



UNIVERSIDADE DE ÉVORA

ESCOLA DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE FÍSICA

**Metodologia de Otimização Estocástica
para Coordenação Eólico-Fotovoltaica**

Isaías da Luz Ramos Gomes

Orientadores: Mário Rui Melício da Conceição

Hugo Miguel Inácio Pousinho

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

Évora, Abril 2016



UNIVERSIDADE DE ÉVORA

ESCOLA DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE FÍSICA

**Metodologia de Otimização Estocástica
para Coordenação Eólico-Fotovoltaica**

Isaías da Luz Ramos Gomes

Orientadores: Mário Rui Melício da Conceição

Hugo Miguel Inácio Pousinho

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

Évora, Abril 2016

Dissertação realizada em regime de coorientação sob orientação do

Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Professor Auxiliar com Agregação

Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia

Universidade de Évora

e do

Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Investigador do IDMEC, Centro de Sistemas Inteligentes

Instituto Superior Técnico

Universidade de Lisboa

Aos meus Pais

Resumo

Esta dissertação incide sobre o tema da coordenação entre sistemas eólicos e fotovoltaicos que participam no mercado de eletricidade. A incerteza da potência eólica e fotovoltaica é uma característica predominante nesta coordenação, devendo ser considerada no planeamento ótimo de sistemas eólico-fotovoltaicos. A fim de modelizar a incerteza é apresentada uma metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear para maximizar o lucro esperado de uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário. A coordenação entre sistemas eólicos e fotovoltaicos visa mitigar os desequilíbrios de energia, resultantes das ofertas horárias submetidas no mercado diário e, conseqüentemente, reduzir as penalizações financeiras. Os resultados da coordenação entre um sistema eólico e um sistema fotovoltaico são comparados com os resultados obtidos para a operação não coordenada. Estes resultados permitem concluir que a metodologia desenvolvida aplicada à coordenação apresenta um lucro esperado superior ao lucro obtido para a operação não coordenada.

Palavras-chave

Potência eólica

Potência fotovoltaica

Coordenação eólico-fotovoltaica

Otimização estocástica

Mercado diário

Planeamento ótimo

Abstract

Stochastic Optimization Methodology for Wind-Photovoltaic Coordination

This dissertation focuses on the issue of coordination between wind and photovoltaic systems participating in electricity markets. The uncertainty of wind and photovoltaic power is a main characteristic of these systems, which must be included in the optimal scheduling of the coordination of wind with photovoltaic systems. In order to model the uncertainty is presented a stochastic approach based on linear programming to maximize the profit of a wind photovoltaic power producer which participates in electricity markets. The coordination of wind with photovoltaic systems aims to mitigate the energy deviations, as a result of the participation in day-ahead market and therefore reducing economic penalties. The results obtained by the coordination are compared to results obtained by the separated operation of wind and photovoltaic systems. The results allow concluding that the proposed approach applied to the coordination presents an expected profit higher than the expected profit without coordination.

Keywords

Wind power

Photovoltaic power

Wind-photovoltaic Coordination

Stochastic optimization

Day-ahead market

Optimal scheduling

Agradecimentos

Ao Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar com Agregação, no Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, responsável como orientador científico, desejo expressar o meu profundo agradecimento pela sua disponibilidade, pelas palavras de apoio, pela amizade e pela atitude sempre positiva durante a realização desta dissertação.

Ao Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho, Investigador no Centro de Sistemas Inteligentes do Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade de Lisboa, responsável como orientador em regime de coorientação científica, desejo expressar o meu profundo agradecimento pela sua disponibilidade, sua atitude positiva em relação ao trabalho, pela orientação sempre clara e interessada e pela amizade.

Ao Professor Doutor Paulo Canhoto agradeço pela disponibilização do espaço, no laboratório de física, onde tive a oportunidade de trabalhar durante estes meses.

Ao IDMEC/LAETA, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, os meus agradecimentos pela colaboração dada.

Ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, os meus agradecimentos pela colaboração dada.

Agradecer também ao Centro de Geofísica de Évora (CGE), Universidade de Évora, pela disponibilização dos dados da radiação solar.

Um agradecimento especial ao meu pai, à minha mãe e aos meus irmãos pelo apoio incondicional e pelas ótimas condições disponibilizadas para atingir todos os objetivos da minha vida.

Um particular agradecimento à Delminda, que esteve sempre presente como suporte nos bons e maus momentos e que espero retribuir da melhor forma os períodos de ausência durante a realização desta dissertação.

Aos meus tios e aos meus amigos um agradecimento pela amizade e preocupação durante este período.

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	x
Lista de Siglas	xi
Lista de Símbolos	xii
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento.....	2
1.2. Motivação	6
1.3. Estado da Arte	8
1.4. Organização do Texto.....	16
1.5. Notação	18
2. Contextualização da Coordenação Eólico-Fotovoltaica	19
2.1. Enquadramento.....	20
2.2. Mercado de Eletricidade	22
2.3. Metodologia de Otimização Estocástica	30
3. Otimização da Coordenação Eólico-Fotovoltaica.....	36
3.1. Enquadramento.....	37
3.2. Parâmetros de Incerteza	39
3.3. Formulação do Problema	47

4. Casos de Estudo	52
4.1. Descrição dos Casos de Estudo.....	53
4.2. Caso_A – Estação de Verão.....	57
4.3. Caso_B – Estação de Inverno	67
4.4. Influência da Potência Instalada do Sistema Fotovoltaico	77
5. Conclusões	80
5.1. Conclusões	81
5.2. Lista de Publicações	83
5.3. Direção de Investigação Futura.....	84
6. Referências Bibliográficas	85

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Potência eólica anual instalada em todo o mundo.....	3
Figura 1.2 – Potência fotovoltaica anual instalada em todo o mundo.	4
Figura 2.1 – Determinação do preço marginal do sistema.	25
Figura 2.2 - Mecanismo de separação de mercados.....	27
Figura 2.3 – Estrutura das sessões do mercado intradiário.....	28
Figura 2.4 - Estrutura da matriz de restrições para o problema estocástico de dois estados.	33
Figura 2.5 – Árvore de cenários.....	34
Figura 3.1 – Árvore de cenários com dois estados.....	44
Figura 4.1 – Configuração dos sistemas eólico e fotovoltaico sem e com coordenação.....	54
Figura 4.2 – Cenários de preços do mercado diário e cenário médio – traço negro....	57
Figura 4.3 – Cenários da potência eólica e cenário médio – traço negro.....	58
Figura 4.4 – Cenários da potência fotovoltaica e cenário médio – traço negro.	58
Figura 4.5 – Cenários de rácios de preços de desequilíbrio positivo e cenário médio – traço negro.	59
Figura 4.6 – Cenários de rácios de preços de desequilíbrio negativo e cenário médio – traço negro.	59

Figura 4.7 – Planeamento ótimo do sistema eólico, barras azuis; e perfil da potência média horária dos cenários, traço negro.....	60
Figura 4.8 – Desvios do sistema eólico, barras azuis; perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde; e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.	61
Figura 4.9 – Planeamento ótimo do sistema fotovoltaico, barras azuis; e perfil da potência média horária dos cenários, traço negro.	62
Figura 4.10 – Desvios do sistema fotovoltaico, barras azuis, perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.	63
Figura 4.11 – Planeamento ótimo para: os sistemas eólico e fotovoltaico sem coordenação; o sistema eólico-fotovoltaico.	64
Figura 4.12 – Desvios para: os sistemas eólico e fotovoltaico separados; a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico.....	65
Figura 4.13 - Cenários de preços do mercado diário e cenário médio – traço negro...	67
Figura 4.14 - Cenários da potência eólica e cenário médio – traço negro.	68
Figura 4.15 - Cenários da potência fotovoltaica e cenário médio – traço negro.	68
Figura 4.16 - Cenários dos rácios de preços de desequilíbrio positivo e cenário médio – traço negro.	69
Figura 4.17 - Cenários de rácios de preços de desequilíbrio negativo e cenário médio – traço negro.	69
Figura 4.18 – Planeamento ótimo do sistema eólico, barras azuis, e perfil da potência média horária do cenários, traço negro.	70

Figura 4.19 – Desvios do sistema eólico, barras azuis, perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.	71
Figura 4.20 – Planeamento ótimo do sistema fotovoltaico, barras azuis; e perfil da potência média horária do cenários, traço negro.	72
Figura 4.21 – Desvios do sistema fotovoltaico, barras azuis; perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde; e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.	73
Figura 4.22 – Planeamento ótimo para: os sistemas eólico e fotovoltaico separados; a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico.	74
Figura 4.23 – Desvios para: os sistemas eólico e fotovoltaico separados; a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico.	75
Figura 4.24 – Influência da potência fotovoltaica instalada no lucro esperado.	77
Figura 4.25 – Influência da potência fotovoltaica instalada nos desvios.	78

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Cenários, número e probabilidade para o sistema eólico	55
Tabela 4.2 – Cenários, número e probabilidade para o sistema fotovoltaico.....	55
Tabela 4.3 – Cenários, número e probabilidade para a coordenação eólico-fotovoltaica	55
Tabela 4.4 – Número de variáveis, número de equações e tempo de computação.....	56
Tabela 4.5 - Lucro e desvios para cada configuração na estação de verão	66
Tabela 4.6 – Lucro e desvios para cada configuração na estação de inverno	76

Lista de Siglas

AR	Método Autorregressivo
ARIMA	Método Autorregressivo Integrado de Média Móvel
ARMA	Método Autorregressivo de Média Móvel
CE	Comissão Europeia
CGE	Centro de Geofísica de Évora
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OM	Operador do Mercado
OMEL	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
REN	Redes Energéticas Nacionais
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
UE	União Europeia

Lista de Símbolos

Índices

ω	Índice do cenário
t	Índice da hora
W	Índice para o sistema eólico
PV	Índice para o sistema fotovoltaico

Constantes e variáveis

Ω	Número total de cenários
T	Número total de horas do horizonte temporal
π_ω	Probabilidade do cenário ω
c^W	Custo marginal do sistema eólico
c^{PV}	Custo marginal do sistema fotovoltaico
$\lambda_{\omega t}$	Preço do mercado diário no cenário ω para a hora t
λ_t^{DN}	Preço da energia a ser removida do sistema para a hora t
λ_t^{UP}	Preço da energia a ser adicionada ao sistema para a hora t
$\lambda_{\omega t}^+$	Preço para desvio positivo no cenário ω para a hora t
$\lambda_{\omega t}^-$	Preço para desvio negativo no cenário ω para a hora t
$P_{\omega t}^W$	Potência eólica no cenário ω para a hora t
$P_{\omega t}^{PV}$	Potência fotovoltaica no cenário ω para a hora t
P_t^W	Potência eólica submetida em mercado diário para a hora t
P_t^{PV}	Potência fotovoltaica submetida em mercado diário para a hora t

P_t	Potência da coordenação do sistema eólico-fotovoltaico submetida em mercado diário para a hora t
$\overline{P^W}$	Potência máxima instalada no sistema eólico
$\overline{P^{PV}}$	Potência máxima instalada no sistema fotovoltaico
$desv_{\omega t}^W$	Desvio do sistema eólico no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^{W+}$	Desvio positivo do sistema eólico no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^{W-}$	Desvio negativo do sistema eólico no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^{PV}$	Desvio do sistema fotovoltaico no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^{PV+}$	Desvio positivo do sistema fotovoltaico no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^{PV-}$	Desvio negativo do sistema fotovoltaico no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}$	Desvio da coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^+$	Desvio positivo da coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos no cenário ω para a hora t
$desv_{\omega t}^-$	Desvio negativo da coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos no cenário ω para a hora t
$r_{\omega t}^+$	Rácio de preço de desequilíbrio positivo no cenário ω para a hora t
$r_{\omega t}^-$	Rácio de preço de desequilíbrio negativo no cenário ω para a hora t

Vetores e matrizes

c	Vetor dos coeficientes da função objetivo associado às variáveis do primeiro estado
A	Matriz dos coeficientes determinísticos
\underline{b}	Vetor dos limites mínimos para as restrições associadas às variáveis do primeiro estado

\bar{b}	Vetor dos limites máximos para as restrições associadas às variáveis do primeiro estado
x	Vetor que contém as variáveis de decisão que correspondem ao primeiro estado
y_ω	Vetor que contém as variáveis de decisão que correspondem ao segundo estado
q_ω	Vetor dos coeficientes da função objetivo associado às variáveis do segundo estado
T_ω	Matriz dos coeficientes associada às variáveis do primeiro estado
W_ω	Matriz dos coeficientes associados às variáveis do segundo estado
\underline{h}	Vetor dos limites mínimos para as restrições associadas às variáveis do segundo estado
\bar{h}	Vetor dos limites máximos para as restrições associadas às variáveis do segundo estado

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma introdução ao tema do planeamento e coordenação de um sistema eólico-fotovoltaico em ambiente de mercado de eletricidade. É apresentado o enquadramento da investigação, a motivação para abordar o tema e o estado da arte. Ainda, é descrita a forma como o texto está organizado e a notação utilizada nesta dissertação.

1.1. Enquadramento

Nos últimos anos, a preocupação com o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis baseados em recursos fósseis tem vindo a aumentar. Como resultado, a aposta nas fontes de energia renováveis é cada vez maior. As fontes de energia renováveis desempenham um papel importante, visto que, podem contribuir para a produção de energia elétrica, que de outro modo seria produzida usando fontes de energia baseados em recursos fósseis, fontes de emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera [Melício10].

A integração da energia eólica e da energia fotovoltaica na rede elétrica tem crescido significativamente em muitos países, como por exemplo em Espanha, na Alemanha, na Dinamarca e em Portugal. Dois motivos essenciais estão diretamente relacionados com este crescimento: o aumento do preço dos combustíveis fósseis e as constantes pressões sobre o aquecimento global e as metas definidas pela União Europeia (UE) [Morales10].

A UE tem vindo a favorecer a aposta nas fontes de energia renováveis, criando as condições para o seu desenvolvimento. Em 2007, o Conselho Europeu (CE) adotou objetivos ambiciosos para 2020 em matéria de energia e alterações climáticas. A estratégia Europa 2020 apresenta um conjunto de medidas para os próximos dez anos, tomadas com o objetivo de favorecer o crescimento económico. Nesta estratégia estão também incluídas três medidas conhecidas como 20-20-20, que visam [CE10]:

- M1 Reduzir em 20% as emissões de gases de efeito de estufa em relação aos níveis de 1990;
- M2 Aumentar a quota de consumo de energia na UE produzida a partir de fontes renováveis para 20%;
- M3 Aumentar a eficiência energética, poupando 20% do consumo energético.

Para atingir uma quota média de 20% para o peso das energias renováveis a nível comunitário, foram estabelecidos objetivos individuais para cada estado-membro até 2020. Para Portugal foi estabelecido o objetivo de 31% para 2020, quando em 2012 a quota de energias renováveis atingida fixava no valor de 24,6% [CE14].

Os combustíveis fósseis existem num número limitado de países, pelo que os países da UE têm que importar energia para satisfazer as suas necessidades energéticas. Do ponto de vista estratégico, as energias renováveis podem ter um papel importante para a redução da dependência energética do exterior.

A potência eólica anual instalada, que voltou a bater um recorde, atingiu o valor de 63 GW em 2015, representando um aumento anual de 22%, tal como é apresentado na Figura 1.1. Este crescimento foi fortemente impulsionado pela China cuja potência eólica instalada atingiu o valor de 30,5 GW em 2015. Na Europa, a Alemanha destaca-se com uma potência eólica instalada cujo valor é de 6 GW em 2015, incluindo 2,3 GW de eólica *offshore*. Em Portugal foram instalados mais 132 MW em 2015, atingindo um total de potência instalada superior a 5 GW. Assim, em 2015 a potência eólica global instalada passou a ser de mais de 432 GW em todo o mundo [GWEC16].

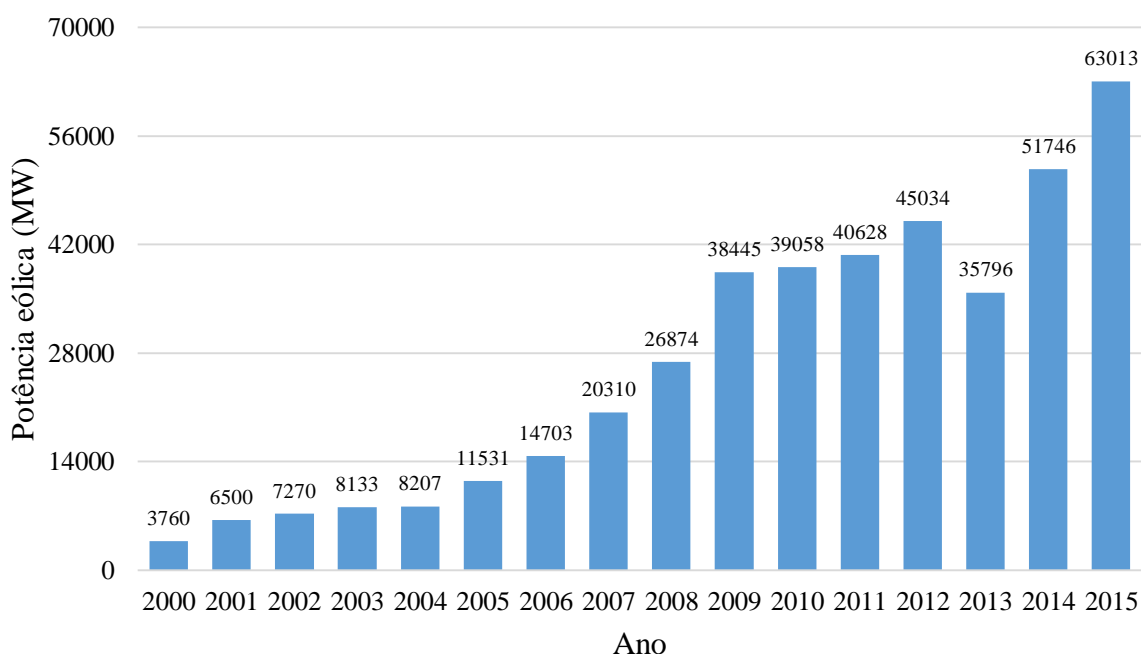


Figura 1.1 – Potência eólica anual instalada em todo o mundo (Fonte: [GWEC16]).

A potência fotovoltaica anual instalada em 2014 foi aproximadamente de 40 GW, um crescimento ligeiro em relação a 2013, como é apresentado na Figura 1.2. A China e o Japão voltaram a liderar o aumento de potência instalada, com valores de 10,6 GW e 9,7 GW, respetivamente. Na Europa, o Reino Unido instalou 2,4 GW e a Alemanha 1,9 GW. Já Portugal instalou cerca de 119 MW em 2014 com um total global de 418 MW instalados. Até Novembro de 2015 Portugal tinha instalado 454 MW [DGEG15]. A potência fotovoltaica global instalada passou a ser aproximadamente de 177 GW em todo o mundo [IEA15].

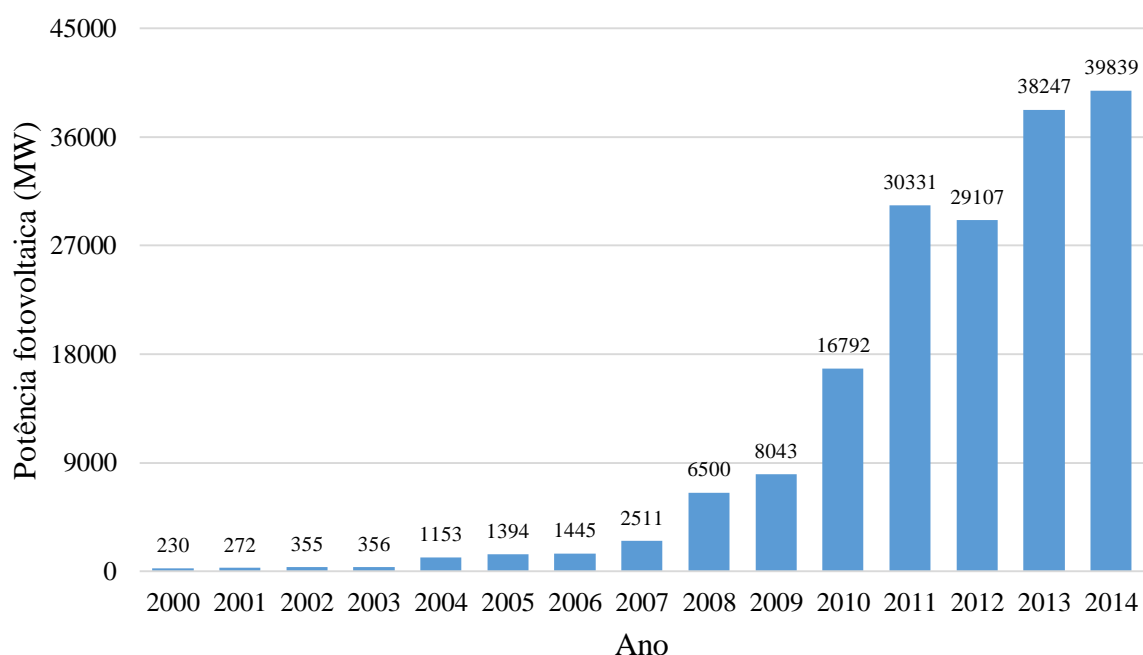


Figura 1.2 – Potência fotovoltaica anual instalada em todo o mundo (Fonte: [IEA15]).

Os sistemas eólicos e os sistemas fotovoltaicos constituem, atualmente, duas alternativas promissoras e atrativas para reduzir as emissões de GEE e contribuir para a diversificação da matriz energética portuguesa. Contudo, estas duas fontes de energia renováveis são caracterizadas pela sua natureza variável e intermitente. Estas características dificultam a tomada de decisão das empresas produtoras de energia elétrica sobre quando e que quantidade de energia converter para a forma elétrica para comercializar em mercados de eletricidade, de forma a obter o maior proveito dos recursos disponíveis [Santos06]. Este processo de tomada de decisão tem maior interesse, visto que, com a liberalização do setor elétrico no caso de não cumprimento das ofertas submetidas em mercado as empresas incorrem em penalizações.

As empresas produtoras têm contratos e acordos celebrados com entidades independentes ou com o mercado de energia, que em caso de não cumprimento incorrem em penalizações por excesso ou déficit de produção de energia elétrica.

