

Capítulo 2 (versão preliminar 1)

Modelos para Previsão Eólica

O presente capítulo baseia-se num estudo da literatura existente sobre previsão de produção eólica. Como principais fontes, utilizaram-se o apêndice B do relatório acerca de previsão de energia renovável emitido pela Universidade da Califórnia em 2010 - “Wind Energy Forecasting: A Review of State-of-the-Art and Recommendations for Better Forecasts” -, o estado da arte resultante da parceria entre o INESC Porto e o *Argonne National Laboratory* - “Wind power forecasting: state-of-the-art 2009” - e, ainda, o estado da arte emitido pela ANEMOS em 2011 - “The state-of-the-art in short-term prediction of wind power: A literature overview”. A restante bibliografia é referenciada ao longo do capítulo e encontra-se discriminada no final do documento.

1.1 - Caracterização de Modelos de Previsão Eólica

1.1.1 - Descrição Genérica de Previsão Eólica

A previsão eólica trata-se de uma estimativa da produção esperada de uma ou mais turbinas eólicas (ou parques eólicos) num futuro próximo (desde alguns minutos até vários dias). Para tal, utilizam-se modelos computacionais que, através de determinados dados de entrada (inputs), originam estimativas da produção eólica num horizonte futuro (outputs) - modelos de previsão eólica [1].

O principal desafio que se coloca na produção de energia eólica está relacionado com a variabilidade do vento, que causa instabilidade no mercado elétrico e nos despachos que os operadores dos sistemas de produção têm de realizar. Assim, a previsão de produção eólica torna-se uma ferramenta essencial na gestão dos sistemas de produção que integram grandes quantidades deste tipo de energia [2].

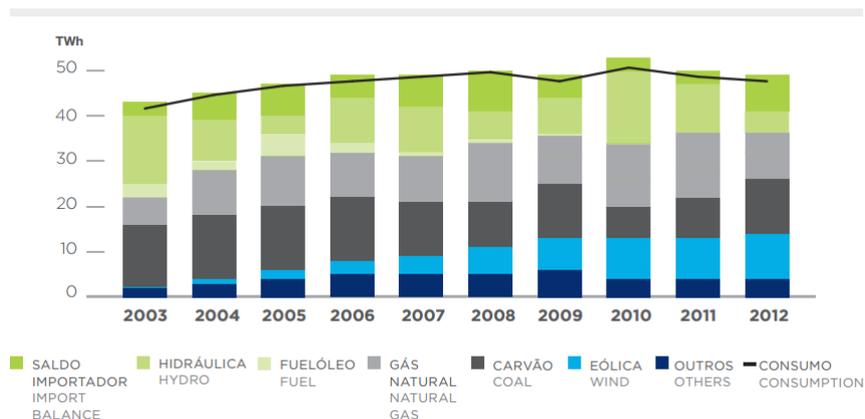


Figura 0.1 - Satisfação do consumo de 2003 a 2012 [3].

Uma vez que a energia eólica não é armazenável, é comum que integre a base do diagrama de cargas do SEE. Segundo os dados da REN [3], a produção de origem renovável no ano de 2012 abasteceu 37% do consumo, com a eólica a atingir a quota mais elevada de sempre, 20%.

