produtor eólico prevê

uma produção de 700 MWh distribuídos ao longo das 24 horas. Contudo, ao longo do dia existem desvios de produção, quer por valores inferiores aos previstos - e que serão compensados horariamente pelo produtor hídrico, quer por valores superiores, diferença de potência essa que será usada na bombagem de água para um reservatório a montante, também horariamente, e em benefício do produtor hídrico. O produtor hídrico irá produzir 350 MWh, no horário que lhe seja economicamente mais vantajoso, de acordo com as previsões de preços, acrescido duma potência adicional, decorrente do desvio de previsão, por valores inferiores de energia eólica de forma horária. Este foi o cenário considerado para o caso de estudo, que resulta de uma combinação de lance conjunto. Ambas as produções, eólica e hídrica, bem como os preços da energia serão apresentadas em diagramas diários, com intervalos de uma hora.

Os preços de energia ao longo do dia são apresentados na Fig. 6.6. De sublinhar que o preço da energia mais elevada durante as 24 horas, se verificou igualmente nas horas 12 e 19, agora ambas com o preço de 75 €/MWh.

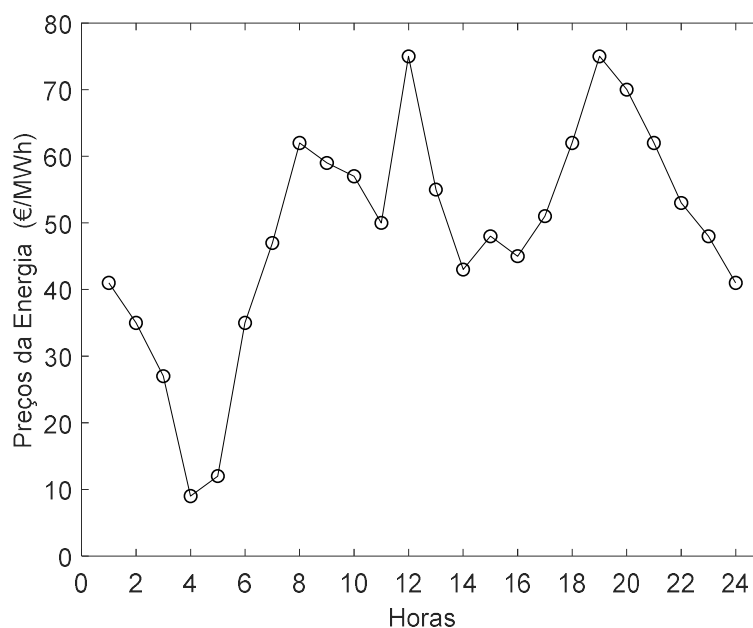


Fig. 6.6: Preços de energia

6.3.1 Optimização Hídrica inicial

Nesta primeira etapa foi considerado que $p_{wkp}^{av} = p_{wks}$. Os caudais turbinados nas horas 12 e 19 correspondem à optimização de produção hídrica que conduz à produção dos 350 MWh,

previamente definidos para levar a leilão. Os correspondentes valores óptimos de potência serão mantidos na situação de desvios de previsão eólica. Os caudais a turbinar pelas respectivas 3 unidades hídricas poderão sofrer alterações no caso de haver desvios positivos ou negativos de produção eólicos, contudo o valor de potência hídrica em cada hora irá manter-se, de forma a não comprometer o seu desempenho pelo facto de ser necessário compensar eventuais desvios de produção eólicos. Na Fig. 6.7 São apresentados os respectivos resultados de optimização em termos de caudais turbinados. É visível que apenas é turbinado caudal nas 12ª e 19ª horas, onde os preços da energia atingem o valor mais elevado – ambas de 75 €/MWh, tal como referido.

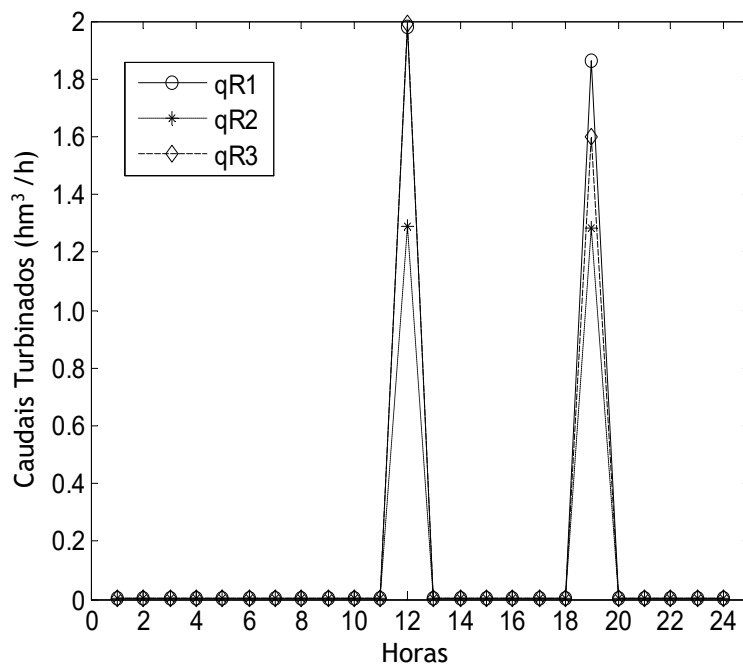


Fig. 6.7: Caudais turbinados em optimização hídrica inicial

Na Fig. 6.8 é apresentado a evolução dos volumes nos três reservatórios.

