

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Simulação e Otimização da Gestão de Portfólio  
de Agentes de Mercado Agregadores**

Luís Manuel Azevedo Costa

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Domingos Martins Monteiro

Julho de 2012

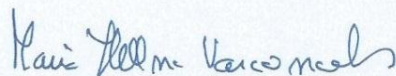
© Luís Manuel Azevedo Costa, 2012

A Dissertação intitulada

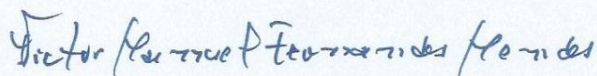
**“Simulação e Otimização da Gestão de Portfólio de Agentes de Mercado Agregadores”**

foi aprovada em provas realizadas em 17-07-2012

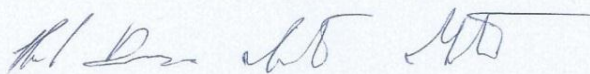
o júri



Presidente **Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos**  
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes**  
Prof. Coordenador C/Agregação do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Automação da ISEL - Inst. Superior de Eng. De Lisboa



**Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - Luís Manuel Azevedo Costa**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

Participar no mercado elétrico implica que sejam tomadas decisões quanto à quantidade de energia a ser negociada. Estas decisões são feitas tendo um conhecimento imperfeito acerca do que se passará no futuro. A incerteza associada à produção renovável, devido ao facto desta apresentar uma grande variabilidade, torna-se um aspeto de extrema importância e preocupante quando se considera a possibilidade da sua integração em ambiente de mercado.

Esta dissertação estuda a abordagem de estratégias para um novo tipo de agente de mercado, o agente agregador, que negocia a agregação de um portfólio de produção renovável com o objetivo de minimizar a incerteza às ofertas em mercado, ou seja, minimizar o desvio entre a energia efetivamente produzida e a contratada. Assim sendo, foram realizadas simulações que consistem na agregação de diferentes portfólios de produção tendo por base a previsão de renováveis e consumos.

Para este estudo foi analisado o erro associado à previsão num ambiente temporal de mercado e também a variabilidade da produção. Também foram estudados os benefícios resultantes do controlo de despacho que pode ser feito ao nível das mini-hídricas.

Os resultados obtidos pelas agregações permitem auxiliar o agente a decidir qual a melhor combinação de portfólio de produção e qual a melhor estratégia de oferta em mercado.

Palavras-chave: produção renovável, mercado elétrico, agregação, previsão, variabilidade, MAPE.



# Abstract

*Participating in the electricity market implies decisions be taken on the amount of energy to be negotiated. These decisions are made with imperfect knowledge of what will happen in the future. The uncertainty for renewable production, due to the fact that it presents a great variability, is a troublesome aspect when considering the possibility of its integration in the market environment.*

*This thesis studies the approach of strategies for a new type of market player, the aggregator agent, which negotiates the aggregation of renewable production portfolio in order to minimize uncertainty in the market offers. Therefore, simulations were carried out involving the aggregation of different production portfolios based on the renewable and consumption forecast.*

*For this study was analyzed the error prediction associated with time in an market environment and production variability. The benefits of the control order which can be done at the level of mini-hydro were also studied.*

*The results obtained by aggregation allow the agent to help decide the best combination of production portfolio and the best strategy to offer in the market.*

*Keywords: renewable production, electricity market, aggregation, forecasting, variability, MAPE.*



# Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro, pela sua disponibilidade, orientação e conselhos prestados ao longo da realização desta dissertação.

Aos meus pais e à minha irmã por me apoiarem e incentivarem ao longo do meu percurso académico.

Aos meus tios, pelas boleias e apoio prestado.

Aos meus amigos por estarem presentes nos bons e maus momentos passados nesta faculdade.



# Índice

<b>Resumo</b> .....	<b>v</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>vii</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice</b> .....	<b>xi</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Lista de tabelas</b> .....	<b>xv</b>
<b>Abreviaturas</b> .....	<b>xvii</b>
<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1. Âmbito e motivação da dissertação .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.3. Estrutura da dissertação .....	2
1.4. Informação usada na dissertação .....	3
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>5</b>
Estado da arte .....	5
2.1. Agregação da PRE .....	5
2.2. Virtual Power Plants (VPP) .....	6
2.3. Previsão .....	6
2.3.1 Previsão de consumos .....	6
2.3.2 Previsão fotovoltaica .....	8
2.3.3 Previsão de centrais mini-hídricas .....	9
2.3.4 Previsão eólica .....	11
2.3.5 Horizontes de previsão .....	12
2.4. Incerteza das ofertas da PRE .....	13
2.5. Combinação da produção hídrica e eólica .....	14

Capítulo 3 .....	<b>15</b>
Análise da agregação .....	15
3.1. Metodologia .....	15
3.2. Indicadores de incerteza .....	16
3.3. Análise do agregado nacional .....	17
3.4. Modelos de previsão .....	20
3.4.1. Modelo de previsão eólica e consumos .....	20
3.4.2. Modelo de previsão fotovoltaica .....	23
3.4.3. Modelo de previsão mini-hídrica .....	28
3.5. Agregação por tipo de fonte energética .....	31
3.5.1. Energia Eólica.....	31
3.5.2. Energia Hídrica .....	33
3.5.3. Energia Solar .....	35
3.6. Agregação de diferentes tipos de produção .....	35
3.6.1. Sem integração de consumos .....	36
3.6.2. Com integração de consumos .....	39
Capítulo 4 .....	<b>43</b>
Análise dos desvios .....	43
4.1. Metodologia .....	43
4.2. Resultados .....	45
Capítulo 5 .....	<b>47</b>
Conclusões e Trabalho Futuro.....	47
<b>Referências .....</b>	<b>49</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1-Diagrama de cargas diário [14] .....	7
Figura 2.2-Exemplo de uma possível metodologia de previsão fotovoltaica .....	8
Figura 2.3-Exemplo de produção real e prevista de energia solar [1] .....	9
Figura 2.4-Exemplo de uma possível metodologia de previsão mini-hídrica .....	10
Figura 2.5-Exemplo de produção real e prevista agregada de mini-hídricas nacionais [3] .....	10
Figura 2.6-Relação entre a velocidade do vento e a potência [2] .....	11
Figura 2.7-Exemplo de produção eólica real e prevista .....	12
Figura 3.1- Variação do custo de desvio em função do desvio de produção eólica .....	17
Figura 3.2-Variação do custo de desvio em função do desvio de produção da agregação solar e hídrica.....	18
Figura 3.3-Variação do MAPE .....	19
Figura 3.4-Variação da variabilidade .....	19
Figura 3.5-Variação do custo total de desvio .....	20
Figura 3.6-Estrutura de uma rede neuronal.....	21
Figura 3.7-Rede neuronal para previsão de produção eólica .....	21
Figura 3.8- Rede para previsão de energia eólica.....	21
Figura 3.9-Previsão do agregado nacional de consumos .....	22
Figura 3.10-Previsão de produção eólica para o parque A .....	22
Figura 3.11-Previsão de produção eólica para o parque B .....	23
Figura 3.12-Declinação [1] .....	24
Figura 3.13-Elevação solar [1] .....	24
Figura 3.14-Modelo de ajuste para dia claro [1] .....	26

Figura 3.15-Modelo de ajuste para dia nublado [1] .....	26
Figura 3.16-Atenuação da produção real [1] .....	27
Figura 3.17-Rede neuronal para prever $K_a$ .....	27
Figura 3.18-Previsão do agregado nacional de produção fotovoltaica .....	28
Figura 3.19-Resposta da produção hídrica ao HPP [3] .....	29
Figura 3.20-Rede neuronal para previsão de produção mini-hídrica .....	29
Figura 3.21-Previsão de produção mini-hídrica para a central A .....	30
Figura 3.22-Previsão de produção mini-hídrica para a central B .....	30
Figura 3.23 - Variação do MAPE e variabilidade com o número de parques agregados .....	31
Figura 3.24-Variação do coeficiente de correlação com a distância .....	32
Figura 3.25-Variação do erro com a correlação.....	33
Figura 3.26-Variação do MAPE com a percentagem de energia agregada .....	37
Figura 3.27 - Variação da variabilidade com a percentagem de energia agregada.....	37
Figura 3.28-Variação do MAPE com a percentagem de energia agregada .....	38
Figura 3.29-Variação da variabilidade com a percentagem de energia agregada .....	39
Figura 3.30-Variação do erro com agregação de consumos e produção renovável-cenário1 ...	40
Figura 3.31-Variação da variabilidade com agregação de consumos e produção renovável cenário1 .....	40
Figura 3.32-Variação do erro com agregação de consumos e produção renovável cenário2....	41
Figura 3.33-Variação da variabilidade com agregação de consumos e produção renovável cenário2 .....	41
Figura 4.1-Produção mini-hídrica prevista e desvio da PRE não despachável .....	44
Figura 4.2-Desvio para o agregado A.....	45
Figura 4.3-Desvio para o agregado B.....	46

## Lista de tabelas

Tabela 3.1- Tipo de central e respetiva potência instalada .....	33
Tabela 3.2- Resultados de MAPE e Variabilidade .....	34
Tabela 3.3- Exemplo de frações consideradas.....	35
Tabela 4.1- Redução de custo de desvio .....	46



# Abreviaturas

## Lista de abreviaturas

CMH	Centrais Mini-Hídricas
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NWP	Numeric Weather Prediction
HPP	Potencial Hidrológico para Produção
PRE	Produção em Regime Especial
REN	Rede Elétrica Nacional
VPP	Virtual Power Plant
VRPP	Virtual Renewable Power Plant



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Âmbito e motivação da dissertação

Discute-se atualmente a integração da produção em regime especial (PRE) em ambiente de mercado. Em Portugal, o comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) tem obrigação de compra de toda a energia produzida pela PRE, sendo os preços estabelecidos administrativamente (*feed-in tariff*). Com a recente alteração do Regulamento de Relações Comerciais, o comercializador de último recurso poderá passar a efetuar ofertas de compra e de venda no mercado elétrico, funcionando como um agente agregador da PRE. Estes agentes são entidades que negociam a agregação de um portfólio de produção renovável, de fontes diversas e geograficamente distribuídas, de forma a minorar a incerteza às ofertas em mercado.

A participação em mercado requer que sejam tomadas decisões a curto prazo acerca da quantidade de energia a licitar. Estas decisões devem ser feitas num determinado período de tempo antes da data de entrega, com conhecimento imperfeito sobre a energia requerida no futuro. No ato de entrega, a existência de um desequilíbrio entre a energia contratada e a energia produzida pode levar ao pagamento de penalizações.

Esta dissertação tem como motivação a criação de valências para um potencial novo mercado de serviços que poderá surgir em Portugal, com recurso a ferramentas que permitam aos agentes agregadores decidir qual a melhor combinação de portfólio de geração e qual a melhor estratégia de oferta em mercado. Estas ferramentas têm por base a previsão de renováveis, a previsão de consumos, integrando conceitos de análise de incerteza e análise de risco.

## 1.2. Objetivos

Nesta secção são apresentados os objetivos da presente dissertação. Os objetivos específicos deste trabalho de dissertação serão:

1. Aprofundar conceitos técnicos e modelos de previsão a curto prazo (eólica, solar, hídrica, consumos) integrando modelização de incerteza;
2. Desenvolver ferramentas de agregação de produções e consumo;
3. Simulação de previsões em ambiente de mercado para diferentes cenários portfólio: diferentes frações de fontes energéticas, com e sem integração de comercialização e gestão de consumos; diferentes distribuições geográficas e características das componentes a agregar;
4. Estimar custos da incerteza associada às produções intermitentes a nível nacional;
5. Implementação de ferramentas de gestão de produção mini-hídrica para a mitigação de desvios de ofertas em mercado.

## 1.3. Estrutura da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos, resumidos a seguir.

No Capítulo 1 é feita uma introdução ao trabalho desenvolvido, evidenciando o âmbito da dissertação e respetivos objetivos a serem alcançados.

No Capítulo 2 apresenta-se uma reflexão sobre aspetos relevantes que estão relacionados com o tema da dissertação, nos quais é feita referência a algumas abordagens já realizadas acerca dos mesmos.

No Capítulo 3 procedeu-se à análise de diferentes cenários de portfólio tendo em conta as séries de dados fornecidas, sobre os quais se debruça o trabalho. É apresentada a metodologia seguida para o estudo das agregações, seguida dos resultados alcançados e respetivas conclusões.

No Capítulo 4 apresenta-se uma análise da estratégia do benefício de combinar PRE não despachável (produção cujo recurso energético primário não é controlável) com produção mini-hídrica, considerando que são aplicadas penalizações em função dos desvios obtidos entre a produção real e a contratada. Explica-se todo o procedimento desenvolvido e apresentam-se os resultados alcançados.

Por último, no Capítulo 5, apresentam-se as principais conclusões retiradas de todo o trabalho realizado e quais os trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos nesta área.

## 1.4. Informação usada na dissertação

Ao longo da dissertação foram utilizados um conjunto de dados essenciais, a saber:

- Dados de produção por central mini-hídrica de 2008;
- Dados de produção por parque eólico de 2008;
- Dados agregados de produção fotovoltaica nacional de 2008;
- Dados agregados de consumo nacional de 2008;
- Dados agregados de consumos e produção renovável de 2011/2012;
- Preços de mercado MIBEL [4] de 2008;
- Preços de desvios da REN [5] de 2011/2012.



# Capítulo 2

## Estado da arte

### 2.1. Agregação da PRE

A apresentação de ofertas em mercado implica que se assumam com antecedência compromissos de produção para períodos precisos. Desvios relativamente a estes compromissos são desincentivadores através de formas penalizadoras. Para a PRE não despachável existe dificuldade em conhecer o valor de produção para o dia seguinte e existe impossibilidade em ajustar essa produção sem perda de valor.

O aparecimento de novas tecnologias de informação e comunicação nas redes de distribuição, associada à melhoria dos sistemas de previsão da produção permite implementar soluções técnicas e comerciais, nomeadamente através do aparecimento de agregadores de PRE que resolvam eficientemente questões levantadas pelo carácter intermitente de alguma PRE renovável [6].

A figura de agregador ou representante é visto como interlocutor entre um conjunto de instalações e os operadores de mercado e de sistema. Estas entidades negociam a agregação de um portfólio de produção renovável, de fontes diversas e geograficamente distribuídas, de forma a minorar a incerteza às ofertas em mercado. Permitem que se estabeleçam canais de comunicação profissionalizados e melhorar a eficiência global do sistema, recorrendo ao uso ferramentas que os ajudem a decidir qual a melhor combinação de portfólio de geração e qual a melhor estratégia de oferta em mercado. As atividades e relações contratuais desta tipologia de agente devem estar claramente definidas.

## 2.2. Virtual Power Plants (VPP)

O aumento da penetração da produção dispersa na rede elétrica e a tendência contínua para um mercado elétrico liberalizado requer uma maior eficiência no que diz respeito às estratégias utilizadas para a gestão do sistema elétrico. Esta produção distribuída engloba diferentes fontes de energia renovável como a energia eólica, energia solar e energia hídrica.

Uma solução para se reduzirem os custos dos desvios causados pela variabilidade da produção renovável consiste na criação das chamadas Virtual Power Plants (VPP). As VPPs consistem na agregação de diferentes unidades de produção dispersa, com o intuito de participar no mercado e, assim, facilitar a negociação nos mercados de eletricidade [7].

Para algumas fontes de produção dispersa, as VPPs podem proporcionar mais oportunidades económicas no mercado elétrico. A sua inclusão numa VPP pode providenciar-lhes melhores oportunidades para terem mais sucesso na sua participação em mercado, uma vez que a sua combinação permite a diminuição da variabilidade e incerteza. Um VPP pode permitir a criação de perfis de produção diários mais adaptados para os perfis de carga do que aqueles que se obtêm quando se consideram perfis individuais [8].

No âmbito desta dissertação este conceito é reformulado para virtual renewable power plants (VRPP), que engloba agregados de produção hídrica, eólica e solar.

## 2.3. Previsão

A energia renovável é um dos pilares do desenvolvimento sustentável. No entanto, a sua utilização nas redes de distribuição de energia elétrica pode ser um desafio, uma vez que a maioria das fontes de energia renovável depende consideravelmente de condições ambientais, como o vento ou a água dos rios.

Neste contexto, é primordial a utilização de ferramentas de previsão. Uma previsão de energia com informações sobre a quantidade de energia que será produzida nos próximos dias, pode fornecer a informação necessária para que se consiga definir a quantidade de energia a ser considerada nas ofertas de compra e venda realizadas em ambiente de mercado.

### 2.3.1 Previsão de consumos

Dos vários tipos de previsão existentes, a previsão de consumos é aquela em que se consegue obter uma menor incerteza. Mesmo assim existem incertezas uma vez que os consumos apresentam vários níveis de sazonalidade: a carga a uma dada hora é dependente não só da carga na hora anterior, mas também depende da carga do dia anterior à mesma hora e da carga à mesma hora para os dias com a mesma denominação semanal [9]. Existe também incerteza associada a variáveis meteorológicas, as quais têm influência na previsão de consumos.

A maioria dos modelos e métodos já foram testados na previsão de consumos, com vários graus de sucesso [10-12]. Uma metodologia clássica para previsão de curto prazo são as séries temporais, que fazem previsão dos futuros valores da série com base nos valores passados da própria variável e dos seus erros.

A metodologia utilizada para prever séries temporais designa-se por Box-Jenkins ou também por modelos ARIMA. Utilizam-se também na previsão de consumos modelos de regressão, os quais podem ser subdivididos em modelos de regressão linear, multi-regressão linear e não linear [13].

Nos últimos tempos, muita pesquisa tem sido realizada na aplicação de técnicas de inteligência computacional para previsão de consumos, nomeadamente no que diz respeito ao uso de redes neurais. Apesar do grande número de alternativas relativas a modelos de previsão de consumos, os mais populares são ainda os modelos de regressão linear [13].

Dentro da perspectiva de agente agregador, é possível que o agregador possa agregar componentes de consumo com componentes de produção renovável. Neste contexto será importante a previsão de consumos associada aos clientes do agregador. No âmbito desta dissertação será estudada e simulada a situação em que existe a agregação de componentes de consumo.

A Figura 2.1 apresenta um diagrama de cargas diário, que demonstra o comportamento horário do valor previsto e real de consumos para um dado dia.