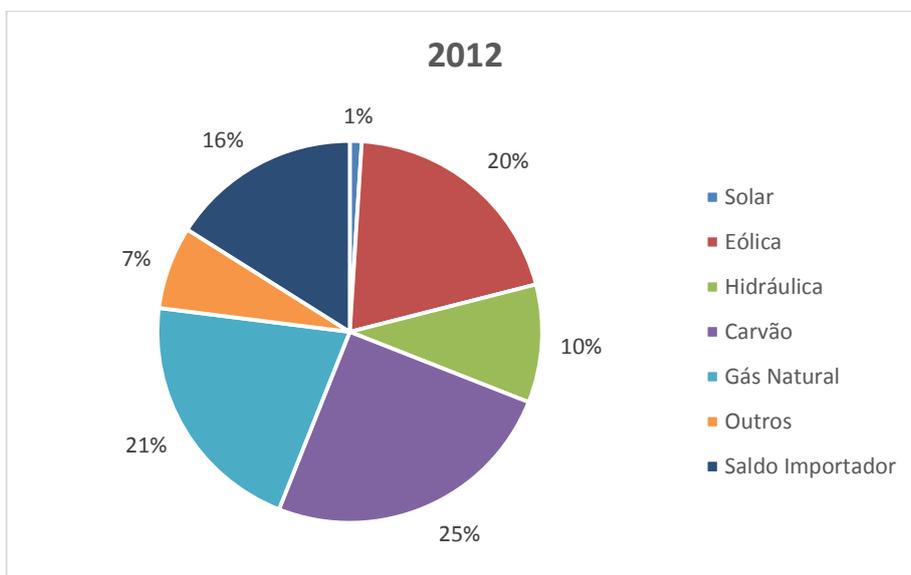


Figura 0.2 - Repartição da produção dos diferentes tipos de energia, no ano de 2012 [3].

O rápido crescimento da utilização de energia eólica origina uma necessidade cada vez maior de prever e controlar a sua produção, de forma a integrar mais eficientemente grandes quantidades desta nos sistemas.

Existem vários fatores que influenciam a precisão dos modelos de previsão eólica, entre eles, a topologia do terreno do parque eólico, a irregularidade da superfície, o clima, os padrões de vento, etc. Isto implica que, para cada projeto, seja feita uma comparação e análise de diferentes modelos e/ou combinações de modelos, por forma a encontrar o melhor para a situação específica. É, ainda, importante o investimento contínuo no desenvolvimento de tecnologias de medição, por exemplo, relativas a dados meteorológicos, para aumentar a qualidade e viabilidade destas previsões. Em redes que integram grande quantidade de unidades de produção eólica, a imprecisão das previsões pode levar a grandes custos associados a despachos económicos incorretos, atividades de manutenção ou incumprimento de prazos em projetos [1].

De uma forma geral, os modelos de previsão eólica diferenciam-se de acordo com o horizonte temporal para o qual as previsões são realizadas, podendo ir desde uns minutos, até alguns dias. Podem, ainda, integrar modelos numéricos de previsão meteorológica (NWP - *Numerical Weather Predictions*) ou não. Estas diferentes abordagens são descritas em maior pormenor no próximo ponto do capítulo.

1.1.2 - Diferentes Abordagens de Previsão Eólica

Uma das principais características de um sistema de previsão está relacionado com o horizonte temporal que lhe está associado (por exemplo, o dia seguinte). Considerando que o vento se mantém constante, é possível, num determinado instante t , fazer uma previsão da produção média, por exemplo, de um parque eólico, para um instante futuro, $t+k$. Por sua vez, este valor k (passo) pode variar, dependendo da resolução de tempo que se pretende obter. Por exemplo, para horizontes entre 24 a 72 horas, é comum que o passo seja de hora a hora [2].

Apesar de não existir unanimidade na definição das fronteiras que separam os diferentes horizontes de tempo, é comum dividir as previsões de produção eólica em três categorias [2]:

- Muito curto prazo. O intervalo de tempo é de apenas algumas horas, não havendo unanimidade na bibliografia em relação a número certo. No entanto, é comum considerar-se cerca de 6 horas. Este tipo de previsões pode ser útil, por exemplo, nos mercados intra-diários.
- Curto prazo. O horizonte de tempo varia entre o limite estabelecido para o muito curto prazo e cerca de uma semana, necessitando de previsões meteorológicas (NWP) de centros de previsão. É utilizado, maioritariamente, quando se pretende obter previsões para os dias seguintes de forma a realizar o *unit commitment* das unidades de geração convencional, tal como acontece no MIBEL (Mercado de Eletricidade Ibérico), podendo também ser útil no agendamento de ações de manutenção.
- Médio prazo. O horizonte de tempo varia desde o limite estabelecido para o curto prazo até um mês. Têm a desvantagem de quanto maior o horizonte temporal, maiores serem os erros associados. Estas previsões são utilizadas para obter informação sobre tendências e padrões de comportamento.