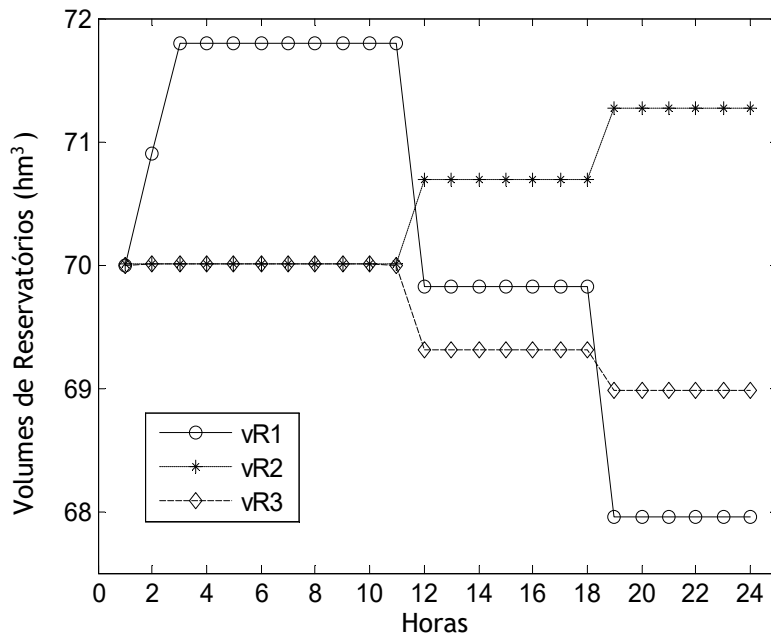


Fig. 6.8: Evolução dos volumes em otimização hídrica inicial

6.3.2 Optimização Hidro-eólica com desvios de previsão eólica

Na Fig. 6.9 são apresentados os resultados horários da potência eólica média prevista p^{av}_{wkp} , da energia efectivamente produzida p_{wks} , assim como o seu diferencial usado na bombagem p_{pkj} , ficando armazenada sob a forma hídrica. Para o presente caso de estudo, foram considerados os erros eólicos de previsão, para valores inferiores, nas horas 6, 7, 10, 11, 17 e 23, sendo visível a eficiência da bombagem.

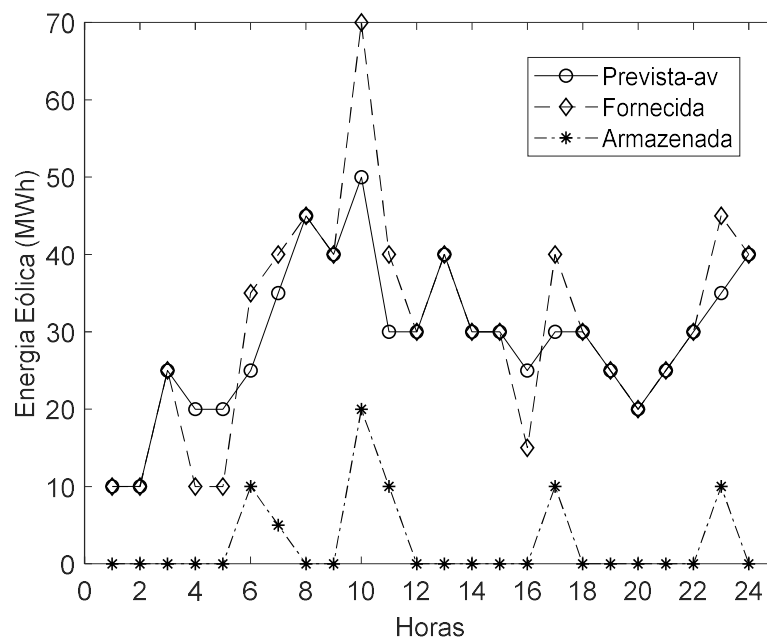


Fig. 6.9. Potência eólica.

Na Fig. 6.10 são apresentados os resultados relativamente aos caudais turbinados nos três reservatórios. Os caudais turbinados nas horas 12 e 19 correspondem à optimiza o de produ o hídrica que conduz à produ o de 350 MWh, tal como apresentado na Fig. 6.7. Os correspondentes valores de potência, em ambas as situa es, são apresentados de forma mais detalhada nas Tabela 6.5 e 6.6, respectivamente.

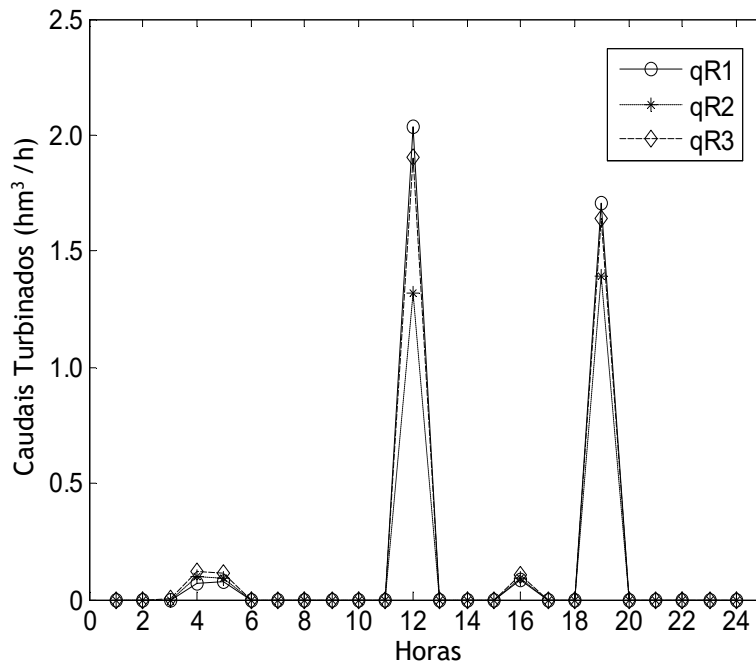


Fig. 6.10: Caudais turbinados com desvios de previsão eólicos

Foi turbinado algum caudal adicional nas horas 4, 5 e 16, período horário onde a produção hídrica foi accionada de forma a complementar o desvio de previsão de energia eólica. Independentemente do preço da energia é garantida a produção horária, cumprindo o lance de mercado já contratualizado.