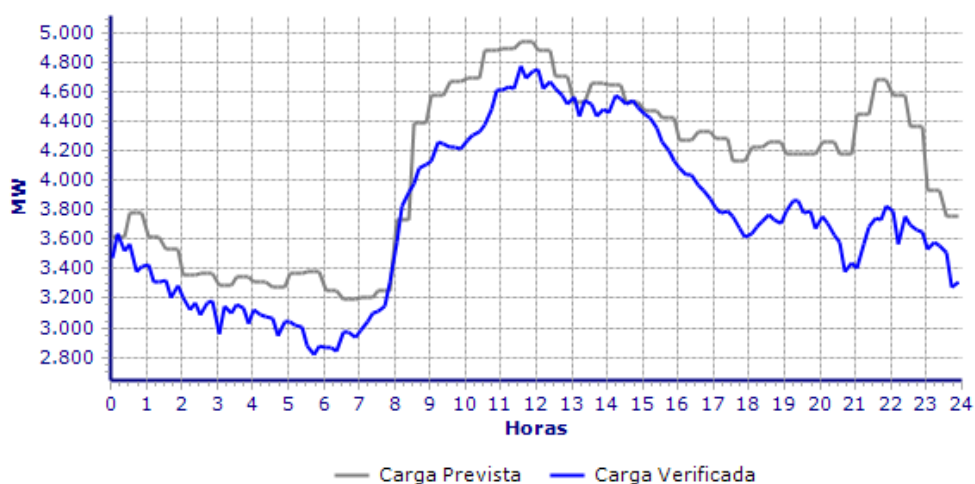


Figura 2.1-Diagrama de cargas diário [14]

### 2.3.2 Previsão fotovoltaica

A produção fotovoltaica é um tipo de produção que apresenta variabilidades rápidas e também grandes valores de incerteza de produção. Este tipo de produção varia instantaneamente com a irradiância, podendo obter-se variações de 60% em poucos segundos. As variações de produção devido a sombras de nuvens são muito rápidas e com grande impacto na rede, por serem dificilmente previsíveis [1]. Através de processamento de imagens de satélite é possível obter imagens de cobertura de nuvens quase em tempo real (15 em 15 minutos) [1].

Esta tecnologia contribui para resolver o problema da sazonalidade de recurso renovável, na medida em que complementa a produção das centrais hídricas e eólicas, que se centraliza especialmente nos meses de inverno.

Assim sendo, é importante o desenvolvimento de modelos de previsão para este tipo de recurso.

Os modelos de previsão de produção fotovoltaica recorrem a uma modelização analítica para irradiância horária em dia claro com uma modelização meteorológica, estatística e numérica para dias com alguma nebulosidade.

As medidas de irradiância são feitas na atmosfera, no solo devem ser estimadas com modelos apropriados [1].

A Figura 2.2 apresenta um exemplo da metodologia a seguir para a previsão a curto prazo, o qual é o horizonte considerado no âmbito da dissertação. A previsão depende de fatores como variáveis meteorológicas e características das centrais.

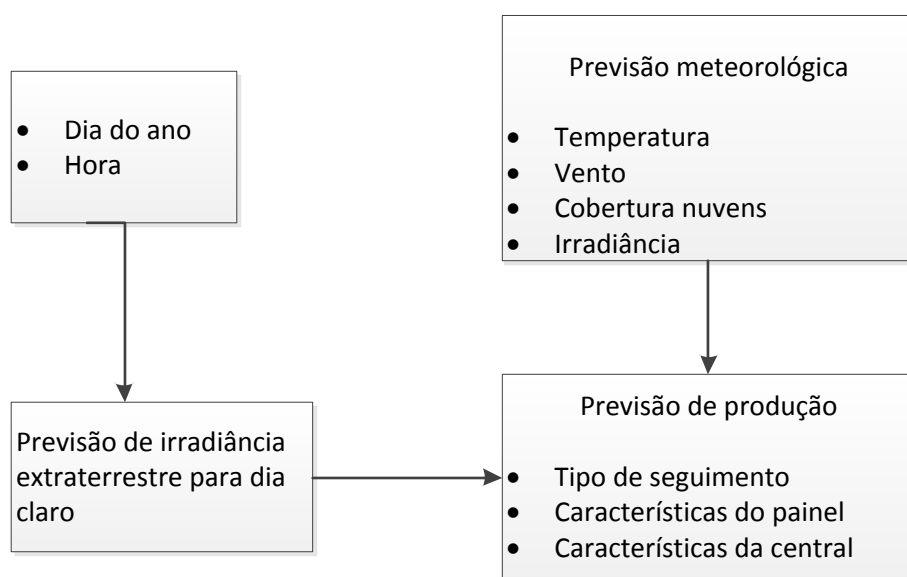


Figura 2.2-Exemplo de uma possível metodologia de previsão fotovoltaica

Na Figura 2.3 apresenta-se um exemplo da previsão fotovoltaica e a respetiva produção real. É possível verificar que existem períodos em que o valor real está de acordo com o previsto e outros casos em que existem desvios entre ambos, o que resulta da incerteza associada à previsão.

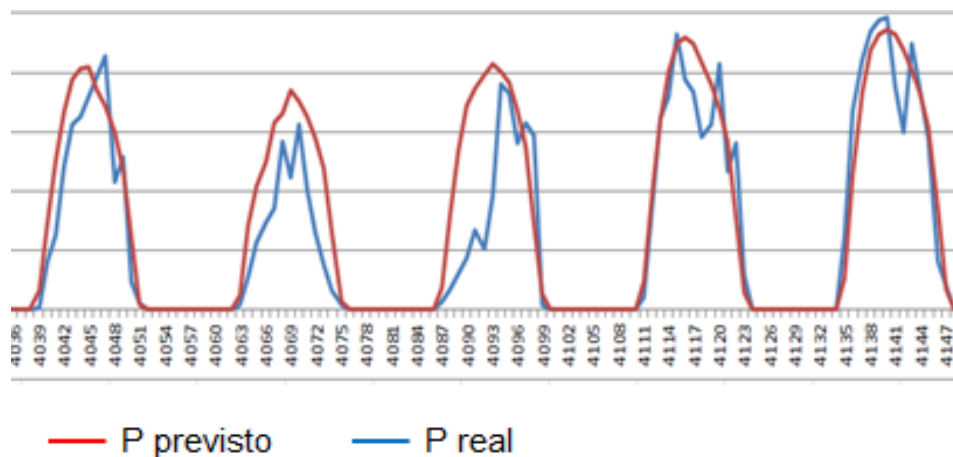


Figura 2.3-Exemplo de produção real e prevista de energia solar [1]

### 2.3.3 Previsão de centrais mini-hídricas

A produção de energia em aproveitamentos hidroelétricos recorre à água como fonte de energia primária. Deste modo, a pluviosidade define a previsão de produção diária de mini-hídrica.

A previsão da produção horária depende das estratégia utilizada pelo operador, estratégia esta que segue o sistema de tarifa *feed-in*. No entanto, é possível aplicar sinais de preços de modo ajustar o perfil de produção, sendo do interesse dos produtores produzir energia hídrica nas horas em que o preço de mercado é mais elevado. Como tal é importante conhecer a previsão de produção diária, caso se tenha a flexibilidade do controlo horário da produção. Poderá também ser importante a previsão da produção horária de cada central para os casos em que o agregador não tem forma de influenciar a estratégia horária de produção.

A estratégia e resposta à pluviosidade diferem muito entre mini-hídricas [15], tendo a ver com características construtivas do empreendimento. O agregador, ao apresentar ofertas de produção mini-hídrica no mercado elétrico, necessitará de ferramentas de previsão que lhe permitam saber qual o valor horário da previsão mini-hídrica. Uma possível metodologia de previsão mini-hídrica, tendo em conta os aspetos referidos anteriormente é apresentada na Figura 2.4

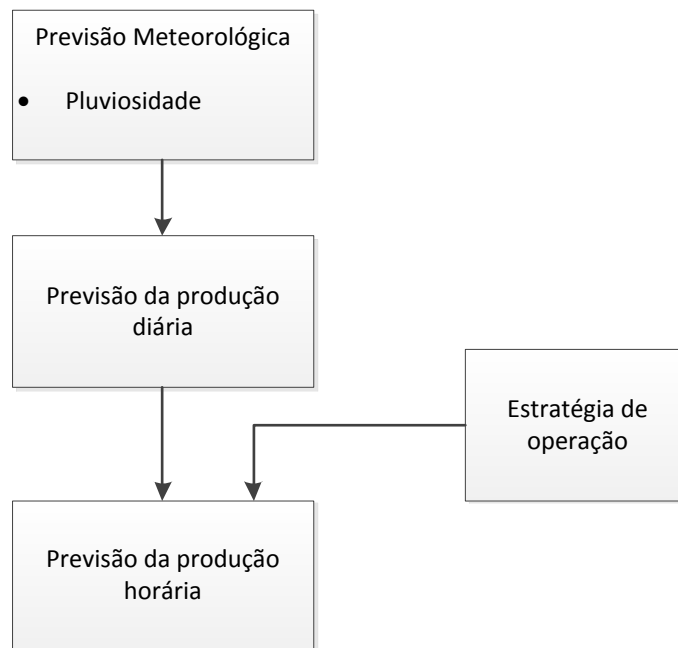


Figura 2.4-Exemplo de uma possível metodologia de previsão mini-hídrica

A Figura 2.5 ilustra um exemplo real de previsão agregada de mini-hídricas nacionais.

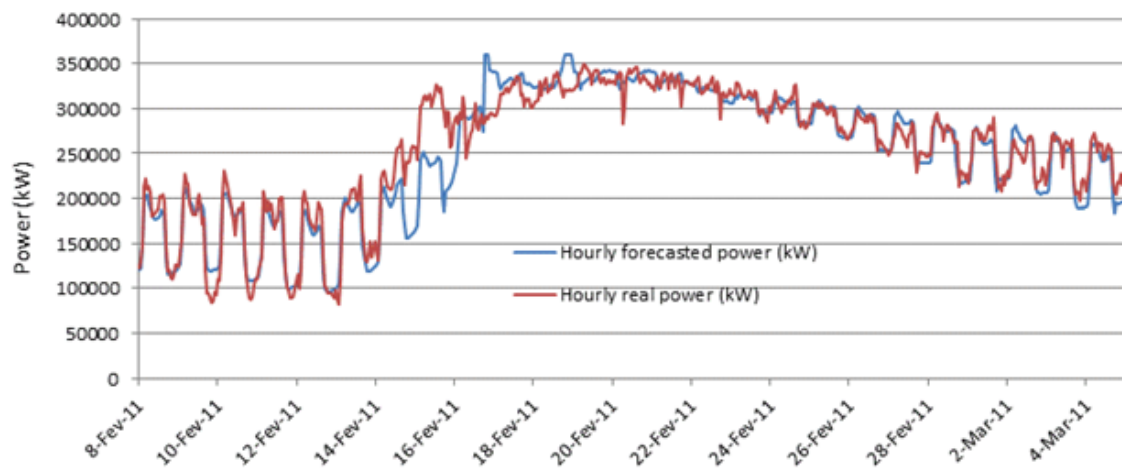


Figura 2.5-Exemplo de produção real e prevista agregada de mini-hídricas nacionais [3]

### 2.3.4 Previsão eólica

A produção eólica apresenta variabilidades elevadas, não tendo um padrão de produção horária bem definido como o caso das fotovoltaicas, o que implica a existência de erros elevados nas previsões. Esta é uma das áreas da previsão de PRE que está mais desenvolvida neste momento e utiliza geralmente redes neuronais, em que se consideram como variáveis de entrada a velocidade e direção do vento [16].

A previsão da produção eólica relaciona-se essencialmente com a previsão meteorológica da velocidade do vento através da produção do parque eólico. Tal como demonstra a Figura 2.6, o valor de produção eólica é estimado a partir da velocidade do vento através de uma curva de potência. Nos modelos de curva de potência, esta aproximação pode ser feita através do uso de funções sigmóides ou exponenciais [2].

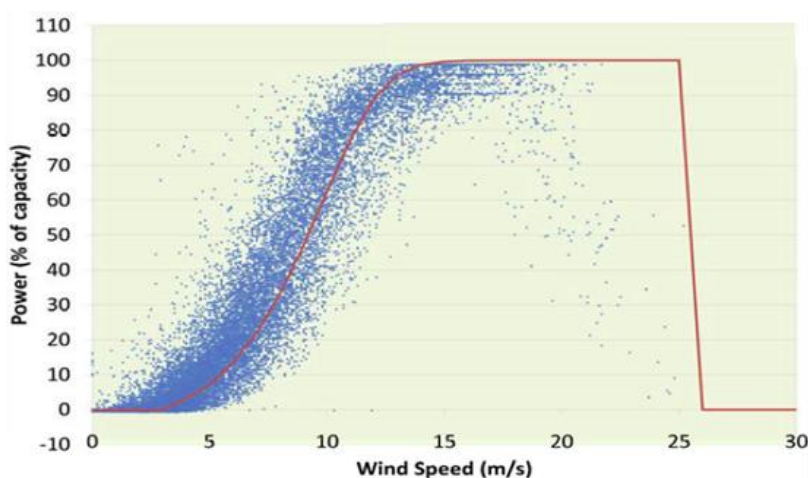


Figura 2.6-Relação entre a velocidade do vento e a potência [2]

Relativamente aos modelos de previsão de produção eólica, estes podem ser divididos em:

- Modelos físicos;
- Modelos estatísticos;
- Modelos híbridos.

Em cada abordagem são utilizadas técnicas distintas, diferenciando-se entre si desde a informação utilizada para prever até aos algoritmos matemáticos utilizados.

Os modelos físicos utilizam curvas de potência dos aerogeradores para fornecer valores de energia eólica. Fornecem previsões de velocidade e direção do vento com base em informações meteorológicas e físicas (orográfico do terreno, altura das turbinas). Para tal também empregam métodos numéricos para previsão meteorológica (NWP-Numeric Weather Prediction).

Os modelos estatísticos relacionam valores históricos com as previsões das variáveis meteorológicas.

A possibilidade do encadeamento entre modelos físicos e estatísticos dá origem ao que se denomina de modelos híbridos. Na Figura 2.7 está ilustrado um exemplo do comportamento horário da previsão eólica.

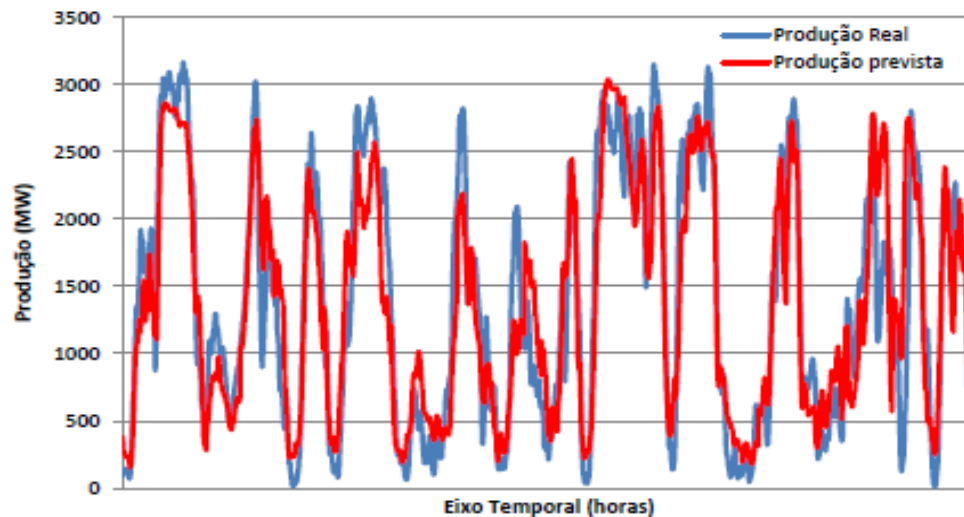


Figura 2.7-Exemplo de produção eólica real e prevista

### 2.3.5 Horizontes de previsão

Para o objetivo desta dissertação, que é a definição de estratégias para um agente de mercado, interessa prever diversas variáveis de produção renovável e consumo para um horizonte que seja compatível com os horizontes de ofertas em mercado, ou seja, se é feita uma oferta em mercado para as próximas 24 horas será necessário conhecer a previsão para esse mesmo horizonte temporal.

No âmbito de previsão, para estabelecimento de compromissos de mercado podemos ter compromissos para mercados diários, intradiários e mercados de ajustes.

As previsões são geralmente mais precisas para horizontes de previsão mais curtos. Interessa utilizar as previsões mais atualizadas, ou seja, as previsões com horizonte mais curto, mas suficiente para a proposta a que se destina a previsão.

No que diz respeito a horizontes de previsão eólica estes podem corresponder a alguns segundos/minutos, 1 a 6 horas, 1 a 7 dias e mais de 7 dias [2].

Na previsão solar podem-se obter resultados a muito curto prazo, desde minutos até uma hora. A curto prazo consideram-se previsões horárias baseadas em previsões meteorológicas NWP, em que se utilizam variáveis com a irradiação, nuvens e a temperatura. Previsão a longo prazo baseia-se em valores médios para todo o ano [1].

Para mini-hídricas também já se conseguem obter previsões até 7 dias.

Para os consumos podem considerar-se previsões a curto prazo, hora a hora, para os próximos dias; a médio prazo para os próximos meses ou anos e de longo prazo um período que pode variar de 5 a 25 anos [13].

No âmbito da dissertação as previsões utilizadas são obtidas para horizontes de curto prazo, em concreto são utilizados valores de previsão horária para as próximas 24 horas.

## 2.4. Incerteza das ofertas da PRE

A operação das unidades de produção renovável apresenta a inconveniência de estarem muito dependentes da variabilidade dos seus recursos primários. Deste modo a sua integração no sistema elétrico é encarada como um grande desafio.

O mercado elétrico foi originalmente projetado tendo em conta a integração das unidades de produção que tem a possibilidade de serem individualmente controladas, às quais não estão associadas as de caráter não despachável como a energia solar ou eólica.

A participação em ambiente de mercado pressupõe que os produtores de energia elétrica apresentem ofertas em tipos de mercado como o diário e o intradiário. Tais ofertas devem incluir decisões quanto ao montante de energia a licitar e respetivo preço. Estas decisões são tomadas com antecedência, com base em previsões com algum grau de incerteza. Deste modo existe incerteza associada à produção futura de energia. No período para o qual a energia foi contratada podem existir diferenças entre o valor real e previsto, dando assim origem a desvios de produção. Estes desvios devem ser penalizados pelas entidades que os provocaram.

É necessário o uso de ferramentas de previsão para se prever qual a quantidade de energia ser produzida, de modo a que se possa definir o montante de energia a ser licitada no mercado elétrico. Os resultados de tais ferramentas tem uma precisão limitada e portanto os resultados de previsão obtidos são incertos.

As propostas enviadas para o mercado devem ter em conta esta incerteza, a fim de obter o máximo lucro da venda de energia, minimizando as perdas devido aos desequilíbrios de produção.

No que diz respeito à possibilidade da participação das renováveis no mercado elétrico a maioria dos estudos realizados dá grande importância à energia eólica.

O caso de estudo apresentado em [17] demonstra que a participação no mercado intradiário possibilitou uma redução do custo de desvios até 18%.

Em [18] é apresentado um modelo que analisa o *trade-off* entre o risco e o lucro para os produtores de energia eólica quando apresentam propostas de venda de energia em mercado. Os resultados mostram que é possível controlar este *trade-off* quando estão presentes em mercados elétricos voláteis.

O estudo realizado em [19] permitiu concluir que a participação da produção eólica no mercado Pool é, em média, mais rentável para os parques eólicos do que a remuneração que estes recebem segundo o regime de tarifa fixa.