A exploração e o planeamento dos sistemas de energia elétrica são dois conceitos relevantes para que as empresas inseridas no setor elétrico atuem de acordo com os seus interesses de modo a terem um desempenho favorável, tendo em consideração a liberalização global do setor, i.e., as empresas produtoras de energia elétrica devem ter a preocupação de gerir com racionalidade o parque de recursos que gerem [Ferreira89, Pousinho12]. Os modelos de exploração tradicionais, cujo objetivo era encontrar os níveis de produção de cada unidade geradora de modo a satisfazer a procura com um custo mínimo, estão a ser substituídos por outros modelos mais apropriados à participação no mercado, que no caso de uma empresa produtora de energia elétrica tem como objetivo determinar as melhores estratégias para atingir o maior proveito através da sua participação no mercado de eletricidade [Pousinho12].

Esta dissertação apresenta uma metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear para a otimização da coordenação de um sistema eólico com um sistema fotovoltaico, que atuam em ambiente de mercado de eletricidade. Esta coordenação pretende reduzir os custos de desequilíbrios de energia decorrentes da natureza variável e intermitente da potência eólica e da potência fotovoltaica.

1.2. Motivação

A Conferência do Clima (COP21) realizada em dezembro de 2015, em Paris, alcançou objetivos ambiciosos para limitar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera. Nesse sentido, o governo português tem previsto reduzir a utilização de sistemas de energia convencionais, nomeadamente centrais térmicas, recorrendo a fontes de energia renováveis visando a mitigação das alterações climáticas.

O aumento da procura de energia elétrica, determinado pela exigência de crescimento dos níveis de bem-estar da sociedade, conjuntamente com anos de reduzidas afluências hídricas às albufeiras, constituem fatores motivadores a exploração dos recursos de origem renovável [Melício10], como por exemplo a energia eólica e a energia fotovoltaica.

Aumentar a eficiência de exploração do sistema eletroprodutor nacional, no que respeita aos recursos endógenos, e aumentar a exploração dos recursos de origem renovável, é uma política energética que contribui para minorar a dependência externa dos combustíveis de origem fóssil [Melício10].

Portugal é caracterizado por ter um bom potencial tanto eólico como solar. O aproveitamento das fontes de energia renováveis tem vindo a ocorrer de forma faseada [Silva10]. A primeira fase promoveu a exploração e reforço da potência instalada de infraestruturas hidroelétricas. A segunda fase privilegiou o aproveitamento da energia eólica. Depois do elevado investimento em sistemas eólicos, o interesse focaliza neste momento na instalação de sistemas fotovoltaicos [Silva10].

A energia fotovoltaica tem vindo a ganhar cada vez mais expressão a nível nacional com a implementação de sistemas fotovoltaicos de maiores capacidades, bem como a microgeração para a produção de energia elétrica [Silva10]. A redução do preço e o aumento da eficiência dos painéis fotovoltaicos são bons indicadores que esta será uma das tecnologias do futuro.

A crescente maturidade tecnológica alcançada para os sistemas eólicos e fotovoltaicos tem permitido a sua instalação em todo o mundo, tornando estes sistemas competitivos

para participar no mercado de eletricidade. Os subsídios disponíveis para a exploração de energia eólica e fotovoltaica têm contribuído para alavancar estas tecnologias. No entanto, o valor destes subsídios tem vindo a diminuir, o que faz com que as empresas produtoras de energia elétrica comecem a participar em mercado como sendo entidades independentes que procuram maximizar o lucro esperado [Santos06].

A potência eólica e a potência fotovoltaica apresentam um comportamento variável e intermitente, o que muitas vezes dificulta a sua previsão. Além disso, os preços de mercado de eletricidade apresentam também uma variabilidade considerável [Pousinho12], representando mais uma fonte de incerteza para a empresa produtora de energia elétrica.

De modo a reduzir os desequilíbrios de energia provenientes de sistemas eólicos ou de sistemas fotovoltaicos, é proposta a utilização de sistemas de armazenamento de energia ou a coordenação com outras unidades de produção [Parastegari15].

Esta dissertação apresenta uma metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear para a coordenação de um sistema eólico com um sistema fotovoltaico que atuam em ambiente de mercado de eletricidade. Para modelizar a incerteza da potência eólica e fotovoltaica e antecipar eventuais desequilíbrios de energia no mercado de eletricidade, a potência eólica, a potência fotovoltaica e os preços do mercado de eletricidade são modelizados através de cenários, considerando cada parâmetro como variáveis aleatórias. Esta metodologia permite reduzir os desequilíbrios de energia.

1.3. Estado da Arte

1.3.1. Energia Eólica

Em [Castro12], é afirmado que o vento é originado devido às diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, quer como consequência da radiação solar incidente na Terra ser superior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares quer devido ao movimento de rotação da terra e variações sazonais de distribuição da energia solar incidente. Perto da superfície terrestre o vento é diretamente afetado pelos obstáculos que determinam o conceito de rugosidade do solo, afetando o valor da velocidade e direção do vento.

Em [Sfetsos00], é apresentado um estudo para comparação das diversas técnicas de previsão da velocidade média horária do vento, nomeadamente séries temporais, modelos lineares e redes neuronais. Em [Kocak02], é apresentado um estudo sobre a persistência do vento, sendo fator importante no que diz respeito à produção da energia eólica.

Em [Harrison00, Melício10], é afirmado que a altura do gerador eólico é situada dentro da camada limite atmosférica: dentro desta camada a velocidade do vento, ou seja, o escoamento aumenta com a altitude. Em [Melício10], ainda é afirmado que a torre do gerador eólico que suporta a turbina eólica deverá ser suficientemente alta para que o escoamento disponível seja uniforme no tubo de corrente de escoamento definido pelas pás. Em contrapartida torres altas implicam um custo acrescido. Assim, a determinação da altura resulta de um compromisso entre obter um perfil de velocidades o mais uniforme possível e o custo admissível associado com a altura da torre.

Em [Cheng14], é apresentado o estado da arte das tecnologias de conversão da energia disponível no vento em energia elétrica, dando especial atenção aos diversos tipos de geradores e sistemas de controlo.

Em [Kota15], é apresentada uma análise comparativa da energia eólica *offshore* nos Estados Unidos, no Reino Unido e na Índia. Em [Wang15], é apresentado o estudo da influência dos ventos extremos sobre os sistemas *offshore*, nomeadamente as vibrações e danos sobre a estrutura.

1.3.2. Otimização da Exploração de Sistemas Eólicos

Em [Hiroux09], é afirmado que as fontes de energia renováveis têm ganho significativamente o seu espaço no setor elétrico mundial. A energia eólica tem beneficiado das políticas de incentivo às energias renováveis. Em [Hiroux09, Ragwitz07] são apresentados os mecanismos de incentivo às energias renováveis, como as tarifas *feed-in*, as tarifas *feed-in premium* (variante das tarifas *feed-in*), os certificados verdes e os incentivos fiscais.

Em [Bathurst02], é proposta uma metodologia de otimização estocástica para determinar as estratégias de oferta em mercado, considerando cenários de potência gerados através de métodos estatísticos, enquanto os preços de desequilíbrios são assumidos como sendo determinísticos.

Em [Castronuovo04], é referido que o aproveitamento do excesso de produção de energia eólica pode ser feito através da utilização de tecnologias de armazenamento de energia. Este armazenamento em grandes quantidades só é considerado viável se forem utilizadas centrais de bombagem. Ainda, são usadas metodologias de otimização determinísticas para a exploração de sistemas hidroelétricos com bombagem para diferentes cenários obtidos através da simulação de Monte Carlo.

Em [Matevosyan06], é considerada a incerteza da potência eólica no planeamento de operação de sistemas eólicos. Este planeamento pode ser determinado utilizando dois tipos de ferramentas matemáticas: métodos de previsão de potência eólica; ou metodologias de otimização estocástica. Para considerar de forma adequada a incerteza da potência eólica é utilizada a otimização estocástica baseada em programação não linear inteira mista (PNLIM), onde o objetivo é maximizar o lucro esperado da empresa produtora de energia elétrica.

Em [Pinson07], é afirmado que devido à natureza variável do recurso eólico, a participação da energia eólica no mercado liberalizado de energia está sujeita a penalizações. Desta forma, métodos de previsão de potência eólica mais precisos constituem um dos passos mais importantes de forma a reduzir tais penalizações. Ainda, são utilizados métodos probabilísticos para prever a potência eólica para posteriormente se proceder à determinação das estratégias de oferta ótimas.

Em [Wallace03, Pousinho12a], é utilizada uma metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear para determinar o planeamento de sistemas eólicos.

Em [González08, Angarita09, Morales10], são apresentadas formas para mitigar os desequilíbrios relacionados com a exploração da energia eólica. Uma forma de reduzir os desequilíbrios é utilizar otimização estocástica. Outra forma é utilizar a coordenação da energia eólica com centrais de bombagem.

Em [Morales10], é proposta uma metodologia de otimização estocástica para determinar as ofertas ótimas das empresas produtoras de energia eólica.

Em [Touhy11], é apresentado um estudo sobre o efeito que a natureza estocástica da energia eólica provoca na afetação de unidades e no plano de produção de energia. É apresentada a comparação entre uma metodologia determinística e uma metodologia estocástica. Como resultado, as decisões tomadas com a metodologia estocástica apresentam uma redução de cerca de 0,25% dos custos para a empresa produtora de energia elétrica como resultado dos desvios entre a energia acordada em mercado diário e a energia efetivamente entregue.

Em [Al-Awami11], é proposta uma metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear inteira mista (PLIM) para controlar a variabilidade do lucro esperado.

Em [Laia15], é apresentada a estratégia de oferta ótima de um sistema eólico, utilizando otimização estocástica. O problema é formulado utilizando PLIM. Em [Laia16], é proposto a coordenação entre sistemas eólicos e sistemas térmicos utilizando PLIM. O estudo realizado leva em consideração as restrições de rampa da central térmica. Como resultado da metodologia proposta, o lucro esperado para a coordenação termo-eólica é superior ao lucro obtido sem coordenação.

1.3.3. Energia Fotovoltaica

Em [Kalogirou14], é descrito como se realiza a conversão de energia fotovoltaica em energia elétrica, suportado pelo princípio do efeito fotovoltaico. Ainda, são apresentados os elementos que integram um sistema fotovoltaico: (1) módulo de

material semicondutor; (2) a cablagem; (3) o inversor elétrico de potência essencial para sistemas ligados à rede; (4) bateria, que permite autonomia por armazenamento de energia, sendo de importância significativa para os sistemas autônomos. A principal vantagem da energia fotovoltaica reside no facto de converter a radiação solar em energia elétrica através dos módulos fotovoltaicos. Os sistemas fotovoltaicos têm uma manutenção quase nula e um tempo de vida útil elevado. Outra vantagem dos sistemas fotovoltaicos é a sua modularidade, permitindo que estes sejam construídos em praticamente todos os tamanhos [Kalogirou14].

Em [Parida11], é apresentado o estado da arte das tecnologias fotovoltaicas com a descrição de cada uma detalhadamente, sendo observado que: o desenvolvimento tecnológico de sistemas fotovoltaicos surge devido à utilização das células de silício (monocristalino, policristalino), que constituem as chamadas tecnologias de primeira geração. Recentemente, têm ganho novo destaque tecnologias de películas finas (*thin films*), as chamadas tecnologias de segunda geração, muito pelo facto do seu processo de fabrico conduzir a uma poupança significativa de material. Nesta tecnologia os materiais mais utilizados são o Silício Amorfo, o Telureto de Cádmio e o Disseleneto de Cobre-Índio-Cádmio.

Em [Castro11], é afirmado que diversos fatores afetam o bom funcionamento de um módulo fotovoltaico, nomeadamente o tipo de células fotovoltaicas utilizadas, o efeito de condições externas como a temperatura e a radiação solar, a inclinação e orientação dos módulos relativamente ao sol e o eventual uso de sistemas mecânicos de seguimento.

Em [IEA14], são apresentadas as diversas aplicações da energia fotovoltaica, sendo classificadas em seis principais categorias. De forma geral são apresentados os sistemas domésticos ligados à rede, sistemas de bombagem de água e irrigação, telecomunicações, refrigeração de vacinas e sistemas de sinalização rodoviários e marinhos. Outras aplicações são a produção descentralizada ligada à rede e a produção centralizada de energia por meios de sistemas fotovoltaicos.

1.3.4. Otimização da Exploração de Sistemas Fotovoltaicos

A aplicação de metodologias de otimização para a exploração de sistemas fotovoltaicos é um tema ainda pouco desenvolvido, existindo um número limitado de publicações que divulguem a utilização de ferramentas matemáticas para a exploração de sistemas fotovoltaicos. Em [Conejo10], é sugerido que as metodologias de otimização utilizadas para a exploração de sistemas eólicos podem ser adequadamente adaptadas à exploração de sistemas fotovoltaicos.

Em [Giannitrapani13], é estudado o problema de otimização da exploração de sistemas fotovoltaicos de modo a determinar as ofertas ótimas a submeter no mercado de eletricidade. O trabalho sugere uma estratégia de otimização para a maximização do lucro de uma empresa produtora de energia fotovoltaica, tendo em conta o caráter intermitente e variável da energia fotovoltaica. Além disso, este trabalho tem em consideração as variações sazonais e o comportamento não estacionário da energia fotovoltaica. A metodologia proposta consiste em normalizar dados históricos da energia produzida em relação à energia que seria produzida em condições de céu limpo.

Em [Nieta15], a metodologia de otimização para a exploração de um sistema fotovoltaico é baseada em programação linear inteira mista (PLIM), tendo como objetivo de maximizar o lucro esperado de uma empresa produtora de energia fotovoltaica. Os parâmetros do problema são considerados aleatórios, utilizando otimização estocástica. Além disso, a previsão dos preços de mercado diário, dos preços de desequilíbrio positivo e negativo são determinados utilizando respetivamente, o método autorregressivo (AR), método de média móvel (MA) e o método autorregressivo integrado de média móvel (ARIMA), enquanto que a potência fotovoltaica é simulada utilizando o método de Monte Carlo.

1.3.5. Coordenação Eólico-Fotovoltaica

A coordenação eólico-fotovoltaica em ambiente de mercado é uma área pouco estudada. A literatura existente tem-se focalizado sobre a coordenação de sistemas eólicos com concentração solar ou sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos em sistemas autónomos.

Em [Jerez13], é verificada uma correlação entre a energia eólica e a energia solar para a Península Ibérica, encorajando a coordenação eólico-fotovoltaica de modo a reduzir a variabilidade das fontes de energia.

Em [Parastegari15], é apresentada a coordenação de várias fontes de energia renováveis, nomeadamente, um sistema fotovoltaico, um sistema eólico, uma central de bombagem e equipamentos de armazenamento de energia. Neste trabalho é referido que a operação conjunta de fontes de energia renováveis constitui uma forma de reduzir os custos de desequilíbrio de energia.

Em [Nieta15a], é apresentada uma metodologia de otimização estocástica para a coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos, considerando a potência eólica, a potência fotovoltaica e os preços de mercado de energia elétrica como parâmetros aleatórios do problema. O problema é formulado utilizando PLIM. A coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos é comparada com os sistemas eólicos e fotovoltaicos não coordenados.

Em [Khare16], é apresentado o estado da arte para o sistema eólico-fotovoltaico, sendo discutido diversos aspetos, tais como a viabilidade em termos da disponibilidade do recurso eólico e da radiação solar, o dimensionamento ótimo e a modelação para o sistema eólico-fotovoltaico.

1.3.6. Impacte da Integração de Energia Eólica e Fotovoltaica na Rede Elétrica

Em [Melício10], é afirmado que a crescente integração da energia eólica na rede elétrica pode causar problemas que não devem ser ignorados ao nível da estabilidade transitória da rede e da qualidade da energia injetada. Os operadores da rede têm de ajustar o fornecimento de energia elétrica em função das flutuações do vento e das variações da procura [Melício10].

Em [Shivashankar16], é apresentada uma análise da injeção de energia fotovoltaica no sistema elétrico. É afirmado que não é fácil para as centrais convencionais assegurar a produção de energia elétrica devido a mudanças bruscas da potência fotovoltaica. Ainda, é possível que a mudança brusca da potência fotovoltaica provoque o congestionamento local em linhas de transmissão. A flutuação da tensão e da frequência podem ser problemáticas caso ultrapasse os limites técnicos definidos.

Em [Kabouris10, Melício10], são apresentadas as classificações dos geradores eólicos. De acordo com a potência mecânica, podem ser classificadas como controlo por *pitch* ou por *stall*, sendo o primeiro a tecnologia mais moderna e que representa mais vantagens. Os geradores eólicos podem ser classificados ainda quanto à velocidade, podendo ser fixa ou variável. Embora, se tenha registado uma grande evolução na tecnologia dos geradores eólicos, continuam a existir limitações como o controlo da potência mecânica que está dependente da disponibilidade local de energia eólica.

Em [Kabouris10], é afirmado que do lado da manutenção do equilíbrio de energia também surgem alguns problemas. A cada instante a produção de energia deve satisfazer a demanda da mesma. Devido à natureza da geração eólica, é exigida uma boa capacidade de reserva, proveniente normalmente de centrais térmicas para satisfazer a demanda de energia caso o sistema eólico não entregue a quantidade de energia acordada, o que põe alguns constrangimentos no número de centrais a ter como reserva, bem como o custo que daí advém.

Numa tentativa de garantir o equilíbrio e segurança do sistema são instalados sistemas de supervisão e aquisição de dados, denominados SCADA, de modo a obter um controlo em tempo real mais rigoroso dos valores de potência dos sistemas eólicos e fotovoltaicos [Kabouris10].

A volatilidade da geração eólica resulta também numa maior volatilidade dos preços marginais do sistema, tendo os valores deste impacto ainda de serem cuidadosamente estimados [Kabouris10].

Para a elevada integração das renováveis é exigida melhores técnicas de previsão de potência, a interligação com outras redes, a existência de reservas de energia pelas centrais convencionais [Kabouris10], alguma capacidade de armazenamento e a complementaridade entre as fontes renováveis [Parastegari15], como é o caso da proposta apresentada nesta dissertação da coordenação de sistemas eólicos e fotovoltaicos em mercados de eletricidade.

1.4. Organização do Texto

Ao escrever esta dissertação houve o propósito de conseguir uma linguagem fácil, agradável e harmoniosa para que o tema seja entendido pelo leitor com precisão, ordem e propriedade. Este propósito determina a organização do texto desta dissertação, que para além deste capítulo está dividido nos capítulos:

Capítulo 2, Contextualização da Coordenação Eólico-Fotovoltaica.

Capítulo 3, Otimização da Coordenação Eólico-Fotovoltaica.

Capítulo 4, Casos de Estudo.

Capítulo 5, Conclusões.

Seguidamente, é apresentada uma síntese descritiva de cada capítulo.

No capítulo 2, é apresentada uma análise do funcionamento do mercado de eletricidade, sendo esta análise particularizada para o Mercado Ibérico de Eletricidade. Ainda, é descrita a metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear em contexto do problema de programação matemática determinado pelo ambiente de mercado de eletricidade.

No capítulo 3, é apresentada a metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear tendo em consideração os custos de penalização por desvios causados pela diferença entre a oferta de energia acordada em mercado diário e a energia que é entregue. Esta metodologia tem como objetivo determinar as estratégias de oferta ótimas para a coordenação eólico-fotovoltaica de modo a maximizar o lucro esperado.

No capítulo 4, são apresentados os casos de estudo considerando um sistema eólico com uma potência instalada de 100 MW e um sistema fotovoltaico com uma potência instalada de 50 MW. Os resultados numéricos obtidos para estes casos de estudo derivam da aplicação da metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear. Finalmente, é feita uma análise aos resultados obtidos para a coordenação eólico-fotovoltaica comparativamente com os resultados obtidos sem coordenação.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões sobre o tema da coordenação entre sistemas eólicos e fotovoltaicos que participam no mercado de eletricidade. Ainda, são apresentadas as publicações científicas que resultam deste trabalho de investigação. Finalmente, são indicadas as direções para futuros desenvolvimentos.

Nas referências bibliográficas, são apresentadas as referências que foram utilizadas e inseridas no texto desta dissertação.

1.5. Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos []. A notação está estruturada em siglas que derivam de síntese de nome provenientes da divulgação em textos em língua portuguesa com grande aceitação ao nível das comunicações técnico-científicas ou retiradas de textos anglo-saxónicos cujas siglas não foram ainda convenientemente convertidas para a língua portuguesa. Esta dissertação foi escrita conforme o novo acordo ortográfico da língua portuguesa.

CAPÍTULO

2

Contextualização da Coordenação Eólico-Fotovoltaica

Neste capítulo é apresentada uma análise do funcionamento do mercado de eletricidade, sendo esta análise particularizada para o Mercado Ibérico de Eletricidade. Ainda, é descrita a metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear em contexto do problema de programação matemática determinado pelo ambiente de mercado de eletricidade.

2.1. Enquadramento

Nas últimas décadas houve um processo de reestruturação do setor elétrico de vários países, alterando o paradigma vigente, passando de um modelo de operação centralizado e de monopólios para um modelo de mercado competitivo, dito de novo paradigma. Este novo paradigma tem como objetivo promover a eficiência energética dos sistemas elétricos garantindo ao mesmo tempo qualidade e segurança das operações do sistema elétrico e, conseqüentemente, um menor custo para os consumidores finais.

O processo de reestruturação do mercado permitiu a liberalização do setor elétrico e incentivou o aparecimento de mercados para transacionar a energia elétrica. Atualmente, existem duas formas disponíveis de transacionar a energia elétrica de modo a facilitar a compra e venda de energia entre consumidores e produtores. Uma é através do chamado mercado *pool* onde a energia elétrica é transacionada para o curto prazo. O mercado *pool* é um mercado organizado de acordo com o funcionamento de uma bolsa e que realiza a articulação entre as ofertas de compra e de venda, ficando definidos os preços do mercado e as quantidades de energia elétrica a produzir. A outra forma é através de contratos bilaterais que são contratos realizados livremente entre produtores e consumidores, ficando definido entre eles a quantidade de energia a fornecer, o preço e a duração do mesmo contrato.

Em particular, esta dissertação está inserida no âmbito do mercado *pool* que inclui o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado de balanço, também muitas vezes referido como mercado em tempo real.

O mercado diário e o mercado intradiário cobrem a maior parte da energia transacionada num dia. As empresas produtoras de energia elétrica submetem as suas ofertas de energia para cada hora e ao mesmo tempo os compradores de energia submetem as suas ofertas de compra de energia para cada hora.

O mercado intradiário é semelhante ao mercado diário, mas é realizado em várias sessões durante um dia com a particularidade de ser um mercado onde a energia é transacionada num horizonte temporal mais curto e próximo da entrega de energia para corrigir as ofertas feitas em mercado diário.

O mercado de balanço é um mercado complementar que tem a função de manter o equilíbrio entre a procura e a oferta para casos em que as empresas produtoras de energia elétrica não consigam fornecer a quantidade de energia transacionada em mercado diário, devido a falhas dos equipamentos ou à natureza variável e intermitente dos recursos de origem renovável.