Existe, também, a denominação de “*Nowcasting*”, que corresponde a previsões para os próximos segundos ou minutos, usadas para o controlo e gestão dos parques eólicos. Atualmente, a maioria dos sistemas de previsão utilizados e estudados possuem horizontes de tempo compreendidos entre as 36 e as 72 horas, pelo que é conveniente um estudo mais aprofundado sobre modelos de curto prazo [2].

As previsões de produção eólica a curto-prazo incluem, quase sempre, modelos numéricos de previsão meteorológica (descritos em maior detalhe, posteriormente), podendo, também, ser classificadas entre duas linhas de pensamento [4]:

- Abordagem física.
- Abordagem estatística.

Na abordagem física, os modelos de previsão baseiam-se em características físicas do terreno e do tempo, utilizando-as ao máximo para alcançar a melhor estimativa possível da velocidade do vento antes de recorrer a modelos estatísticos (MOS - *Model Output Statistics*) para reduzir o erro resultante. Este tipo de sistemas caracteriza-se por utilizar resultados de

modelos numéricos de previsão meteorológica, com origem em centros de previsão globais, ajustando-os de acordo com as características locais, de modo a obter melhores previsões (ver Figura 0.3). Possuem melhor resolução horizontal e vertical do que os modelos dos centros globais, obtendo melhores resultados em situações de baixos níveis de vento [1].

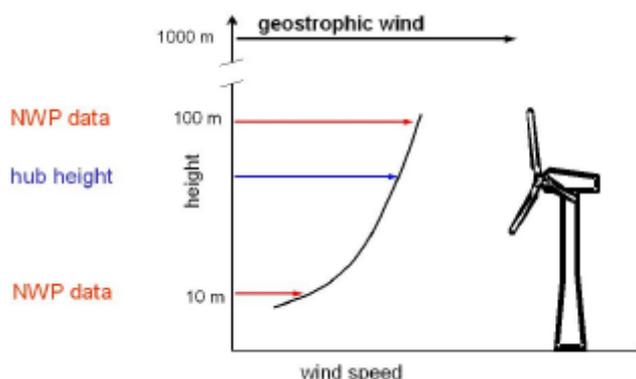


Figura 0.3 - Extrapolação da velocidade do vento a uma determinada altura do eixo, através de dados NWP (abordagem física) [5].

Na abordagem estatística, são utilizados dados históricos relativos a medições de potência eólica e informação meteorológica, aplicando um ou vários algoritmos estatísticos de forma a desenvolver um modelo de previsão. Estes algoritmos podem incluir técnicas como regressões lineares múltiplas, redes neurais ou lógica fuzzy, por exemplo. Os modelos estatísticos podem ser utilizados em qualquer fase do modeling, podendo combinar vários passos num só [1].

A maioria dos modelos operacionais comercializados combinam ambas as abordagens, utilizando, em particular, previsões do tempo e séries temporais, uma vez que ambas podem ser necessárias para obter sucesso nas previsões de produção eólica - abordagem híbrida [4].

Na prática, utilizam-se mais frequentemente *ensembles* de previsões do que previsões individuais, uma vez que, em algumas aplicações, produzem previsões e estimativas de incerteza de qualidade superior. O conceito básico consiste em gerar um conjunto de previsões a partir de perturbações nos dados de entrada e nos parâmetros do modelo, dentro dos respetivos intervalos de incerteza. No entanto, uma vez que existe um elevado número de variáveis de entrada e de parâmetros, não é prático gerar previsões para todas as perturbações possíveis, sendo necessário selecionar quais os responsáveis pela maioria das incertezas do sistema em questão. Esta seleção pode-se tornar difícil, uma vez que os dados ou parâmetros responsáveis pela incerteza variam muito de um ciclo de previsão para outro [1].