## 2.5. Combinação da produção hídrica e eólica

Numa perspetiva de sistema elétrico de energia, nos últimos tempos têm-se discutido muito sobre questões de agregação de energia hídrica com eólica.

Os desvios de produção implicam custos adicionais ao sistema elétrico os quais em alguns casos podem ser demasiado elevados. As dificuldades associadas à previsão de determinadas produções de energia elétrica, como o caso da energia eólica, e a reduzida precisão das previsões resultantes contribuem para o agravamento deste fato. Estes desvios fazem com que as receitas esperadas pelos produtores de energia elétrica diminuam e os preços variem, provocando assim instabilidade na operação do mercado elétrico.

Uma alternativa para tentar contrariar este problema passa pela criação de estratégias que permitam combinar diferentes tipos de geração de forma a minimizar os desvios e maximizar o lucro esperado pelas centrais. Devido à energia eólica ser não despachável, o objetivo desta agregação é corrigir os desvios provocados pela mesma recorrendo à regulação da produção hídrica.

Vários estudos tendo sido realizados no que diz respeito à otimização de estratégias associadas à operação conjunta de produções eólica e hídrica. Nos artigos [20, 21] são apresentadas propostas que utilizam produção conjunta de centrais do tipo hídrica e eólica. Propõem-se estudos que englobam técnicas de simulação estocástica com o intuito de maximizar o lucro das ofertas conjuntas em mercado de geração hídrica e eólica, obtido pela oferta ótima. Uma das estratégias apresentadas consiste na operação combinada, ou seja, à medida que a eólica começa a produzir calculam-se com pouca incerteza os desvios de produção para as próximas horas. Com esta informação as centrais hídricas podem alterar a sua produção, movendo o seu valor ótimo de produção para aquele que permita reduzir os desvios provocados pela eólica. Outra solução proposta consiste em fazer ofertas em mercado que englobam os dois tipos de produção, admitindo que a decisão é tomada tendo em conta as distribuições de probabilidades de vento esperadas. Ambos os casos têm por finalidade maximizar o lucro desta operação conjunta.

Os resultados obtidos demonstram que quando as penalizações são baixas é melhor permitir os desvios do que alterar o despacho das centrais hídricas.

Valores elevados de penalizações encorajam a produção hídrica a cobrir os desvios. O benefício final irá depender do valor das penalidades consideradas, da precisão dos modelos de previsão eólica e das características das centrais hídricas consideradas.

## Capítulo 3

# Análise da agregação

### 3.1. Metodologia

O principal objetivo desta dissertação consiste em estudar qual a melhor combinação de portfólio de geração de produção renovável (eólica, hídrica e solar) e qual a melhor estratégia que possibilita minorar a incerteza às ofertas em mercado, englobando conceitos de análise de incerteza e análise de risco.

Nos casos analisados, a metodologia a seguir consiste em agregar diferentes séries de diferentes tipos de produção, calcular indicadores que permitam caracterizar tais opções e analisar o seu comportamento. As agregações efetuadas consistem no somatório, hora a hora, das séries de produções previstas e das respectivas produções reais.

Numa primeira fase será efetuada a caracterização da agregação a nível nacional. Numa segunda fase analisar-se-ão diferentes cenários de portfólio que englobam diferentes frações de cada tipo de produção renovável (eólica, hídrica e solar) e será também considerada a possibilidade de comercialização e gestão de consumos. Esta segunda fase será caracterizada por três tipos de cenários, sendo estes:

- Agregação de centrais do mesmo tipo de fonte energética;
- Agregação combinada de diferentes tipos de fonte energética, sem integração de consumos;
- Agregação combinada dos diferentes tipos de tipo de fonte energética, com integração de consumos.

### 3.2. Indicadores de incerteza

Mediante os cenários de portfólio definidos é essencial que os agentes agregadores possuam indicadores que lhes permitam avaliar os resultados obtidos. A sua análise será importante na medida em que os ajudarão a definir a melhor estratégia quando têm de apresentar propostas no mercado elétrico.

Nas simulações efetuadas serão avaliados dois tipos de indicadores: o erro absoluto percentual médio (MAPE) e a variabilidade horária da produção.

De modo a avaliar a precisão das previsões, utilizou-se como indicador o MAPE. Este indicador compara o resultado obtido pela previsão com o resultado real. Esta percentagem é calculada em relação ao valor de potência instalada, de acordo com a equação (3.1)

$$\text{MAPE}_{\text{pmáx}} = \frac{\sum_{t=1}^N |P_{\text{real},t} - P_{\text{prev},t}|}{P_{\text{máx}} \times N} \times 100 \quad (3.1)$$

em que:

- $P_{\text{real},t}$  - valor real de energia na hora t (MWh);
- $P_{\text{prev},t}$  - valor previsto de energia na hora t (MWh);
- $P_{\text{máx}}$  - valor máximo de energia de toda a série (MWh);
- N - número total de horas num ano.

O erro é calculado, para cada hora, pelo valor absoluto da diferença entre o valor real de energia produzida e o respetivo valor de energia prevista, relativamente ao valor máximo da série. O valor percentual final, dado pela equação (3.1), corresponde a uma média de todos os valores horários, neste caso para um período de um ano.

Para caracterizar a variação da produção criou-se um indicador percentual de variabilidade horária definido pela equação (3.2)

$$\text{Variabilidade} = \frac{\sum_{t=1}^N |P_{\text{real},t} - P_{\text{real},t-1}|}{P_{\text{máx}} \times N} \times 100 \quad (3.2)$$

em que:

- $P_{\text{real},t}$  - valor real de energia na hora t (MWh);
- $P_{\text{real},t-1}$  - valor previsto de energia na hora t-1 (MWh);
- $P_{\text{máx}}$  - valor máximo de energia de toda a série (MWh);
- N - número total de horas num ano.

Tal como para o MAPE, a variabilidade corresponderá a uma média anual.

### 3.3. Análise do agregado nacional

Com base em séries reais de produção de origem renovável, consumos, respetivas séries de previsão e custos unitários de desvio do intervalo de tempo compreendido entre 01/03/2011 e 01/03/2012 procedeu-se à caracterização da agregação a nível nacional. Os dados de produção real e respetiva previsão foram fornecidos pela empresa Smartwatt. Os custos unitários de desvios foram obtidos através da REN [5], que foram utilizados no cálculo do indicador custo de desvio. Todos estes dados correspondem a valores horários.

O custo de desvio representa a penalização a ser paga quando existe uma diferença entre o valor real de energia produzida e o seu valor previsto, calculado pela equação (3.3)

$$C_{d,t} = |P_{real,t} - P_{prev,t}| \times C_t \quad (3.3)$$

em que:

- $C_{d,t}$ - custo de desvio na hora t (€);
- $P_{real,t}$  - valor real de energia na hora t (MWh);
- $P_{prev,t}$  - valor previsto de energia na hora t (MWh);
- $C_t$ - custo unitário do desvio na hora t (€/MWh).

A Figura 3.1 e Figura 3.2 apresentam exemplos da variação do custo de desvio relativamente à diferença entre a produção real e a prevista, para um período de 24 horas. Verifica-se que, à medida que o desvio de energia toma valores superiores, o que corresponde maior valor de  $|P_{real,t} - P_{prev,t}|$ , o custo de desvio é maior. A agregação de energia solar com hídrica permite obter um custo inferior relativamente à eólica sozinha, o que também resulta do facto de eólica apresentar uma maior capacidade.

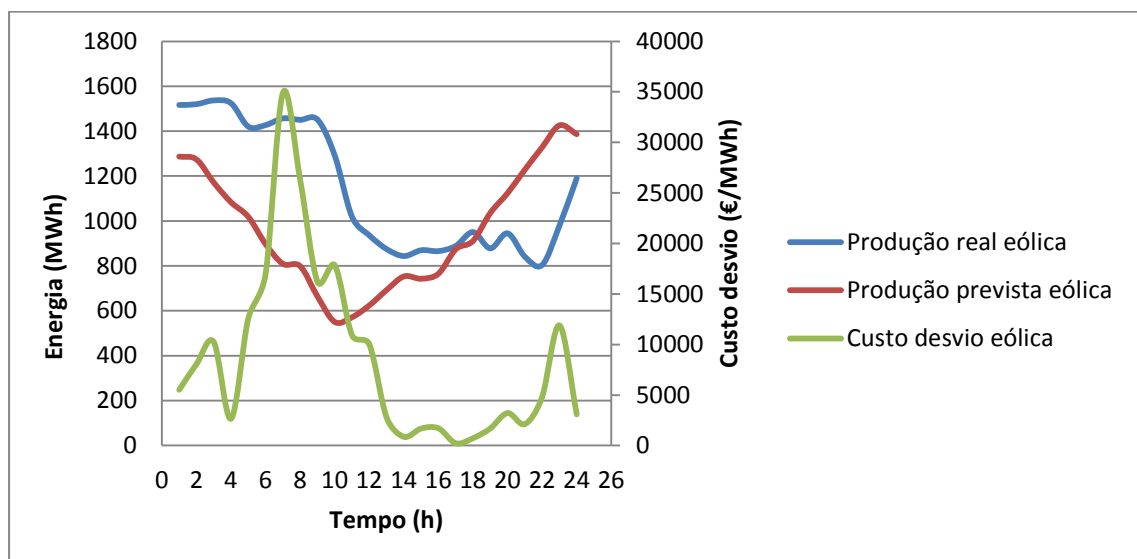


Figura 3.1- Variação do custo de desvio em função do desvio de produção eólica

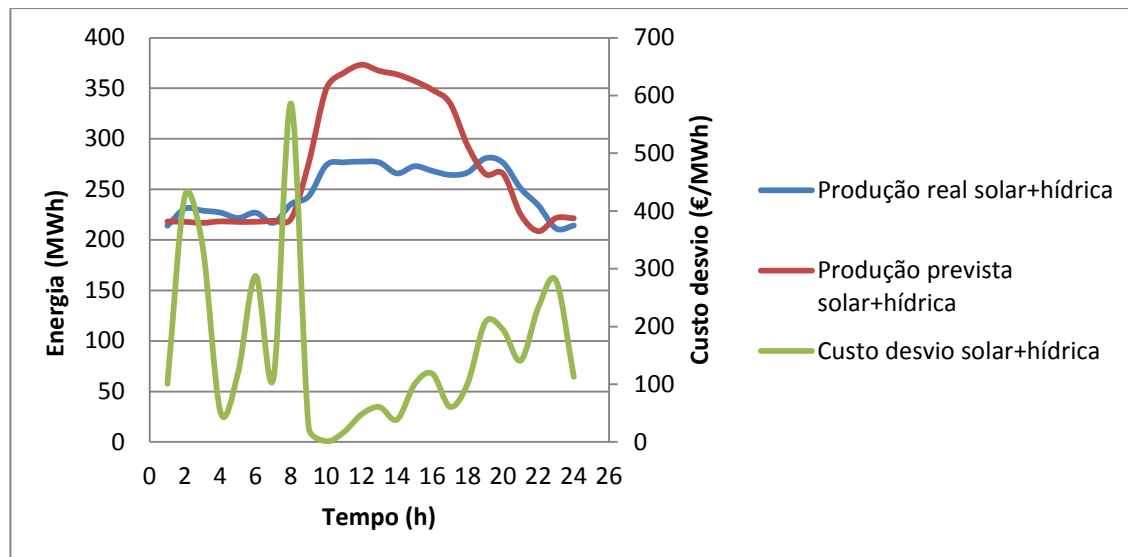


Figura 3.2-Variação do custo de desvio em função do desvio de produção da agregação solar e hídrica

Para as séries de produção nacional de renováveis e de consumo, realizou-se o estudo da agregação, que combina estes diferentes tipos de produção, e calculou-se a médio anual do MAPE, variabilidade e custo de desvio anual. O custo de desvio anual é dado pela divisão entre o somatório do custo de desvio horário ( $C_{d,t}$ ) e o valor total da energia para o mesmo período.

Pela análise da Figura 3.3 conclui-se que, para os casos em que a agregação é apenas dada por um tipo de fonte energética, o consumo apresenta a menor percentagem de erro. Por sua vez, a energia eólica é a que possui um erro mais elevado, devido a ser também aquela que apresenta uma maior capacidade de geração.

Agregando diferentes fontes energéticas verifica-se que qualquer tipo de produção renovável agregada com eólica permite a redução do erro face a esta sozinha. A menor redução de erro é conseguida combinando solar com hídrica.

O resultado da integração de consumos com produção, apresenta uma percentagem de erro superior face ao consumo sozinho. Na agregação de consumos com PRE, admitiu-se que o agregador apresenta um perfil de comercializador, efetuando ofertas com base na procura e não de oferta. Como tal a agregação das series será dada por consumo menos produção.

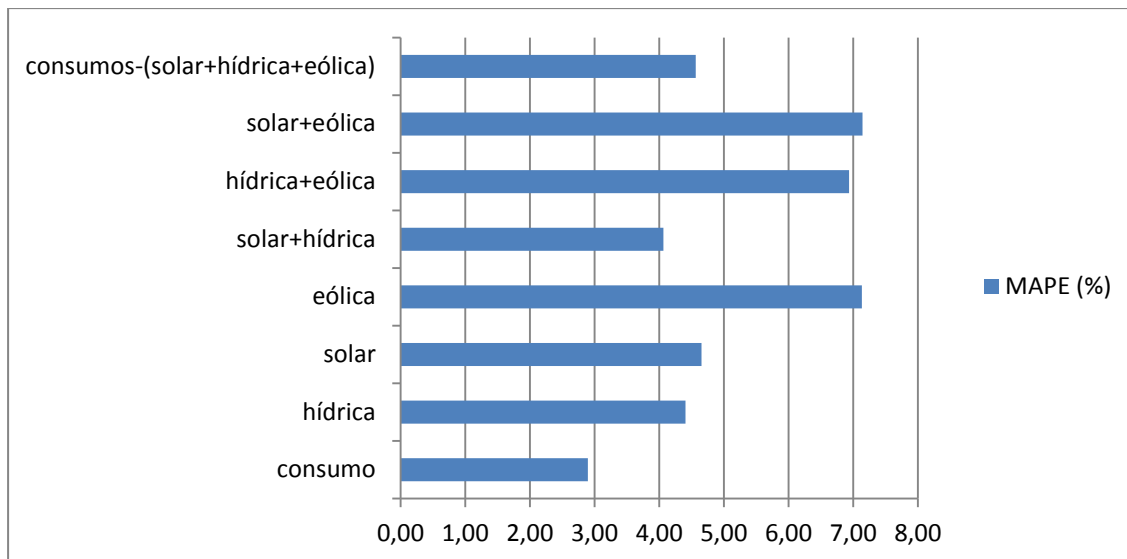


Figura 3.3-Variação do MAPE

No que diz respeito à variabilidade horária, a energia solar claramente destaca-se com o maior valor, cerca de 6,5% como se verifica na Figura 3.4. Seguida desta está a combinação do solar com a hídrica. Os restantes casos apresentam valores idênticos.

Tal como para o MAPE, um perfil em que só se consideram consumos apresenta um valor de variabilidade percentual inferior comparado com a sua gestão com produções.

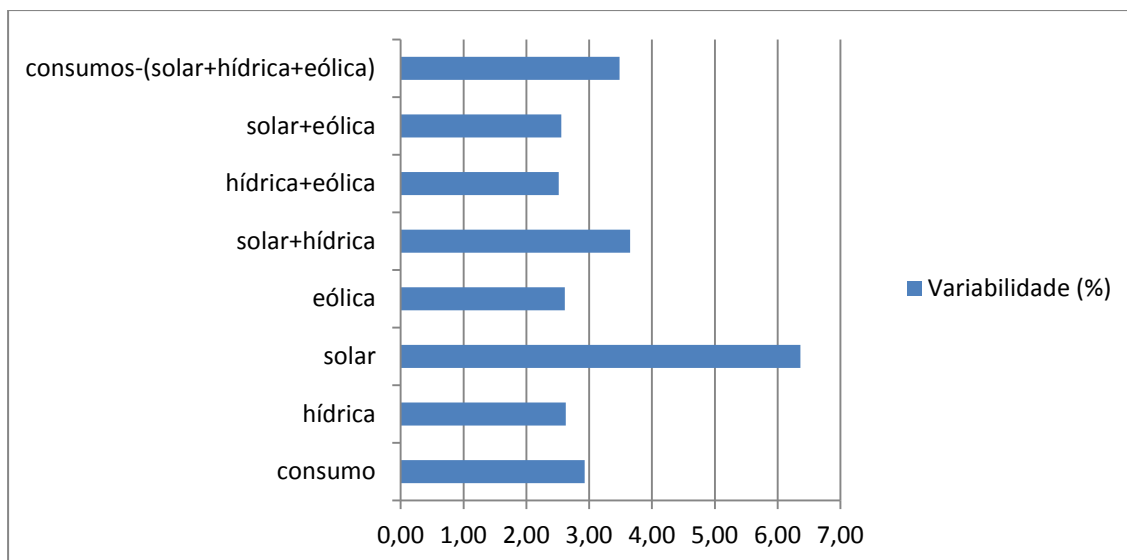


Figura 3.4-Variação da variabilidade

Comparando os resultados da Figura 3.3 com os da Figura 3.5 verifica-se, tal como era de esperar, o MAPE e o custo unitário do desvio estão diretamente relacionados. Os casos em que o MAPE é superior apresentam um maior custo de desvio, o que nos permite saber quais as situações em o sobrecusto de operação do sistema elétrico foi maior.

Os valores apresentados na Figura 3.5 correspondem ao resultado anual, sendo obtidos pela divisão entre somatório do custo de desvio de cada hora e o somatório da energia produzida nessas mesmas horas.

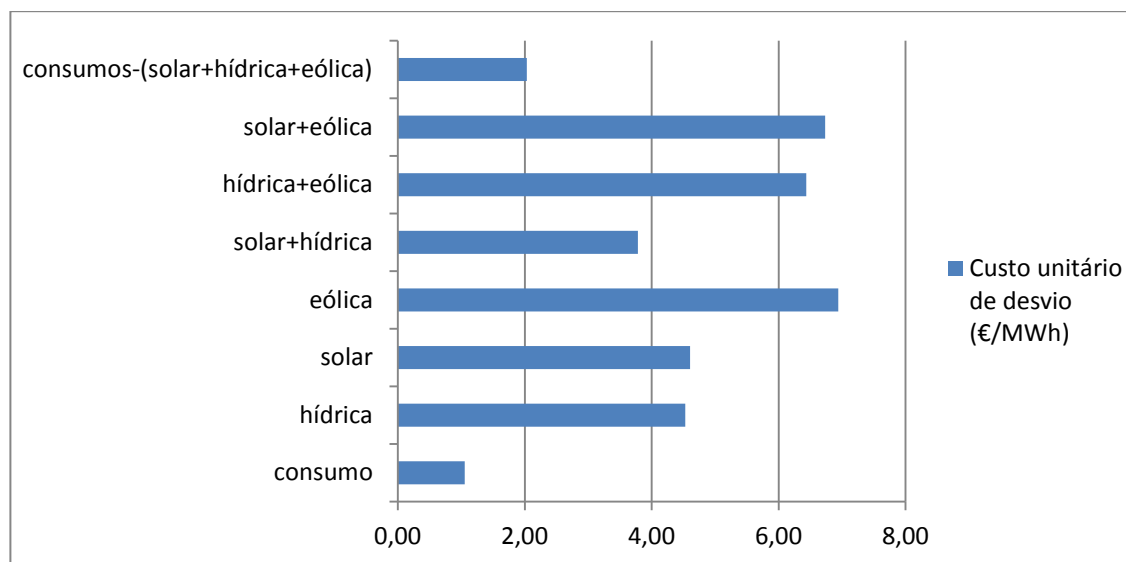


Figura 3.5-Variação do custo total de desvio

É de notar que o valor do custo unitário do desvio corresponde à incerteza resultante de um bom modelo de previsão. A não consideração de modelos de previsão implicará custos de cerca de aproximadamente 25 €/MWh, que é o valor médio do custo de desvio para o horizonte temporal compreendido entre 01/03/2011 e 01/03/2012.