No novo paradigma, uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado deve tomar as suas decisões de forma a obter o melhor proveito. Assim, a empresa produtora de energia elétrica necessita de sistemas de suporte à tomada de decisão, quer no âmbito da programação matemática que requerem a identificação de funções objetivo e de restrições apropriadas, procedimentos de otimização, quer no âmbito da antecipação de valores, como os preços de mercado, e a potência dos sistemas eólicos e fotovoltaicos [Pousinho12].

Assim, esta dissertação propõe uma metodologia de otimização estocástica para a coordenação eólico-fotovoltaica, permitindo ao produtor lidar com a incerteza do preço da energia elétrica, da potência eólica e da potência fotovoltaica e antecipando eventuais desequilíbrios de energia decorrentes de ofertas de energia submetidas em mercado diário.

2.2. Mercado de Eletricidade

A liberalização dos mercados de eletricidade por toda a UE é um facto notório. Desta forma, a criação de mercados regionais de energia por toda a Europa pode contribuir para um mercado europeu mais integrado. O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) resultante de um acordo entre Portugal e Espanha é um exemplo da contribuição ativa de ambos os países para a construção de um Mercado Interno Europeu [Cruz08].

O processo de liberalização do setor elétrico da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura do mercado sido efetuada de forma progressiva entre os anos de 1995 e de 2006 [ERSE16].

O MIBEL constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e de Espanha, visando a construção de um mercado regional de eletricidade. O processo de convergência dos sistemas elétricos português e espanhol teve o seu início formalmente com a celebração do “Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade”, em Novembro de 2001 para a criação de um mercado regional. Nesse acordo, ambos os países estabeleceram as bases necessárias para o início de cooperação entre as entidades com responsabilidades no setor, como sendo as administrações, os reguladores e os operadores tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do mercado regional MIBEL. Como resultado das negociações dos dois países, a 1 de julho de 2007 teve lugar a integração do mercado português com o mercado espanhol dando lugar ao MIBEL. Nesse dia, entrou em funcionamento o mercado diário a nível ibérico. Como resultado da concretização do MIBEL passou a ser possível, a qualquer consumidor adquirir energia elétrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou em Espanha [OMIP16].

As principais metas do MIBEL [OMIIP16] são:

- M1 Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- M2 Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- M3 Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a Península Ibérica, de definição de preços de referência;
- M4 Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e de obrigações, transparência e objetividade;
- M5 Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

A organização proposta para o MIBEL é fundamentada na liberdade de contratação entre os participantes do mercado, restringida unicamente pelas medidas necessárias para fomentar um adequado nível de liquidez e concorrência, de acordo com o estabelecido no Protocolo de Colaboração.

O MIBEL é constituído por dois operadores do sistema da rede de transporte, as Redes Energéticas Nacionais (REN), do lado português, e a *Red Eléctrica de España* (REE), do lado espanhol, existindo ainda duas entidades reguladoras, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), do lado português, e a *Comisión Nacional de Energía* (CNE), do lado espanhol.

Com a concretização do MIBEL, os dois países procederam à harmonização de um conjunto de procedimentos, regras e condições económicas e técnicas entre Portugal e Espanha. Ficou definida a criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) responsável pela gestão dos mercados organizados do MIBEL, sendo que esta assentaria numa estrutura bipolar interligada, o Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (OMEL), responsável pela gestão do mercado diário e

intradiário, do lado espanhol e o Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP) encarregue da gestão dos mercados a prazo, do lado português.

Esta organização do setor elétrico levou à criação de duas entidades responsáveis pela coordenação das várias atividades associadas com o mercado de energia elétrica, sendo elas:

- E1 Operador do Mercado (OM) – é a entidade responsável pela gestão económica do sistema. Os mercados diários e intradiários são geridos pelo OM, bem como o acerto de todas as atividades não reguladas do setor elétrico. Em particular, compete ao OM receber e aceitar ou recusar ofertas de compra e venda de energia, determinar os preços de fecho de mercado bem como a quantidade de energia a transacionar, acertar/fechar as transações quer do OM, quer do operador de sistema ou *Independent System Operator (ISO)*. Ao OM compete ainda publicar informação sobre os resultados dos mercados e propor alterações que conduzam à melhoria do modo de funcionamento dos mercados;
- E2 Operador Independente do Sistema (ISO) – é a entidade a quem compete garantir as condições do sistema de transmissão de energia elétrica. Na fase de planeamento de operação, o ISO deve ainda prever os trânsitos de energia, verificar se as linhas os comportam e solucionar eventuais cenários de congestionamentos.

2.2.1. Mercado Diário

O mercado diário é a plataforma onde se transaciona energia elétrica para entrega no dia seguinte ao da negociação. As empresas produtoras de energia elétrica fazem ofertas de venda de energia e preço para cada hora do dia seguinte. Os consumidores que pretendem adquirir energia, fazem ofertas de compra no mercado, indicando a quantidade e o preço que pretendem. O mercado estabelece o preço para cada uma das 24 horas de cada dia.

No MIBEL, antes das 10 horas da manhã do dia d-1, os participantes do mercado diário apresentam ao operador de mercado as suas ofertas de compra e venda de energia para o dia d. O mercado assenta numa base horária e portanto as ofertas e a energia transacionadas são agrupadas em blocos horários. Antes das 11 horas da manhã do dia d-1, o operador de mercado informa os participantes de mercado sobre os resultados do equilíbrio do mercado, incluindo os valores de energia que proveem de contratos bilaterais.

Para cada hora do dia d ou seguinte, o operador de mercado constrói as curvas agregadas de ofertas de compra (curva de procura) e de venda (curva de oferta), que são ordenadas, por ordem de preços decrescente e crescente respetivamente. A intersecção de ambas as curvas para cada hora, determina a quantidade de energia transacionada e o preço marginal do sistema, sendo que o preço de mercado é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura, como é apresentado na Figura 2.1.

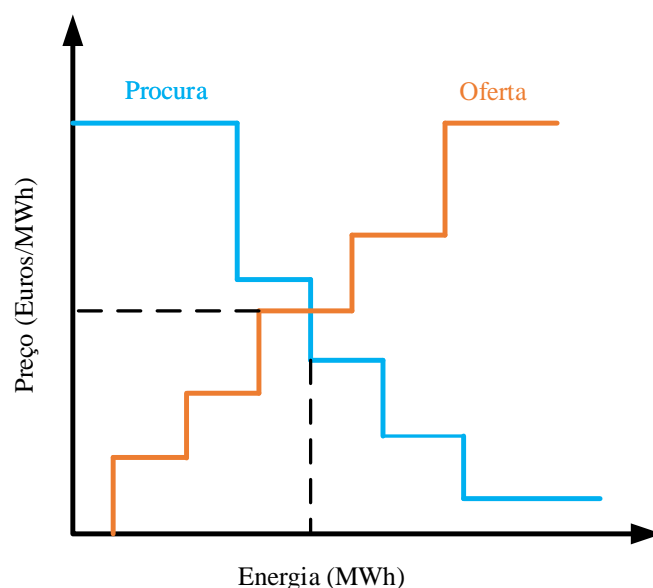


Figura 2.1 – Determinação do preço marginal do sistema (Fonte: [ERSE16a]).

De acordo com as regras do mercado diário, todos os participantes quer sejam compradores quer sejam vendedores, devem pagar e receber, respetivamente, esse mesmo preço pela energia comercializada. Uma vez estabelecidos os preços de mercado e os planos de produção, a informação é enviada ao ISO para que este obtenha uma solução técnica, de acordo com os padrões de segurança e de qualidade vigentes.

Entre as 14 horas e as 16 horas, é obtido o Programa Diário Viável Provisório, adicionado da requisição de serviços complementares e das necessidades de regulação secundária ou terciária, passando depois a um Programa Diário Viável Definitivo. Este é posteriormente enviado pelo ISO para o OM para publicação. Esta sequência de operações no mercado diário encerra às 16 horas.

Como o mercado diário integra simultaneamente Portugal e Espanha, é importante prever circunstâncias em que as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comportam os fluxos transfronteiriços de energia que o cruzamento das ofertas em mercado determinaria. Assim, é proposto um mecanismo de separação de mercados. O conjunto do sistema ibérico é tratado como um único mercado na situação em que não existam restrições na interligação e, no caso contrário em que tais restrições existam, como duas áreas distintas de preço num mesmo mercado.

Do processo de encontro de ofertas podem resultar duas situações [MIBEL09]:

- S1 Se do encontro de ofertas de compra e de venda resultar um trânsito na interligação inferior ou igual à capacidade comercial disponível no mesmo sentido, então o preço de encontro é único para todo o sistema ibérico, visto que há viabilidade técnica e económica para realizar o despacho económico;
- S2 Se do encontro de ofertas de compra e de venda resultar um trânsito na interligação que é superior à capacidade comercial disponível no mesmo sentido as duas áreas de mercado são tratadas em separado com curvas agregadas de procura e de oferta específicas a cada área. Contudo, na curva de procura para o sistema exportador é colocada uma quantidade correspondente à capacidade comercial na interligação no sentido exportador e, na curva de oferta para o sistema importador existe uma quantidade equivalente. Do encontro das curvas de procura e de oferta agregadas de cada um dos sistemas resultará um preço para cada uma das áreas de mercado. Este mecanismo é designado de *market splitting* ou separação de mercados.

O mecanismo de separação de mercados é apresentado na Figura 2.2.

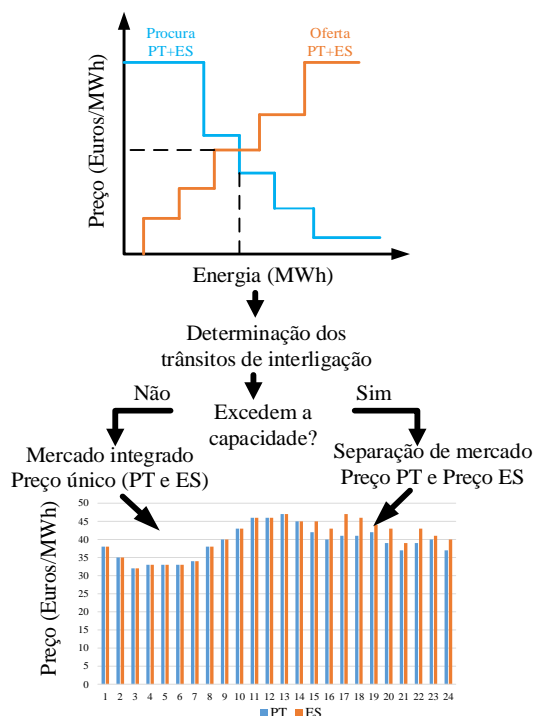


Figura 2.2 - Mecanismo de separação de mercados (Fonte: [ERSE16a]).

O mecanismo de separação de preços é aplicado desde 1 de julho de 2007 na gestão conjunta da interligação entre Espanha e Portugal, no horizonte diário, de forma a permitir o melhor uso possível da capacidade disponível, sem comprometer a segurança.

2.2.2. Mercado Intradiário

O mercado intradiário foi concebido como um mercado de ajustes, com o objetivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real em comparação àquela permitida pelo mercado diário, resolvendo, desta forma, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. Este mercado tem a particularidade dos agentes que normalmente assumem a posição natural de empresas vendedoras (produtoras) também possam comprar energia elétrica, enquanto que os agentes que normalmente assumem a posição de compradores também possam vender energia com o objetivo de retificar ou corrigir as suas posições anteriores em mercado diário [MIBEL09].

O mercado intradiário confere uma grande flexibilidade à operação dos agentes, permitindo um grau de otimização notável das suas ofertas, em função das necessidades de cada agente, numa variedade de horizontes temporais e com as mesmas garantias a nível de transparência e de possibilidades de supervisão que caracterizam o mercado diário [MIBEL09].

O mercado intradiário como uma plataforma complementar ao mercado diário compreende seis sessões diárias de negociação. Cada uma das sessões do mercado intradiário estabelece o preço para as horas objeto de negociação em cada sessão. A estrutura das várias sessões do mercado intradiário é apresentada na Figura 2.3.

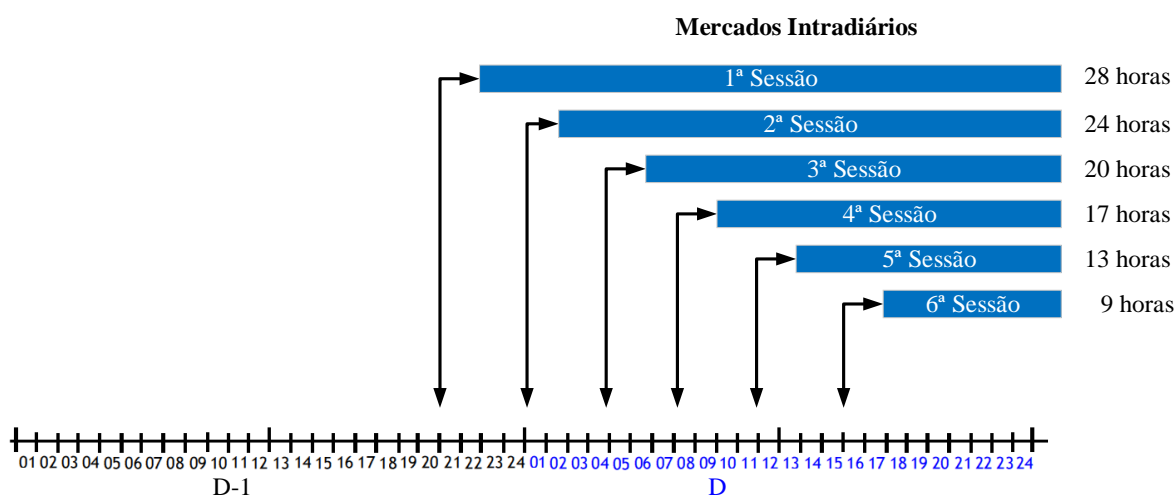


Figura 2.3 – Estrutura das sessões do mercado intradiário (Fonte: [ERSE16a]).

As seis sessões do mercado intradiário funcionam da seguinte forma [ERSE16a]:

- S1 A primeira sessão do mercado intradiário estabelece o preço para as últimas 4 horas do dia de negociação d-1, e para as 24 horas do dia seguinte de negociação, d;
- S2 A segunda sessão estabelece o preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação, d;
- S3 A terceira sessão estabelece o preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação, d;
- S4 A quarta sessão estabelece o preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação, d;

S5 A quinta sessão estabelece o preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao de negociação, d;

S6 A sexta sessão estabelece o preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação, d.

De forma análoga ao mercado diário, o mercado intradiário funciona com base na sujeição de ofertas, de compra e de venda, por parte de diversos agentes registados para atuar no mercado diário, indicando para além de cada oferta por sessão o dia e a hora a que se refere, o preço e a quantidade de energia elétrica correspondentes. Tal como no mercado diário a hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola.

2.3. Metodologia de Otimização Estocástica

A otimização estocástica é uma das metodologias mais utilizadas para lidar com problemas de otimização sob incertezas, i.e., problemas que envolvem a incerteza nos dados [González08].

Na formulação de problemas de otimização estocástica, cada parâmetro incerto constitui uma variável aleatória. Uma variável cujo valor evolui ao longo do tempo é conhecida como um processo estocástico. A evolução do valor dos preços de mercado de eletricidade ao longo do dia é um exemplo de um processo estocástico [Pousinho12]. Na otimização estocástica, as variáveis aleatórias são geralmente representadas por um conjunto finito de realizações ou cenários [Birge97]. Por exemplo, a variável aleatória ξ pode ser representada por uma série dada por:

$$\xi_{\omega} \text{ para } \omega = 1, \dots, \Omega.$$

Em que ω é o índice do cenário e Ω é o número de cenários considerados. Consequentemente, ξ representa o conjunto de realizações possíveis da variável aleatória, i.e., $\xi = \{\xi_1, \dots, \xi_{\Omega}\}$.

A notação anterior de ξ também pode descrever um vetor de variáveis aleatórias, por exemplo, se ξ caracteriza os preços da energia elétrica para as vinte e quatro horas do dia seguinte, ξ_{ω} é um vetor com vinte e quatro coordenadas, representando uma realização possível dos preços no dia considerado.

Cada realização ξ_{ω} está associada a uma probabilidade π_{ω} que satisfaz a:

$$\pi_{\omega} = P(\omega | \xi = \xi_{\omega}), \quad \text{sendo} \quad \sum_{\omega=1}^{\Omega} \pi_{\omega} = 1 \quad (2.1)$$

A otimização estocástica permite considerar a distribuição probabilística das variáveis aleatórias intervenientes no modelo. A otimização estocástica tem como objetivo encontrar soluções que sejam compatíveis com todas as possíveis realizações, i.e., a otimização estocástica considera todos os cenários e as suas probabilidades [Birge97].

Os métodos de otimização estocástica mais utilizados correspondem aos problemas de recurso baseados em dois estados. Num primeiro estado as decisões são tomadas com ausência de aleatoriedade, depois do qual a aleatoriedade presente influenciando o resultado final é considerada. Uma decisão de recurso será então tomada no segundo estado para compensar as discrepâncias obtidas na solução do primeiro estado [Birge97].

Na otimização estocástica de dois estados, há um conjunto de variáveis de decisão de primeiro estado que devem ser determinadas antes da realização das variáveis aleatórias. Por este motivo, é comum atribuir a denominação de decisões “aqui-e-agora” (*here-and-now decisions*). Após a realização das variáveis aleatórias, determinam-se as variáveis de decisão de segundo estado, que são decisões corretivas tomadas para adaptar ou finalizar as decisões feitas no primeiro estado, de acordo com a observação dos valores das variáveis aleatórias. As variáveis de segundo estado são comumente chamadas de decisões “espere-e-veja” (*wait-and-see decisions*) ou decisões de recurso. O objetivo de um modelo de otimização estocástica de dois estados é identificar uma solução de primeiro estado que seja equilibrada, diante de todas as possíveis realizações das variáveis aleatórias.

O processo de resolução associado a um programa de recurso é caracterizado pela execução das seguintes etapas [Borrós07]:

- E1 O primeiro estado não envolve incertezas;
- E2 As incertezas são conhecidas no início de cada estado;
- E3 As decisões no primeiro estado são tomadas antes das realizações futuras;
- E4 Os efeitos negativos gerados pela decisão do primeiro estado, à medida que os eventos futuros vão sendo conhecidos, devem ser corrigidos.

A formulação genérica linear de um problema de otimização estocástica de dois estados de acordo com [Birge97], é dado por:

$$\max_x c^T x + E[Q(x, \omega)] \quad (2.2)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.3)$$

$$x \geq 0 \quad (2.4)$$

em que $[Q(x, \omega)]$ é o valor ótimo do problema de segundo estado dado por:

$$\max_y q^T y \quad (2.5)$$

sujeito a:

$$\underline{h} \leq Tx + Wy \leq \bar{h} \quad (2.6)$$

$$y \geq 0 \quad (2.7)$$

A formulação de (2.2) a (2.7) ilustra a sequência de eventos no problema de recurso, correspondentes ao primeiro e segundo estado. As variáveis de primeiro estado são determinísticas: $x \in R_+^{n_1}$ é o vetor das variáveis de decisão; $c \in R^{n_1}$ é o vetor dos coeficientes da função objetivo associado com o vetor das variáveis de decisão; $A \in R^{n_1 \times m_1}$ é a matriz dos coeficientes; \underline{b} e $\bar{b} \in R^{m_1}$ são respectivamente os vetores dos limites mínimos e máximos para restrições. As variáveis de segundo estado dependem dos dados incertos, variando com cada cenário. O vetor das variáveis de decisão de segundo estado é indicado por $y \in R^{n_2}$ e $\omega = (q, T, W, \underline{h}, \bar{h})$ é a variável aleatória que contém os dados para o problema de segundo estado. É assumido que o vetor aleatório ω possui um número finito de realizações $\omega_1, \dots, \omega_\Omega$ com as respectivas probabilidades π_1, \dots, π_Ω . O valor esperado é dado por:

$$E[Q(x, \omega)] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \pi_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (2.8)$$

Assim, o problema de otimização estocástica de (2.2) a (2.7) pode ser escrito na sua forma equivalente determinística, que resulta, em geral num problema de otimização de grande porte, sendo dado por:

$$\max_{x, y_\omega} c^T x + \sum_{\omega=1}^{\Omega} \pi_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (2.9)$$

sujeito a:

$$\underline{b} \leq Ax \leq \bar{b} \quad (2.10)$$

$$\underline{h}_\omega \leq T_\omega x + W_\omega y_\omega \leq \bar{h}_\omega, \forall \omega \in \Omega \quad (2.11)$$

$$x \geq 0, y_\omega \geq 0, \forall \omega \in \Omega \quad (2.12)$$

Relativamente ao problema estocástico de dois estados, a decisão de primeiro estado é tomada na ausência do conhecimento dos valores futuros que caracterizam o risco; em seguida a decisão de recurso é tomada em função da realização obtida. No segundo estado, as realizações ω tornam-se conhecidas e as ações corretivas y podem ser tomadas para remediar as decisões do primeiro estado. De acordo com a função objetivo indicada em (2.9), o primeiro estado consiste em maximizar o termo $c^T x$ mais o valor esperado associado ao problema de segundo estado. A decisão obtida no problema de segundo estado reflete o comportamento ótimo no momento em que a incerteza é revelada, compensando qualquer decisão inadequada que seja obtida no primeiro estado.

A estrutura da matriz das restrições que envolvem as variáveis de estado correspondentes à formulação de (2.9) a (2.12) é apresentada na Figura 2.4.

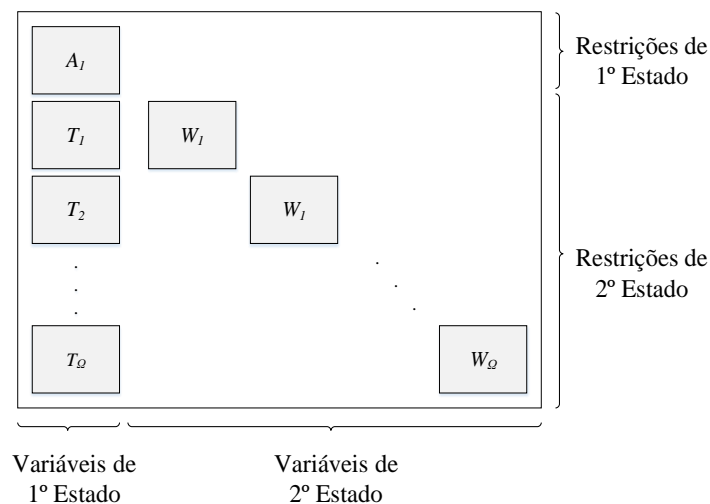


Figura 2.4 - Estrutura da matriz de restrições para o problema estocástico de dois estados.