1.1.3 - Utilização da Previsão Eólica

Quando existem grandes quantidades de unidades de produção eólica inseridas na rede, a incerteza associada aos níveis de energia gerada torna-se problemática, existindo custos associados a unidades ligadas em excesso, bem como a eficiências reduzidas e aumentos na necessidade de manutenção. Previsões melhoradas podem reduzir estes custos [1].

São inúmeros os utilizadores que podem beneficiar de previsões eólicas. No caso dos operadores de sistema, estas tornam-se importantes para uma boa gestão da variabilidade do vento, garantindo a qualidade de serviço do sistema elétrico de energia, de acordo com a procura, e minimizando possíveis congestionamentos. Saber antecipadamente em que alturas o vento vai atingir velocidades mais elevadas, permite, ainda, aos operadores do sistema

reduzir custos, tirando de serviço centrais de produção mais dispendiosas [1]. Efetivamente, a otimização do planeamento do sistema elétrico de energia é proporcionada pela gestão da produção convencional (despacho económico, etc.) em função das previsões de produção eólica. Isto acontece mais visivelmente em sistemas de menores dimensões ou isolados da rede [4].

Existem “multas” impostas aos fornecedores de energia, quando ocorrem desvios na produção agendada, pelo que estes também beneficiam das previsões de produção eólica, que permitem conhecer o vento esperado e, portanto, minimizar os custos [1].

A investigação no sentido do desenvolvimento de projetos eólicos tira, também, partido das previsões, uma vez que o vento funciona como combustível neste tipo de sistemas. Apesar de ser gratuito, trata-se de um combustível que não é possível comprar. Assim, as características do local onde será construído determinado projeto é o fator controlável mais importante, determinando se o projeto é economicamente viável ou não [1].

Para além disso, horizontes temporais ainda maiores seriam interessantes no planeamento de operações de manutenção dos grandes componentes das centrais de produção, das turbinas eólicas e das linhas de transmissão. Dependendo das condições meteorológicas, esta manutenção pode durar desde algumas horas até semanas, uma vez que é necessário evitar precipitação, ventos fortes e temperaturas extremas [1]. O problema reside no facto de, quando se consideram desde 5 a 7 dias em avanço, a precisão das previsões meteorológicas diminuir significativamente, tratando-se de um tipo de sistema que só começa agora a surgir [4].

Em suma, as previsões são maioritariamente utilizadas para o planeamento da produção convencional e das trocas de eletricidade no mercado *spot*, bem como previsão de preços em relação ao dia seguinte (*dayahead*). Têm, também, um papel importante na alocação das unidades de produção para as horas seguintes. Esta aplicação intradiária requer atualizações fiáveis das previsões de modo a originar previsões melhoradas para horizontes temporais cada vez menores [5].

Como resultado da crescente inclusão de produção eólica no sistema elétrico de energia, verifica-se que a média do preço de mercado tende a diminuir, bem como o número de horas de operação das tecnologias térmicas tradicionais. Assim, novos investimentos em tecnologias tradicionais têm tendência, também, em diminuir, o que torna o sistema elétrico cada vez mais dependente de tecnologias voláteis. Torna-se, então, um problema que deve ser analisado, uma vez que a segurança do fornecimento de energia pode ser posto em causa [6].

1.2 - Modelos Numéricos de Previsão Meteorológica (NWP)

O maior erro verificado nas previsões de produção eólica é originado pelas entradas meteorológicas. Vários estudos comprovam que previsões que utilizam como entrada dados reais da velocidade do vento no local, produzem resultados com maior grau de explicabilidade. Torna-se, então, relevante tentar melhorar as entradas NWP, de forma a aumentar significativamente a precisão das previsões.

1.2.1 - Sistemas NWP Operacionais

Neste ponto, pretende-se caracterizar os modelos numéricos de previsão meteorológica operacionais com maior relevância na previsão de produção eólica na Europa e, em particular, em Portugal.

Portugal é membro do *European Centre for Medium-range Weather Forecasts* (ECMWF), cujo modelo de previsão é global, ou seja, efetua previsões para todo o globo. De acordo com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), a versão atual operacional deste modelo, em Portugal, tem uma resolução horizontal aproximada de 40 km.