Na Fig 6.11 são apresentadas as curvas da evolução dos volumes nos três reservatórios hídricos ao longo do dia. Comparativamente à correspondente situação sem desvios de previsão eólica apresentada na Fig. 6.8, é visível que as principais alterações volumétricas se efectuam nos reservatórios R1, para onde é feita bombagem e o reservatório R2, de onde é proveniente a água bombeada. O reservatório R3, mantém sensivelmente a mesma forma de evolução ao longo do dia em ambos os casos.

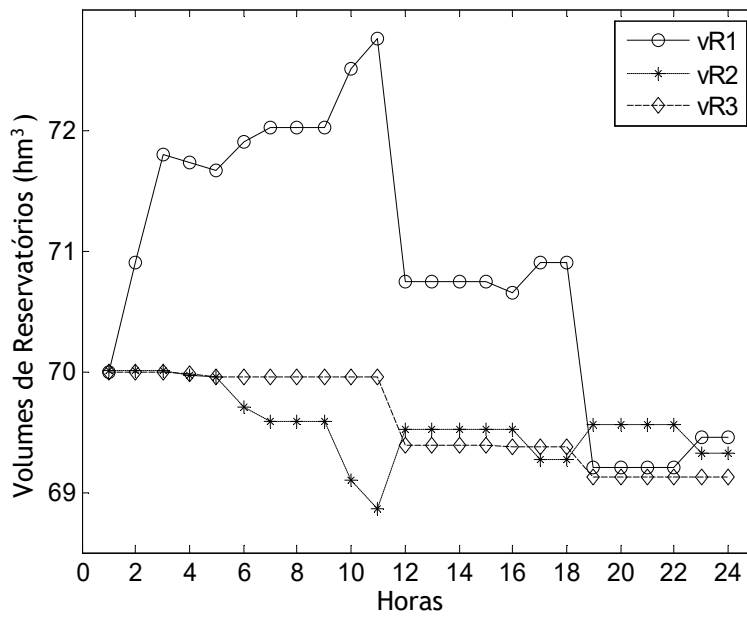


Fig. 6.11: Volumes com desvios de previsão eólicos.

Na Tabela 6.5 são apresentados detalhadamente os preços de energia, os valores óptimos de produção hídrica, em cada hora, em cada reservatório, bem como as totais horárias e total diária, sem desvios de previsão eólicos, ou seja, a optimização hídrica inicial.

Na Tabela 6.6 são apresentados de forma detalhada os preços de energia, a potência eólica esperada e efectivamente produzida pelo parque eólico, bem como a potência hídrica produzida, em cada hora, em cada reservatório e ao longo do dia, assim como a usada na bombagem. Foram fixados os valores óptimos de produção de energia hídrica nas 12ª e 19ª horas, deixando livres os caudais a turbinar pelas 3 unidades hídricas integrantes do sistema nas respectivas horas.

Tabela 6.5: Optimização sem desvios de Eólica - Hídrica Inicial

Hora	Preços Energia (€/MWh)	Potência Eólica Prevista Media (MW)	Potência Eólica Produzida (MW)	Potência Hídrica R1 (MW)	Potência Hídrica R2 (MW)	Potência Hídrica R3 (MW)	Potência Hídrica Total (MW)
1	41	10	10	0	0	0	0
2	35	10	10	0	0	0	0
3	27	25	25	0	0	0	0
4	9	20	20	0	0	0	0
5	12	20	20	0	0	0	0
6	35	25	25	0	0	0	0
7	47	35	35	0	0	0	0
8	62	45	45	0	0	0	0
9	59	40	40	0	0	0	0
10	57	50	50	0	0	0	0
11	50	30	30	0	0	0	0
12	75	30	30	69	46	69	184
13	55	40	40	0	0	0	0
14	43	30	30	0	0	0	0
15	48	30	30	0	0	0	0
16	45	25	25	0	0	0	0
17	51	30	30	0	0	0	0
18	62	30	30	0	0	0	0
19	75	25	25	65	45	56	166
20	70	20	20	0	0	0	0
21	62	25	25	0	0	0	0
22	53	30	30	0	0	0	0
23	48	35	35	0	0	0	0
24	41	40	40	0	0	0	0
POTÊNCIAS		700	700	134	91	125	350

Tabela 6.6: Tabela de otimização

Hora	Preços Energia (€/MWh)	Potência Eólica Prevista Media (MW)	Potência Eólica Produzida (MW)	Potência Hídrica R1 (MW)	Potência Hídrica R2 (MW)	Potência Hídrica R3 (MW)	Potência Hídrica Total (MW)	Potência usada na bombagem $\eta^{-1} = 0.85$ (MW)
1	41	10	10	0	0	0	0	0
2	35	10	10	0	0	0	0	0
3	27	25	25	0	0	0	0	0
4	9	20	10	2.4	3.4	4.2	10	0
5	12	20	10	2.6	3.4	4	10	0
6	35	25	35	0	0	0	0	8.5
7	47	35	40	0	0	0	0	4.25
8	62	45	45	0	0	0	0	0
9	59	40	40	0	0	0	0	0
10	57	50	70	0	0	0	0	17
11	50	30	40	0	0	0	0	8.5
12	75	30	30	70	48	66	184	0
13	55	40	40	0	0	0	0	0
14	43	30	30	0	0	0	0	0
15	48	30	30	0	0	0	0	0
16	45	25	15	3	3.3	3.7	10	0
17	51	30	40	0	0	0	0	8.5
18	62	30	30	0	0	0	0	0
19	75	25	25	59	49	58	166	0
20	70	20	20	0	0	0	0	0
21	62	25	25	0	0	0	0	0
22	53	30	30	0	0	0	0	0
23	48	35	45	0	0	0	0	8.5
24	41	40	40	0	0	0	0	0
POTÊNCIAS		700	735	137	107.1	135.9	380	55.25