Observando a Figura 3.5 verifica-se que, considerando a existência de um modelo de previsão, obtém-se um maior custo de desvio para a energia eólica sendo este cerca de 7 €/MWh.

### 3.4. Modelos de previsão

Para se proceder à agregação dos três tipos de cenários referidos anteriormente em 3.1, foi necessário criar modelos de previsão, uma vez que não existiam previsões para os dados de produção a utilizar. Nas subsecções seguintes serão apresentados os modelos utilizados. A previsão é realizada para dados de produção real por parque eólico e por central mini-hídrica, assim como dados nacionais agregados de produção fotovoltaica e consumos, correspondentes ao ano de 2008.

#### 3.4.1. Modelo de previsão eólica e consumos

Para a previsão de produção eólica e de consumos recorreu-se a uma rede neuronal. As redes neuronais são técnicas computacionais constituídas por um modelo matemático baseado na estrutura neuronal de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através do treino. Estas são constituídas por um conjunto de entrada, um conjunto de

neurónios (correspondente a uma camada oculta) e um conjunto de saída. Na Figura 3.6 é apresentada a estrutura de uma rede neuronal.

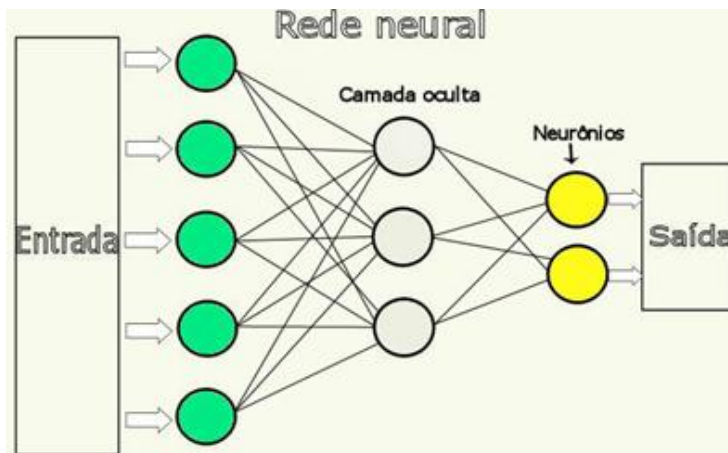


Figura 3.6-Estrutura de uma rede neuronal

Na Figura 3.7 e Figura 3.8 apresentam quais as entradas da rede neuronal, correspondentes a variáveis meteorológicas e horárias e a respetiva saída, que corresponde ao valor da previsão.

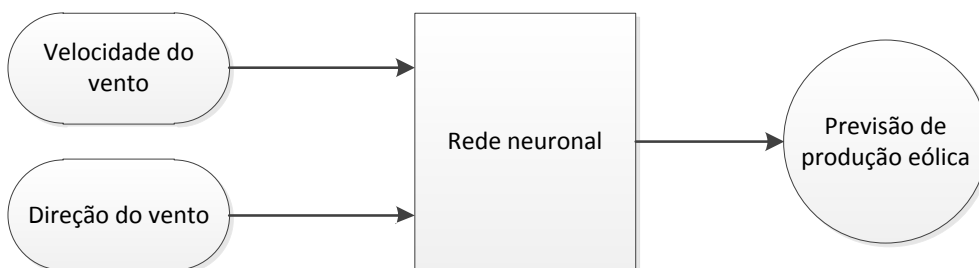


Figura 3.7-Rede neuronal para previsão de produção eólica

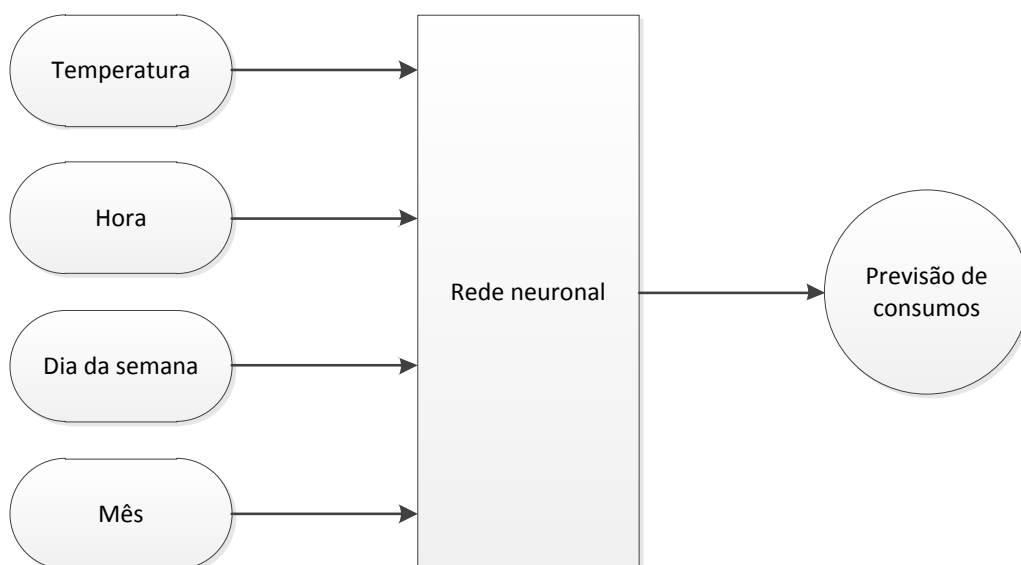


Figura 3.8- Rede para previsão de energia eólica

Na Figura 3.9 está presente a previsão para um período do ano, em que se obteve um MAPE anual de 1,89%. Verifica-se uma boa aproximação entre o valor real e o previsto.

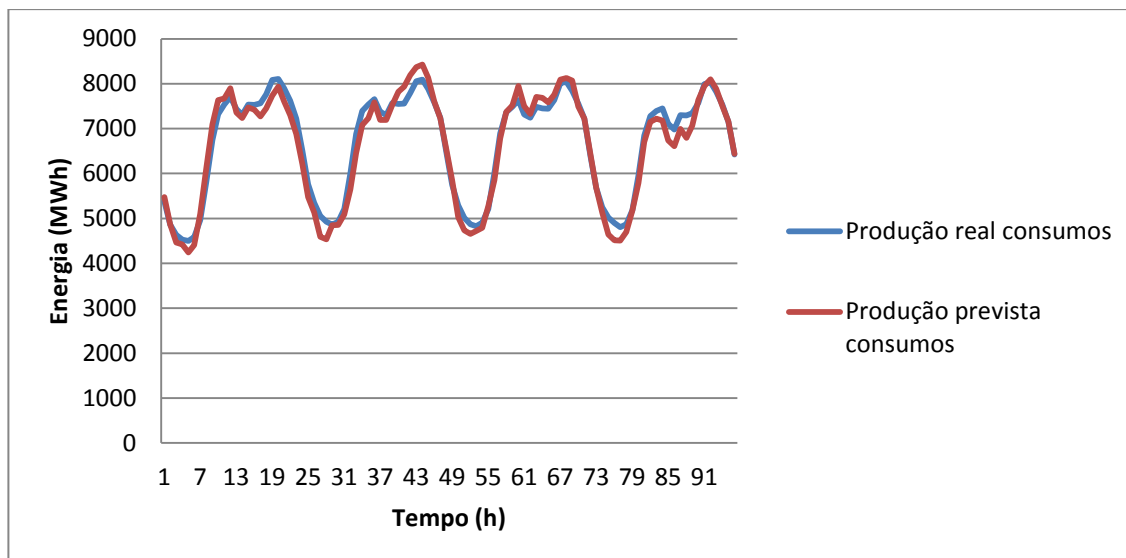


Figura 3.9-Previsão do agregado nacional de consumos

Na Figura 3.10 e Figura 3.11 apresentam-se previsões para dois tipos de parques eólicos localizados em diferentes pontos geográficos, obtidas pelo modelo de previsão de energia eólica. Estas previsões apresentam para o parque A um valor anual de MAPE de 6,77% e para o parque B de 8,13%, sendo que o segundo apresenta uma maior capacidade de produção.

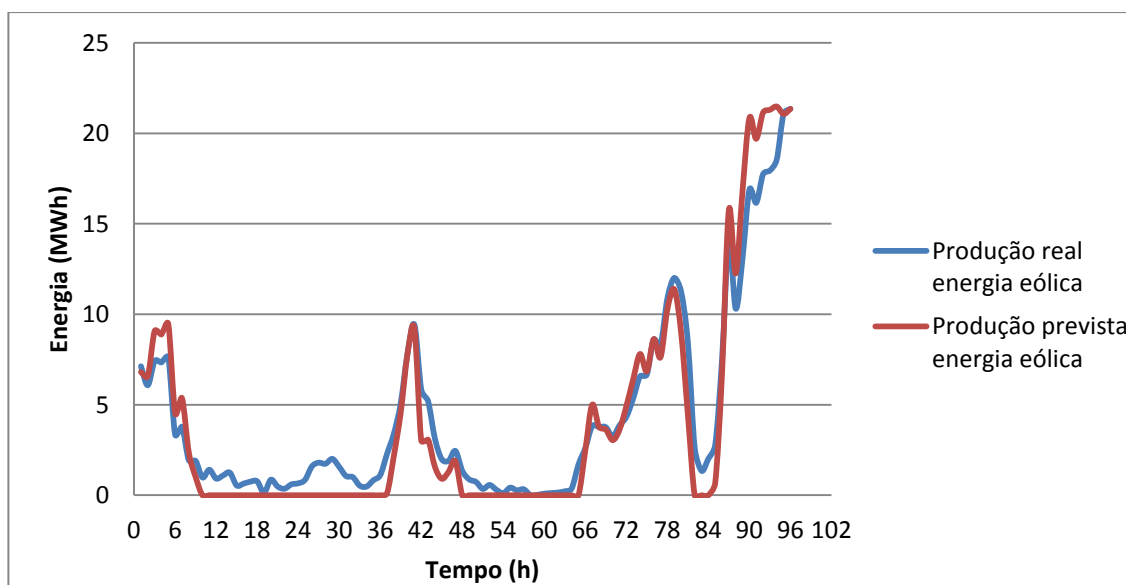


Figura 3.10-Previsão de produção eólica para o parque A

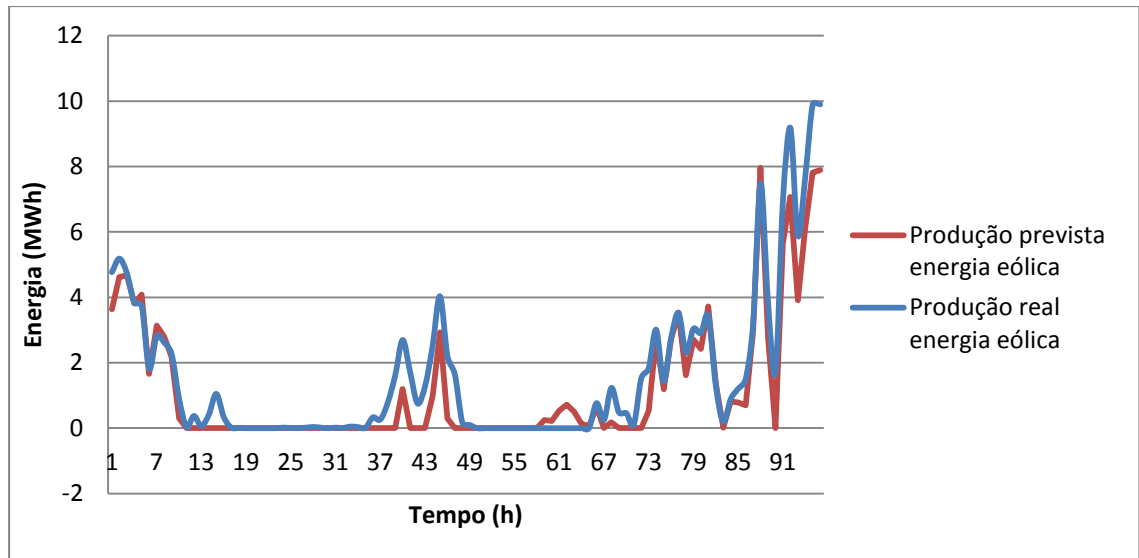


Figura 3.11-Previsão de produção eólica para o parque B

### 3.4.2. Modelo de previsão fotovoltaica

O modelo de previsão solar parte do cálculo da irradiância extraterrestre. Esta corresponde à irradiação fora da atmosfera [22]. Os passos a seguir pelo modelo analítico, para o cálculo da irradiância extraterrestre são:

1. Cálculo da hora solar (a partir da hora UTC);
2. Cálculo da declinação (para cada dia);
3. Cálculo da elevação solar (para cada hora);
4. Cálculo do azimute (para cada hora);
5. Cálculo do ângulo de incidência (horizontal);
6. Cálculo da irradiância extraterrestre (para cada hora).

A hora solar  $H_{solar}$ , é a base de cálculo para esta referência de escala quando o sol está no pico sempre às 12h. Este valor é obtido através da equação (3.4)

$$H_{solar} = H_{UTC} + ET + \frac{\text{latitude}}{15} \quad (3.4)$$

em que:

- $H_{UTC}$ -hora na unidade de tempo universal;
- ET- ajuste anual que varia entre -15 e 20 minutos, dada pela equação (3.5)

$$ET = \frac{9,87 \sin(2\beta) - 7,53 \cos(\beta) - 1,5\sin(\beta)}{60} \quad (3.5)$$

$$\beta = \frac{360(\text{Dia}_{ano} - 81)}{364} \quad (3.6)$$

A declinação é dada pela equação (3.7)

$$\delta = 23,45 \sin\left(2\pi \times \frac{284 + \text{Dia}_{\text{ano}}}{365}\right) \quad (3.7)$$

Esta corresponde ao ângulo entre o plano do equador e a direção sol-terra, tal como é visível na Figura 3.12

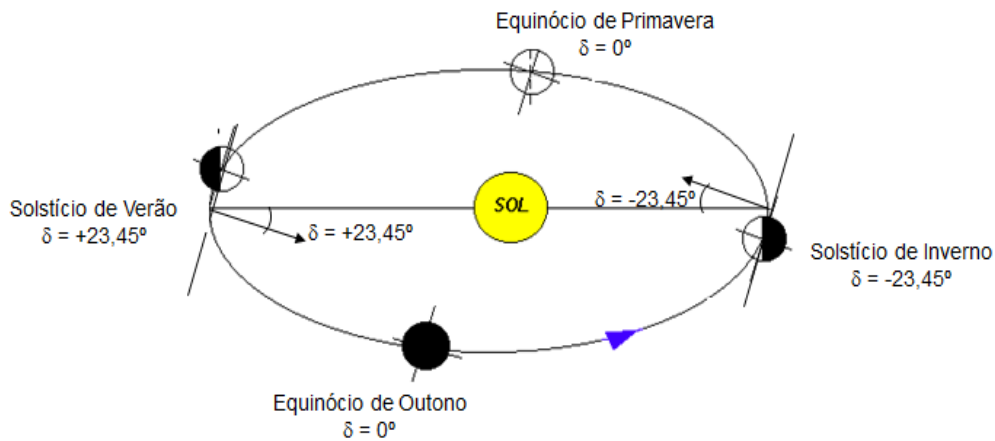


Figura 3.12-Declinação [1]

A elevação solar, que corresponde ao ângulo entre o plano horizontal e a irradiação direta no plano (ver Figura 3.13), é calculada segundo a equação (3.8)

$$\theta_z = 90 - \gamma_s = 90 - \arcsin(\sin \delta \times \sin \varnothing + \cos \delta \times \cos \omega) \quad (3.8)$$

em que:

- $\varnothing$ -latitude;
- $\omega$  – ângulo solar.

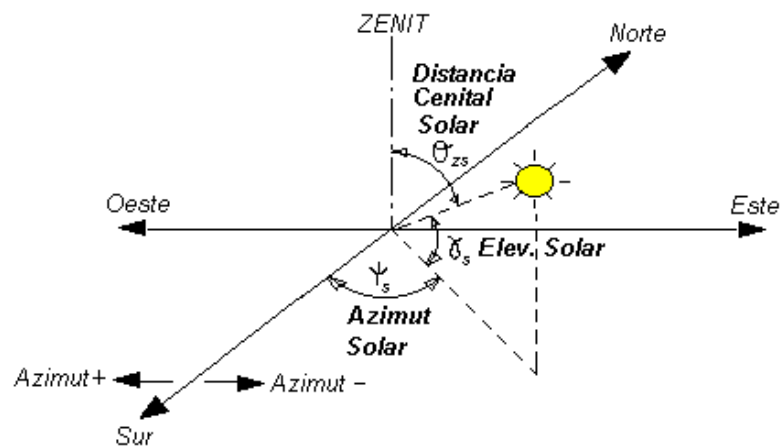


Figura 3.13-Elevação solar [1]

O ângulo solar é dado pela equação (3.9). Para hora em que o sol está mais alto (meio dia solar), o ângulo solar é nulo e é positivo à tarde e negativo de manhã.

$$\omega = 15(H_{\text{solar}} - 12) \quad (3.9)$$

O azimute, que corresponde ao ângulo formado entre a direção Sul e a projeção da linha Sol-terra sobre a horizontal (ver Figura 3.13), é obtido pela equação (3.10)

$$\varphi_s = \arcsin \left( \frac{\sin \gamma_s \times \sin \vartheta - \sin \delta}{\cos \gamma_s \times \cos \vartheta} \right) \quad (3.10)$$

Para  $\omega < 0$   $\varphi_s = -\varphi_s$ .

Por fim, a irradiância extraterrestre na superfície da atmosfera é dada pela equação (3.11)

$$I_o = 1353 \left( 1 + 0,033 \cos \left( \frac{2\pi \text{Dia}_{\text{ano}}}{363} \right) \right) \cos \theta_z \quad (3.11)$$

Sabendo o valor horário da irradiância extraterrestre é necessário fazer o ajuste de produção solar para o caso de se ter um dia claro ou dia nublado.