Tabela 0.1 - Modelos de previsão numérica globais, operacionais atualmente [4].

Sigla	Instituição	Nome do Modelo	Resolução Horizontal
AUSBM	Bureau of Meteorology, Austrália	GASP	~80km
DWD	Deutscher Wetterdienst, Alemanha	GME	40km
ECMWF	European Center for Medium Range Weather Forecast	IFS	~25km
JMA	Japan Meteorological Agency	JMA-GSM	~60km
KMA	Korea Meteorological Agency	GDAPS	~45km
METOF	Meteorological Office, UK	UM	~40km
METFR	Meteo France	ARPEGE	~15km
MSC	Meteorological Service of Canada	GEM	~30km
NCEP	National Center for Environmental Prediction, EUA	GFS	~50km

Com o aumento dos recursos computacionais que se têm vindo a verificar ao longo dos anos, pretende-se que este tipo de modelos ultrapasse as funções atuais dos modelos de área limitada (LAM - *Limited Area Models*). Os LAM's, que operam atualmente com resoluções horizontais de 7 a 12 km e cujos limites são estabelecidos pelos modelos globais, serão substituídos por altas resoluções, existindo já projetos para os integrar nos modelos globais, com o objetivo de atingir resoluções horizontais até 5 km em determinadas áreas alvo, como é o caso da Europa (por exemplo, o modelo ARPEGE da *Meteo France*) [4].

Em 1993 estabeleceu-se o grupo SRNWP (*Short Range Numerical Weather Prediction*), cujo projeto se tornou o principal veículo de cooperação entre os consórcios Europeus de modelos de área limitada. Estes consórcios de previsão numérica meteorológica são os projetos ALADIN, COSMO, HIRLAM, LACE e o UK MetOffice [4].

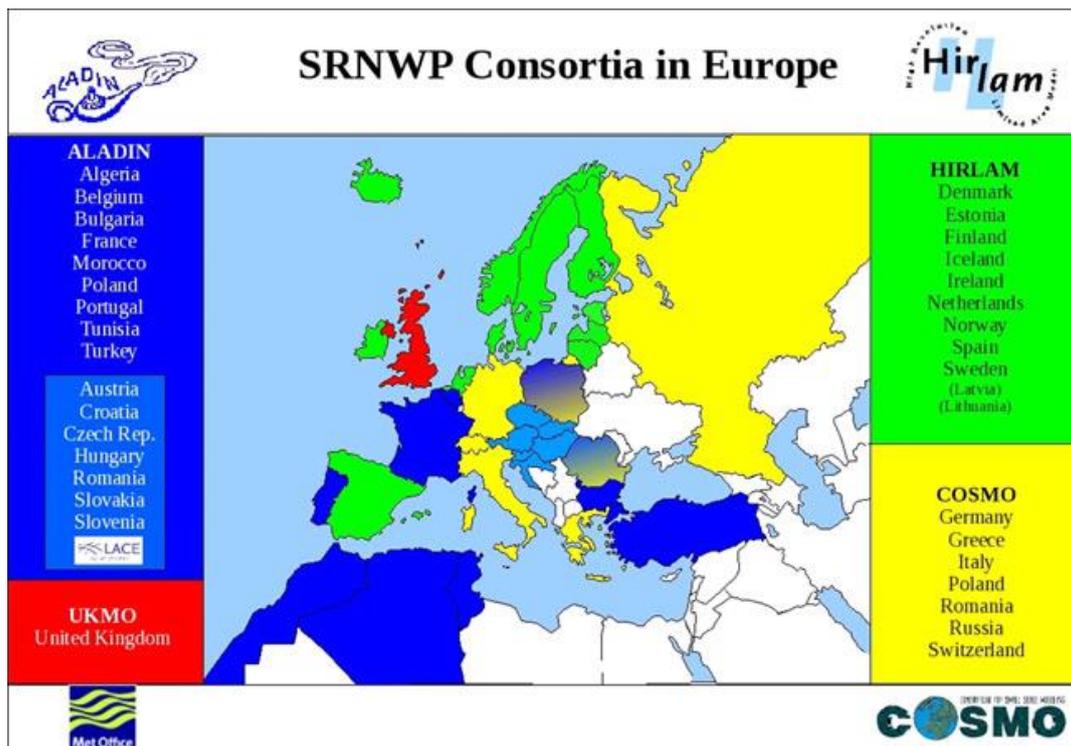


Figura 0.4 - Short Range Numerical Weather Prediction (SRNWP) na Europa [4].