Na Tabela 6.7 são apresentados de forma detalhada os preços ao longo do dia, bem como os balanços económicos das duas formas de produção de energia no contexto de lance conjunto no mercado. O benefício do produtor hídrico resultante da bombagem foi avaliado em função do preço de energia na respectiva hora. O maior benefício do produtor hídrico, nestas circunstâncias, será o decorrente de que a bombagem dessa água possa ser turbinada numa determinada hora, na qual a previsão de preços seja economicamente mais vantajosa.

Tabela 6.7: Benefícios de Produção de Energia

Hora	Preços Energia (€/MWh)	Benefícios do Produtor Eólico (€/h)	Benefícios de Produtor Hídrico (€/h)
1	41	0	0
2	35	0	0
3	27	0	0
4	9	90	0
5	12	120	0
6	35	0	297.5
7	47	0	199.75
8	62	0	0
9	59	0	0
10	57	0	969
11	50	0	425
12	75	0	0
13	55	0	0
14	43	0	0
15	48	0	0
16	45	450	0
17	51	0	533.5
18	62	0	0
19	75	0	0
20	70	0	0
21	62	0	0
22	53	0	0
23	48	0	408
24	41	0	0
Balanço económico [€]		660	2832.75

6.4 Ilustração de Optimização Hidro-eólica Sob Incerteza

Tendo em consideração a formulação/ algoritmo sobre optimização sob incerteza descrita por (5.1); (5.2) e (5.3), obtiveram-se os seguintes resultados da Tabela 6.8.

Tabela 6.8: Efeito da Incerteza sobre o Valor das Soluções

Incerteza	Ψ^{UP}	Ψ^{DW}	Φ
$\delta = 0, \Phi = \Psi$	1398,9	1398,9	1398,9
$\delta = 0.1$	1485,1	1282,8	1383,9
$\delta = 0.2$	1570,0	1166,8	1368,4
$\delta = 0.3$	1653,4	1050,7	1352,1

Os resultados da comparação mostram que o equivalente determinístico Ψ é sempre optimista no sentido em que “prevê” resultados sempre superiores aos valores esperados sob incerteza, e que é tanto mais optimista quanto maior for o erro da previsão; observem-se na última coluna os valores decrescentes de Φ com a incerteza δ .

Considerando (5.4) e (5.5) para o caso em estudo, as correcções dos valores originais de previsão que conduzem a p_{wkp}^* são as apresentadas na Tabela 6.9. Os valores apresentados das correcções são obtidos como variações percentuais da previsão original, calculadas com (5.6)

Tabela 6.9: Correcção da Previsão Eólica para Eliminação do Efeito da Assimetria

Incerteza	ε (%)
$\delta = 0.1$	-1.23
$\delta = 0.2$	-2.53
$\delta = 0.3$	-3.87

As correcções são negativas e de pequena magnitude mesmo para incertezas significativas na previsão de produção eólica. Note-se que se a incerteza for tal que pode ser representada por dois cenários de $\pm 30\%$, a correcção ao valor esperado da produção eólica necessária para não prejudicar a operação hídrica é inferior a 4%.

Capítulo 7

7 - Conclusões

A reestruturação do sector eléctrico tem promovido alterações importantes ao nível do planeamento e operação de sistemas de energia eléctrica, nomeadamente aquelas que resultam da implementação de mercados de energia. A produção eólica assume um papel muito importante no panorama energético global, mas apresenta problemas de previsibilidade que comprometem a sua participação nesses mercados. Em alguns mercados de energia do dia seguinte na *pool*, o incumprimento de potência tem consequências económicas associadas sob a forma de multas de incumprimento. Uma forma de evitar incumprimentos, anulando desvios de previsão de energia eólica, consiste em o produtor eólico se associar a outro produtor de energia, que tenha capacidade em tempo real, de colmatar o diferencial entre energia eólica prevista e fornecida. O produtor hídrico, dada a natureza da exploração deste recurso, apresenta disponibilidade praticamente imediata, caso disponha de água nos respectivos reservatórios.

Neste contexto, este trabalho propôs duas metodologias distintas de operação otimizada de dois sistemas hidro-eólicos, ambos com um horizonte de um dia e resolução horária capazes de suportar a decisão sobre lances conjuntos hidro-eólicos no mercado do dia-seguinte: (i) o sistema hídrico não dispõe de capacidade de bombagem e o produtor hídrico assume uma percentagem dos desvios de produção por parte do produtor eólico, mediante um acordo pré-estabelecido entre ambos, ou (ii) o sistema hídrico dispõe de capacidade de bombagem e o produtor eólico poderá passar a oferecer mais-valias ao produtor hídrico através de bombagem, o que mais uma vez poderá servir de suporte ao tipo de contrato a estabelecer entre ambos os produtores. Foi também realizada uma análise económica nesta segunda situação. Ambas as metodologias tiveram por base uma estimativa de preços e uma previsão de produção eólica com o mesmo horizonte e resolução, tendo as soluções óptimas sido obtidas com recurso a Programação Linear.