Num dia claro esta análise pode ainda ser separada entre os períodos das 0h às 12h e das 12h às 23h uma vez que a produção apresenta um comportamento diferente nestes períodos. Este ajuste é efetuado segundo uma função sigmoide dada pela equação (3.12), dando origem aos resultados na Figura 3.14 e Figura 3.15

$$P_{\text{est},I_0} = P_{\text{min}} + \frac{P_{\text{máx}} - P_{\text{min}}}{1 + e^{\left( -8 \frac{I_0 - h_c}{h_s} \right)}} \quad (3.12)$$

em que:

- $P_{\text{est},I_0}$  - produção estimada em função da irradiância extraterrestre (MW);
- $P_{\text{min}}$  - valor mínimo da energia da série de produção (MW);
- $P_{\text{máx}}$  - valor máximo da energia da série de produção (MW);
- $h_c$  e  $h_s$  - parâmetros de ajuste de sigmoide dada por  $P_{\text{est},I_0}$ .

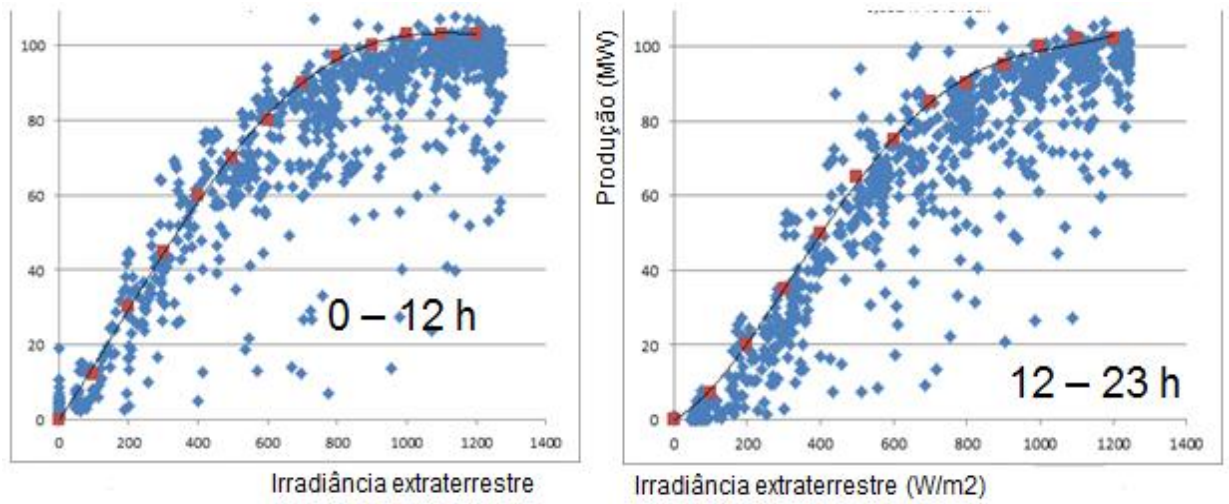


Figura 3.14-Modelo de ajuste para dia claro [1]

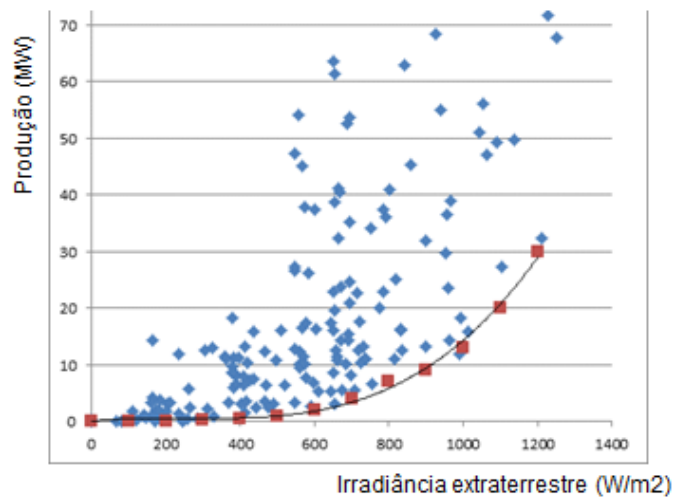


Figura 3.15-Modelo de ajuste para dia nublado [1]

O valor real da produção fotovoltaica estará compreendido entre a produção de dia claro e dia nublado, tal como é visível na Figura 3.16

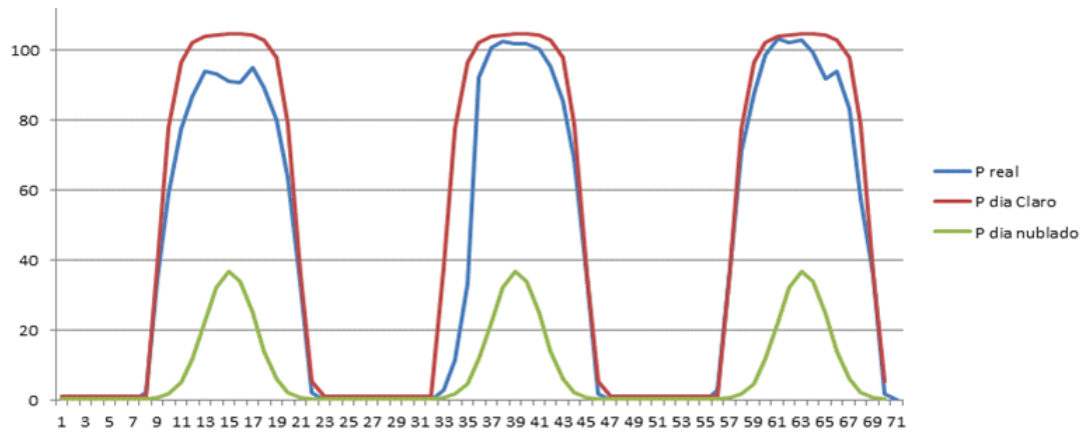


Figura 3.16-Atenuação da produção real [1]

Esta atenuação da produção real, pode ser calculada pelo índice de atenuação  $K_a$ , de acordo com a equação (3.13)

$$K_a = \frac{P_{\text{claro}} - P_{\text{real}}}{P_{\text{claro}} - P_{\text{nublado}}} \quad (3.13)$$

em que:

- $P_{\text{real}}$ - produção em dia claro (MW);
- $P_{\text{claro}}$ -produção em dia claro (MW);
- $P_{\text{nublado}}$ -produção em dia nublado (MW).

Para se realizar a previsão, o valor de  $K_a$  terá ser previsto em função do comportamento diário das variáveis meteorológicas. Para tal este pode ser obtido usando uma rede neuronal, de acordo com a Figura 3.17

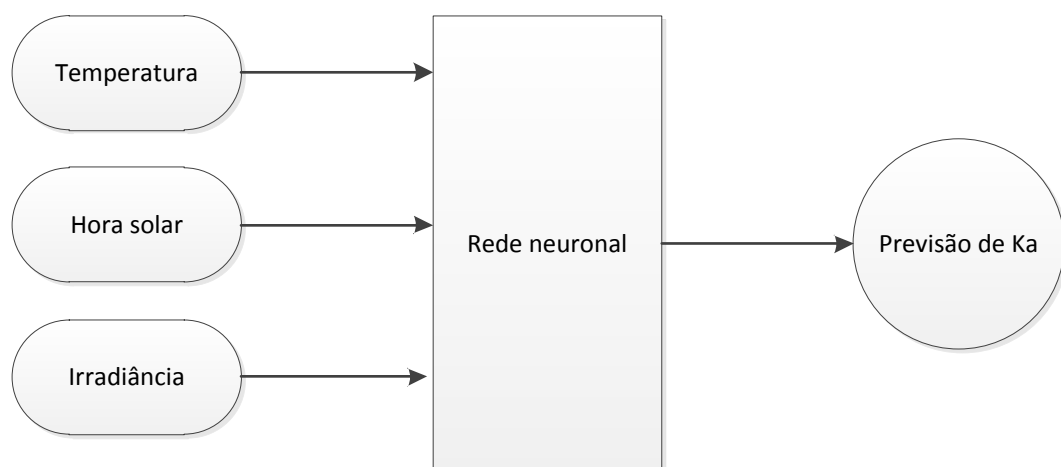


Figura 3.17-Rede neuronal para prever  $K_a$

Por fim, o valor de previsão é obtido, através do valor de  $K_a$  obtido pela rede neuronal, segundo a equação (3.14)

$$P_{\text{previsto}} = P_{\text{claro}} - K_a \times (P_{\text{claro}} - P_{\text{nublado}}) \quad (3.14)$$

Parte da previsão obtida para o agregado nacional de previsão fotovoltaica é apresentada na Figura 3.18

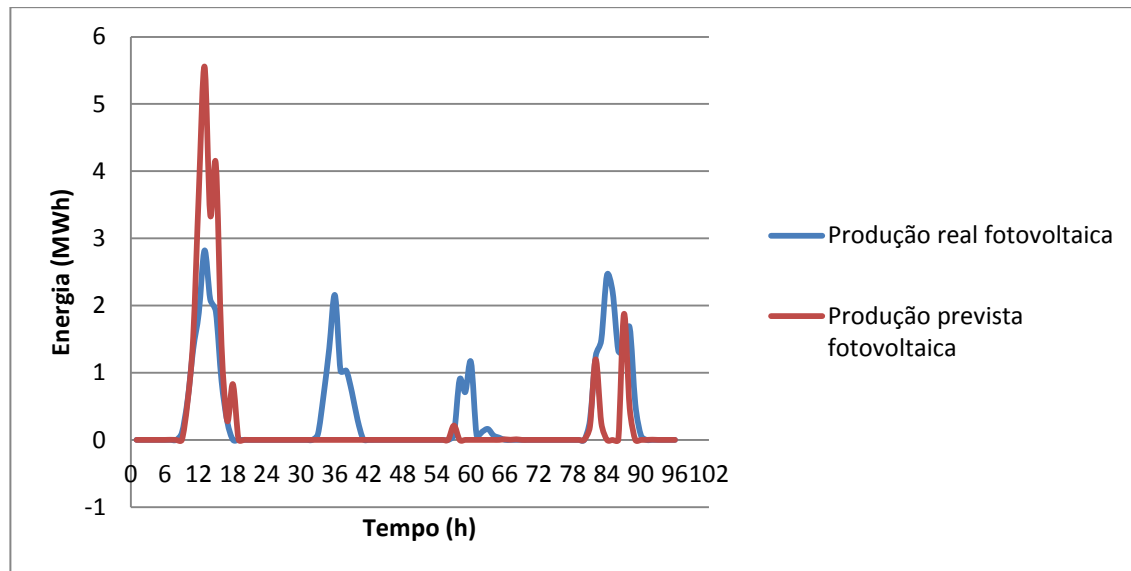


Figura 3.18-Previsão do agregado nacional de produção fotovoltaica

### 3.4.3. Modelo de previsão mini-hídrica

A produção de centrais mini-hídricas (CMH) está fortemente dependente da estratégia de operação.

O primeiro passo do modelo de previsão hídrica consiste em realizar uma suavização diária da produção, a qual pode ser dada para cada hora por uma média entre as 12 horas antes e depois do instante em causa. Desta forma retiram-se os efeitos de estratégia de operação diária das hídricas.

É também necessário avaliar a disponibilidade do recurso hídrico uma vez que a produção hídrica está dependente do mesmo. Como tal este é definido como potencial hidrológico para produção (HPP), de acordo com a equação (3.15)

$$H_{d,h} = B(H_{d-1,h} + A \times R_{d,h}) \quad (3.15)$$

em que:

- $H_{d,h}$ - HPP para a hora h do dia d (kW);
- $H_{d-1,h}$ - HPP para a hora h do dia d-1 (kW);
- A- parâmetro relacionado com a resposta incremental da produção da central relativa à precipitação (kW/mm);
- B- parâmetro adimensional relacionado com o decaimento da produção devido a períodos sem precipitação. Este parâmetro tem valor inferior a 1;
- $R_{d,h}$ - valor diário de precipitação para a hora h do dia d (mm).

Conhecido o HPP estima-se a resposta da central hídrica ao mesmo. Esta estimativa é dada também por uma função sigmoide  $P_{est,d,h}$  (a vermelho na Figura 3.19), utilizando a equação (3.16)

$$P_{est,d,h} = P_{min} + \frac{P_{máx} - P_{min}}{1 + e^{\left(-s \frac{H_{d,h} - h_c}{h_s}\right)}} \quad (3.16)$$

em que:

- $P_{máx}$  e  $P_{min}$ - valores máximos e mínimos de produção (kW);
- $h_c$  e  $h_s$ - parâmetros de ajuste da função sigmoide.

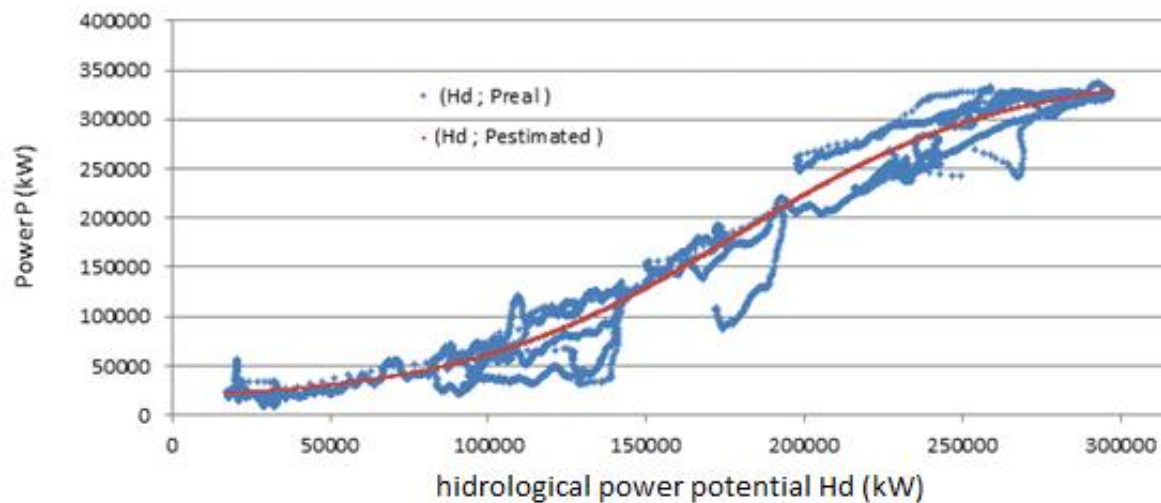


Figura 3.19-Resposta da produção hídrica ao HPP [3]

Conhecida a previsão diária de produção, estima-se a previsão horária introduzindo estratégia. Para tal usa-se pode-se usar uma rede neuronal, apresentada na Figura 3.20

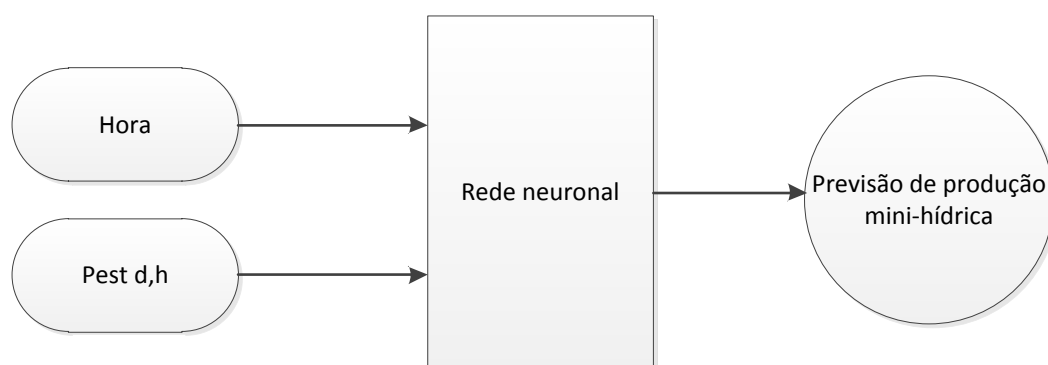


Figura 3.20-Rede neuronal para previsão de produção mini-hídrica

Como resultado da aplicação do modelo de previsão de produção mini-hídrica, na Figura 3.21 e Figura 3.22 apresentam-se previsões obtidas para dois tipos de centrais mini-hídricas com diferentes características. Verifica-se que existem horas para as quais o valor previsto difere bastante do valor real.

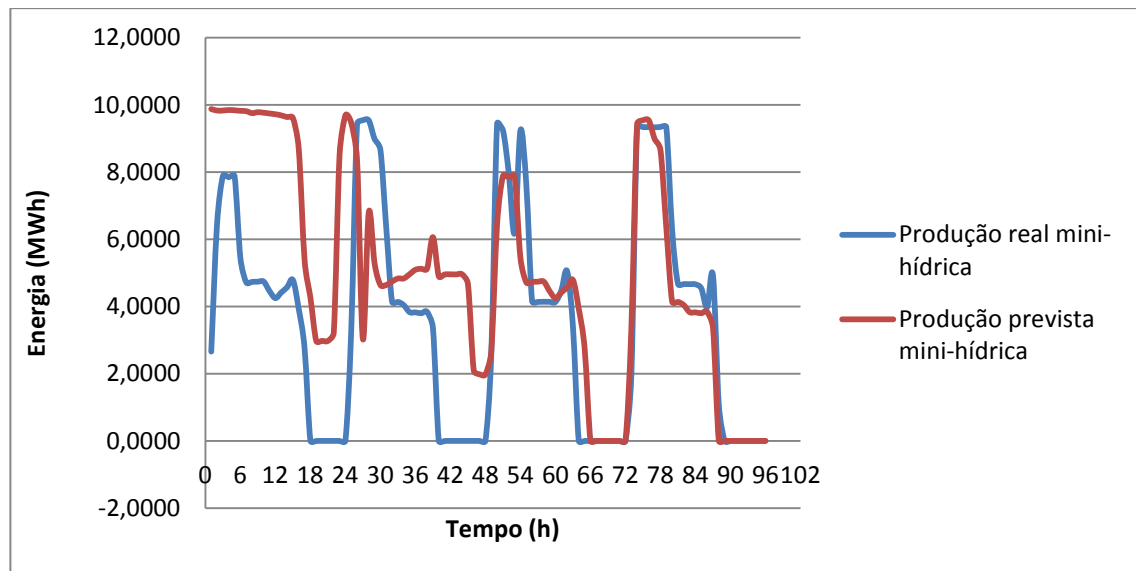


Figura 3.21-Previsão de produção mini-hídrica para a central A

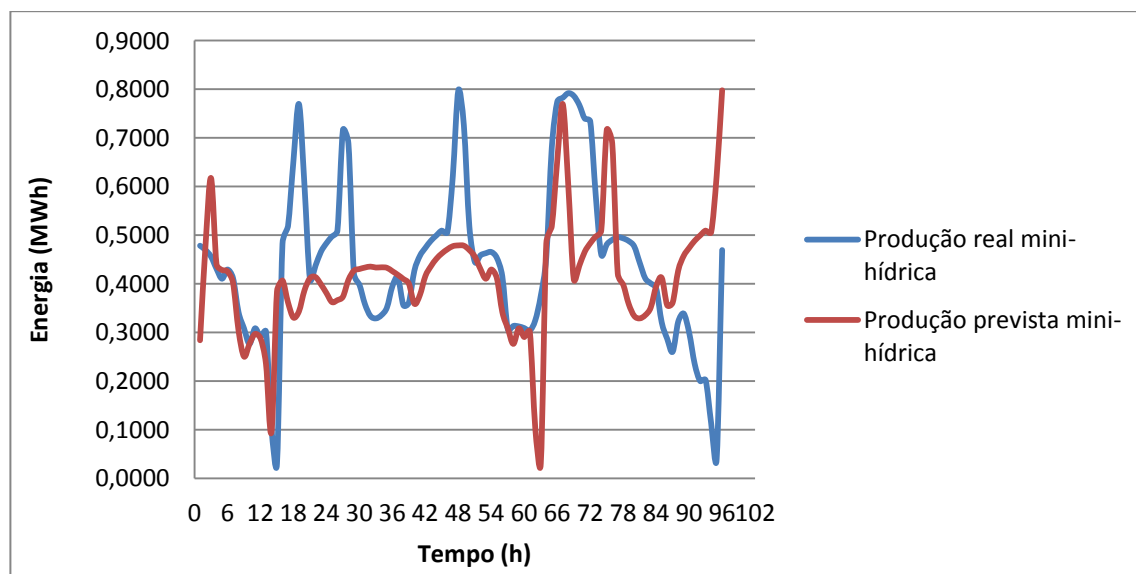


Figura 3.22-Previsão de produção mini-hídrica para a central B

### 3.5. Agregação por tipo de fonte energética

Nesta secção realizou-se o estudo do impacto da agregação da variabilidade da produção (ver equação (3.1)) e do erro de previsão (ver equação(3.2)) por fonte energética eólica, solar e hídrica. Para tal utilizaram-se dados horários de produção real e prevista (obtida pelos modelos referidos em 3.4) de várias centrais mini-hídricas, vários parques eólicos e agregado nacional de consumos e produção fotovoltaica.