A figura traduz a lista dos serviços meteorológicos existentes na Europa e a sua cooperação nos diferentes consórcios.

Portugal é parceiro no projeto internacional ALADIN, cuja versão que está atualmente operacional no país possui uma resolução horizontal de 9 km. Um outro produto resultante da atividade do IPMA é o modelo de área limitada de alta resolução AROME, que utiliza as previsões do ALADIN operacional como condições iniciais/fronteira e é executado localmente com uma resolução horizontal de 2,5 km, para um alcance de 48 horas [7].

Existe, ainda, o projeto C-SRNWP (o “C” vem de coordenação) que tem vindo a ser desenvolvido desde 2000 e pretende melhorar a troca de informação e conhecimento entre membros, representar os interesses da SRNWP perante outras organizações e maximizar os benefícios das previsões meteorológicas numéricas, no geral [7].

(FALTA INCLUIR TABELAS COM OS MODELOS)
(FALTAM MODELOS DE MESO ESCALA?)

1.2.2 - Sistemas NWP Baseados em Ensemble

Tal como referido anteriormente, os sistemas baseados em ensemble baseiam-se no conceito de gerar um conjunto de previsões a partir de perturbações nos dados de entrada e nos parâmetros do modelo, dentro dos respetivos intervalos de incerteza. Para tal, é necessário seleccionar quais as variáveis e parâmetros responsáveis pela maioria das incertezas do sistema em questão.

O THORPEX (*The Observing System Research and Predictability Experiment*) é um programa internacional de investigação com o objetivo de acelerar os avanços na precisão das previsões

meteorológicas desde um dia até duas semanas. Uma componente chave deste programa é o TIGGE (*THORPEX Interactive Grand Global Ensemble*), cuja base de dados é constituída por previsões de vários sistemas globais baseados em *ensemble* (conjunto) [4].

O sistema NWP baseado em ensemble, ou *Ensemble Prediction System* (EPS), existente em Portugal é operado pelo ECMWF desde 1992, tendo sofrido diversas atualizações e melhorias ao longo dos anos. Atualmente, as previsões são feitas para 15 dias [8].

Na Europa, existem 7 *ensembles* de área limitada operacionais em grandes centros meteorológicos, sendo que alguns deles são armazenados na base de dados central do projeto TIGGE-LAM (componente de modelos de área limitada do TIGGE). Para além destes sistemas LAM-EPS, está a ser desenvolvido o projeto SRNWP-PEPS, na Alemanha, tratando-se de um sistema ainda experimental, que gera previsões probabilísticas de um *multi-model Poor mans Ensemble Prediction System*. Faz uma combinação entre as previsões de área limitada operacionais e os serviços meteorológicos europeus [4].

(FALTA ACABAR)

1.2.3 - Variáveis NWP Usadas em Previsão Eólica

A maioria dos modelos de previsão eólica a curto prazo utilizados atualmente (para horizontes de 6 a 72 horas), necessitam de previsões meteorológicas (NWP). A principal característica que distingue as diferentes abordagens tem a ver com o modo como estas utilizam as variáveis NWP [2].