Assumindo *a priori* que a previsão eólica tem erros e representando a incerteza dessa previsão com recurso a um conjunto de cenários, a metodologia foi estendida para mitigar o efeito desses erros no esforço de correcção por parte do produtor hídrico. A metodologia proposta foi ilustrada com recurso a um sistema produtor hídrico de três reservatórios em cascata e uma incerteza na previsão eólica representada por dois cenários simétricos em relação ao valor esperado da previsão.

O trabalho apresentado, embora tenha um cariz essencialmente técnico associado à modelização da operação hidroelétrica num contexto específico, pode servir de base ao estudo económico de suporte a este tipo de operação conjunta. A metodologia apresentada e os resultados da sua aplicação poderão servir de suporte aos produtores na definição do tipo de acordo a estabelecer entre ambos para operacionalização de lances conjuntos em mercado.

Em termos de trabalho futuro, considera-se interessante estender a metodologia linear aqui proposta a sistemas de produção hidroelétricos onde possam ser contemplados aspectos não-lineares de produção hídrica, aproveitando assim algum trabalho entretanto desenvolvido sobre programação quadrática neste contexto.

BIBLIOGRAFIA

- [1] UOL Educação Pesquisa Escolar [online], Available:
<https://educacao.uol.com.br/disciplinas/geografia/desenvolvimento-sustentavel-3-conferencias-da-onu.htm>
- [2] Direcção Geral da Educação [online], Available:
<http://www.dge.mec.pt/principais-cimeiras-internacionais-e-resolucoes>
- [3] Portal Educação [online], Available:
<https://www.portaleducacao.com.br/conteudo/artigos/biologia/conferencia-de-tbilisi-1977/27425>
- [4] Gestão Ambiental [online], Available:
<https://www.passeidireto.com/arquivo/35166440/gestao-ambiental>
- [5] Dicionário Ambiental [online], Available:
<http://www.oeco.org.br/dicionario-ambiental/28947-o-que-e-o-protocolo-de-quioto/>
- [6] Eixo Ecologia [online], Available:
<http://eixoecologia.org/?q=pt-pt/node/695>
- [7] Quercus [online], Available:
<http://www.quercus.pt/cimeiras-climaticas/630-cop19-varsovia-2013/3239-conferencia-onu-sobre-clima-termina-em-varsovia-caminho-fragil-para-um-acordo-global-ambicioso-em-2015>
- [8] BBC Brasil [online], Available:
http://www.bbc.com/portuguese/noticias/2015/12/151212_acordo_paris_tg_rb
- [9] Redes Energéticas Nacionais [online], Available:
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProduçãoEólica.aspx>
- [10] I. Sánchez, “Short-term prediction of wind energy production,” *Int. J. Forecast.*, vol. 22, no. 1, pp. 43-56, Jan. 2006.
- [11] A. J. Wu, X. Guan, X. Zhou, and Y. Zhou, “Estimation and characteristic analysis of aggregated generation of geographically distributed wind farms,” in *Proc. 2011 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Jul. 2011, pp. 1-6.
- [12] D. Lew, M. Milligan, G. Jordan, and R. Piwko, “The value of wind power forecasting,” in *Proc. 91st Amer. Meteorological Society Ann. Meeting, 2nd Conf. Weather, Climate and New Energy Economy*, Washington, DC, Jan. 2011.

- [13] J. B. Bremnes, "Probabilistic wind power forecasts using local quantile regression," *Wind Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 47-54, Jan.-Mar. 2004.
- [14] H. A. Nielsen, H. Madsen, and T. S. Nielsen, "Using quantile regression to extend an existing wind power forecasting system with probabilistic forecasts," *Wind Energy*, vol. 9, no. 1-2, pp. 95-108, 2006.
- [15] E. D. Castronuovo and J. A. P. Lopes, "On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1599-1606, Aug 2004.
- [16] J. L. Angarita, J. Usaolab, J. Martinez-Crespob, "Combined hydro-wind generation bids in a pool-based electricity market," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 10381046, 2009.
- [17] Lisias V. L. Abreu, Mohammad E. Khodayar, Mohammad Shahidehpour, Lei Wu. "Risk-constrained coordination of cascaded hydro units with variable wind power generation", *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 3, no. 3, pp. 359-368, 2012.
- [18] J. Garcia-Gonzalez, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, and A. M. Gonzalez, "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped storage units in an electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 460-468, May 2008.
- [19] R. Karki, P. Hu, and R. Billinton, "Reliability evaluation considering wind and hydro power coordination," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 685-693, May 2010.
- [20] A. A. Sánchez de la Nieta, J. Contreras, and J. I. Muñoz, "Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 798-809, May 2013.
- [21] M. E. Khodayar and M. Shahidehpour, "Stochastic price-based coordination of intrahour wind energy and storage in a generation company", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 554-562 2013.
- [22] A. Mikael, "An evaluation of intraday trading and demand response for a predominantly hydro-wind system under Nordic market rules", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 03-12, January 2015.
- [23] M. Bucher, "Hydro-Power Planning Optimization", Master Thesis, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, September 2011.
- [24] R. Taktak and C. D'Ambrosio, "An Overview on Mathematical Programming Approaches for the Deterministic Unit Commitment Problem in Hydro Valleys." [Online]. Available: http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2015/02/4786.pdf.
- [25] Barros, M.T., Tsai, F.T.C., Yang, S.L., Lopes, J.E., Yeh, W.W.G.: Optimization of large-scale hydropower system operations. *Journal of water resources planning and management* 129(3), 178-188 (2003).
- [26] De Ladurantaye, D., Gendreau, M., Potvin, J.Y.: Optimizing profits from hydroelectricity production. *Computers & Operations Research* 36(2), 499-529 (2009)
- [27] Ilak, P., Krajcar, S., Rajsi, I., Delimar, M.: Profit maximization of a hydro producer in a day-ahead energy market and ancillary service markets. In: EUROCON, 2013 IEEE, pp. 744-749. IEEE (2013)