#### 3.5.1. Energia Eólica

Para a energia procedeu-se à agregação de 10 parques eólicos de diferentes potências instaladas, localizados em diferentes pontos geográficos.

Foi possível concluir que, independentemente das características dos parques eólicos considerados, a agregação provoca uma redução nestes dois indicadores. Pela análise da Figura 3.23, verifica-se que à medida que o conjunto de parques a agregar aumenta, e como tal o valor de energia também aumenta, os respetivos erros de previsão e variabilidades tendem a cancelar-se, o que torna a agregação vantajosa. Esta tendência decrescente é mais acentuada no que diz respeito ao MAPE.

Deste modo, a diminuição do erro de previsão permite diminuir o desvio relativamente ao compromisso assumido no mercado através da agregação de parques eólicos.

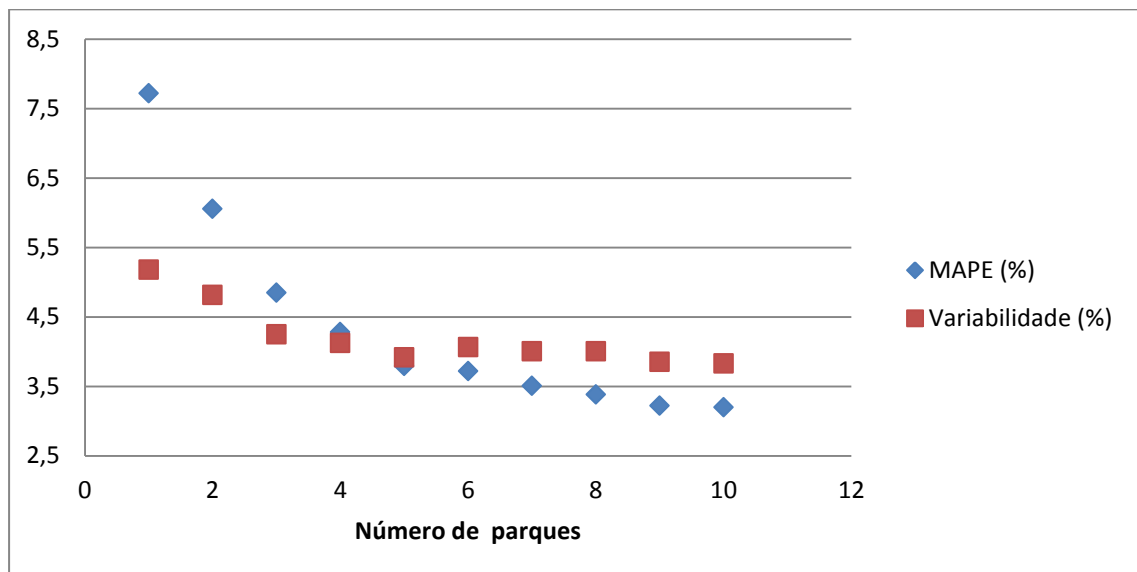


Figura 3.23 - Variação do MAPE e variabilidade com o número de parques agregados

Sabendo também as distâncias entre parques foi possível tirar conclusões quanto à influência de diferentes distribuições geográficas. Para tal começou-se por calcular o coeficiente de correlação entre vários parques, dado pela equação (3.17)

$$\rho_{x,y} = \frac{\text{Cov}(x,y)}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\frac{1}{N} \sum (x_t - \mu_x)(y_t - \mu_y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.17)$$

em que:

- $\mu_x$  e  $\mu_y$ - valores médios;
- $\sigma_x$  e  $\sigma_y$ - desvio padrão;
- $x_t$  - valor real de energia da série  $x$  na hora  $t$  (MWh);
- $y_t$ - valor real de energia da série  $y$  na hora  $t$  (MWh).

Verificou-se, tal como demonstra a Figura 3.24, que a correlação apresenta um decaimento exponencial em função do aumento da distância entre parques, apesar de existirem casos em que para a mesma distancia a correlação toma diferentes valores, o que permite concluir que a correlação não depende exclusivamente da distância. A complexidade do terreno é também um aspeto que influencia a correlação.

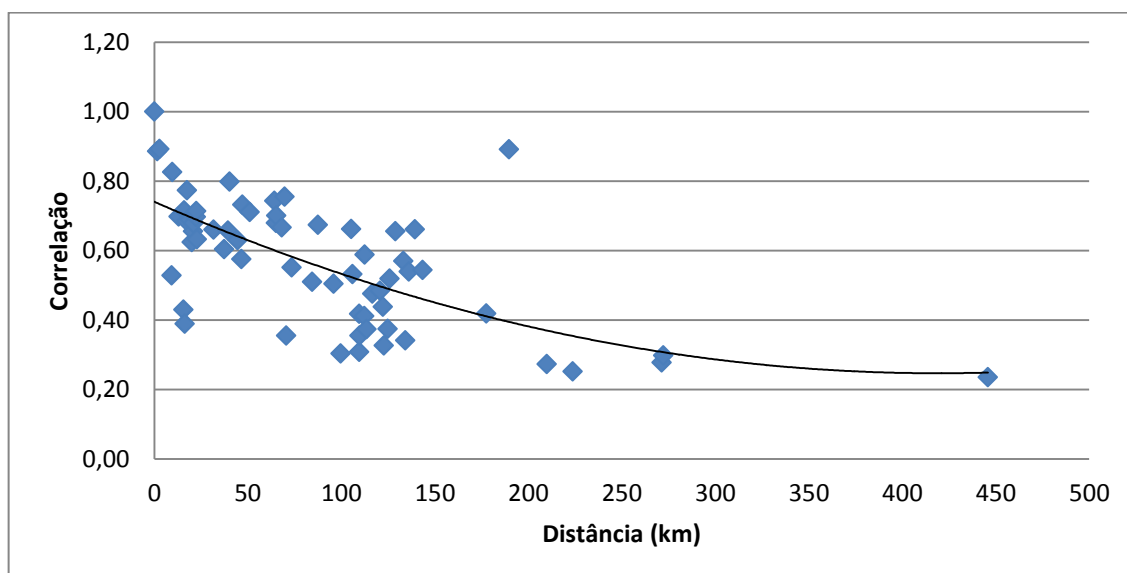


Figura 3.24-Variação do coeficiente de correlação com a distância

Estudou-se também qual a relação existente entre a correlação e o erro de previsão (MAPE), resultante da agregação entre dois parques eólicos. Observando a Figura 3.25, verifica-se que para os vários pares de parques agregados, o MAPE tende a diminuir com o aumento da correlação entre si. Deste modo demonstra-se que a agregação de parques eólicos em função da correlação entre produções contribui para a diminuição do erro da previsão.

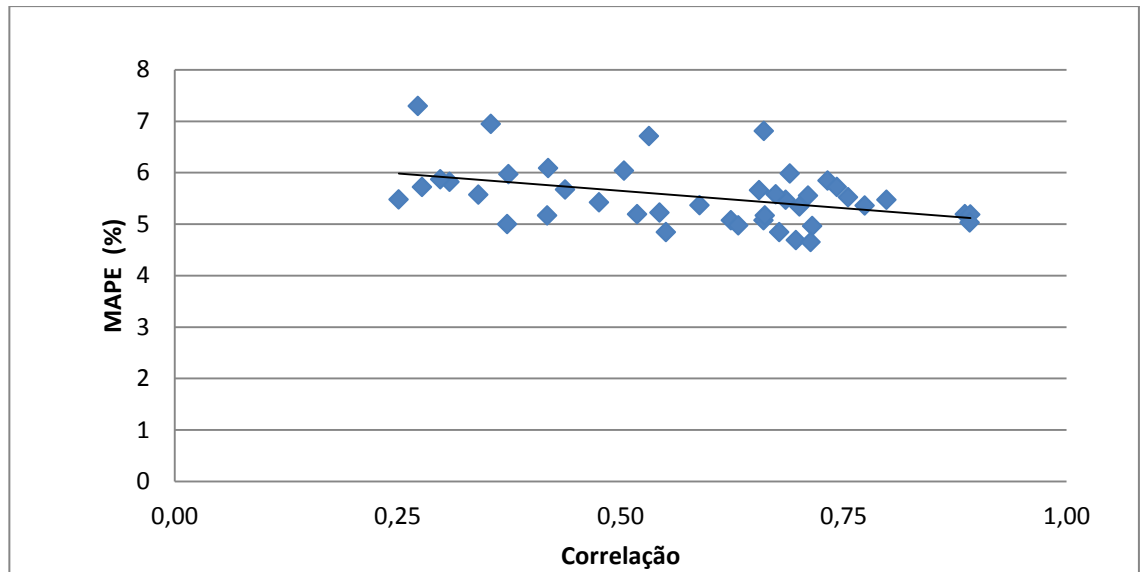


Figura 3.25-Variação do erro com a correlação

### 3.5.2. Energia Hídrica

No caso da produção de energia hídrica, procedeu-se, tal como no estudo da agregação da energia eólica, ao estudo do erro de previsão e variabilidade de produção horária resultantes da agregação de diferentes tipos de centrais mini-hídricas. Para tal utilizaram-se valores reais de produção mini-hídrica e respetivas previsões. As previsões foram obtidas pelo modelo de previsão de produção mini-hídrica para 5 tipos de centrais com diferentes potências instaladas, de acordo com a Tabela 3.1.

Tabela 3.1- Tipo de central e respetiva potência instalada

Tipo	Potência Instalada (MW)
A	10,1
B	1,2
C	3,8
D	4,9
E	0,5

Obtidas as previsões destas centrais, procedeu-se à sua agregação analisando todas as possíveis combinações das centrais A,B,C,D,E. Na Tabela 3.2 são apresentados os resultados obtidos para o erro obtido pela previsão e a variabilidade horária de produção das agregações efetuadas.

Tabela 3.2-Resultados de MAPE e Variabilidade

<b>Agregado</b>	<b>MAPE (%)</b>	<b>Variabilidade (%)</b>
<b>A</b>	10,42	5,08
<b>B</b>	17,93	8,70
<b>C</b>	13,92	7,68
<b>D</b>	16,91	4,15
<b>E</b>	9,01	4,16
<b>A+B</b>	10,62	5,17
<b>A+C</b>	10,21	5,42
<b>A+D</b>	10,84	4,62
<b>A+E</b>	10,16	4,97
<b>B+C</b>	13,24	7,36
<b>B+D</b>	14,92	4,31
<b>B+E</b>	12,65	6,25
<b>C+D</b>	12,79	5,34
<b>C+E</b>	12,43	6,93
<b>E+D</b>	15,26	3,98
<b>A+B+C</b>	10,14	5,34
<b>A+B+D</b>	10,57	4,57
<b>A+B+E</b>	10,31	5,03
<b>B+C+E</b>	11,98	6,68
<b>B+D+E</b>	13,85	4,13
<b>A+B+C+D</b>	9,70	4,72
<b>A+B+C+E</b>	9,88	5,20
<b>A+B+C+D+E</b>	9,48	4,63

As centrais têm características de produção diferentes, o que se reflete nos valores obtidos para o MAPE e variabilidade. Observando a Tabela 3.2, verifica-se que as centrais de tipo B e D são as que apresentam um maior erro de previsão. A agregação que utiliza estas centrais apresentam também um erro elevado, como é o caso combinar B+D e E+D.

De notar que, consoante o número de centrais agregadas aumenta, o erro percentual apresenta valores mais baixos. A agregação contribui deste modo para se obterem perfis de produção percentuais de erro e variabilidade menores.

Estas centrais utilizam uma estratégia segundo a qual a sua remuneração depende de uma tarifa *feed-in*, a qual é aplicada às renováveis. No entanto, a produção mini-hídrica tem capacidade de regularização horária significativa. Esta pode ser utilizada para fazer ajustes da produção agregada. Este assunto será abordado com mais detalhe no Capítulo 4.

### 3.5.3. Energia Solar

Para a energia solar apenas se analisaram os resultados obtidos para o agregado nacional, em que se verificou um valor de energia horária máxima de cerca de 15 MWh. No cálculo dos indicadores de incerteza não se consideraram as horas noturnas, uma vez que não existe irradiação solar e como tal a energia produzida será nula.

Os valores de MAPE e variabilidade verificados foram respetivamente de 5,42% e 12,16%. Regista-se um valor percentual de variabilidade elevada o pode surgir do fato de a produção poder variar instantaneamente com a irradiação.

## 3.6. Agregação de diferentes tipos de produção

Nesta secção pretende-se analisar como varia o erro e variabilidade horária analisando cenários em que se considera a agregação de diferentes tipos de produção renovável e de consumos. Em primeiro lugar será estudado o cenário em que não se existe a integração de consumos, isto é, o agregado é apenas composto por valor PRE. Posteriormente, realizou-se o mesmo tipo de análise considerando a hipótese de o agente agregador poder efetuar ofertas combinadas de PRE e consumos para ambiente de mercado.

Os valores horários de energia serão agregados considerando diferentes frações de energia. Um exemplo das frações utilizadas está é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3-Exemplo de frações consideradas

Eólica (%)	Solar (%)
100	0
90	10
80	20
70	30
60	40
50	50
40	60
30	70
20	80
10	90
0	100

Os valores de energia somados correspondem a uma percentagem de energia relativamente à energia média da série. Assim, o valor horário de energia será calculado de acordo com a equação (3.18)

$$P_t(\%) = A \times \frac{P_t}{P_{méd}} \quad (3.18)$$

em que:

- $P_t$ -valor de energia na hora t (MWh);
- $P_{méd}$ - valor médio de energia (MWh);
- A- fração de produção, dada pelos valores da Tabela 3.3.

### 3.6.1. Sem integração de consumos

Após o estudo individual de cada tipo de produção renovável, procedeu-se à análise da sua agregação combinando estes diferentes tipos de produção para perceber como variam os indicadores MAPE e variabilidade em função de diferentes frações de PRE, sendo apresentados de seguida dois exemplos de resultados obtidos.

Esta análise foi feita para centrais já utilizadas nas subsecções anteriores. As curvas apresentadas nas figuras seguintes são obtidas considerando 11 pontos. Por exemplo, na curva designada eólica+hídrica o primeiro ponto corresponde a ter 100% de eólica e 0% de hídrica. À medida que a percentagem de eólica diminui a percentagem de hídrica aumenta, até que o último valor será dado por 0% de eólica e 100% de hídrica. Para as restantes agregações a análise apresentada segue o mesmo princípio. Mais uma vez os indicadores de incerteza são obtidos pelas equações (3.1) e (3.2).

Adicionando eólica com hídrica ou solar com hídrica o MAPE apresenta um comportamento crescente à medida que a percentagem de energia hídrica considerada aumenta, tal como é visível na Figura 3.26. Assim sendo, a agregação para com hídrica não trás grande vantagem para a eólica e o solar2 porque nenhum valor de erro, resultante da agregação, é inferior face à situação em ter 100% de eólica ou solar2.

A combinação de eólica com hídrica é aquela que provoca mais erro como resultado da agregação. Por sua vez a estratégia de combinar eólica com solar provoca uma diminuição do valor do erro, sendo esta a estratégia mais vantajosa.

Relativamente à variabilidade horária, verifica-se que à medida que diminui a percentagem de eólica e solar2 o valor percentual de variabilidade tende a diminuir, tal como é visível na Figura 3.27. Quando solar2 e eólica (da combinação eólica+hídrica) apresentam uma fração de 70% a variabilidade alcança o seu valor mínimo. No caso da agregação de eólica+solar1 o valor mínimo da variabilidade é atingido quando a fração de eólica é de 60%. A partir destes pontos a percentagem de variabilidade está sempre a aumentar.