Uma forma de representar as incertezas consiste em utilizar uma árvore de cenários que ramifica para cada possibilidade de realização da variável aleatória. Os nós da árvore de cenários representam as variáveis de decisão em cada período de tempo. Nos modelos de otimização estocástica, as decisões são tomadas nos nós; os arcos representam as realizações das variáveis aleatórias. Um caminho na árvore é designado por cenário, e consiste nas realizações de todas as variáveis aleatórias em todos os estados. A árvore de cenários constitui uma forma representativa de mostrar o comportamento das incertezas ao longo do tempo [Domenica07]. Os cenários descritos por uma árvore correspondentes a um problema de otimização estocástica podem ser ilustrados como é apresentado na Figura 2.5.

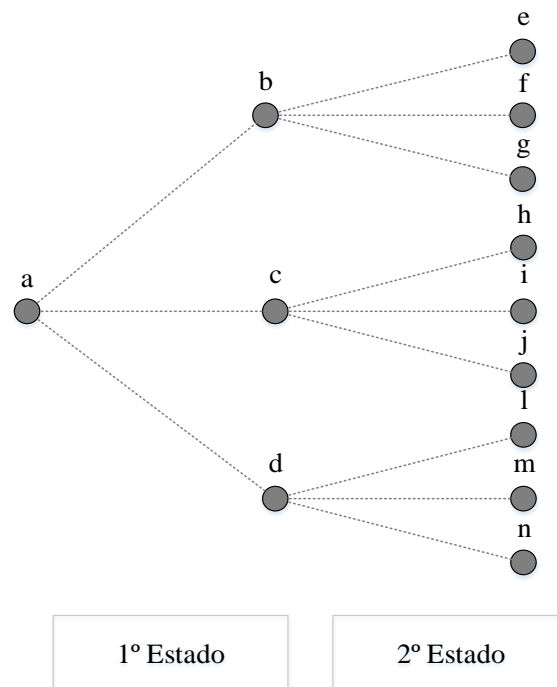


Figura 2.5 – Árvore de cenários.

A árvore de cenários admite uma representação de acordo com uma formulação matricial. Por exemplo, considerando a árvore de cenários apresentada na Figura 2.5, esta pode ser descrita matricialmente da seguinte forma:

$$\text{Árvore} = \begin{bmatrix} a & b & e \\ a & b & f \\ a & b & g \\ a & c & h \\ a & c & i \\ a & c & j \\ a & d & l \\ a & d & m \\ a & d & n \end{bmatrix}$$

A matriz acima apresentada representa os 9 cenários da árvore da Figura 2.5. As linhas da matriz anterior podem ser organizadas nos seguintes vetores:

$$\omega_1 = [a, b, e]; \omega_2 = [a, b, f]; \omega_3 = [a, b, g];$$

$$\omega_4 = [a, c, h]; \omega_5 = [a, c, i]; \omega_6 = [a, c, j];$$

$$\omega_7 = [a, d, l]; \omega_8 = [a, d, m]; \omega_9 = [a, d, n].$$

Os vetores ω_1 a ω_9 correspondem respectivamente aos cenários de 1 a 9 associados à árvore de cenários da Figura 2.5.

CAPÍTULO

3

Otimização da Coordenação Eólico-Fotovoltaica

Neste capítulo é apresentada a metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear tendo em consideração os custos de penalização por desvios causados pela diferença entre a oferta de energia acordada em mercado diário e a energia que é entregue. Esta metodologia tem como objetivo determinar as estratégias de oferta ótimas para a coordenação eólico-fotovoltaica de modo a maximizar o lucro esperado.

3.1. Enquadramento

Ao longo das últimas décadas a evolução dos recursos computacionais tem sido preponderante para resolver problemas de otimização de grande porte. Esta evolução tem permitido aplicar técnicas de programação matemática que modelizem com rigor as características técnicas e operacionais dos sistemas de energia elétrica. No âmbito desta dissertação, é apresentada uma metodologia de otimização estocástica para a coordenação eólico-fotovoltaica, permitindo considerar a incerteza da potência eólica e da potência fotovoltaica. A aplicação desta metodologia de otimização para a operação conjunta destas fontes de energia renováveis permitirá reduzir os custos por desequilíbrios de energia.

As fontes de incerteza inerentes à resolução do problema da coordenação eólico-fotovoltaica são: a potência eólica, a potência fotovoltaica e os preços da energia elétrica. Por um lado, a volatilidade dos preços da energia elétrica reflete o comportamento dinâmico do mercado de eletricidade [Pousinho12]. Por outro lado, a variabilidade e intermitência da potência eólica e da potência fotovoltaica dificulta a capacidade de decisão da quantidade de energia a produzir, que são dependentes das condições do vento e da radiação solar.

As fontes de energia renováveis trazem consigo vantagens no que respeita aos custos de produção e ao impacto ambiental. No entanto, a sua intermitência e não despachabilidade é causa de dificuldades para o bom funcionamento do sistema elétrico. Numa tentativa de reduzir a incerteza relacionada com a produção da energia eólica e fotovoltaica, as empresas produtoras de energia elétrica devem fazer previsões da potência para apresentar ofertas em mercado diário. Posteriormente, as empresas produtoras de energia elétrica são remuneradas de acordo com a conformidade entre o perfil de produção atual em relação àquele que foi previsto, através da aplicação de penalizações pelo défice ou excesso de produção de energia. Existe ainda a possibilidade de renegociar os níveis de energia elétrica no mercado intradiário compensando os erros provocados pela previsão, tendo como consequência uma perda no seu lucro esperado por não cumprimento das ofertas submetidas no mercado diário.

Esta dissertação apresenta uma metodologia de otimização estocástica que visa maximizar o lucro esperado para uma empresa produtora de energia elétrica detentora de um sistema eólico-fotovoltaico, evitando os custos derivados dos desvios de produção de energia.

O desenvolvimento de uma metodologia de otimização estocástica aplicada à coordenação eólico-fotovoltaica permite a obtenção de resultados mais satisfatórios, obviando penalizações excessivas resultantes dos desvios causados pela diferença entre o perfil de energia previsto e o atual.

Com o objetivo de analisar as vantagens da coordenação eólico-fotovoltaica comparativamente à análise sem coordenação, é apresentada uma formulação matemática para a otimização de sistemas eólicos, uma formulação matemática para a otimização de sistemas fotovoltaicos e uma formulação matemática para a otimização do sistema eólico-fotovoltaico.

3.2. Parâmetros de Incerteza

Neste subcapítulo são apresentados os fatores que influenciam a tomada de decisão de uma empresa produtora de energia elétrica detentora de um sistema eólico-fotovoltaico. A natureza intermitente da potência eólica e da potência fotovoltaica pode conduzir a perda de lucros causados pelos custos de penalização por desequilíbrios de energia também designados por custos de desequilíbrios. As incertezas que influenciam a tomada de decisão de uma empresa produtora de energia elétrica, detentora de um sistema eólico-fotovoltaico, são a potência eólica, a potência fotovoltaica, os preços do mercado diário e os preços de desequilíbrios de energia. De forma a considerar as fontes de incerteza no problema de otimização da coordenação eólico-fotovoltaica estas incertezas são consideradas parâmetros aleatórios.

3.2.1. Preços de Desequilíbrio de Energia

Uma empresa produtora de energia eólica e energia fotovoltaica, devido ao caráter intermitente e variável do recurso eólico e da radiação solar, incorre o risco de produzir um valor superior ou inferior àquele que foi acordado no fecho do mercado diário. Desta forma, é necessário corrigir os desequilíbrios de energia fazendo ofertas de venda ou de compra no mercado de balanço. Estes desequilíbrios podem ser positivos ou negativos e são denominados de desvios.

As empresas produtoras de energia eólica e energia fotovoltaica podem participar no mercado de balanço para vender ou comprar, respetivamente, o seu excesso ou défice de produção como resultado de eventuais desvios, a um preço designado de preço de desequilíbrio. Quando uma empresa produtora de energia elétrica participa no mercado de balanço pode comprar energia, visto que, não produziu a quantidade acordada, desequilíbrio negativo, ou vender energia caso produza em excesso, desequilíbrio positivo.

Os preços de desequilíbrios resultantes do mercado de balanço não são gerados aleatoriamente, mas sim a partir de mecanismos próprios de correção dos desvios.

Como resultado de um desvio a cada hora t podem existir dois preços. No caso de se verificar um desvio negativo para uma determinada hora t é atribuído um preço de desequilíbrio negativo, λ_t^- . No caso de se verificar um desvio positivo em uma hora t é atribuído um preço de desequilíbrio positivo, λ_t^+ . A perda da receita de uma empresa produtora que tenha um déficit de energia corresponde à diferença entre a oferta de energia submetida no mercado diário e a energia que é efetivamente entregue no momento afetado pelo preço λ_t^- . A receita de uma empresa produtora que tenha um excesso de energia corresponde à diferença entre a oferta de energia submetida no mercado diário e a energia que é efetivamente entregue no momento afetado pelo preço λ_t^+ .

Os desequilíbrios de energia podem ser caracterizados de duas formas distintas, nomeadamente:

C1 Se o desequilíbrio do sistema for positivo, ou seja, há excesso de produção de energia:

$$\lambda_t^+ = \min(\lambda_t, \lambda_t^{DN}) \quad (3.1)$$

$$\lambda_t^- = \lambda_t \quad (3.2)$$

A fim de reduzir o excesso de produção no sistema o operador usa o mercado de balanço onde as empresas produtoras submetem as suas ofertas para renegociar a energia previamente vendida no mercado diário. Por um lado, as empresas produtoras de energia elétrica só podem negociar o excesso de produção de energia a um preço inferior (λ_t^{DN}) ao do mercado diário (λ_t). Assim, as empresas produtoras que provoquem um desequilíbrio positivo são remuneradas pelo excesso de produção a um preço λ_t^{DN} , obtendo desta forma um lucro inferior ao que obteriam caso tivessem vendido o excesso no mercado diário. Por outro lado, as empresas produtoras de energia elétrica que tenham produzido por defeito ajudam a aliviar o desequilíbrio positivo, sendo que estas compram a energia apenas a um preço igual ao do mercado diário, λ_t .

C2 Se o desequilíbrio do sistema for negativo, ou seja, há déficit de produção de energia:

$$\lambda_t^+ = \lambda_t \quad (3.3)$$

$$\lambda_t^- = \max(\lambda_t, \lambda_t^{UP}) \quad (3.4)$$

Neste caso, as empresas produtoras de energia elétrica estão dispostas a produzir a energia elétrica necessária para satisfazer o déficit de energia, a um preço superior (λ_t^{UP}) ao do mercado diário (λ_t). O custo desta operação recai sobre as empresas responsáveis pelo desequilíbrio negativo do sistema. Assim, o preço desta energia adicional é superior ao preço da energia comercializada no mercado diário. O processo de compensação do desvio implica uma perda de lucro para essas empresas em relação ao lucro que poderiam obter caso vendessem a sua produção sem desvio no mercado diário. As empresas produtoras de energia elétrica que produziram em valor superior ao do acordado no mercado diário e desta forma contribuíram para mitigar o desvio negativo no sistema são pagas com valor igual ao valor do mercado diário, λ_t .

Pelos casos apresentados, é possível concluir que $\lambda_t^+ \leq \lambda_t$ e $\lambda_t^- \geq \lambda_t$.

Considerando uma empresa produtora de energia elétrica que acordou produzir na hora t uma quantidade de energia P_t no mercado diário, mas que entregou $P_{\omega t}$, o valor da venda esperado para a hora t , R_t , é dado por:

$$R_t = \lambda_t P_t + P_{desv_t} \quad (3.5)$$

onde P_{desv_t} é o lucro ou o custo do desequilíbrio resultante do mercado de balanço, respectivamente para excesso ou déficit de produção. O desvio incorrido pela empresa produtora de energia elétrica na hora t é igual à diferença entre a energia efetivamente entregue e a energia acordada no mercado diário dado por:

$$desv_t = P_{\omega t} - P_t \quad (3.6)$$

Consequentemente, P_{desv_t} é dado por:

$$P_{desv_t} = \begin{cases} \lambda_t^+ desv_t, & desv_t \geq 0 \\ \lambda_t^- desv_t, & desv_t < 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

O rácio positivo r_t^+ e rácio negativo r_t^- são definidos entre o preço de desequilíbrio (positivo ou negativo) e o preço do mercado diário λ_t , sendo dados por:

$$r_t^+ = \frac{\lambda_t^+}{\lambda_t}, r_t^+ \leq 1 \quad (3.8)$$

$$r_t^- = \frac{\lambda_t^-}{\lambda_t}, r_t^- \geq 1 \quad (3.9)$$

Assim considerando (3.7), (3.8) e (3.9), P_{desv_t} é dado por:

$$P_{desv_t} = \begin{cases} \lambda_t r_t^+ desv_t, & desv_t \geq 0 \\ \lambda_t r_t^- desv_t, & desv_t < 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

Uma empresa que tenha a necessidade de corrigir os desequilíbrios de energia no mercado de balanço incorre num custo de oportunidade, visto que, perde a oportunidade de negociar o desvio de energia elétrica através do mercado diário a um preço mais atrativo. Assim, (3.5) pode ser reformulada de modo a ficar explicitamente como um custo de oportunidade. Dois casos distintos podem ser formulados, dados por:

C1 O desvio de energia incorrido pela empresa é positivo, i.e., $desv_t \geq 0$.

Considerando (3.5) e (3.10), o lucro esperado é dado por:

$$R_t = \lambda_t P_t + \lambda_t r_t^+ desv_t \quad (3.11)$$

Considerando (3.6), e substituindo P_t em (3.11) por $P_{\omega t} - desv_t$. Assim, R_t é dado por:

$$R_t = \lambda_t (P_{\omega t} - desv_t) + \lambda_t r_t^+ desv_t = \lambda_t P_{\omega t} - \lambda_t (1 - r_t^+) desv_t \quad (3.12)$$

C2 O desvio de energia incorrido pelo produtor é negativo, i.e., $desv_t < 0$.

Seguindo o mesmo procedimento do caso anterior, a expressão do lucro do produtor é dado por:

$$R_t = \lambda_t (P_{\omega t} - desv_t) + \lambda_t r_t^- desv_t = \lambda_t P_{\omega t} + \lambda_t (r_t^- - 1) desv_t \quad (3.13)$$

As equações (3.12) e (3.13) podem ser escritas na seguinte forma geral [Morales10] dado por:

$$R_t = \lambda_t P_{\omega t} - C_t \quad (3.14)$$

onde,

$$C_t = \begin{cases} \lambda_t(1 - r_t^+)desv_t, desv_t \geq 0 \\ -\lambda_t(r_t^- - 1)desv_t, desv_t < 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

Em (3.14), o termo $\lambda_t P_{\omega t}$ representa o lucro máximo possível que a empresa pode obter, numa situação de perfeita previsão da potência eólica, ou seja, é o lucro pela quantidade de energia que efetivamente é entregue. O termo C_t é normalmente referido como o custo de desequilíbrio e pode ser interpretado como o custo incorrido pelas previsões de potência imperfeitas. No caso específico em que a empresa não é penalizada pelos seus desvios, porque estes mesmos desvios ajudam a manter o equilíbrio do sistema, se $r_t^+ = 1$ ou $r_t^- = 1$ o termo C_t é zero. Nos outros casos há perda de benefício económico.

3.2.2. Cenários

O problema de otimização da coordenação eólico-fotovoltaica está sujeito às seguintes incertezas: o preço de mercado diário, os preços de desequilíbrio, a potência eólica e a potência fotovoltaica. Entre essas fontes de incerteza a potência eólica e a potência fotovoltaica constituem as variáveis de maior importância para o processo de tomada de decisão. Desta forma, a natureza variável destas fontes de energia renováveis é diretamente responsável por eventuais perdas através dos custos de desequilíbrio em mercado de eletricidade. De modo a considerar as incertezas acima descritas, os parâmetros são considerados variáveis aleatórias e o problema de otimização é resolvido recorrendo a uma metodologia de otimização estocástica. Assim, para cada uma destas variáveis aleatórias do problema de otimização, i.e., a potência eólica e a potência fotovoltaica, os preços de mercados e os preços de desequilíbrio, é definido um conjunto de cenários.

Nesta dissertação é apresentada uma metodologia de otimização estocástica de dois estados. Nesta metodologia, as variáveis de decisão inerentes ao problema de otimização são divididas em dois estados distintos: as variáveis de decisão de primeiro estado e as variáveis de decisão de segundo estado [Pousinho12].

No problema de otimização, as decisões de primeiro estado correspondem às ofertas horárias submetidas no mercado diário. No segundo estado, as decisões são tomadas após a realização dos parâmetros aleatórios, i.e., com base nos cenários dos preços do mercado diário, da potência eólica, da potência fotovoltaica e dos rácios de preços de desequilíbrio. Desta forma, os desvios são conhecidos e os custos de desequilíbrios podem ser calculados.

Uma árvore de cenários utilizada para representar as decisões a serem tomadas nos dois estados mencionados é apresentada na Figura 3.1.

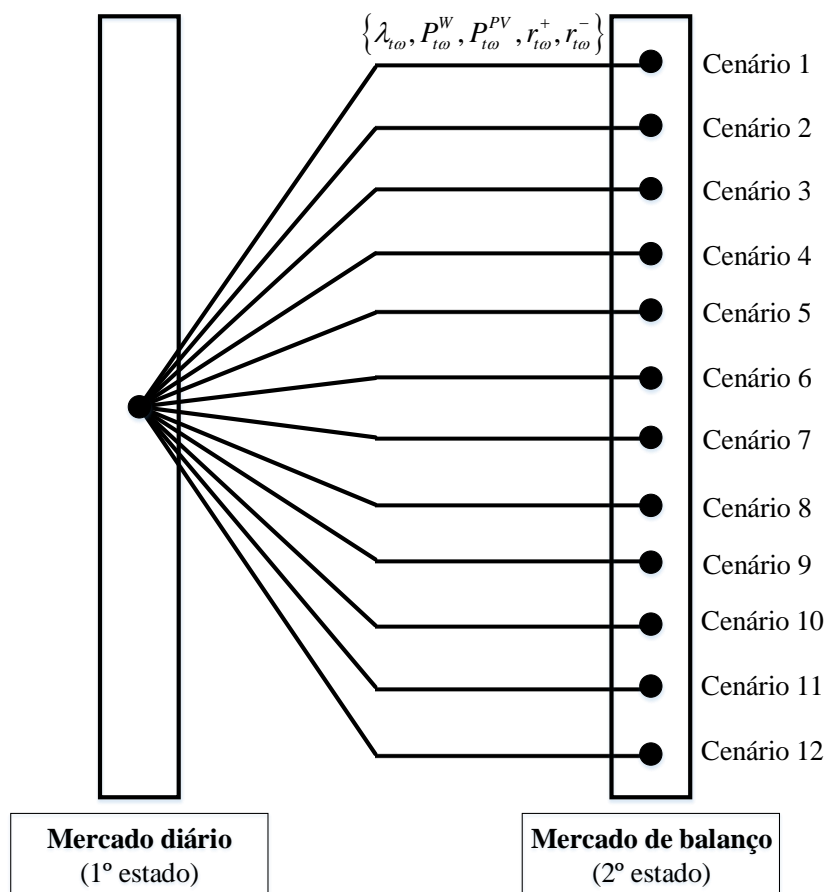


Figura 3.1 – Árvore de cenários com dois estados.

A raiz da árvore contém as decisões de primeiro estado referentes às ofertas submetidas no mercado diário para cada hora, no qual mantém o mesmo valor para cada um dos cenários considerados na árvore. A árvore de cenários no segundo estado apresenta os diferentes estados que as variáveis aleatórias podem assumir, i.e., as diferentes realizações da incerteza. A solução estocástica obtida pode não ser coincidente com as soluções ótimas obtidas para os cenários, mas é uma solução adequada, visto que, considerando a globalidade dos cenários é a que tem melhor adequação para ser considerada a solução que compatibiliza os dados históricos para a empresa produtora [González08], neste caso, da coordenação eólico-fotovoltaica.

O conjunto de cenários que caracterizam a incerteza associada aos preços de mercado, à potência eólica e à potência fotovoltaica no problema de otimização para uma empresa produtora de energia eólica, de energia fotovoltaica ou com coordenação eólico-fotovoltaica são modelizados, através de uma árvore de cenários, como é apresentado na Figura 3.1. A árvore de cenários é construída tendo em consideração os seguintes passos:

- P1 Gerar N_λ cenários para os preços de energia elétrica estabelecido no mercado diário;
- P2 Para cada realização do preço de mercado diário, simular N_W cenários de potência eólica ou N_{PV} cenários de potência fotovoltaica;
- P3 Para cada realização da potência eólica ou da potência fotovoltaica, simular N_r cenários para os rácios de preço de desequilíbrio de energia.

Consequentemente, cada cenário ω da árvore é formado por um conjunto de informação que representa as várias realizações das variáveis aleatórias envolvidas no problema de otimização, i.e., o preço do mercado diário, os rácios de preços de desequilíbrio, a potência eólica ou fotovoltaica, como por exemplo $\omega = \{\lambda_{\omega t}, r_{\omega t}^+, r_{\omega t}^-, P_{\omega t}^W, P_{\omega t}^{PV}\}$.

Cada cenário ω da árvore tem uma probabilidade de ocorrência, π_ω , calculada pelo produto das probabilidades associada com o respetivo cenário, $\{\lambda_{\omega t}, r_{\omega t}^+, r_{\omega t}^-, P_{\omega t}^W, P_{\omega t}^{PV}\}$.

O número total de cenários da árvore varia de acordo com o tipo de sistema elétrico em consideração: no caso de um sistema eólico o número total de cenários é $\Omega = N_\lambda N_W N_r$; sistema fotovoltaico é $\Omega = N_\lambda N_{PV} N_r$; coordenação eólico-fotovoltaica é $\Omega = N_\lambda N_W N_{PV} N_r$.

Nesta dissertação é admitido que os cenários são equiprováveis, isto é, $\pi_\omega = 1/\Omega$. Caso os cenários não sejam equiprováveis a consideração das respectivas probabilidades de cada cenário não restringe a aplicabilidade do estudo, sendo, neste caso, necessário especificar as probabilidades dos cenários.

A sequência de decisões associadas à empresa produtora de energia elétrica com coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos, considerando a metodologia de otimização estocástica de dois estados, é a seguinte:

- S1 Determinar as ofertas a submeter no mercado diário, a partir da informação proveniente dos cenários dos preços do mercado diário, da potência eólica, da potência fotovoltaica e dos rácios de preços do mercado de balanço;
- S2 Corrigir, tendo em consideração a potência total entregue, resultante do sistema eólico e do sistema fotovoltaico, os desvios respetivamente com a venda ou compra da energia produzida em excesso ou defeito, considerando os cenários dos rácios de preços de desequilíbrios.