- [28] Dittmann, R., Froehlich, F., Pohl, R., Ostrowski, M.: Optimum multi-objective reservoir operation with emphasis on flood control and ecology. *Natural Hazards & Earth System Sciences* 9(6), 1973-1980 (2009)
- [29] Hechme-Doukopoulos, G., Brignol-Charousset, S., Malick, J., Lemar'echal, C.: The short-term electricity production management problem at EDF. *Optima Newsletter - Mathematical Optimization Society* 84, 1-7 (2010)
- [30] Arce, A., Ohishi, T., Soares, S.: Optimal dispatch of generating units of the Itaipú hydroelectric plant. *IEEE Transactions on Power Systems* 17(1), 154 - 158 (2002)
- [31] Colnago, G.R., Correia, P.B.: Multiobjective dispatch of hydrogenerating units using a two-step genetic algorithm method. In: *IEEE Congress on Evolutionary Computation, 2009 (CEC'09)*, pp. 2554-2560. IEEE (2009)
- [32] Dittmann, R., Froehlich, F., Pohl, R., Ostrowski, M.: Optimum multi-objective reservoir operation with emphasis on flood control and ecology. *Natural Hazards & Earth System Sciences* 9(6), 1973-1980 (2009)
- [33] o Richter, B., Baumgartner, J., Powell, J., Braun, D.: A method for assessing hydrologic alteration within ecosystems. *Conservation Biology* 10(4), 1163-1174 (1996)
- [34] Labadie, J.W.: Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review. *Journal of water resources planning and management* 130(2), 93 -111 (2004)
- [35] Tahanan, M., van Ackooij, W., Frangioni, A., Lacalandra, F.: Large-scale unit commitment under uncertainty: a literature survey. *4OR - a quarterly journal of operations research* (2015, accepted)
- [36] Mahor, A., Rangnekar, S.: Short term generation scheduling of cascaded hydro electric system using novel self adaptive inertia weight pso. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 34(1), 1-9 (2012)
- [37] Pérez, J.I., Wilhelmi, J.R.: Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation. *Energy Policy* 38(12), 7960 - 7970 (2010). DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.09.020>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510007068>. Special Section: Carbon Reduction at Community Scale
- [38] Shawwash, Z.K.E.: A decision support system for real-time hydropower scheduling in a competitive power market environment (2000)
- [39] Pérez-Díaz, J.I., Wilhelmi, J.R., Arévalo, L.A.: Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market. *Energy Conversion and Management* 51(12), 2955-2966 (2010)
- [40] Pérez-Díaz, J.I., Wilhelmi, J.R., S´anchez-Fern´andez, J.´A.: Short-term operation scheduling of a hydropower plant in the day-ahead electricity market. *Electric Power Systems Research* 80(12), 1535-1542 (2010)
- [41] HgYi, J., Labadie, J.W., Stitt, S.: Dynamic optimal unit commitment and loading in hydropower systems. *Journal of water resources planning and management* 129(5), 388-398 (2003)
- [42] Cheng, C.t., Liao, S.l., Tang, Z.T., Zhao, M.y.: Comparison of particle swarm optimization and dynamic programming for large scale hydro unit load dispatch. *Energy Conversion and Management* 50(12), 3007-3014 (2009)

- [43] Hreinsson, E.B., "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 3, No. 3, pp. 1072-1077, Aug. 1988.
- [44] Brännlund, H., Bubenko, J.A., Sjelvgren, D., Andersson, N., "Optimal short term operation planning of a large hydrothermal power system based on a nonlinear network flow concept," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 1, No. 4, pp. 75-82, Nov. 1986.
- [45] Guan, X, Svoboda, A, Li, C-A., "Scheduling hydro power systems with restricted operating zones and discharge ramping constraints," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 14, No. 1, pp. 126-131, Feb. 1999.
- [46] Ferrer, A.B., "Applicability of deterministic global optimization to the short-term hydrothermal coordination problem," Tese de Doutorado, Universidad Politécnic de Cataluña, Barcelona, Spain, 2004.
- [47] Siu, T., Nash, G., Shawwash, Z., "A practical hydrodynamic unit commitment and loading model," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 16, No. 2, pp. 301-306, May 2001.
- [48] Wang, J., Yuan, X., Zhang, Y., "Short-term scheduling of large-scale hydroelectric systems for energy maximization," J. Water Resources Planning and Manage., Vol. 130, No. 3, pp. 198-205, May 2004.
- [49] H. Pousinho, "Optimização da Exploração de Curto Prazo e das Ofertas em Mercado para um Sistema Electroprodutor Considerando Incerteza e Risco", Tese de Doutorado, Covilhã, May 2012.
- [50] Oliveira, A.R.L., Soares, S., Nepomuceno, L., "Short-term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches," Int. J. Electr. Power Energy Syst., Vol. 27, No. 2, pp. 91-99, Feb. 2005.
- [51] Borghetti, A., D'Ambrosio, C., Lodi, A., Martello, S., "An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 23, No. 3, pp.1115-1124, Aug. 2008.
- [52] Conejo A.J., Nogales, F.J., Arroyo J.M., "Price-taker bidding strategy under price uncertainty," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 17, No. 4, pp. 1081-1088, Nov. 2002.
- [53] Fleten, S.-E., Kristoffersen, T.K., "Short-term hydropower production planning by stochastic programming," Computers Oper. Res., Vol. 35, No. 8, pp. 2656-2671, Aug. 2008.
- [54] Conejo A.J., Arroyo J.M., Contreras J., Villamor F.A., "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 17, No. 4, pp. 1265-1272, Nov. 2002.
- [55] García-González, J., Castro, G.A., "Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming", Proc. IEEE Power Tech., Porto, Portugal, Sept. 2001.
- [56] García-González, J., Parrilla, E., Mateo, A., "Building optimal generation bids of a hydro chain in the day-ahead electricity market under price uncertainty," Proc. 9th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden, Jun. 2006.
- [57] Pérez-Díaz, J.I, Wilhelmi, J.R, Aréval, L.A., "Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market," Energy Convers. Manage., Vol. 51, No. 12, pp. 2955-2966, Dec. 2010.
- [58] García-González, J., Parrilla, E., Mateo, A., "Risk-averse profit-based optimal scheduling of a hydro-chain in the day-ahead electricity market," Eur. J. Oper. Res., Vol. 181, No. 3, pp. 1354-1369, Sept. 2007.