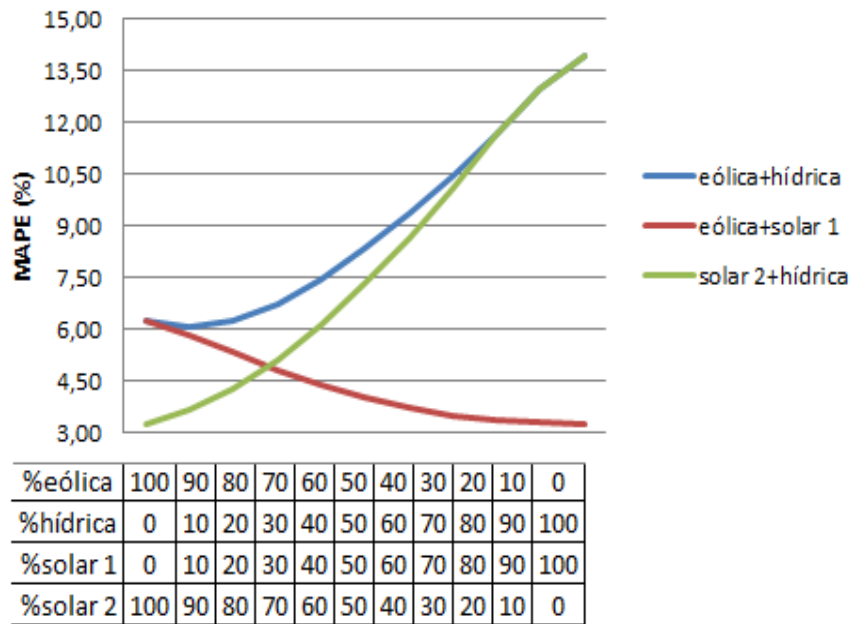


Figura 3.26-Variação do MAPE com a percentagem de energia agregada

O resultado da agregação de solar2 e hídrica é a que apresenta uma maior variabilidade. Por sua vez, a agregação de eólica com solar1 permite obter variabilidades mais baixas. Este é o caso mais vantajoso uma vez que a variabilidade do agregado permite obter valores mais baixos do que o caso em que não há agregação, ou seja, quando só existe 100% de eólica ou 100%

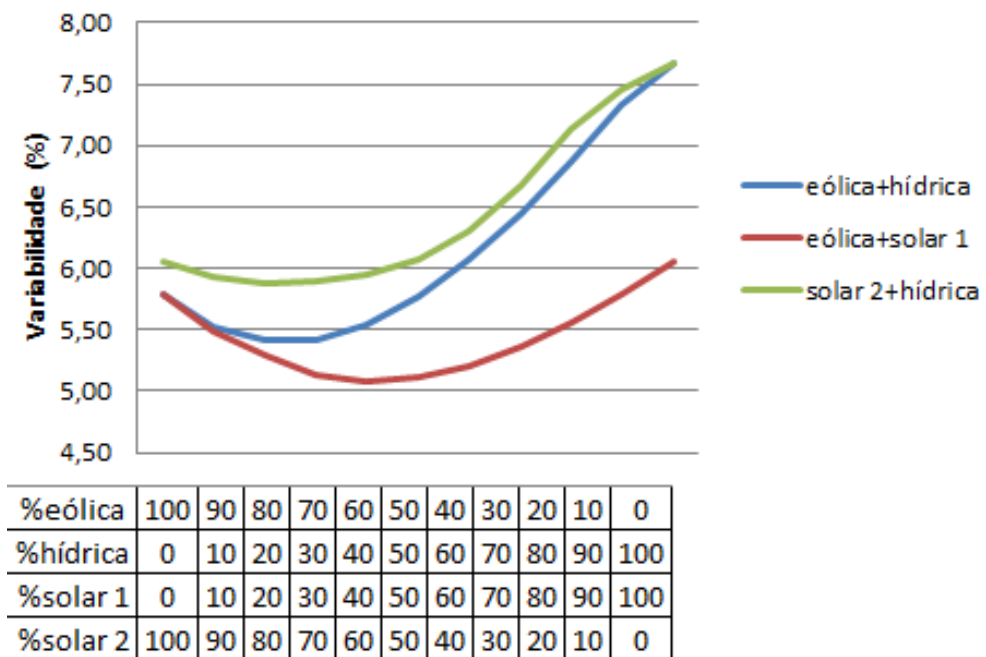
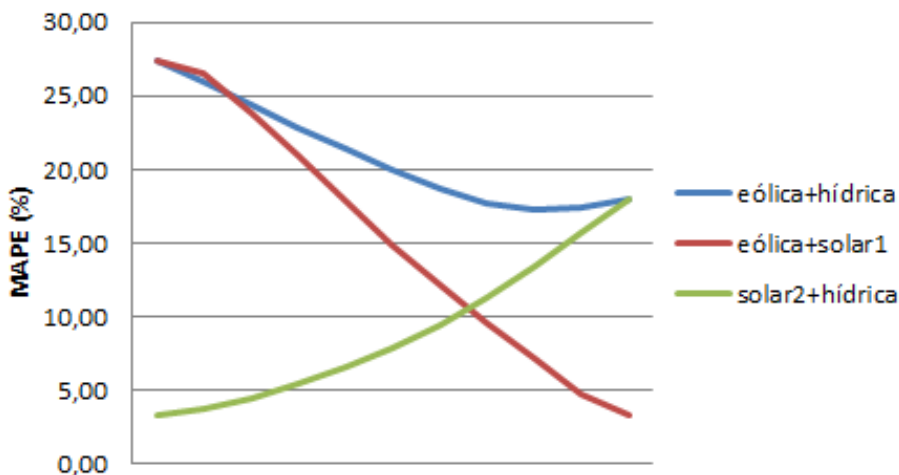


Figura 3.27 - Variação da variabilidade com a percentagem de energia agregada

Contudo, o comportamento do erro e variabilidade depende muito do tipo de agregação considerada, uma vez que as centrais têm diferentes características e apresentam diferentes perfis de produção. Nos resultados obtidos na Figura 3.28, através da agregação de séries de produção cujas características são diferentes das utilizadas no exemplo anterior, é possível ver que a agregação de eólica com hídrica nas frações 10%+90%, 20%+80% e 30%+70%, permitem a redução do MAPE do agregado relativamente ao caso em que só se considera a agregação de hídrica (100% hídrica). Também se verifica que, diferente do caso anterior, a agregação de eólica com solar1 leva à diminuição do MAPE.

Relativamente, aos resultados da variabilidade, observando Figura 3.29 verifica-se que existem casos que a agregação de eólica com hídrica e eólica com solar1, considerando uma maior fração de eólica, permitem obter variabilidades de produção mais baixas do que a agregação de 100% de eólica.



%éolica	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
%hídrica	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
%solar1	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
%solar2	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0

Figura 3.28-Variação do MAPE com a percentagem de energia agregada

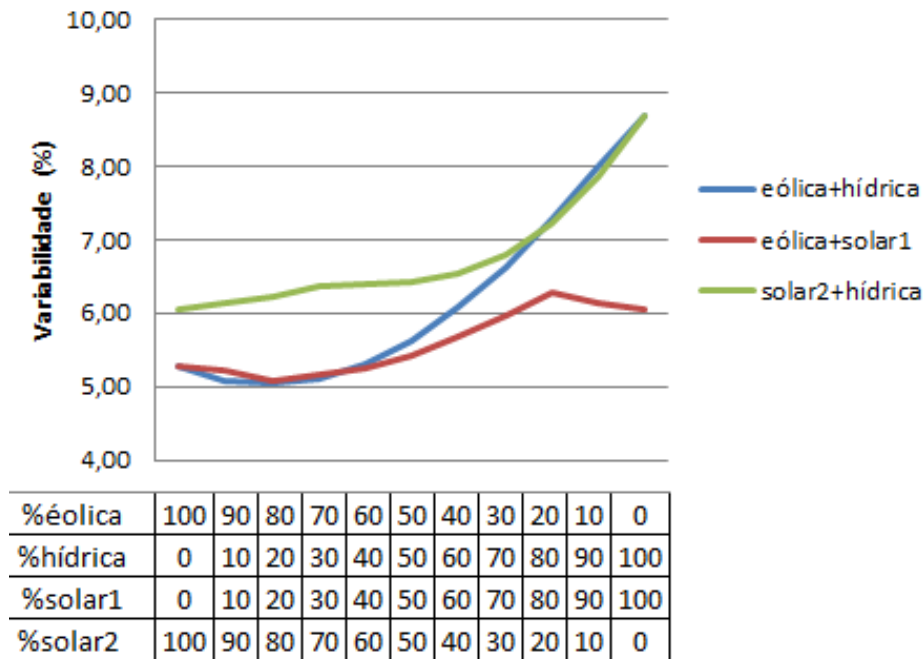


Figura 3.29-Varição da variabilidade com a percentagem de energia agregada

### 3.6.2. Com integração de consumos

Nesta subsecção procedeu-se à análise do comportamento do erro e variabilidade resultantes da estratégia de agregação entre consumos e produção, tendo em conta diferentes valores percentuais de energia de ambos. Na integração de consumos admitiu-se que o agregador apresenta um perfil de comercializador, efetuando ofertas com base na procura e não de produção. Como tal a agregação das series será dada por consumo menos produção. As frações de consumos e PRE agregadas são as mesmas que se utilizaram no estudo anterior.

O estudo é feito tendo em conta os dados do agregado nacional de consumos e dados de energia hídrica, solar e eólica utilizados na análise em que só se considerou a agregação de PRE (3.6.1). Tal como é visível na Figura 3.30 e Figura 3.31, a combinação de consumos com produção renovável apresenta valores de erro e variabilidades mais baixos quando o agregado engloba maior percentagem de consumos. Ambos têm tendência a aumentar à medida que as percentagens consideradas se tendem a equilibrar. À medida que se tem mais valor de produção renovável do que consumo quer o MAPE quer a variabilidade tendem a diminuir.

A combinação de consumos com hídrica é aquela que leva a obterem-se valores de MAPE e variabilidade mais elevados, chegando a atingir 20,27% e 12,15% respetivamente. Analisando a Figura 3.30 verifica-se que, a seguir à combinação consumos e hídrica, a agregação que causa mais erro é consumos e eólica (com um máximo de 9,28). A agregação com solar permite obter os valores de erros mais baixos.

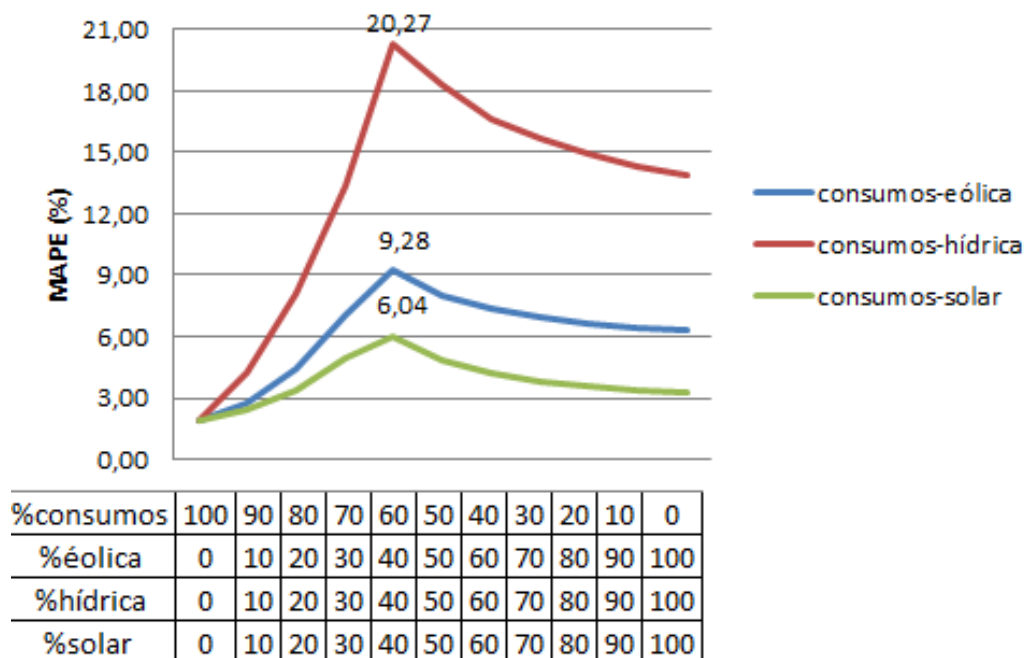


Figura 3.30-Variação do erro com agregação de consumos e produção renovável-cenário1

Quanto aos resultados obtidos para a variabilidade, como é visível na Figura 3.31 a estratégia de juntar consumos com eólica faz com que o seu valor seja inferior face a consumos e solar. A combinação de consumos e hídrica, tal como para o MAPE, é a que apresenta valores de variabilidade superiores.

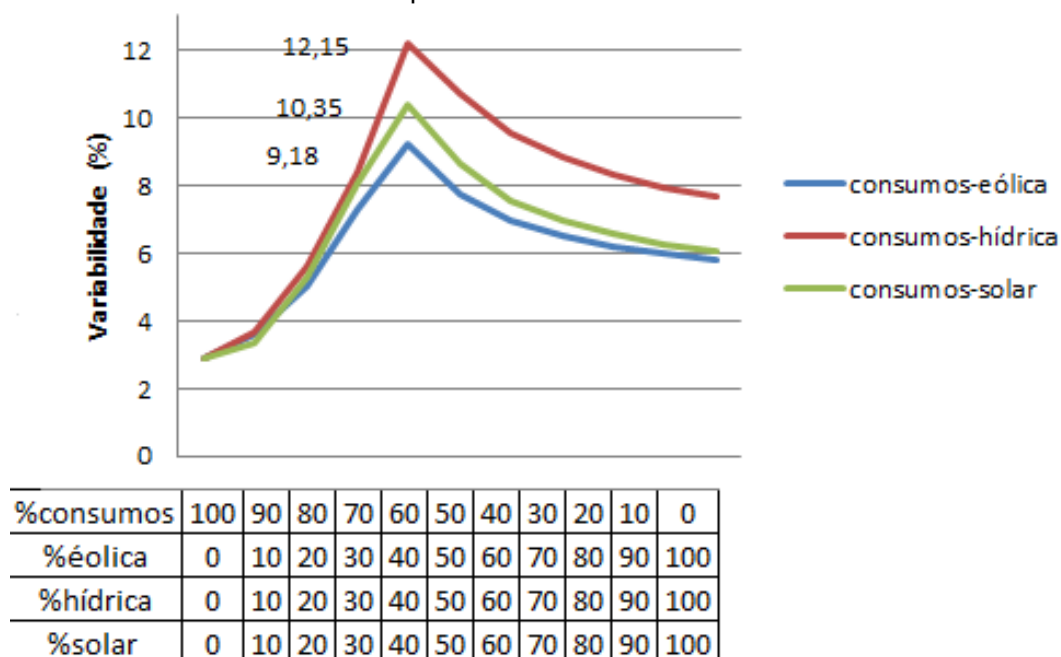


Figura 3.31-Variação da variabilidade com agregação de consumos e produção renovável cenário1

Tal como se verificou em 3.6.1, a agregação de consumos com PRE admitindo diferentes cenários permite obter diferentes resultados de MAPE e variabilidade.

Comparando o cenário da Figura 3.30 com o da Figura 3.32 verifica-se que se registam valores de erros superiores no agregado de consumos e eólica, para o caso cenário presente

na Figura 3.32. Nos resultados obtidos para variabilidade obtidos pelo cenário2 (ver Figura 3.33) registam-se menores valores quando a fração de consumos é superior. Existe também uma maior variabilidade quando se agrega consumos e PRE hídrica.

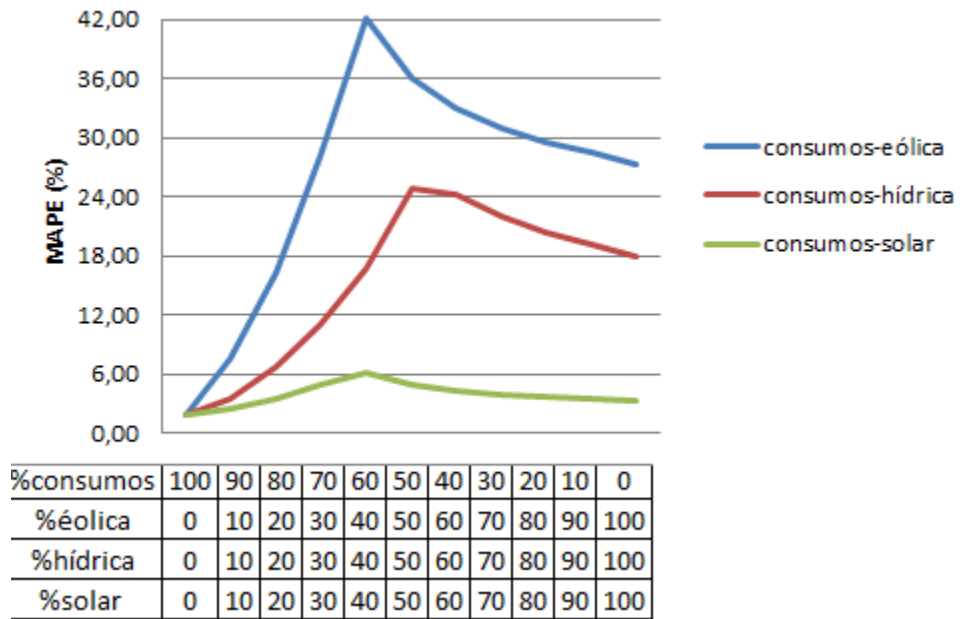


Figura 3.32-Variação do erro com agregação de consumos e produção renovável cenário2

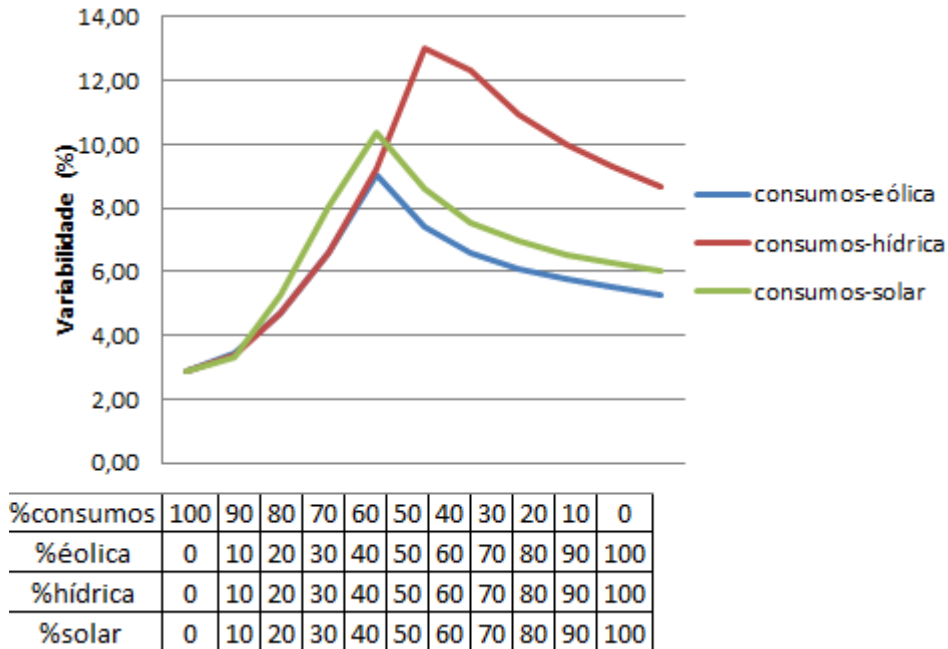


Figura 3.33-Variação da variabilidade com agregação de consumos e produção renovável cenário2



# Capítulo 4

## Análise dos desvios

### 4.1. Metodologia

Nesta secção, analisar-se-á o benefício resultante da estratégia de operação que consiste em combinar produção mini-hídrica com produção agregada não despachável. Pretende-se utilizar a capacidade de regulação horária das centrais mini-hídricas para se efetuarem ajustes nos desvios provocados pela PRE não despachável.