A abordagem física foca-se nas características do fluxo de vento nas imediações e no interior do parque eólico, juntamente com a curva de potência dos aerogeradores, de forma a propor uma estimacão da produçãõ eólica. Ao longo do processo de previsãõ sãõ utilizadas as variáveis velocidade do vento e a sua direçãõ em relaçãõ à turbina eólica, bem como a modelizaçãõ do perfil de vento local, considerando a estabilidade atmosférica. A ideia é refinar estas variáveis NWP, usando considerações físicas do terreno: inclinaçãõ, rugosidade, orografia, obstáculos. Para um modelo NWP, sãõ usadas relações estatísticas entre as variáveis da previsãõ e as variáveis meteorológicas observadas, de forma a corrigir as primeiras. Assim, é possível que as previsões de variáveis meteorológicas produzidas através desta abordagem contribuam, de certa forma, para os erros dos modelos NWP [2].

Quanto aos modelos de previsãõ eólica que se baseiam na abordagem estatística, existe apenas um passo: transformaçãõ direta de variáveis de entrada em produçãõ eólica. Para tal, utilizam também variáveis NWP, tais como a velocidade do vento, direçãõ, temperatura, etc., de vários níveis de modelos, em conjunto com medições on-line das mesmas. Hoje em dia, os principais desenvolvimentos das abordagens estatísticas em previsãõ de produçãõ eólica utilizam previsões meteorológicas múltiplas (*ensembles*) como uma combinaçãõ de entradas e saídas [2].

No entanto, existem inúmeros obstáculos ao acesso de dados para previsões [1]:

- Informaçãõ restrita. A disponibilidade de dados por estar restrita por motivos de confidencialidade ou devido a dificuldade de recuperaçãõ de informaçãõ em sistemas de bases de dados complexos.
- Qualidade dos dados. Existe um vasto conjunto de problemas associados à qualidade da informaçãõ armazenada, podendo haver erros associados.

- Frequência insuficiente das amostras. Os dados eólicos são, muitas vezes, guardados com intervalos de 10 minutos ou mesmo de hora em hora, o que não é suficiente em algumas previsões, particularmente quando consideram rampas.

1.3 - Modelos de Previsão Eólica a Curto Prazo

Um modelo de previsão eólica é um *software* para computador que utiliza diversas entradas (*inputs*) para determinar valores de produção (*outputs*) futuros. O seu grau de complexidade é muito variável, podendo utilizar-se apenas um modelo ou uma combinação de vários. O modelo de persistência, por exemplo, é um dos mais simples, onde todas as previsões para os instantes seguintes são colocadas ao valor atual. Uma vez que funciona bastante bem a muito curto prazo, tornou-se o modelo de referência que os restantes tentam ultrapassar. Os sistemas de previsão eólica mais modernos apresentam complexidades consideravelmente superiores [1].

O modelo de previsão a curto prazo *Prediktor*, baseia-se numa lógica física, onde a ideia é usar a velocidade e direção do vento obtidas a partir de um sistema NWP, transformar este vento de acordo com as características do local, usar a curva de potência e, finalmente, modifica-la segundo a eficiência do parque eólico. A transformação do vento pode ser feita utilizando o vento de níveis mais altos da camada atmosférica ou utilizando o valor fornecido pelo sistema NWP a 10m acima do nível do solo, opção que, atualmente, produz melhores resultados e permite que o logaritmo seja usado diretamente. É importante referir que, para que haja convergência do MOS, são necessários cerca de 4 meses de dados históricos. O *Prediktor* é, também, utilizado em sistemas SCADA para planeamento de manutenções [4].

O WPPT (*Wind Power Prediction Tool*) é um sistema de modelização para a previsão de produção eólica, desenvolvido na Universidade Técnica da Dinamarca, que utiliza previsões do HIRLAM, modelos estatísticos e pode ser configurado para tirar partido dos seguintes dados [4]:

- Medições *online/offline* da produção em parques eólicos individuais;
- Medições *online/offline* agregadas da produção no caso de áreas maiores;
- Dados NWP relativos a parques eólicos individuais;
- Dados NWP relativos a áreas maiores.

Efetivamente, a complexidade da estrutura do modelo implementado pelo WPPT vai depender da informação disponível, uma vez que este possui uma hierarquia de modelização altamente flexível. As previsões podem ser calculadas na forma de um único valor esperado ou na forma de previsões probabilísticas, onde é dada a distribuição dos resultados [4].