- [59] Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M., "Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: a nonlinear approach," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 24, pp. 337-346, Feb. 2009.
- [60] Baslis, C.G., Bakirtzis, A.G., "Optimal yearly scheduling of generation and pumping for a price-maker hydro producer," Proc. European Energy Market Conf., Madrid, Spain, Jun. 2010.
- [61] Baslis, C.G., Bakirtzis, A.G., "Mid-term stochastic scheduling of a price-maker hydro producer with pumped storage," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 26, No. 4, pp. 1856-1865, Nov. 2011.
- [62] Sifuentes, W.S., Vargas, A.: Hydrothermal scheduling using benders decomposition: accelerating techniques. IEEE Transactions on Power Systems 22(3), 1351-1359 (2007)
- [63] A Mariano, S., Catalão, J., Mendes, V., Ferreira, L.: Profit-based short-term hydro scheduling considering head-dependent power generation. In: IEEE Lausanne Power Tech, 2007, pp. 1362-1367. IEEE (2007)
- [64] Mariano, S., Catalão, J., Mendes, V., Ferreira, L.: Optimising power generation efficiency for head-sensitive cascaded reservoirs in a competitive electricity market. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 30(2), 125-133 (2008)
- [65] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V., Ferreira, L.: Nonlinear approach for short-term scheduling of a head-sensitive hydro chain. In: IEEE Power Tech, 2005 Russia, pp. 1-6. IEEE (2005)
- [66] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V., Ferreira, L.: Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: a nonlinear approach. IEEE Transactions on Power Systems 24(1), 337-346 (2009)
- [67] Catalão, J., Pousinho, H., Mendes, V.: Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain. Electric Power Systems Research 80(8), 935 - 942 (2010)
- [68] Catalão, J., Pousinho, H., Mendes, V.: Scheduling of head-dependent cascaded hydro systems: Mixed-integer quadratic programming approach. Energy Conversion and systems: Mixed-integer quadratic programming approach. Energy Conversion and Management 51(3), 524-530 (2010)
- [69] Catalão, J., Pousinho, H., Mendes, V.: Scheduling of head-dependent cascaded reservoirs considering discharge ramping constraints and start/stop of units. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 32(8), 904-910 (2010).
- [70] Catalão, J., Pousinho, H., Mendes, V.: Hydro energy systems management in Portugal: Profit-based evaluation of a mixed-integer nonlinear approach. Energy 36(1), 500 - 507 (2011).
- [71] Diaz, F., Contreras, J., Muñoz, J.I., Pozo, D.: Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market. IEEE Transactions Power Systems 26(2), 604 - 615 (2011).
- [72] Pérez, J.I., Wilhelmi, J.R.: Nonlinear self-scheduling of a single unit small hydro plant in the day-ahead electricity market. Proceedings of ICREPQ07.
- [73] Shu, J., Hang, B., Li, C., Zhang, L.: Self-scheduling of cascaded hydropower stations based on nonlinear complementarity approach. In: International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2010, pp. 1-5. IEEE (2010).