3.3. Formulação do Problema

Neste subcapítulo é apresentada a metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear para a coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos onde o objetivo do problema é maximizar o lucro esperado, minimizando os custos no mercado de balanço por desequilíbrios de energia. De forma a explorar as vantagens da coordenação eólico-fotovoltaica em detrimento da operação de cada um dos sistemas sem coordenação é apresentada uma formulação matemática para a otimização de sistemas eólicos, uma formulação matemática para a otimização de sistemas fotovoltaicos e uma formulação para a otimização da coordenação eólico-fotovoltaica.

3.3.1. Formulação do Problema – Sistema Eólico

A formulação matemática para uma empresa produtora de energia eólica que negocia a sua produção de energia no mercado diário é dada por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \pi_{\omega} (\lambda_{\omega t} P_t^W + P_{desv_{\omega t}} - c^W P_{\omega t}^W) \quad (3.16)$$

sujeito a:

$$0 \leq P_t^W \leq \overline{P^W}, \forall t \quad (3.17)$$

$$desv_{\omega t}^W = P_{\omega t}^W - P_t^W, \forall \omega, \forall t \quad (3.18)$$

$$P_{desv_{\omega t}} = \begin{cases} \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^+ desv_{\omega t}^W, & desv_{\omega t}^W \geq 0 \\ \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^- desv_{\omega t}^W, & desv_{\omega t}^W < 0 \end{cases}, \forall \omega, \forall t \quad (3.19)$$

Em (3.16), a função objetivo representa a soma do valor da venda esperado com o valor esperado associado com o desvio de produção da empresa produtora de energia eólica menos o custo marginal de produção afetado pela potência eólica, $c^W P_{\omega t}^W$. Em (3.17), são descritas as restrições de limites técnicos relativamente ao valor da potência associada à energia oferecida no mercado diário, sendo $\overline{P^W}$ o limite superior para essa potência. Em (3.18), os desvios imputados à empresa produtora de energia eólica correspondem à diferença entre a potência produzida pelo sistema eólico e a potência

oferecida no mercado diário para cada hora t . Em (3.19), $P_{desv_{\omega t}}$ corresponde ao lucro ou ao custo do desequilíbrio resultante do mercado do balanço, respetivamente para excesso ou défice de produção.

O problema formulado de (3.16) a (3.19) não permite uma resolução utilizando aplicações de otimização comercialmente disponíveis devido ao facto da restrição (3.19), do lucro ou custos de desequilíbrio, não poder ser descrita numa formulação compatível com a execução das aplicações de otimização. De forma a contornar este facto e a modelar a função dos desequilíbrios $P_{desv_{\omega t}}$, uma variável binária é utilizada em [Matevosyan06], sendo o problema formulado um problema de PNLIM. Uma reformulação pode ser feita, com uma formulação baseada em programação linear (PL) acrescentando robustez e simplicidade ao problema. Nesta formulação o valor do desvio $desv_{\omega t}^W$ pode ser decomposto na diferença de dois desvios não negativos, $desv_{\omega t}^{W+}$ para desvios positivos e $desv_{\omega t}^{W-}$ para desvios negativos. Desta forma, esta formulação não exige variáveis binárias devido à natureza do problema de otimização que tende a minimizar os custos por desequilíbrios. Assim, para um dado desvio $desv_{\omega t}^W = desv_{\omega t}^{W+} - desv_{\omega t}^{W-}$, a solução ótima resultante do problema de otimização é obtida com uma das variáveis $desv_{\omega t}^{W+}$ ou $desv_{\omega t}^{W-}$ com valor igual a zero devido ao facto de $r_{\omega t}^+ \leq 1$ e $r_{\omega t}^- \geq 1$ [Morales10].

Assim, o problema formulado de (3.16) a (3.19) pode ser reformulado por um problema dado por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \pi_{\omega} (\lambda_{\omega t} P_t^W + \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^+ desv_{\omega t}^{W+} - \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^- desv_{\omega t}^{W-} - c^W P_{\omega t}^W) \quad (3.20)$$

sujeito a:

$$0 \leq P_t^W \leq \overline{P^W}, \forall t \quad (3.21)$$

$$desv_{\omega t}^W = P_{\omega t}^W - P_t^W, \forall \omega, \forall t \quad (3.22)$$

$$desv_{\omega t}^W = desv_{\omega t}^{W+} - desv_{\omega t}^{W-}, \forall \omega, \forall t \quad (3.23)$$

$$0 \leq desv_{\omega t}^{W+} \leq P_{\omega t}^W, \forall \omega, \forall t \quad (3.24)$$

$$0 \leq desv_{\omega t}^{W-} \leq \overline{P^W} - P_{\omega t}^W, \forall \omega, \forall t \quad (3.25)$$

Em (3.20), a função objetivo representa o valor esperado do lucro da empresa produtora de energia eólica como resultado das suas ofertas nos mercados diário e de balanço. Em (3.21), são descritas as restrições de limites técnicos relativamente ao valor da potência associada à potência oferecida no mercado diário, sendo $\overline{P^W}$ o limite superior para essa potência. Em (3.22) os desvios imputados à empresa produtora de energia eólica correspondem à diferença entre a potência produzida pelo sistema eólico e a potência oferecida no mercado diário para cada hora t . Em (3.23), como referido anteriormente o valor do desvio $desv_{\omega t}^W$ pode ser decomposto na diferença de dois desvios não negativos, $desv_{\omega t}^{W+}$, para desvios positivos e $desv_{\omega t}^{W-}$ para desvios negativos. Em (3.24), o desvio máximo positivo ocorre quando a empresa produtora de energia eólica não oferece qualquer potência no mercado diário, i.e., $P_t^W = 0$ para a hora t , embora possa eventualmente realizar entrega de energia, $P_{\omega t}^W$, durante essa hora, implicando custos de desvio. Da mesma forma, em (3.25), o desvio máximo negativo ocorre quando a empresa produtora de energia eólica oferece no mercado diário o equivalente à potência máxima instalada no sistema eólico, $P_t^W = \overline{P^W}$ para a hora t , embora a sua produção final seja $P_{t\omega}^W$. Desta forma, o desvio máximo negativo é dado por $\overline{P^W} - P_{\omega t}^W$.

3.3.2. Formulação do Problema – Sistema Fotovoltaico

A formulação matemática baseada em PL para uma empresa produtora de energia fotovoltaica que negocia a sua produção de energia no mercado diário é dado por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \pi_{\omega} (\lambda_{\omega t} P_t^{PV} + \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^+ desv_{\omega t}^{PV+} - \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^- desv_{\omega t}^{PV-} - c^{PV} P_{\omega t}^{PV}) \quad (3.26)$$

sujeito a:

$$0 \leq P_t^{PV} \leq \overline{P^{PV}}, \forall t \quad (3.27)$$

$$desv_{\omega t}^{PV} = P_{\omega t}^{PV} - P_t^{PV}, \forall \omega, \forall t \quad (3.28)$$

$$desv_{\omega t}^{PV} = desv_{\omega t}^{PV+} - desv_{\omega t}^{PV-}, \forall \omega, \forall t \quad (3.29)$$

$$0 \leq desv_{\omega t}^{PV+} \leq P_{\omega t}^{PV}, \forall \omega, \forall t \quad (3.30)$$

$$0 \leq desv_{\omega t}^{PV-} \leq \overline{P^{PV}} - P_{\omega t}^{PV}, \forall \omega, \forall t \quad (3.31)$$

Em (3.26), a função objetivo representa o valor esperado do lucro da empresa produtora de energia fotovoltaica como resultado das suas ofertas nos mercados diário e de balanço. Em (3.27), são descritas as restrições de limites técnicos relativamente ao valor da potência associada à potência oferecida no mercado diário, sendo $\overline{P^{PV}}$ o limite superior para essa potência. Em (3.28), os desvios imputados à empresa produtora de energia fotovoltaica correspondem à diferença a potência produzida pelo sistema fotovoltaico e a potência oferecida no mercado diário para cada hora t . Em (3.29), o valor do desvio $desv_{\omega t}^{PV}$ pode ser decomposto na diferença de dois desvios não negativos, $desv_{\omega t}^{PV+}$ para desvios positivos e $desv_{\omega t}^{PV-}$ para desvios negativos. Em (3.30), o desvio máximo positivo ocorre quando a empresa produtora de energia fotovoltaica não oferece qualquer potência no mercado diário, i.e., $P_t^{PV} = 0$ para a hora t , embora possa eventualmente realizar entrega de energia, $P_{\omega t}^{PV}$, implicando custos de desvio. Da mesma forma, em (3.31), o desvio máximo negativo ocorre quando a empresa produtora de energia fotovoltaica oferece no mercado diário o equivalente à potência máxima instalada no sistema fotovoltaico, $P_t^{PV} = \overline{P^{PV}}$ para a hora t , embora a sua produção final seja $P_{\omega t}^{PV}$. Desta forma, o desvio máximo negativo é dado por $\overline{P^{PV}} - P_{t\omega}^{PV}$.

3.3.3. Formulação do Problema - Coordenação Eólico-Fotovoltaica

A estratégia de coordenação eólico-fotovoltaica por parte de uma empresa produtora de energia elétrica tem como objetivo diminuir os desvios, de forma a reduzir os custos de desequilíbrio de energia. Neste caso a oferta ótima, P_t , submetida em mercado diário à hora t , que resulta do problema de otimização, representa a contribuição da energia que é injetada na rede tanto pelo sistema eólico como pelo sistema fotovoltaico.

A formulação matemática para uma empresa produtora de energia elétrica com coordenação eólico-fotovoltaica que negocia a sua produção de energia no mercado diário é dado por:

$$\max \sum_{\omega=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \pi_{\omega} (\lambda_{\omega t} P_t + \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^+ desv_{\omega t}^+ - \lambda_{\omega t} r_{\omega t}^- desv_{\omega t}^- - c^W P_{\omega t}^W - c^{PV} P_{\omega t}^{PV}) \quad (3.32)$$

sujeito a:

$$0 \leq P_t \leq \overline{P^W} + \overline{P^{PV}}, \forall t \quad (3.33)$$

$$desv_{\omega t} = (P_{\omega t}^W + P_{\omega t}^{PV}) - P_t, \forall \omega, \forall t \quad (3.34)$$

$$desv_{\omega t} = desv_{\omega t}^+ - desv_{\omega t}^-, \forall \omega, \forall t \quad (3.35)$$

$$0 \leq desv_{\omega t}^+ \leq P_{\omega t}^W + P_{\omega t}^{PV}, \forall \omega, \forall t \quad (3.36)$$

$$0 \leq desv_{\omega t}^- \leq (\overline{P^W} + \overline{P^{PV}}) - (P_{\omega t}^W + P_{\omega t}^{PV}), \forall \omega, \forall t \quad (3.37)$$

Em (3.32), a função objetivo representa o valor esperado do lucro da empresa produtora de energia elétrica com coordenação eólico-fotovoltaica como resultado das suas ofertas nos mercados diário e de balanço, sendo também considerados os custos marginais de produção do sistema eólico e do sistema fotovoltaico. Em (3.33), são descritas as restrições de limites técnicos relativamente ao valor da potência associada à energia oferecida no mercado diário, sendo $\overline{P^W} + \overline{P^{PV}}$ o limite superior para essa potência. Em (3.34) os desvios imputados à empresa produtora de energia elétrica com coordenação eólico-fotovoltaica correspondem à diferença entre a potência produzida pela coordenação eólico-fotovoltaica e potência oferecida no mercado diário para cada hora t . Em (3.35), o valor do desvio $desv_{\omega t}$ pode ser decomposto na diferença de dois desvios não negativos, $desv_{\omega t}^+$, para desvios positivos e $desv_{\omega t}^-$ para desvios negativos. Em (3.36), o desvio máximo positivo ocorre quando a empresa produtora de energia elétrica com coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos não oferece qualquer potência no mercado diário, i.e., $P_t = 0$ para a hora t , embora possa eventualmente entregar energia, $P_{\omega t}^W + P_{\omega t}^{PV}$, implicando custos de desvio. Em (3.37), o desvio máximo negativo ocorre quando a empresa produtora de energia elétrica com coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos oferece no mercado diário o equivalente à potência máxima instalada do sistema eólico e do sistema fotovoltaico, $P_t = \overline{P^W} + \overline{P^{PV}}$ para a hora t , embora a sua produção final seja $P_{\omega t}^W + P_{\omega t}^{PV}$. Desta forma, o desvio máximo negativo é dado por $(\overline{P^W} + \overline{P^{PV}}) - (P_{\omega t}^W + P_{\omega t}^{PV})$.

CAPÍTULO

4

Casos de Estudo

Neste capítulo são apresentados os casos de estudo considerando um sistema eólico com uma potência instalada de 100 MW e um sistema fotovoltaico com uma potência instalada de 50 MW. Os resultados numéricos obtidos para estes casos de estudo derivam da aplicação da metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear. Finalmente, é feita uma análise aos resultados obtidos para a coordenação eólico-fotovoltaica comparativamente com os resultados obtidos sem coordenação.

4.1. Descrição dos Casos de Estudo

A metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear é aplicada a um sistema eólico com uma potência instalada de 100 MW e a um sistema fotovoltaico com uma potência instalada de 50 MW. A potência total instalada para coordenação eólico-fotovoltaica é de 150 MW. Os preços do mercado de eletricidade, nomeadamente os preços de mercado diário e os rácios de preços de desequilíbrio positivo e negativo, são obtidos do portal da *Red Eléctrica de España* [REE15]. Os dados da potência eólica são dados históricos baseados num sistema eólico de Portugal continental, extraídos da [REN15]. Os dados da radiação solar são obtidos do Centro de Geofísica de Évora (CGE), sendo utilizados para calcular a potência fotovoltaica aplicando a equação [Shi14], dada por:

$$P_{\omega t}^{PV} = (\eta^{PV} N A^{PV} G_t) / 10^6 \quad (4.1)$$

Em (4.1), $P_{\omega t}^{PV}$ é a potência fotovoltaica para a hora t em MW, $\eta^{PV} = 0,149$ é a eficiência dos módulos fotovoltaicos; $A^{PV} = 1,61 \text{ m}^2$ é a área de cada módulo fotovoltaico; G_t é a irradiância solar para cada hora t em W/m^2 ; e $N = 200000$ é o número total de módulos do sistema fotovoltaico.

A representação esquemática da configuração sem coordenação e da configuração com coordenação do sistema eólico-fotovoltaico é apresentada na Figura 4.1.

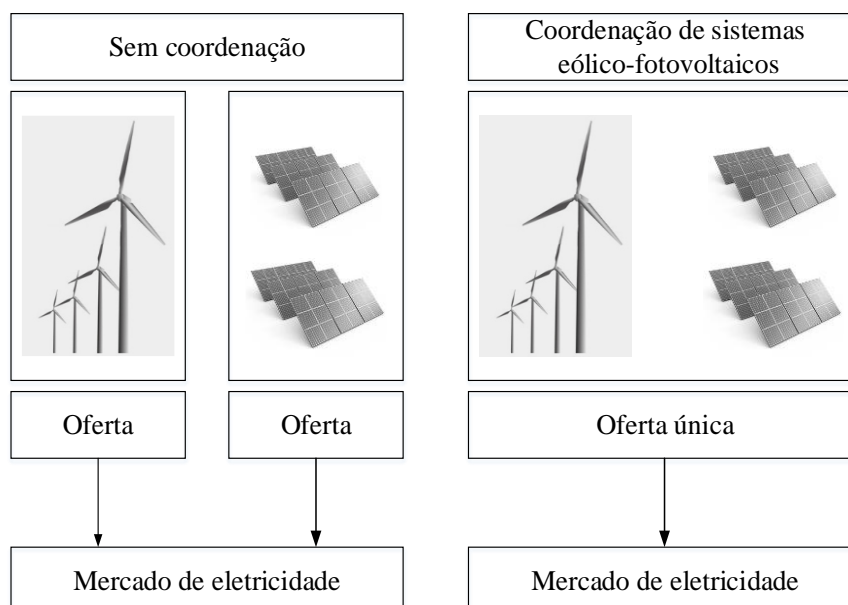


Figura 4.1 – Configuração dos sistemas eólico e fotovoltaico sem e com coordenação.

O custo marginal considerado para o sistema eólico corresponde a 16,26 €/MWh [Nieta13], enquanto o custo marginal considerado para o sistema fotovoltaico corresponde a 28,6 €/MWh [Nieta15].

A formulação matemática desenvolvida foi testada utilizando a aplicação computacional *General Algebraic Modeling System* (GAMS) [Rosenthal15]. O *solver* de otimização utilizado foi o CPLEX 12.1 para resolver o problema de otimização estocástica baseada em programação linear. As simulações realizadas para o caso de estudo têm em consideração um horizonte temporal de 24 horas, correspondente ao período de tempo em que a empresa produtora de energia submete as suas ofertas no mercado diário.

Com o objetivo de analisar o desempenho do sistema eólico coordenado como o sistema fotovoltaico, são consideradas duas estações do ano para simular os seguintes casos:

Caso_A – Estação de Verão.

Caso caracterizado por apresentar períodos de tempo com elevada potência fotovoltaica.

Caso_B – Estação de Inverno.

Caso caracterizado por apresentar períodos de tempo com baixa potência fotovoltaica.

A fim de comparar os resultados obtidos para cada um dos casos descritos anteriormente, é feita uma análise considerando a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico *versus* a análise dos sistemas eólico e fotovoltaico sem coordenação.

Os cenários da potência eólica, da potência fotovoltaica e dos preços de mercado são escolhidos aleatoriamente, considerando dez dias de um mês de verão e dez dias de um mês de inverno. O número de cenários para os preços de mercado diário, para a potência eólica, para a potência fotovoltaica, para os raios de preços de desequilíbrio e o total de cenários, bem como as suas probabilidades de ocorrência admitidas são apresentadas na Tabela 4.1, na Tabela 4.2 e na Tabela 4.3.

Tabela 4.1 – Cenários, número e probabilidade para o sistema eólico

	Número de cenários	Probabilidade
Preços do mercado diário	10	0,1
Potência eólica	10	0,1
Raios de preços de desequilíbrio	10	0,1
Total cenários	1000	0,001

Tabela 4.2 – Cenários, número e probabilidade para o sistema fotovoltaico

	Número de cenários	Probabilidade
Preços do mercado diário	10	0,1
Potência fotovoltaica	10	0,1
Raios de preços de desequilíbrio	10	0,1
Total cenários	1000	0,001

Tabela 4.3 - Cenários, número e probabilidade para a coordenação eólico-fotovoltaica

	Número de cenários	Probabilidade
Preços do mercado diário	10	0,1
Potência eólica	10	0,1
Potência fotovoltaica	10	0,1
Raios de preços de desequilíbrio	10	0,1
Total cenários	10000	0,0001

O número de variáveis e de equações, e o tempo de computação do problema de otimização são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Número de variáveis, número de equações e tempo de computação

	Sem coordenação		Com coordenação
	Sistema eólico	Sistema fotovoltaico	
Número de variáveis	24505	24505	244825
Número de equações	24721	24721	247201
Tempo de computação (s)	5,54	5,18	17,18

4.2. Caso_A – Estação de Verão

O caso de estudo correspondente à estação de verão visa analisar o desempenho do sistema eólico coordenado com o sistema fotovoltaico onde se verifica uma elevada potência fotovoltaica.

Todos os valores da potência eólica, da potência fotovoltaica, dos preços do mercado diário e dos rácios de preços de desequilíbrio positivo e negativo correspondem a valores do mês de junho.

Os cenários dos preços do mercado diário são apresentados na Figura 4.2.

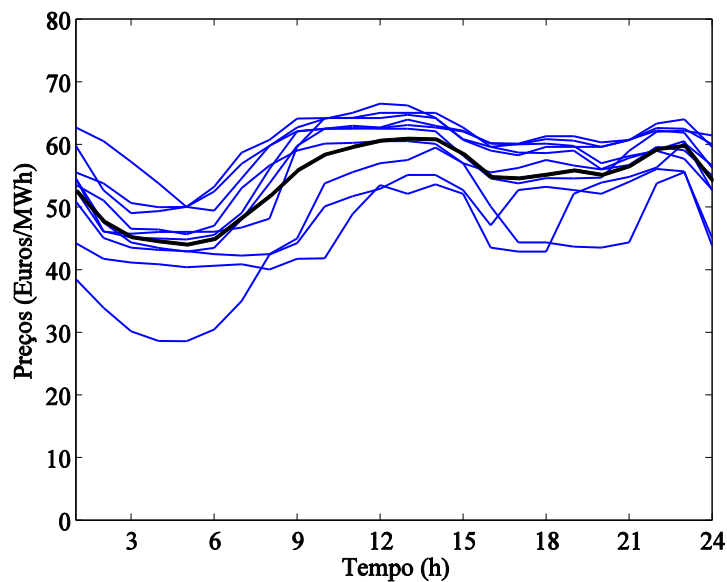


Figura 4.2 – Cenários de preços do mercado diário e cenário médio – traço negro.

Na Figura 4.2, são apresentados os dez cenários do preço do mercado diário, sendo o traço negro o cenário médio para cada hora. De acordo com o cenário médio, os preços mais baixos situam-se entre as 2 horas e as 7 horas, enquanto os mais elevados situam-se entre as 10 horas e as 15 horas.

Os cenários da potência eólica são apresentados na Figura 4.3.

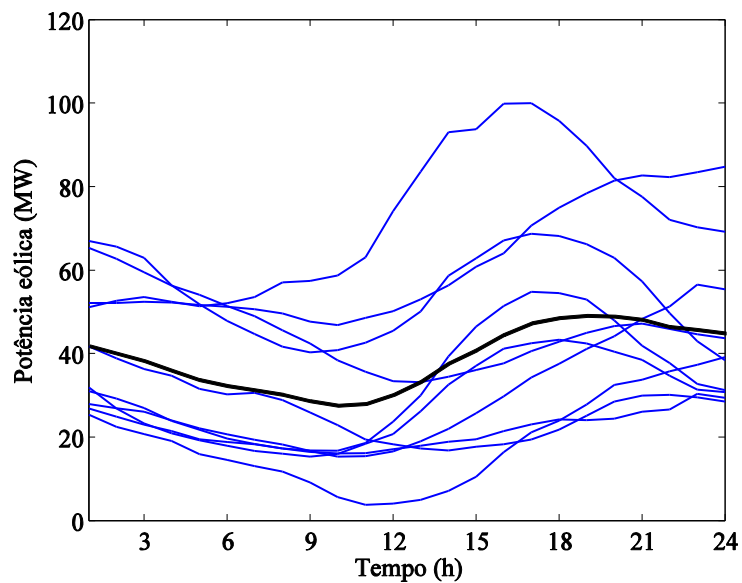


Figura 4.3 – Cenários da potência eólica e cenário médio – traço negro.