A diferença entre a energia produzida e a energia contratada dá origem a desvios de produção, aos quais está associado um custo de desvio. Como tal, é do interesse dos produtores de energia elétrica que esta diferença seja mínima de modo a maximizarem o lucro esperado face às propostas enviadas para o mercado. A possibilidade do controlo do despacho das centrais hídricas irá permitir que estas alterem a sua produção de modo a cobrir tais desvios.

Assim sendo, caso a diferença entre a produção real e a prevista da PRE não despachável para o mesmo horizonte temporal seja negativa considera-se que existe um desvio por defeito. Como tal as centrais mini-hídricas deverão aumentar o seu despacho uma vez que existe um défice de energia relativamente ao compromisso estabelecido.

Na situação contrária, se diferença entre a produção real e o seu valor previsto for positiva, considera-se que ocorreu um desvio por excesso. Nesse caso a produção mini-hídrica deverá diminuir pois existe um valor de produção superior relativamente ao compromisso de mercado estabelecido.

A título de exemplo e, de acordo com a Figura 4.1, no período de tempo entre as 12 e as 14 horas verifica-se um desvio negativo acentuado, como tal espera-se que a mini-hídrica aumente a sua produção. Por sua vez entre as 23 e as 25 horas existe um desvio por excesso e portanto espera-se a que central mini-hídrica baixe a sua produção. Estas alterações são efetuadas dependendo da disponibilidade das centrais mini-hídricas.

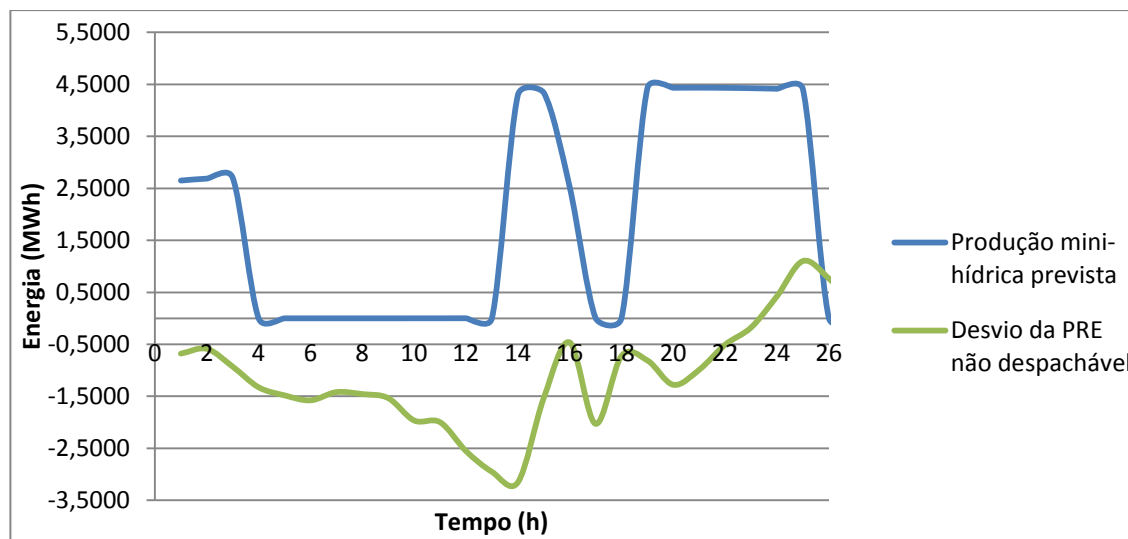


Figura 4.1-Produção mini-hídrica prevista e desvio da PRE não despachável

Para o estudo utilizou-se um modelo matemático que pretende maximizar o benefício de produção tendo em conta as penalizações provocadas pelos desvios, cuja formulação matemática é apresentada de seguida.

Função objetivo:

$$\text{máx } C_i = C_M \times P_H + |(P_{ND} + P_H) - (P_{ND,prev} + P_{H,prev})| C_{desv} \quad (4.1)$$

Alterando:  $P_H$

Sujeito a:

$$\sum_{t=0}^{23} P_H = P_{H,prev} \quad (4.2)$$

$$P_d^{\min} \leq P_H \leq P_d^{\max} \quad (4.3)$$

em que:

- $C_i$ - benefício em função da produção (€);
- $C_M$  – preço de mercado (€/MWh);
- $C_{desv}$ - preço de desvios resultante do mercado (€/MWh);
- $P_H$ - produção mini-hídrica (MWh);
- $P_{ND}$ - produção não despachável (eólica) da hora anterior (MWh);
- $P_{ND,prev}$ - produção não despachável (eólica) prevista no dia anterior (MWh);
- $P_{H,prev}$ - produção mini-hídrica prevista no dia anterior (MWh);
- $P_d^{\min}$ - produção mínima diária (MW);
- $P_d^{\max}$ - produção máxima diária (MW).

A função objetivo dada pela equação (4.1) procura a otimização do benefício obtido tendo em conta a redução dos desvios de produção, procurando o valor ótimo de produção mini-hídrica horária. Considera-se que  $P_{ND,prev}$  é a previsão horária agregado não despachável obtida no dia anterior e que  $P_{ND}$  é o valor de produção da hora anterior. Utiliza-se também uma previsão de hídrica obtida no dia anterior independentemente da PRE não despachável.

## 4.2. Resultados

O modelo foi aplicado para o período correspondente a um ano, utilizando diferentes séries de produção mini-hídrica e PRE eólica. Na Figura 4.2 e Figura 4.3 apresentam-se os resultados obtidos para dois tipos de agregados (A e B), considerando diferentes tipos de centrais mini-hídricas, nos quais se observa o desvio de PRE não despachável, a previsão de mini-hídrica e a produção mini-hídrica que permite maximizar o benefício, para um período diário.

Observando a Figura 4.2, verifica-se que entre as 11 e as 13 horas existe um desvio negativo mais elevado, o que significa que o valor de PRE não despachável foi superior ao compromisso estabelecido no dia anterior. Como resposta a mini-hídrica aumentou a sua produção. No cenário do agregado B presente na Figura 4.3 é possível identificar que entre as 8 e as 10 horas se verifica a situação contrária, ou seja, o registo de um desvio por excesso provocou a redução da produção mini-hídrica.

É de referir que nem todos os desvios podem ser eliminados, uma vez que para se corrigirem alguns valores horários de desvio está-se a errar noutros, dado que se considera a restrição de que o somatório de produção mini-hídrica horária tem de ser igual à energia diária prevista. Procura-se minimizar os casos em que o desvio é maior.

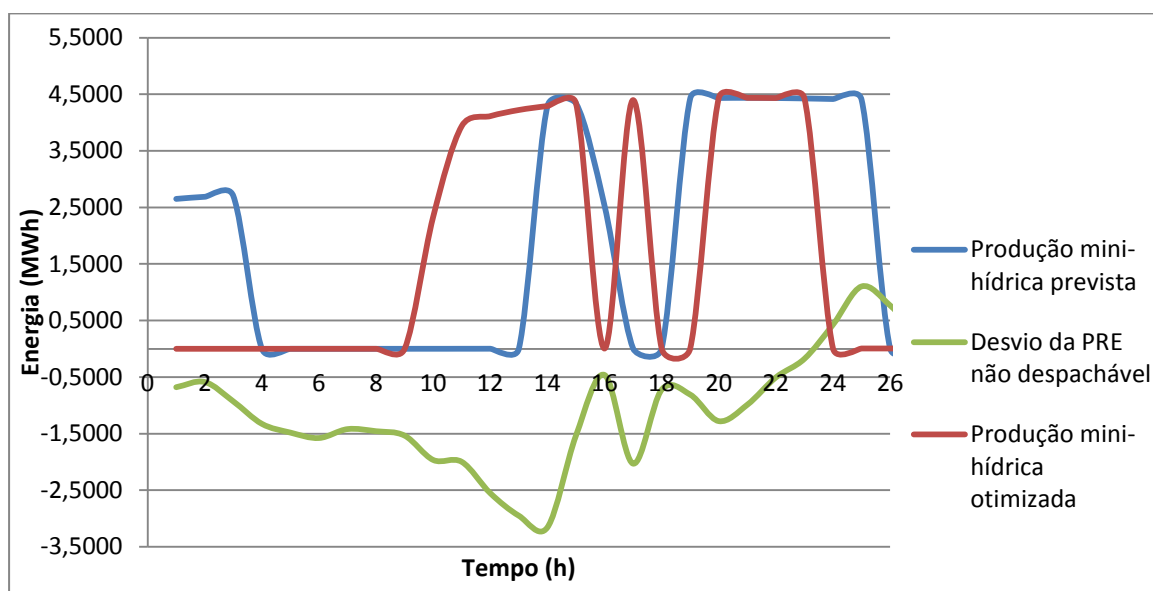


Figura 4.2-Desvio para o agregado A

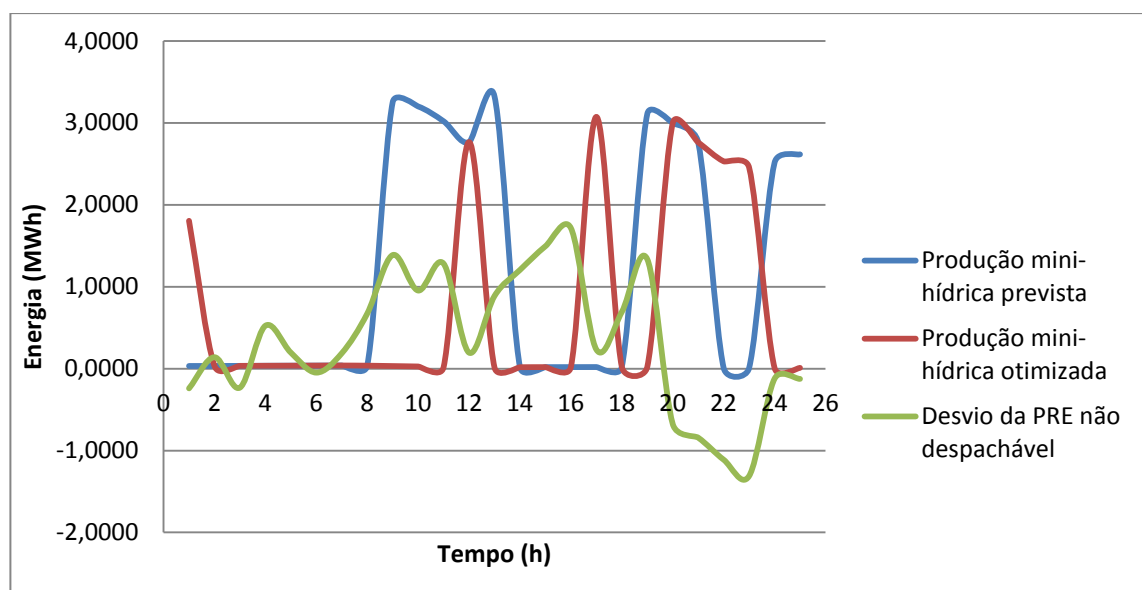


Figura 4.3-Desvio para o agregado B

Para os dois cenários anteriores aplicou-se o modelo considerando séries de produção eólica e mini-hídrica anuais. Na Tabela 4.1 estão presentes os valores de benefício anual obtido. Estes correspondem ao ganho resultante da redução dos desvios, tendo em conta uma produção mini-hídrica otimizada.

No agregado A, a central mini-hídrica utilizada tinha uma capacidade de produção 3,8MW, inferior à capacidade da central B com capacidade de produção de 4,9MW. Verificou-se que o benefício anual obtido pelo agregado B apresentou um valor de 4,32€/MWh, o que corresponde a uma percentagem de ganho de 5,08 relativamente ao benefício em que também se admite desvio mas não se considera a otimização da produção mini-hídrica. No agregado A registou-se um benefício inferior, correspondente a 3,77€/MWh.

Tabela 4.1-Redução de custo de desvio

Agregado	Potência mini-hídrica (MW)	Benefício anual (€/MWh)	Benefício anual (%)
A: eólica + mini-hídrica 1	3,8	3,77	4,53
B: eólica + mini-hídrica 2	4,9	4,32	5,08

Os resultados obtidos permitem concluir que o modelo desempenha corretamente a sua função, de acordo com as restrições estabelecidas. É possível maximizar o benefício resultante da estratégia de operação da produção mini-hídrica com a PRE não despachável, atuando no despacho das mini-hídricas de modo a minimizar os desvios de produção provocados pela PRE não despachável.

## Capítulo 5

# Conclusões e Trabalho Futuro

A apresentação de ofertas de compra e venda de energia em mercado implica que se assumam com antecedência compromissos de produção para períodos precisos. O incumprimento de tais compromissos é objetivo de desincentivadoras penalizações. Esta exigência é difícil de ser alcançada pelas instalações de PRE, cuja produção não é controlável, sendo necessário uma forma de agregação que permita minimizar os desvios face à programação prevista. A integração da produção renovável em ambiente de mercado leva a que surja um novo tipo de agente de mercado, o agente agregador, que negocia a agregação de um portfólio de produção renovável, de diversas fontes.

Nesta dissertação procedeu-se à simulação da agregação de portfólios que englobam PRE, com o intuito da criação de ferramentas que permitam auxiliar o agente agregador a decidir qual a melhor combinação de portfólio de produção e qual a melhor estratégia de oferta em mercado, tendo por base a previsão de renováveis (hídrica, solar e eólica) e a previsão de consumos. Inicialmente, em 3.3, foi efetuada uma estimativa de custos de incerteza associada às produções intermitentes a nível nacional. De seguida procedeu-se à análise de diferentes cenários de portfólio utilizando séries de previsão e produção real de agregados nacionais e produções de diferentes tipos de centrais. Por fim, no Capítulo 4 analisou-se o benefício resultante da regularização das centrais mini-hídricas, admitindo a possibilidade de ajustes de compromissos de produção relativamente à PRE não despachável.

Relativamente aos modelos de previsão, os maiores avanços registam-se na previsão de consumos e energia eólica. Também se realiza previsão de energia solar e mini-hídrica. A previsão de mini-hídrica é um campo no qual ainda não existe muita informação.

A análise de estimativa de custos de incerteza, inicialmente realizada no Capítulo 3 permitiu concluir que, no que diz respeito ao agregado nacional, em termos de erros obtidos pelas previsões, a energia eólica é aquela que apresenta maior percentagem de erro. Por sua vez a energia solar é a que apresenta um valor percentual de variabilidade horária superior. O estudo realizado em 3.5 indica que o aumento do número dos parques eólicos e das centrais mini-hídricas agregadas permitem minimizar os desvios face à programação prevista e o resultado da agregação também leva à diminuição da variabilidade. Também se concluiu que existe uma maior correlação entre parques eólicos a menores distâncias uns dos outros e o aumento da correlação entre si permite reduzir o erro do agregado.

Na agregação de centrais de diferentes tipos de fonte energética, conclui-se que o erro e variabilidade dependem do cenário analisado. Agregações de fontes de PRE com diferentes perfis de produção permitem obter resultados diferentes.

A combinação de consumos com PRE apresenta, apresenta também resultados que diferem do cenário analisado. No entanto, verifica-se que existe um menor erro e variabilidade quando existe uma maior percentagem de consumo.

Por fim, a análise apresentada no Capítulo 4 indica que é possível minimizar o desvio provocado de produção de PRE não despachável, através do melhor valor de produção mínima que maximiza o benefício resultante da redução das penalizações.

Como trabalho futuro será necessário estudar qual a melhor forma de integração das renováveis em ambiente de mercado. É também preciso estudar e definir os mecanismos de comunicação entre o agregador e os produtores. Relativamente ao agente agregador, poderá ser interessante implementar uma ferramenta de otimização e ajuda à melhoria de gestão de portfólio e de ajuda à estruturação de ofertas agregadas em mercado.

## Referências

- [1] C. Monteiro, "Previsão Solar," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2011.
- [2] C. Monteiro, "Previsão de produção eólica," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2011.
- [3] C. Monteiro, "Previsão Hídrica," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2011.
- [4] OMEL. (27/03/2012). Available: <http://www.omel.es>
- [5] REN. (31/04/2012). Available: <http://www.mercado.ren.pt>
- [6] ERSE. (20/03/2012). *Harmonização regulatória da integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na operação dos respectivos Sistemas Eléctricos*. Available: [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38\\_1/201111\\_Mibel\\_ConPub\\_PRE\\_PT.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38_1/201111_Mibel_ConPub_PRE_PT.pdf)
- [7] F. Bourry, Costa, Luís M., Kariniotakis, George "Risk-Based Strategies for Wind/Pumped-Hydro Coordination under Electricity Markets," presented at the Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
- [8] L. C. Rodrigues, Estanqueiro, Ana I. , "Integration of Renewable Sources in the Electric System using Virtual Renewable Power Plants," 2011.
- [9] H. S. Hippert, Pedreira, Carlos Eduardo , Souza, Reinaldo Castro "Neural Networks for Short-Term Load Forecasting: A Review and Evaluation," *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, Fevereiro 2001.
- [10] P. K. Sarangi, Singh, Nanhay, Chauhan, R. K. Singh, Raghuraj ""Short term load forecasting using artificial neural network: a comparison with genetic algorithm implementation"," *ISSN 1819-6608 ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 4, Novembro 2009.
- [11] T. Senjyu, Takara, Hitoshi, Uezato, Katsumi , Funabashi, Toshihisa "One-Hour-Ahead Load Forecasting Using Neural Network," *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, Fevereiro 2002.
- [12] N. Amjady, "Short-Term Hourly Load Forecasting Using Time-Series Modeling with Peak Load Estimation Capability," *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, Agosto 2001.

- [13] C. Monteiro, "O problema da previsão de consumos," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2011 2011.
- [14] REN. (20/06/2012). Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt>
- [15] E. S. d. S. Ferraz, "Optimização de Estruturas e Modelos de Previsão de Produção Mini-Hídrica," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, Junho 2009.
- [16] A. More, Deo, M.C. . (2002, 19 de Junho de 2012). Forecasting wind with neural networks.  
Available:<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0951833902000539>
- [17] F. Bourry, Kariniotakis, George "Strategies for Wind Power Trading in Sequential Short-Term Electricity Markets," presented at the European Wind Energy Marseille, França, 2009.
- [18] A. Botterud , Zhou, Zhi, Wang, Jianhui, Bessa, Ricardo J., Keko, Hrvoje, Sumaili, Jean, Miranda,Vladimiro, "Wind Power Trading Under Uncertainty in LMP Markets," *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, Maio 2012 2012.
- [19] M. N. C. Brunetto, G. Tina,, "Wind Generation in Day-Ahead Energy Markets in Italy: Imbalances Penalties," presented at the Power Tech, Lausanne, 2007.
- [20] J. L. Angarita, Usaola, Julio, Martinez-Crespob, Jorge (2009, "Combined hydro-wind generation bids in a pool-based electricity market".
- [21] J. M. Angarita, Usaola, Julio Garcia (2006, 23 de Abril de 2012). "Combining hydro-generation and wind energy biddings and operation on electricity spot markets".  
Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606000940>
- [22] C. Monteiro, "Irradiação Solar," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2011.