- [74] Santos, E.F., Ohishi, T.: A hydro unit commitment model using genetic algorithm. In: Congress on Evolutionary Computation, 2004. CEC2004, vol. 2, pp. 1368-1374. IEEE (2004).
- [75] Yuan, X., Yuan, Y., Zhang, Y.: A hybrid chaotic genetic algorithm for short-term hydro system scheduling. *Mathematics and Computers in Simulation* 59(4), 319-327 (2002).
- [76] Chuanwen, J., Bompard, E.: A self-adaptive chaotic particle swarm algorithm for short term hydroelectric system scheduling in deregulated environment. *Energy Conversion and Management* 46(17), 2689-2696 (2005).
- [77] A Yuan, X., Wang, L., Yuan, Y.: Application of enhanced pso approach to optimal scheduling of hydro system. *Energy Conversion and Management* 49(11), 2966-2972 (2008).
- [78] A Yuan, X., Zhang, Y., Wang, L., Yuan, Y.: An enhanced differential evolution algorithm for daily optimal hydro generation scheduling. *Computers & Mathematics with Applications* 55(11), 2458-2468 (2008)
- [79] Cheng, C.t., Liao, S.l., Tang, Z.T., Zhao, M.y.: Comparison of particle swarm optimization and dynamic programming for large scale hydro unit load dispatch. *Energy Conversion and Management* 50(12), 3007-3014 (2009).
- [80] Electricity Market Reforms - Economics and Policy Challenges. Springer.
- Carnevale, P. J., & Pruitt, D. G. (1992). Negotiation and Mediation. *Annual Review of Psychology* , Volume 43: 531-582.
- [81] Deregulation, Innovation and Market Liberalization - Electricity regulation in a continually evolving environment. New York: Routledge.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons.
- [82] Making Competition Work in Electricity. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Hunt, S., & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and Choice in Electricity*. Wiley.
- [83] Paiva, J. P. (2007). *Redes de Energia Eléctrica*. Lisboa: IST Press.
- [84] F. Silva, “Comercialização Bilateral de Energia em Mercados Liberalizados: Contratos por Diferenças e Gestão de Risco”, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre, Lisboa 2014.
- [85] L. Ramos, ”A Gestão do Risco Associado à Negociação de Energia Eléctrica Através de Contratos Bilaterais e Mercado Spot”, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre, Lisboa 2014.
- [86] J. Gaspar, “Estratégias de Comercialização de Energia para Negociação Bilateral em Mercados de Energia Eléctrica Multi-Agente”, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre, Lisboa 2012.
- [87] Parlamento Europeu - Fichas Técnicas sobre a União Europeia [online], Available: http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuld=FTU_5.7.2.html
- [88] Meeus L, Purchala K, Belmans R. Development of the Internal Electricity Market in Europe. *The Electricity Journal* 2005; 18:25-35.
- [89] European Commission, Quarterly Report on European Electricity Markets, Vol. 10 , 2017 [online], Available:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1_2017.pdf

[90] João Paulo Tomé Saraiva, João Tomé Saraiva, José LP Pereira da Silva, Ma Teresa Ponce de Leão, José Luís Pinto Pereira da Silva, Maria Teresa Costa Pereira da Silva, e Ponce de Leão. “Mercados de Electricidade-Regulação e Tarifário de Uso das Redes”. FEUP Edições, 2002.

[91] Pereira, I. (2004). Sistema Multi-Agente para Apoio à Negociação em Mercados de Electricidade. Engenharia electrotécnica e de computadores, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro - Departamento de Engenharias Área de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

[92] González, J.J., Basagoiti, P., "Spanish power exchange market and information system. Design, concepts, and operating experience," Proc. IEEE 21st Int. Conf. Power Industry Comput. Applicat., Santa Clara, California, May 1999.

[93] Creating the Internal Energy Market. A report by the European Wind Energy Association, September 2012.

[94] Saraiva, J., Silva, J., & Leão, M. (2002). Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes.

[95] Mibel [Online], Available:

<http://www.mibel.com/index.php?relmenu=8>

[96] MIBEL 2018 [Online], Available:

<http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&lang=pt>

[97] MIBEL 2018 [Online], Available:

<http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=41&relcategoria=101&idpag=29&lang=pt>

[98] OMIE, Relatório de Preços 2017.

[99] OMIE 2017 [online], Available:

http://www.omie.es/files/mercado_electrico_2017_esp.pdf

[100] Jeremy Lin, Fernando H. Magnago, “Electricity Markets: Theories and Applications”

[101] Wind in Power, 2015 European Statistics, EWEA - The European Wind Energy Association, February 2016

[102] Balancing Responsibility and Costs of Wind Power Plants, EWEA - The European Wind Energy Association, 2015.

[103] F. Santos, “Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem a auspiciosa União Energética”, ERSE 2007 - 2017, pp 33 - 55.

[104] Franck Bourry, Jérémie Juban, Luís M. Costa and George Kariniotakis, “Advanced Strategies for Wind Power Trading in Short-term Electricity Markets”, Paper presented in the Brussels EWEC Conference (31st of March - 3rd of April 2008).

- [105] M. A. Matos, "Decision under risk as a multicriteria problem," *European Journal of Operational Research*, vol.181, no. 3, pp. 1516-1529, Sep. 2007.
- [106] Pierre Pinson, Christophe Chevallier, and George N. Kariniotakis, "Trading 8Wind Generation from Short-Term Probabilistic Forecasts of Wind Power", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007. - Vol. 22.
- [107] J. Juban, N. Siebert, and G. N. Kariniotakis, "Probabilistic short-term wind power forecasting for the optimal management of wind generation," in *In Proc. of the IEEE PowerTech Conference, Lausanne, Switzerland, July 2007*.
- [108] R. T. Clemen, *Making Hard Decisions : An Introduction to Decision Analysis*, 2nd ed., C. Hinrichs, Ed. Duxbury Press, 1996, ISBN: 0-534-26034-9.
- [109] J. Juban, L. Fugon, and G. N. Kariniotakis, "Probabilistic short-term wind power forecasting based on kernel density estimators," in *In Proc. of the European Wind Energy Conference, Milan, Italy, May 2007*.
- [110] P. Pinson, "Estimation of the uncertainty in wind power forecasting," Ph.D. dissertation, Ecole des Mines de Paris, Center for Energy and Processes, Rue Claude Daunesse, Sophia Antipolis, 2006.
- [111] H. A. Nielsen, H. Madsen, and T. S. Nielsen, "Using quantile regression to extend an existing wind power forecasting system with probabilistic forecasts," *Wind Energy*, vol. 9, no. 1-2, pp. 95-108, 2006.
- [112] J. Usaola and P. de Arriba Segurado, *Wind Prediction in Electricity Markets*, ANEMOS Project Deliverable Report D8.2, Nov. 2005. [Online]. Available:
<http://anemos.cma.fr>