Os cenários da potência fotovoltaica são apresentados na Figura 4.4.

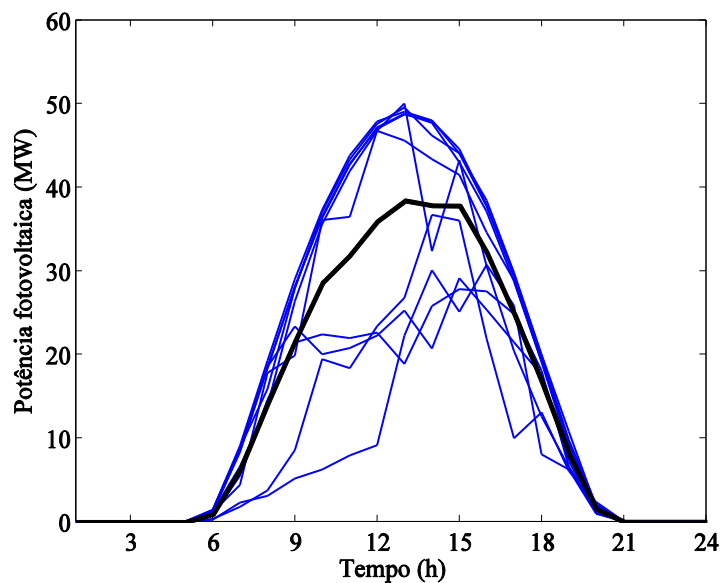


Figura 4.4 – Cenários da potência fotovoltaica e cenário médio – traço negro.

Na Figura 4.3 e na Figura 4.4, são apresentados respectivamente os dez cenários da potência eólica e os dez cenários da potência fotovoltaica, sendo o traço a negro o cenário médio para cada hora. O sistema fotovoltaico apenas produz energia durante o período correspondente entre as 6 horas e as 20 horas. O sistema eólico produz energia

durante todo o dia, sendo esta produção mais significativa entre as 0 horas e as 7 horas e entre as 16 horas e as 24 horas.

Os cenários dos rácios de preços de desequilíbrio positivo são apresentados na Figura 4.5.

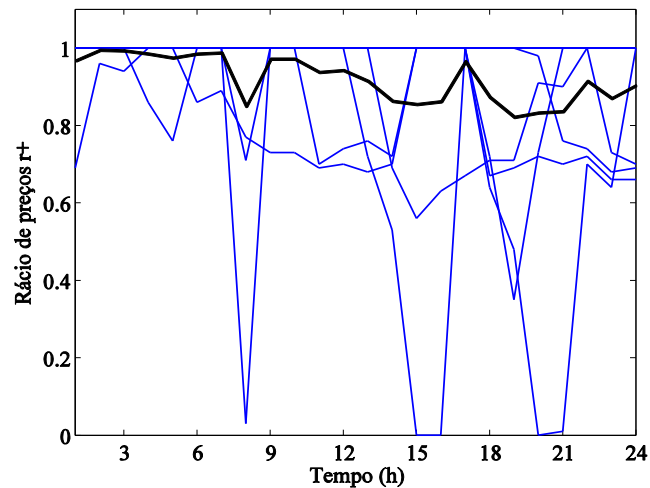


Figura 4.5 – Cenários de rácios de preços de desequilíbrio positivo e cenário médio – traço negro.

Os cenários dos rácios de preços de desequilíbrio negativo são apresentados na Figura 4.6.

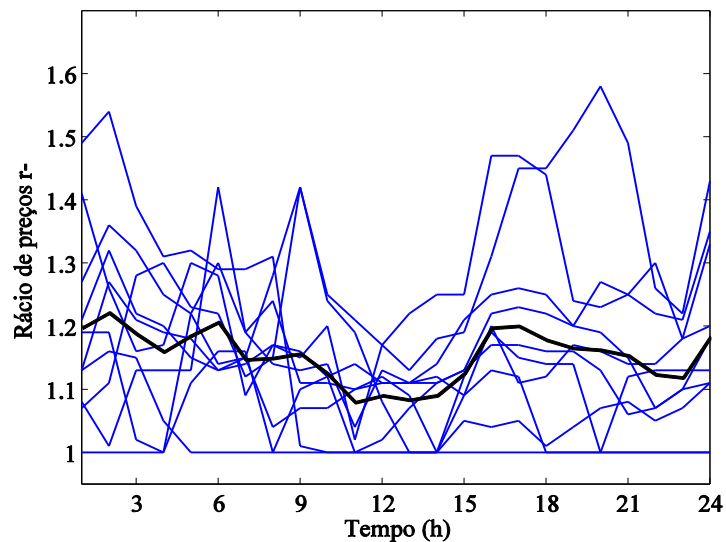


Figura 4.6 – Cenários de rácios de preços de desequilíbrio negativo e cenário médio – traço negro.

Na Figura 4.5 e na Figura 4.6, são também utilizados dez cenários para os rácios de preços de desequilíbrio positivo e negativo, sendo o traço negro o cenário médio.

Na Figura 4.5, os rácios de preços de desequilíbrio positivo nunca são superiores à unidade e só atingem esse valor quando o desequilíbrio do sistema for negativo. Por outro lado, na Figura 4.6, os rácios de preços de desequilíbrio negativo nunca são inferiores à unidade e só atingem esse valor quando o desequilíbrio do sistema for positivo.

4.2.1. Planeamento do Sistema Eólico

O planeamento de curto prazo do sistema eólico é determinado, usando a formulação (3.20) a (3.25), para uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário e que pretende submeter as suas ofertas de energia para as 24 horas do dia seguinte.

O planeamento ótimo do sistema eólico é apresentado na Figura 4.7.

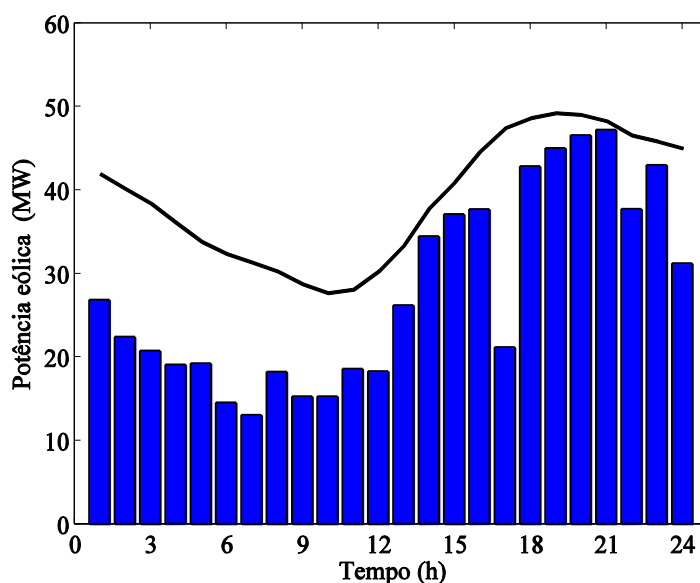


Figura 4.7 – Planeamento ótimo do sistema eólico, barras azuis; e perfil da potência média horária dos cenários, traço negro.

Na Figura 4.7, o planeamento obtido apresenta valores mais baixos relativamente ao perfil da potência média horária dos cenários, permitindo concluir que a melhor estratégia para a empresa produtora de energia elétrica é oferecer quantidades de energia mais baixas para evitar desvios negativos que originem perdas no lucro esperado mais significativas.

Os desvios resultantes da diferença entre a potência produzida pelo sistema eólico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora de energia eólica no mercado diário são apresentados na Figura 4.8.

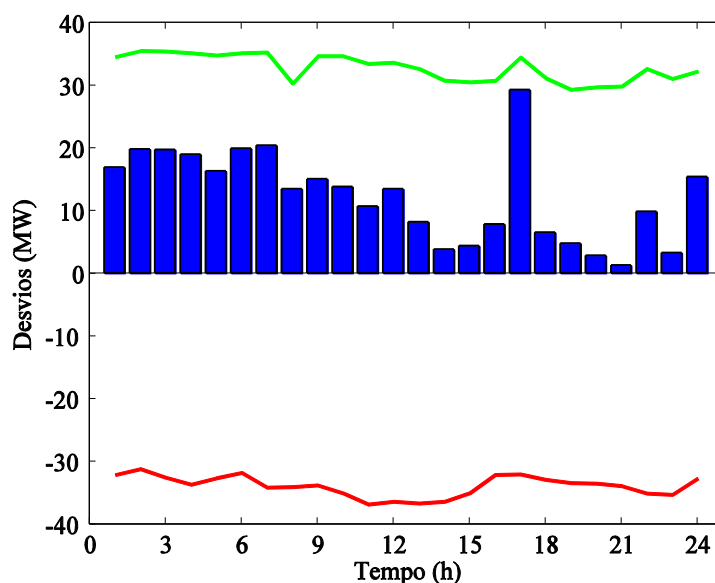


Figura 4.8 – Desvios do sistema eólico, barras azuis; perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde; e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.

Na Figura 4.8, são apresentados os desvios incorridos pela empresa produtora de energia eólica e os perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, a verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, a vermelho, para cada hora. A apresentação destes rácios é meramente indicativa e não apresentam qualquer relação com o eixo das ordenadas, servindo apenas como referência para uma melhor análise dos resultados. Ainda, é possível verificar que há a ausência de desvios negativos e que existe a tendência de que quanto maior for o rácio de preços de desequilíbrio negativo maior é o desvio positivo. A ausência de desvios negativos é explicada pelo facto do dia em estudo apresentar valores elevados dos rácios de preços de desequilíbrio negativo o que leva a que o se façam ofertas moderadas em mercado diário e consequentemente se incorra num aumento dos desvios positivos. Os desvios são menores quando os preços do mercado diário são elevados e quando os rácios de preços de desequilíbrio negativo são mais baixos. No intervalo entre as 10 horas e as 15 horas, onde os preços de mercado diário são elevados, os desvios diminuem, já que é conveniente fazer uma oferta que não incorra em desvios elevados mas aproveite este

período de preços favoráveis à empresa produtora de energia eólica. Às 17 horas onde o desvio atinge o seu valor mais elevado corresponde ao período onde o rácio de preço de desequilíbrio negativo atinge um dos valores mais elevados e onde os preços de mercado diário não são tão atrativos.

4.2.2. Planeamento do Sistema Fotovoltaico

O planeamento de curto prazo do sistema fotovoltaico é determinado, usando a formulação (3.26) a (3.31), para uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário e que pretende submeter as suas ofertas de energia para as 24 horas do dia seguinte.

O planeamento ótimo do sistema fotovoltaico é apresentado na Figura 4.9.

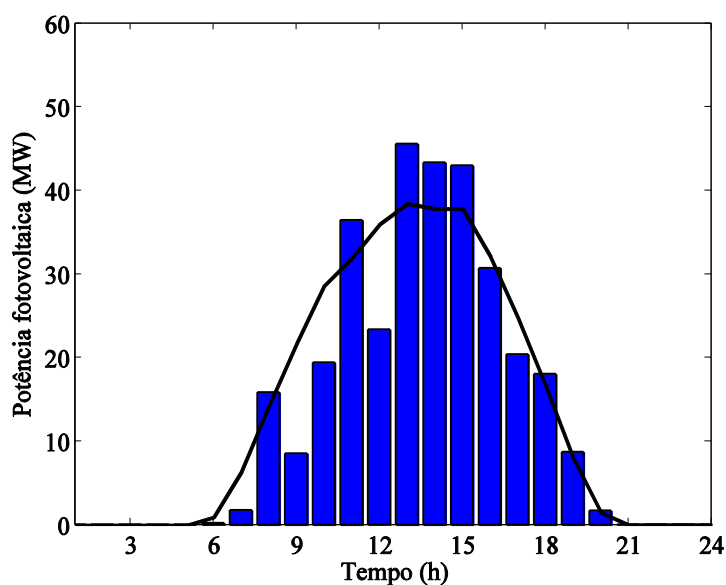


Figura 4.9 – Planeamento ótimo do sistema fotovoltaico, barras azuis; e perfil da potência média horária dos cenários, traço negro.

Na Figura 4.9, o planeamento ótimo do sistema fotovoltaico segue o comportamento do perfil da potência média horária dos cenários. No entanto, existem períodos em que o planeamento ótimo é superior à potência média dos cenários. A operação em mercado diário é feita entre as 6 horas e as 20 horas quando existe radiação solar. Para as 11 horas e entre as 13 horas e as 15 horas as ofertas ótimas em mercado diário são superiores à média para aproveitar os elevados preços durante estes períodos.

Os desvios resultantes da diferença entre a potência produzida pelo sistema fotovoltaico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora de energia fotovoltaica no mercado diário são apresentados na Figura 4.10.

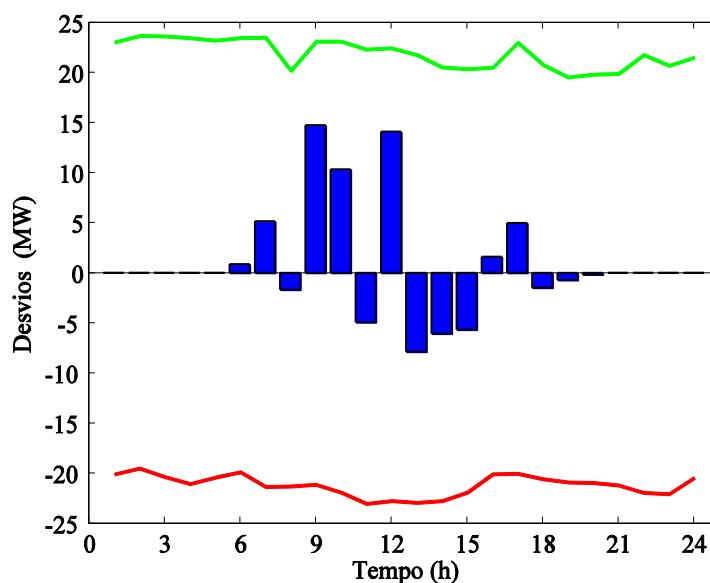


Figura 4.10 – Desvios do sistema fotovoltaico, barras azuis, perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.

Na Figura 4.10, são apresentados os desvios incorridos pela empresa produtora de energia fotovoltaica e os perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, a verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, a vermelho, para cada hora. Os rácios de preços de desequilíbrio não apresentam qualquer relação com o eixo das ordenadas, servindo apenas como referência para uma melhor análise dos resultados. Ainda, é possível verificar que os períodos de desvios negativos mais elevados são os períodos onde os rácios de preços de desequilíbrio negativo são baixos. Os períodos onde não existem ou são baixos os desvios negativos são períodos onde os rácios de preços de desequilíbrio negativo são mais elevados. Às 11 horas e entre as 13 horas e as 15 horas pelo facto dos rácios de preços de desequilíbrio negativo serem mais baixos, a empresa produtora de energia fotovoltaica aproveita estes períodos de elevados preços mesmo que incorra em pequenos desvios negativos.

Exceção feita para as 12 horas onde se regista um aumento do rácio de preço de desequilíbrio negativo e a empresa produtora de energia fotovoltaica não arrisca em fazer ofertas elevadas em mercado diário para não incorrer em perdas de lucro elevadas por desvios negativos.

4.2.3. Planeamento da Coordenação Eólico-Fotovoltaica

O planeamento de curto prazo da coordenação eólico-fotovoltaica é determinado, usando a formulação (3.32) a (3.37), para uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário e que pretende submeter as suas ofertas de energia para as 24 horas do dia seguinte.

O planeamento ótimo para a coordenação eólico-fotovoltaica, onde se faz uma oferta conjunta, e o planeamento ótimo do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação, são apresentados na Figura 4.11.

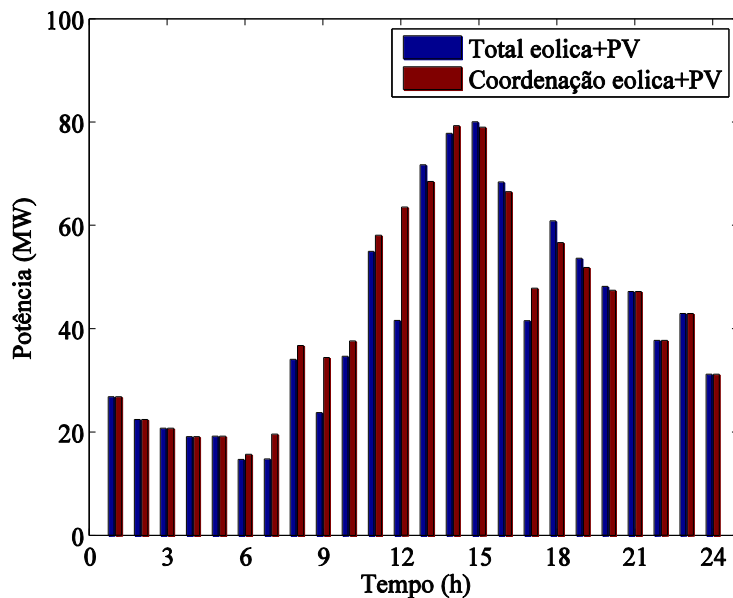


Figura 4.11 – Planeamento ótimo para: os sistemas eólico e fotovoltaico sem coordenação; o sistema eólico-fotovoltaico.

Na Figura 4.11, é apresentada a comparação entre o planeamento ótimo da coordenação eólico-fotovoltaica e a soma dos planeamentos do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação. As ofertas ótimas da coordenação eólico-fotovoltaica

seguem o comportamento das ofertas da soma das ofertas do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação. Ainda, na Figura 4.11, a coordenação oferece mais energia do que a soma das ofertas em separado em 9 horas, menos energia em 6 horas e a mesma quantidade de energia em 9 horas, períodos em que não existe a componente fotovoltaica por não haver radiação solar. Os aumentos mais significativos das ofertas em mercado diário por se optar pela coordenação eólico-fotovoltaica acontecem nos períodos onde os preços da energia elétrica são elevados, nomeadamente às 9 horas, às 12 horas e às 17 horas. O decréscimo mais significativo na oferta da coordenação regista-se às 18 horas com preços menos atrativos.

Os desvios resultantes da diferença entre a potência produzida pela coordenação eólico-fotovoltaica e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora de energia elétrica com coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos no mercado diário são apresentados na Figura 4.12.

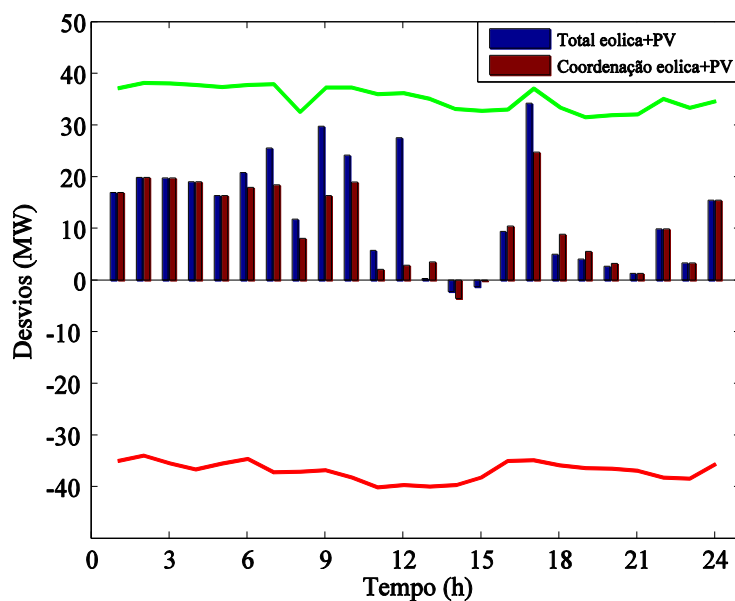


Figura 4.12 – Desvios para: os sistemas eólico e fotovoltaico separados; a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico.

Na Figura 4.12, são apresentados os desvios incorridos pela empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica em comparação com a soma dos desvios resultantes das ofertas independentes do sistema eólico e do sistema fotovoltaico. São ainda, apresentados os perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, a verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, a vermelho, para cada

hora. Os rácios de preços de desequilíbrio não apresentam qualquer relação com o eixo das ordenadas, servindo apenas como referência para facilitar a análise dos resultados. Ainda, entre as 9 horas e as 15 horas os desvios com coordenação são baixos, chegando mesmo a aproximar do valor zero. Isto acontece devido ao facto de se aproveitar este período de maiores preços e apresentar ofertas em mercado diário mais elevadas. Às 18 horas pela conjugação do preço do mercado diário pouco atrativo, rácio de preço de desequilíbrio negativo elevado e rácio de preço de desequilíbrio positivo baixo a empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica opta por apresentar uma oferta menor que a da soma das ofertas do sistema eólico e do sistema fotovoltaico em separado. No total diário, os desvios da coordenação são menores do que os desvios da configuração sem coordenação.

Os desvios para o sistema eólico e para o sistema fotovoltaico em separado são calculados considerando diferentes variáveis de cálculo, $desv_{\omega t}^W$ para o sistema eólico e $desv_{\omega t}^{PV}$ para o sistema fotovoltaico. Por outro lado, a coordenação utiliza uma única variável de oferta em mercado diário P_t para os dois sistemas e uma única variável de cálculo dos desvios para os dois sistemas, $desv_{\omega t}$. Portanto, a coordenação eólico-fotovoltaica tem a capacidade de absorver maior volatilidade da produção de energia do sistema eólico e do sistema fotovoltaico.

A redução dos desvios permite à empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica obter um lucro superior em relação à soma dos lucros da estratégia de participação em separado do sistema eólico e do sistema fotovoltaico. O lucro e os desvios resultantes da diferença entre a potência obtida e a potência associada à energia oferecida no mercado diário, para cada configuração, são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Lucro e desvios para cada configuração na estação de verão

Configuração	Lucro (€)	Desvio (MW)
Sistema eólico	33950,11	295,61
Sistema fotovoltaico	9436,28	22,89
Total sistema eólico + sistema fotovoltaico	43386,39	318,50
Coordenação do sistema eólico-fotovoltaico	43718,36	258,27

4.3. Caso_B – Estação de Inverno

O caso de estudo correspondente à estação de inverno visa analisar o desempenho do sistema eólico coordenado com o sistema fotovoltaico onde se verifica uma baixa potência fotovoltaica.

Todos os valores da potência eólica, da potência fotovoltaica, dos preços do mercado diário e dos rácios de preços de desequilíbrio positivo e negativo correspondem a valores do mês de dezembro.

Os cenários dos preços do mercado diário são apresentados na Figura 4.13.

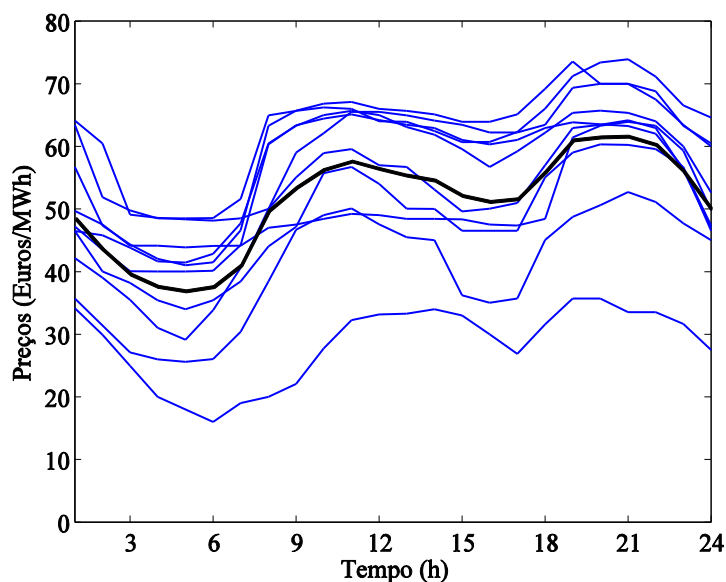


Figura 4.13 - Cenários de preços do mercado diário e cenário médio – traço negro.

Na Figura 4.13, são apresentados os dez cenários do preço do mercado diário para o mês de dezembro, sendo o traço negro o cenário médio para cada hora. De acordo com o cenário médio, os preços mais baixos situam-se entre as 2 horas e as 7 horas, enquanto os mais elevados situam-se entre as 19 horas e as 23 horas.

Os cenários da potência eólica são apresentados na Figura 4.14.

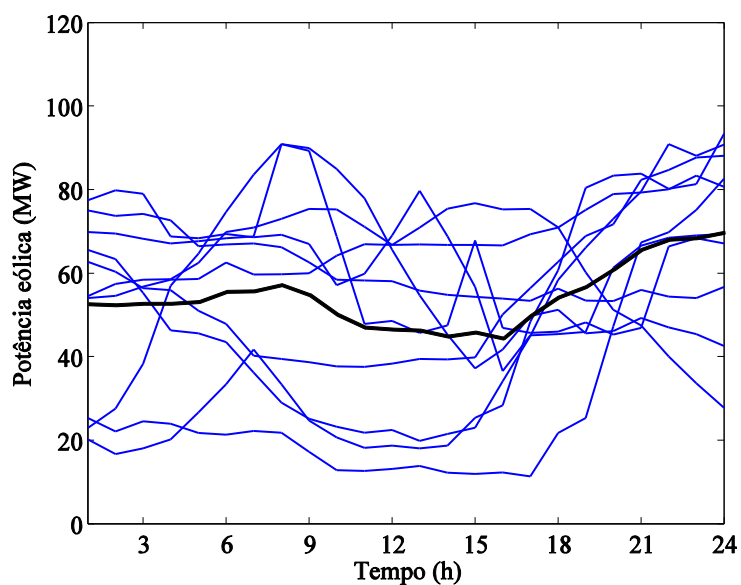


Figura 4.14 - Cenários da potência eólica e cenário médio – traço negro.

Os cenários da potência fotovoltaica para as 24 horas são apresentados na Figura 4.15.

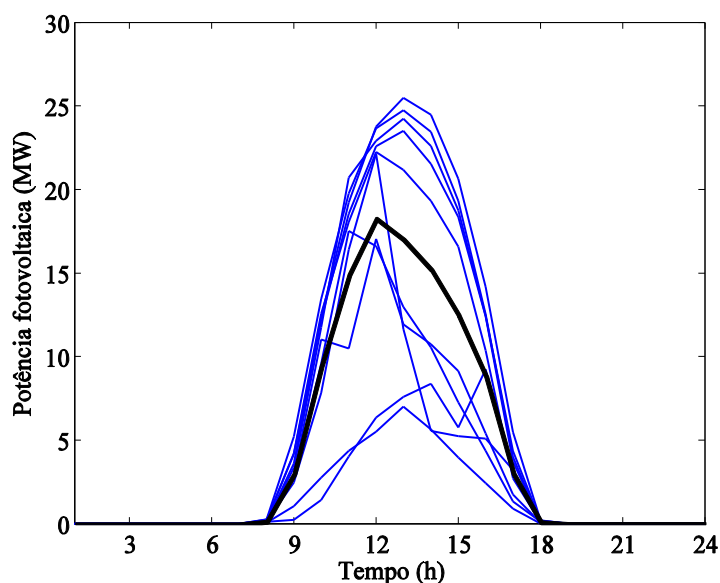


Figura 4.15 - Cenários da potência fotovoltaica e cenário médio – traço negro.

Na Figura 4.14 e na Figura 4.15, são apresentados os dez cenários da potência eólica e da potência fotovoltaica para o mês de dezembro, sendo o traço a negro o cenário médio para cada hora. No mês de dezembro devido às variações sazonais os valores da radiação são mais baixos, obtendo neste caso valores de potência baixos para um

sistema fotovoltaico de 50 MW. Devido à diminuição da duração dos dias e das horas de sol em dezembro o sistema fotovoltaico tende a produzir menos energia e num menor período de tempo, entre as 8 horas e as 18 horas. O sistema eólico apresenta uma característica mais variável mas é possível observar pelo cenário médio em dezembro que os valores são superiores aos de verão.

Os cenários dos rácios de preços de desequilíbrio positivo são apresentados na Figura 4.16.

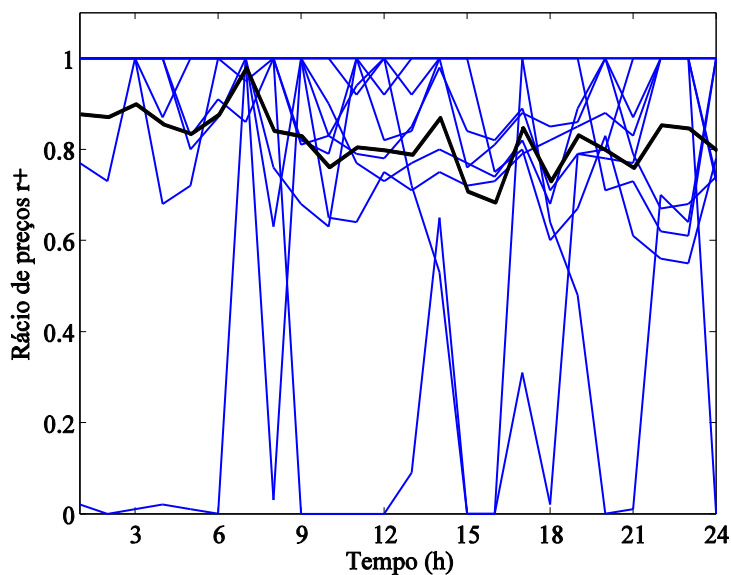


Figura 4.16 - Cenários dos rácios de preços de desequilíbrio positivo e cenário médio – traço negro.

Os cenários dos rácios de preços de desequilíbrio negativo são apresentados na Figura 4.17.

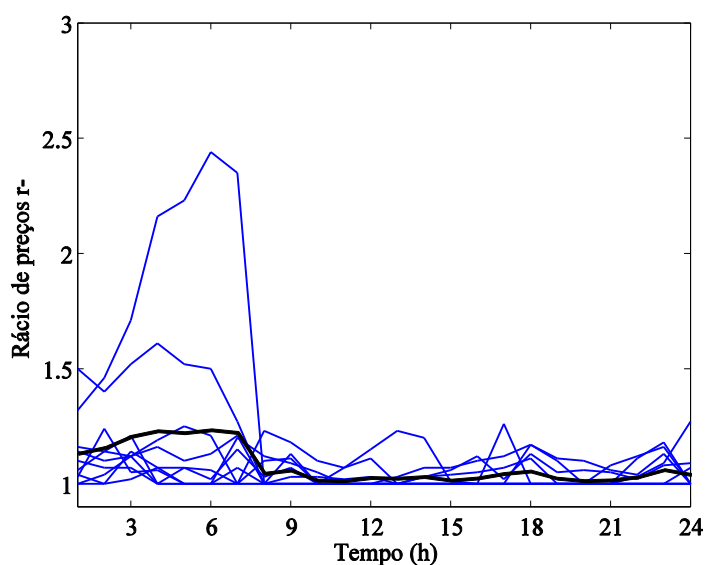


Figura 4.17 - Cenários de rácios de preços de desequilíbrio negativo e cenário médio – traço negro.

Na Figura 4.16 e na Figura 4.17, são também utilizados dez cenários para os rácios de preços de desequilíbrio positivo e negativo, sendo o traço negro o cenário médio. Os rácios de preços de desequilíbrio positivo nunca são superiores à unidade e só atingem esse valor quando as diferenças entre as ofertas de produção e de consumo forem negativas. Na Figura 4.17, os rácios de preços de desequilíbrio negativo nunca são inferiores á unidade e só atingem esse valor quando as diferenças entre as ofertas de produção e de consumo forem positivas. Em comparação com o mês de junho, o mês de dezembro apresenta períodos de rácio de preços de desequilíbrio negativo muito elevados, como é o caso entre a 1 hora e as 7 horas, atingindo num dos cenários o valor de 2,44. Nas outras horas do dia, no entanto, os valores dos rácio de preços de desequilíbrio negativo são significativamente mais baixos em comparação com os do mês de junho.

4.3.1. Planeamento do Sistema Eólico

O planeamento de curto prazo do sistema eólico é determinado, usando a formulação (3.20) a (3.25), para uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário e que pretende submeter as suas ofertas de energia para as 24 horas do dia seguinte.

O planeamento ótimo do sistema eólico é apresentado na Figura 4.18.

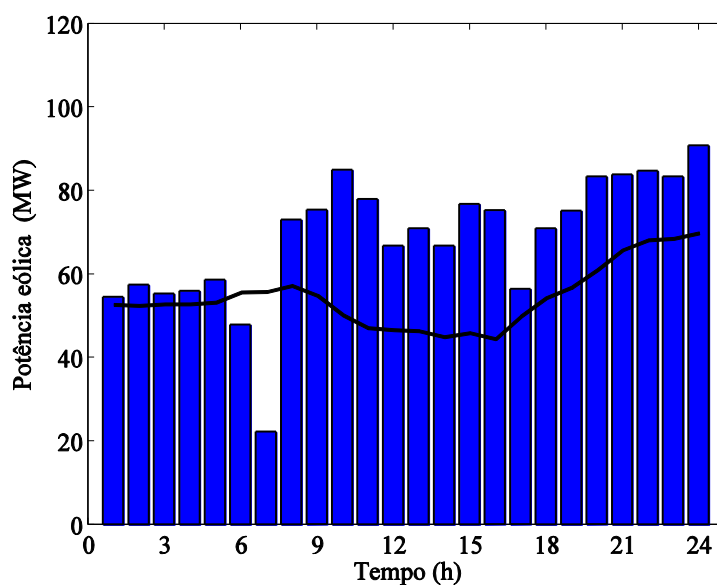


Figura 4.18 – Planeamento ótimo do sistema eólico, barras azuis, e perfil da potência média horária do cenários, traço negro.

Na Figura 4.18, o planeamento ótimo do sistema eólico apresenta ofertas em mercado diário mais elevadas que os valores do perfil da potência média, sobretudo a partir das 8 horas, a partir do qual se verificam rácios de preços de desequilíbrio negativo baixos e a aproximarem do valor unitário. Tal como o rácio de preço de desequilíbrio negativo, às 7 horas se verifica um rácio de preço de desequilíbrio positivo igualmente elevado. Assim, a melhor alternativa para a empresa produtora de energia eólica é apresentar uma oferta mais baixa em mercado diário e não arriscar a perder lucro por desvios negativos. Assim, qualquer produção em excesso representa um aumento do lucro já que o rácio de preço de desequilíbrio positivo se aproxima do valor unitário.

Os desvios resultantes da diferença entre a potência produzida pelo sistema eólico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora de energia eólica no mercado diário são apresentados na Figura 4.19.

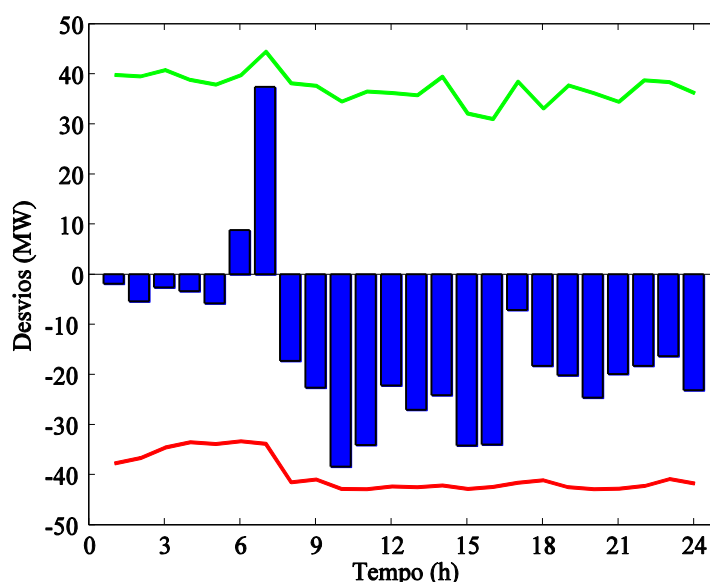


Figura 4.19 – Desvios do sistema eólico, barras azuis, perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.

Na Figura 4.19, são apresentados os desvios incorridos pela empresa produtora de energia eólica e os perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, a verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, a vermelho, para cada hora. A apresentação destes rácios é meramente indicativa e que não têm qualquer relação com o eixo das ordenadas, servindo apenas como referência para uma melhor análise dos resultados.

Na Figura 4.19, ainda é possível verificar que quanto maior são os rácios de preços por desequilíbrio negativo, menores são os desvios negativos e quanto menores são os rácios de preços de desequilíbrio negativo maiores são os desvios negativos. A partir das 8 horas os desvios são todos negativos devido a uma gama de preços do mercado diário elevados e rácios de preços de desequilíbrio negativo muito baixos, o que faz com que a empresa produtora de energia eólica sem incorrer em grandes riscos de perda de lucro apresente propostas mais elevadas e obtenha um maior lucro neste período. Às 7 horas, os desvios são maiores pelo facto da melhor oferta em mercado ser uma oferta baixa devido à existência de rácios de preços de desequilíbrio positivo e negativo elevados, pelo que é preferível utilizar esta estratégia de modo a reduzir os custos de desvio negativo.

4.3.2. Planeamento do Sistema Fotovoltaico

O planeamento de curto prazo do sistema fotovoltaico é determinado, usando a formulação (3.26) a (3.31), para uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário e que pretende submeter as suas ofertas de energia para as 24 horas do dia seguinte.

O planeamento ótimo do sistema fotovoltaico é apresentado na Figura 4.20.

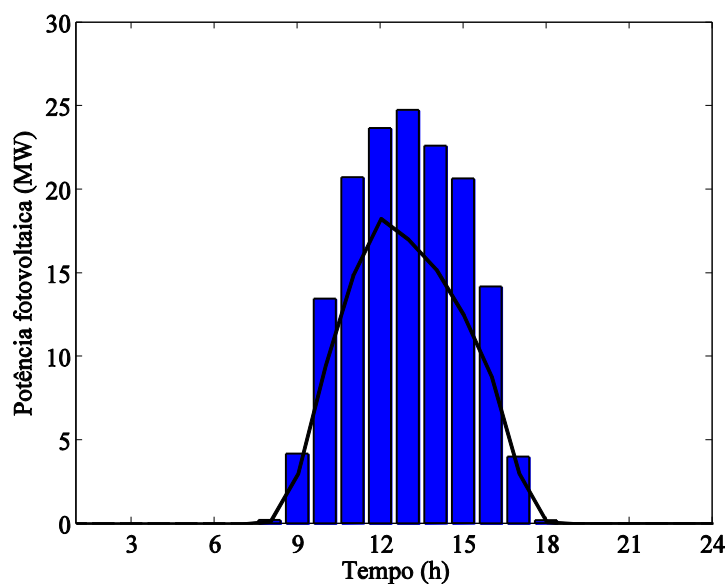


Figura 4.20 – Planeamento ótimo do sistema fotovoltaico, barras azuis; e perfil da potência média horária do cenários, traço negro.

Na Figura 4.20, o planeamento ótimo do sistema fotovoltaico apresenta ofertas mais elevadas do que os valores do perfil da potência média. Isto acontece pelo facto de nas horas de maior produção fotovoltaica haver preços de mercado diário mais elevados e de neste dia os rácios de preços de desequilíbrio negativo serem muito baixos. Assim, a melhor estratégia para a empresa produtora de energia fotovoltaica é apresentar ofertas mais elevadas e obter um maior lucro.

Os desvios resultantes da diferença entre a potência produzida pelo sistema fotovoltaico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora de energia fotovoltaica no mercado diário são apresentados na Figura 4.21.

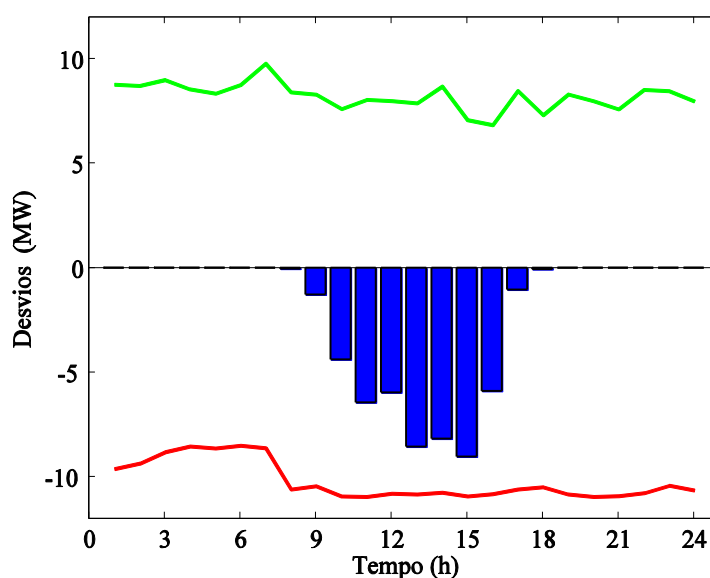


Figura 4.21 – Desvios do sistema fotovoltaico, barras azuis; perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, traço verde; e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, traço vermelho.

Na Figura 4.21, são apresentados os desvios incorridos pela empresa produtora de energia fotovoltaica e os perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, a verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, a vermelho, para cada hora. Os rácios de preços de desequilíbrio não têm qualquer relação com o eixo das ordenadas, servindo apenas como referência para uma melhor análise dos resultados. Ainda, é possível verificar a inexistência de desvios positivos. Este facto é explicado pela existência neste dia de rácios de preços de desequilíbrio muito baixos e preços de mercado diário relativamente elevados, i.e., a empresa produtora de energia fotovoltaica

sem incorrer em grandes riscos por apresentar propostas que o levem a desvios negativos, aproveita os preços favoráveis durante o dia de modo a maximizar o seu lucro.

4.3.3. Planeamento da Coordenação Eólico-Fotovoltaica

O planeamento de curto prazo da coordenação eólico-fotovoltaica é determinado, usando a formulação (3.32) a (3.37), para uma empresa produtora de energia elétrica que participa no mercado diário e que pretende submeter as suas ofertas de energia para as 24 horas do dia seguinte.

O planeamento ótimo para a coordenação eólico-fotovoltaica, onde se apresenta uma oferta única, e o planeamento ótimo do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação, são apresentados na Figura 4.22.

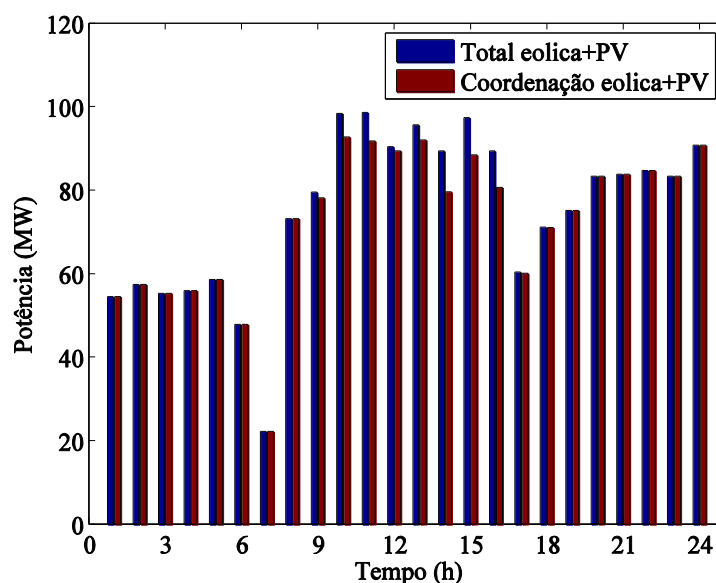


Figura 4.22 – Planeamento ótimo para: os sistemas eólico e fotovoltaico separados; a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico.

Na Figura 4.22, é apresentada a comparação entre o planeamento ótimo da coordenação eólico-fotovoltaica e da soma dos planeamentos do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação para o mês de dezembro. As ofertas ótimas da coordenação eólico-fotovoltaica seguem o comportamento das ofertas da soma das ofertas do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação.

Ainda, na Figura 4.22, a coordenação nunca oferece mais energia em mercado diário, ou seja, tenta corrigir as perdas de lucro a que foram sujeitos as ofertas de energia eólica e fotovoltaica sem coordenação. Entre as 10 horas e as 16 horas os rácios de preços por desequilíbrio positivo são baixos, pelo que a coordenação oferece em mercado diário ofertas mais baixas. Ao meio dia, contudo, as ofertas são muito similares tendendo também a coordenação a apresentar ofertas elevadas num período de preços de mercado diário favoráveis.

Os desvios resultantes da diferença entre a potência produzida pela coordenação eólico-fotovoltaico e a potência associada à energia oferecida pela empresa produtora de energia elétrica com coordenação do sistema eólico-fotovoltaico no mercado diário são apresentados Figura 4.23.

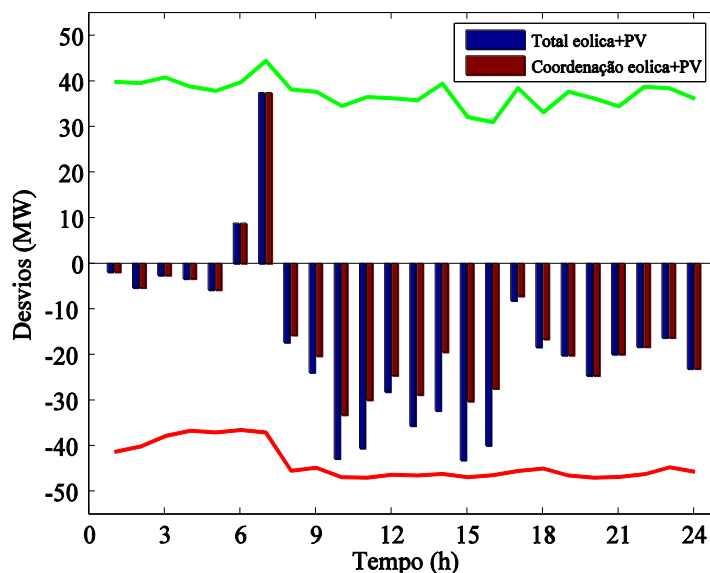


Figura 4.23 – Desvios para: os sistemas eólico e fotovoltaico separados; a coordenação do sistema eólico-fotovoltaico

Na Figura 4.23, são apresentados os desvios incorridos pela empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica em comparação com a soma dos desvios resultantes das ofertas do sistema eólico e do sistema fotovoltaico sem coordenação. Ainda, são apresentados os perfis do rácio médio dos preços de desequilíbrio positivo, a verde, e do rácio médio dos preços de desequilíbrio negativo, a vermelho, para cada hora. Ainda, é observado que relativamente aos desvios negativos, as horas onde os desvios da coordenação do sistema eólico-fotovoltaico são muito menores que os desvios da

estratégia em separado correspondem às horas com valores baixos dos rácios de preços de desequilíbrio positivo. No total diário, os desvios da coordenação são menores do que os desvios da configuração sem coordenação.

A redução dos desvios permite à empresa com coordenação eólico-fotovoltaica obter um lucro superior em relação à soma dos lucros da estratégia de participação do sistema eólico e do sistema fotovoltaico em separado, mas no entanto esta melhoria não é tão significativa num mês de inverno como é este caso, pelo facto da energia fotovoltaica não ter tanta expressão e impacto como no mês de junho. O lucro e os desvios resultantes da diferença entre a potência obtida e a potência associada à energia oferecida no mercado diário, para cada configuração, são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Lucro e desvios para cada configuração na estação de inverno

Configuração	Lucro (€)	Desvio (MW)
Sistema eólico	44757,45	-375,80
Sistema fotovoltaico	2639,11	-51,04
Total sistema eólico + sistema fotovoltaico	47396,56	-426,84
Coordenação do sistema eólico-fotovoltaico	47438,13	-349,00

4.4. Influência da Potência Instalada do Sistema Fotovoltaico

Este subcapítulo tem como objetivo analisar como varia o comportamento da empresa produtora de energia elétrica quando se aumenta a potência instalada do sistema fotovoltaico e analisar o impacto que este aumento causará no lucro esperado e nos desvios resultantes das ofertas submetidas no mercado diário.

Para se proceder a esta análise os lucros e desvios são calculados para um conjunto de diferentes valores de potência instalada do sistema fotovoltaico. A potência fotovoltaica varia entre o valor de 50 MW e o valor de 200 MW. A potência instalada do sistema eólico é mantida constante, assumindo o valor de 100 MW. Os cenários de preços do mercado e da potência eólica são mantidos constantes, enquanto que os cenários da potência fotovoltaica sofrerão um aumento proporcional à variação de potência instalada do sistema fotovoltaico. Refira-se que a análise abordada neste subcapítulo corresponde ao Caso_A caracterizado períodos de tempo com elevada potência fotovoltaica.

O impacto do aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico no lucro esperado da empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica, relativamente ao lucro obtido pela empresa que participa no mercado diário com o sistema eólico e o sistema fotovoltaico sem coordenação, é apresentado na Figura 4.24.

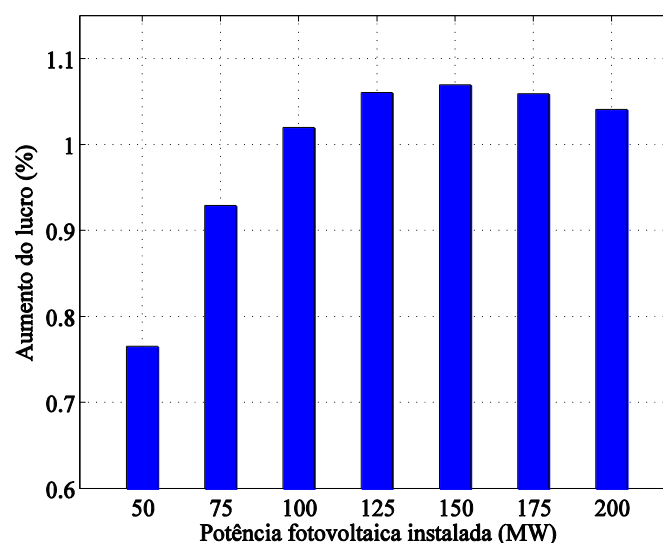


Figura 4.24 – Influência da potência fotovoltaica instalada no lucro esperado.

Na Figura 4.24, é verificado um aumento do lucro esperado da empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica relativamente à empresa que participa no mercado diário com o sistema eólico e fotovoltaico em separado. Contudo, este aumento do lucro é mais significativo quando a potência instalada no sistema fotovoltaico assume valores inferiores à potência instalada do sistema eólico. O lucro esperado continua a aumentar até que atinge o valor máximo com uma potência fotovoltaica instalada de 150 MW. Este valor poderá ser considerado o ponto ótimo de potência instalada para a coordenação eólico-fotovoltaica para em estudo. No caso em que a potência instalada do sistema fotovoltaico assume valores superiores a 150 MW é verificado que o aumento do lucro tende a ter um ligeiro decréscimo.

O impacto do aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico nos desvios da empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica, relativamente aos desvios obtidos pela empresa que participa no mercado diário com o sistema eólico e o sistema fotovoltaico sem coordenação é apresentado na Figura 4.25.

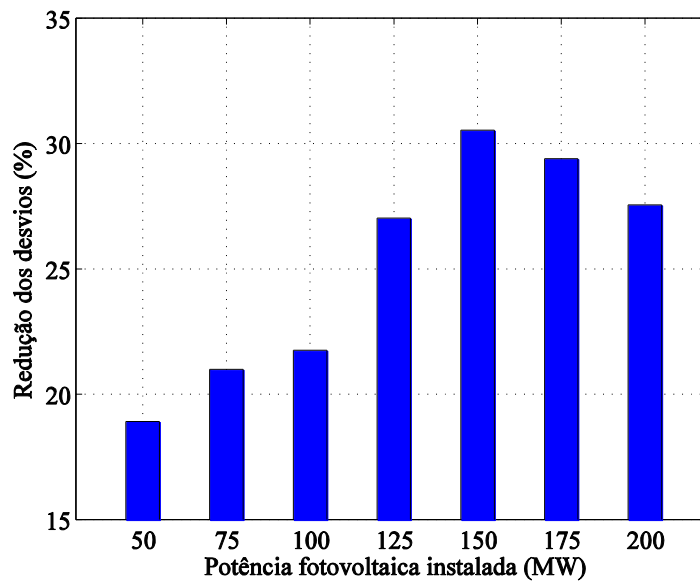


Figura 4.25 – Influência da potência fotovoltaica instalada nos desvios.

Na Figura 4.25, o comportamento dos desvios segue a tendência do comportamento do lucro apresentado na Figura 4.24. A utilização da estratégia de coordenação diminui em cerca de 20% os desvios comparativamente com a configuração do sistema eólico e o sistema fotovoltaico sem coordenação.

A redução dos desvios é suficientemente significativa quando a potência instalada do sistema fotovoltaico atinge o valor de 150 MW, onde a redução do desvio é cerca de 30%.

CAPÍTULO

5

Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões sobre o tema da coordenação entre sistemas eólicos e fotovoltaicos que participam no mercado de eletricidade. Ainda, são apresentadas as publicações científicas que resultam deste trabalho de investigação. Finalmente, são indicados as direções para futuros desenvolvimentos.

5.1. Conclusões

As empresas produtoras de energia elétrica que participam no mercado de eletricidade devem recorrer a metodologias de otimização estocástica para resolver o problema de planeamento de curto prazo de sistemas eólicos ou fotovoltaicos, de forma a reduzir as incertezas relativas aos preços de mercado, potência eólica ou potência fotovoltaica.

Esta dissertação apresenta a coordenação eólico-fotovoltaica em ambiente de mercado, tendo como objetivo reduzir os custos de desequilíbrios de energia e maximizar o lucro esperado da empresa produtora de energia elétrica.

A fim de determinar o planeamento ótimo da coordenação eólico-fotovoltaica é utilizada uma metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear, onde os parâmetros que envolvem incerteza, tais como a potência eólica, a potência fotovoltaica e os preços do mercado, são modelizados por um conjunto de cenários.

A metodologia de otimização estocástica permite à empresa produtora de energia elétrica com coordenação eólico-fotovoltaica antecipar ou obviar eventuais desequilíbrios de energia e apresentar um planeamento diário das suas ofertas mais acertado e que proporcione a obtenção do maior lucro possível em mercado de eletricidade.

Como resultado da metodologia proposta, o lucro esperado de uma empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica é superior ao lucro de uma empresa produtora sem coordenação, i.e., um lucro superior àquele que seria obtido pela soma dos lucros resultantes da participação do sistema eólico e do sistema fotovoltaico em separado quer na estação de verão, quer na estação de inverno.

A metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear, mostra também ser eficiente no que respeita à redução dos desvios da empresa produtora de energia elétrica com coordenação eólico-fotovoltaica, visto que, a coordenação de sistemas eólico-fotovoltaicos consegue atenuar a volatilidade da produção de energia.

O estudo que avalia o impacto da potência instalada do sistema fotovoltaico revela que o aumento da potência instalada até ao valor de 150 MW proporciona um aumento significativo no lucro esperado da empresa produtora com coordenação eólico-fotovoltaica. A partir do estudo realizado é concluído que para o valor de potência instalada do sistema eólico de 100 MW, o sistema fotovoltaico deve ter uma potência instalada de 150 MW, correspondendo à combinação ótima para obter o maior lucro esperado possível da empresa produtora de energia elétrica.

Os casos de estudo apresentados foram simulados com a aplicação computacional GAMS, utilizando o *solver* de otimização CPLEX 12.1. A metodologia proposta apresenta um tempo aceitável de computação, na ordem dos 6 s sem coordenação e 17 s com coordenação.

5.2. Lista de Publicações

Quando se adota um tema de investigação original cujos trabalhos têm como objetivo não só contribuir para o desenvolvimento científico e tecnológico da área escolhida, mas também a obtenção de um grau académico pós-graduado, como é o caso desta dissertação, é fundamental, à medida que as tarefas previamente planeadas vão sendo cumpridas, que os resultados sejam publicados periodicamente de modo que a comunidade científica, seja incentivada à discussão e à troca de ideias, tendo como finalidade o avanço científico e tecnológico.

Seguidamente, são apresentadas as secções com as publicações científicas em revistas internacionais, o capítulo em livro e as comunicações científicas em atas de conferências realizadas no âmbito das contribuições desta dissertação.

5.2.1. Comunicações Científicas em Revistas Internacionais

- Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Bidding and optimization strategies for wind-PV systems in electricity markets under assisted by CPS”, *Energy Procedia*, 2016. Aceite.

5.2.2. Capítulo em Livro

- Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Optimal wind bidding strategies in day-ahead markets”, *Technological innovation for cyber-physical systems*, Springer, 470, pp 475-484, abril 2016.

5.2.3. Comunicações Científicas em Atas de Conferências

- Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Bidding and optimization strategies for wind-PV systems in electricity markets”, in: *Proc. of Energy Economics Iberian Conference – EEIC 2016*, Lisboa, Portugal, pp 1-8, fevereiro 2016.

- Gomes, I.L.R, Pousinho, H.M.I, Melício, R., Mendes, V.M.F., “Stochastic optimization of coordinated wind-photovoltaic bids in electricity markets”, *Proceedings of IEEE 17th International Conference on Power Electronics and Motion Control — PEMC 2016*, Varna, Bulgaria, 2016. Aceite.

5.3. Direção de Investigação Futura

É possível estabelecer um conjunto de direções de investigação, quer no âmbito da dissertação, visto que, a mesma não esgota os assuntos nela abordados quer no que concerne a novas perspetivas que a própria dissertação deixa antever, para futura investigação e desenvolvimento. As direções de investigação identificadas são as seguintes:

- D1 O desenvolvimento de ferramentas de previsão da potência eólica, da potência fotovoltaica e dos preços de mercado;
- D2 A consideração do mercado intradiário na formulação do problema, onde a empresa produtora de energia elétrica pode renegociar as suas ofertas de energia submetidas no mercado diário;
- D3 A consideração de restrições de transmissão no problema de planeamento de sistemas eólico-fotovoltaicos;
- D4 A consideração de uma medida de risco para controlar a variabilidade do lucro esperado.

Referências Bibliográficas

- [Al-Awami11] Al-Awami, A., El-Sharkawi, M., “Coordinated trading of wind and thermal energy”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 2, No. 3, pp. 277-287, julho 2011.
- [Angarita09] Angarita, J., Usoala, J., Martinez-Crespo, J., “Combined hydro-wind generation bids in a pool-based electricity market”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, pp. 1038-1046, fevereiro 2009.
- [Bathurst02] Bathurst, G.N., Weatherill, J., Strbac, G., “Trading wind generation in short term energy markets”, *IEEE Transactions Power Systems*, Vol. No. 3, pp. 782-789, agosto 2002.
- [Birge97] Birge, J.R., Louveaux, F., "Introduction to stochastic programming," in: *Springer Series Oper. Res.*, 1997.
- [Borrós07] Borrós, J.C., "*Modelo de gestión del riesgo de mercado en el negocio de generación de electricidad*," Tese de Doutorado, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Espanha, julho 2007.
- [Castro12] Castro, R., *Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica*, IST Press, 2ª edição, Portugal, 2012.
- [Castronuovo04] Castronuovo, E, Lopes, J., “On the optimization of the daily operation of wind-hydro power plant”. *IEEE Transactions Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1599-606, agosto 2004.
- [CE10] Comissão Europeia, “*Energia 2020 – Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura*”, novembro de 2010.
Disponível em:
<http://eurlex.europa.eu/lcontent/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010DC0639&from=E>. Acedido em 11/02/16.

- [CE14] Country Reports – Portugal. Disponível em:
<https://ec.europa.eu/energy/> Acedido 12/05/16.
- [Cheng14] Cheng, M., Zhu, Y., “The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review”, *Energy Conversion and Management*, Vol. 88, pp. 332-347, 2014.
- [Conejo10] Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M., "Decision making under uncertainty in electricity markets," *Int. Series in Oper. Res. & Manage. Science*, Springer, 2010.
- [Cruz08] Cruz, L. B., A liberalização do sector de energia, o MIBEL e o OMIP. Disponível em:
<http://ftp.infoeuropa.euroid.pt/files/database/000040001-000041000/000040873.pdf>. Acedido em 10/03/2016.
- [DGEG15] Direção Geral de Energia e Geologia, *Estatísticas rápidas renováveis nº 124*, Novembro 2015.
- [Domenica07] Domenica, N.D., Mitra, G., Valente, P., Biribilis, G., "Stochastic programming and scenario generation within a simulation framework: an information systems perspective", *Decision Support Systems*, Vol. 42, No. 4, pp. 2197-2218, Jan. 2007.
- [ERSE16] ERSE, Liberalização do Setor .Disponível em:
<http://www.erse.pt>, Acedido em: 10/02/2016.
- [ERSE16a] ERSE, O Mercado diário. Disponível em: <http://www.erse.pt>.
Acedido em 10/02/2016.
- [Ferreira89] Ferreira, L.A.F.M., Anderson T., Imparato, C. F., Miller, T.E., Pang, C. K., Svoboda, A., Vojdani, A. F., "Short-term resource scheduling in multi-area hydrothermal power systems", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 200-212, julho 1989.

- [Giannitrapani13] Giannitrapani, A., Paoletti, S., Vicino, A., Zarrilli, D. (2013). “Exploiting weather forecasts for sizing photovoltaic energy bids”. *Proc. of 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*. outubro, Copenhaga.
- [González08] García-González, J., Muela, R.M.R., Santos, L.M., González, A.M. "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, No. 2, pp. 460–468, maio 2008.
- [GWEC16] Global Wind Energy Council, *Global wind statistics 2015*, 2016.
- [Harrison00] Harrison, R., et al., “Large wind turbines, design and economics”, *John Wiley and Sons*, West Sussex, England, 2000.
- [Hiroux09] Hiroux, C., Saguan, M., “Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?”, *Energy Policy*, Vol. 38, pp. 3135-3145, 2010.
- [IEA14] IEA - International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) “*Trends 2014 in photovoltaic applications*”, 2014.
- [IEA15] IEA - International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) “*Trends 2015 in photovoltaic applications*”, 2014.
- [Jerez13] Jerez, S., Trigo, R.M., Sarsa, A., Lorente-Plazas, R., Pozo-Vázquez, D., Montávez, J.P., “Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula”, *Energy Procedia*, Vol. 40, pp. 48-57.
- [Kabouris10] Kabouris, J., Kanellos, F.D., “Impact of large-scale wind penetration on designing and operation of electric power systems” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 1, pp. 107-114, julho 2010.

- [Kalogirou14] Kalogirou, S.A. “Solar energy engineering – Processes and systems”, *Elsevier*, 2^a edição, 2014.
- [Khare16] Khare, V., Nema, S., Baredar, P., “Solar-wind hybrid renewable energy system: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 58, pp. 23-33, 2016.
- [Kocak02] Kocak, K., “Method for determination of wind speed persistence and its applications”, *Energy*, Vol. 27, pp. 967-973, 2002.
- [Kota15] Kota, S., Bayne, S. B., Nimmagadda, S., “Offshore wind energy: A comparative analysis of UK, USA, and India”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 41, pp. 685-694, 2015.
- [Laia15] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Offer strategy for a wind power producer in day-ahead market", in: *Proc. of the 16th IEEE International Conference on Computer as a Tool—EUROCON 2015*, pp. 1–5, Salamanca, Espanha, 08–11 setembro 2015.
- [Laia16] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Coordinated scheduling of wind-thermal gencos in day-ahead markets", *Proc. of the Energy Economics Iberian Conference — EEIC 2016*, pp. 1–6, Lisboa, Portugal, 04–05, fevereiro 2016.
- [Matevosyan06] Matevosyan, J., Soder, L., “Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, pp. 1396-1404, agosto 2006.
- [Melício10] Melício, R., “*Modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados á rede elétrica*”, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, fevereiro 2010.
- [MIBEL09] MIBEL, Descrição do funcionamento do MIBEL. Novembro de 2009.

- [Morales10] Morales, J., Conejo, A., Pérez-Ruiz, J., “Short-term trading for a wind power producer”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 554-564, fevereiro 2010.
- [Nieta13] Sánchez de la Nieta, A.A., Contreras, J., Muñoz, J.I., “Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No.2, pp. 798-809, 2010.
- [Nieta15] Sánchez de la Nieta, A.A., Martins, R.F.M., Tavares, T.A.M, Matias, J.C.O., Catalão, J.P.S., “Short-term trading for a photovoltaic power producer in electricity markets” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 26-30 julho, 2015.
- [Nieta15a] Sánchez de la Nieta, A. A., Martins, R.F.M., Catalão, J.P.S. Optimal Coordinated Wind-Photovoltaic Bidding in Electricity Markets. *Proc. of Australian Universiteis Power Enginnering Conference (AUPEC)*, pp. 1-6, 2015.
- [OMIP16] Operador do Mercado Ibérico – Pólo Português, MIBEL.
Disponível em: <http://www.omip.pt>. Acedido em: 10/02/2016.
- [Parastegari15] Parastegari, M., Hooshmand, R.A., Khodabakhshian, A., Zare, A.H., “Joint operation of a wind farm, photovoltaic, pump-storage and energy storage devices in energy and reserve markets”, *Electrical Power and Energy Systems*, 64, 275-284, 2015.
- [Parida11] Parida, B., Iniyam, S., Goic, R., “A review of solar photovoltaic technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, pp. 1625-1625, 2011.
- [Pinson07] Pinson, P., Chevallier, C., kariniotakis, G., “Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power”, *IEEE Transactions Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 1148-1156, agosto 2007.

- [Pousinho12] Pousinho, H., *Optimização da exploração de curto prazo e das ofertas em mercado para um sistema electroprodutor considerando incerteza e risco*, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, maio 2012.
- [Pousinho12a] Pousinho, H., Catalão, J., Mendes, V., “Offering strategies for a wind power producer considering uncertainty through a stochastic model”, *Proc. of PMAAPS 2012*, Istanbul, junho 2012.
- [Ragwitz07] Ragwitz M., Resch, G., Haas, R., Coendras, R., Reece, G., Morthorst, P., Konstantinaviciute, I., “Assesment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity matket”, *OPTRES Final report*, Karlsruhe, 2007.
- [REN15] Rede Energéticas Nacionais. Disponível em: www.ren.pt. Acedido em 12/12/15.
- [Rosenthal15] Rosenthal, R.E., “GAMS, a user’s guide”. *GAMS Development Corporation*, 2015.
- [Santos06] Santos, L.M., “*Optimización conjunta del bombeo y de la energia eólica en el contexto del mercado eléctrico*”, Trabalho de final de curso, Universidad Pontifica Comillas, Espanha, junho 2006.
- [Sfetsos00] Sfetsos, A., “A comparison of various techniques applied to mean hourly wind speed time series”, *Renewable Energy*, Vol. 21, pp. 23-35, 2000.
- [Shi14] Shi, L., Luo, Y., Tu, G.Y., “Bidding strategy of microgrid with consideration of uncertainty for participating in power market”. *International Journal of Eletrical Power and Energy Systems*, Vol. 59, pp.1-13, 2014.

- [Shivashankar16] Shivashankar, S., Mekhilef, S., Mokhlis, H., Karimi, M., “Mitigation methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 59, pp. 1170-1184, 2016.
- [Silva10] Silva, L., *Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020)*, 6^o *Workshop da Plataforma do Empreendedor AIP-CE*, julho 2010.
- [Tuohy11] Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E., O’Malley, M., "Unit commitment for systems with significant wind penetration" *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 592-601, maio 2009.
- [Wallace03] Wallace, S., Fleten, S., “Stochastic programming models in energy”, *Stochastic Programming*, Handbooks in OR & MS, A. Ruszezynski and Shapiro, Eds., New York: Elsevier, Vol. 10, pp 637-77, 2003.
- [Wang15] Wang, J., Qin, S., Jin, S., Wu, J., “Estimation methods reviews and analysis of offshore extreme wind speeds energy resources”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 42, pp. 26-42, 2015.