É muito provável que este sistema sofra alterações ao longo do tempo, uma vez que usa características do vento no local e variáveis NWP, pelo que o facto da previsão ser *time-adaptative* constitui uma característica bastante relevante. O horizonte temporal das previsões de produção eólica corresponde ao horizonte das previsões meteorológicas numéricas, ou seja, geralmente até 48 horas [4].

Várias abordagens têm vindo a ser testadas no âmbito da previsão de produção eólica, baseando-se em modelos ARMA (*Autoregressive Moving Average*), diferentes tipos de redes neuronais, lógica fuzzy, etc. O projeto MORE-CARE da ARMINES permitiu desenvolver modelos de previsão para as 48/72 horas seguintes, através de sistemas SCADA e NWP, integrando: modelos de muito curto prazo (baseados em abordagens estatísticas de séries temporais), modelos de prazos até 72 horas (baseados em redes neuronais fuzzy) e combinação de modelos (atribuindo diferentes pesos às previsões, para obter resultados ótimos). Este sistema encontra-se operacional nas ilhas de Creta e da Madeira. Nestas, uma vez que se trata de uma rede

elétrica isolada, as previsões são especialmente importantes para uma integração económica e segura da produção eólica. Em Creta, as previsões são calculadas para um horizonte de 48 horas, a partir dos dados obtidos pelo sistema SCADA da ilha e pelo sistema SKIRON (NWP). Na Madeira, este sistema é operado pela EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira), o horizonte temporal é de 8 horas e possui a particularidade de fazer, ainda, previsões para as centrais hidroelétricas [4].

O modelo *eWind*, desenvolvido pela agora denominada *AWS TruePower*, utiliza os modelos de meso-escala ARPS, MASS e WRF, juntamente com os modelos globais ECMWF, GEM e GFS, de modo a produzir um *ensemble* de 9 modelos diferentes [4].

Muitos outros modelos têm vindo a ser desenvolvidos, como por exemplo: *Hugin*, *Previento* (semelhante ao *Prediktor*), *WPFS* (*Wind Power Forecasting Models*), *WPMS* (*Wind Power Management System*), *GH Forecaster* ou a ferramenta EPREV [4]. A tabela seguinte faz um resumo dos modelos mais relevantes [9].

Tabela 0.2 - Modelos de previsão de produção eólica.

Modelo	Horizonte de Tempo	Abordagem	Developer
Prediktor	48 horas	Física	Risø
WPPT	48 horas	Estatística	IMM & DTU
MORE-CARE	72 horas	Híbrida	ARMINES
eWind	48 horas	Híbrida	AWS TruePower
Previento	96 horas	Híbrida	Universidade de Oldenburg
WPMS	8 horas	Estatística	ISET
GH Forecaster	Alguns dias	Híbrida	Garrad Hassan

1.3.1 - Técnicas Matemáticas de Previsão

São várias as técnicas matemáticas que têm vindo a ser utilizadas no âmbito da previsão de produção eólica, pelo que a bibliografia é muito extensa. Algumas destas destinam-se, unicamente, à previsão da velocidade do vento que é, posteriormente, convertida para produção através da curva de potência dos aerogeradores. Outras técnicas têm como objetivo fazer a conversão das previsões NWP para produção eólica - modelos W2P (*wind-to-power*) [2].

Alguns dos modelos não-lineares mais frequentes são as redes neuronais (RN) e os modelos SVM (Support Vector Machines), que em diversos estudos se revelaram globalmente superiores em relação a modelos de regressão linear e ao modelo de persistência.

Caso o horizonte de previsão não seja demasiado longo, a velocidade do vento e a produção eólica podem ser previstos utilizando, apenas, métodos de séries temporais, sem recorrer a previsões meteorológicas. Os modelos de séries temporais diretas caracterizam-se por usar valores reais recentes de vento e outras variáveis, de forma a prever velocidades de vento futuras.

O primeiro artigo a considerar a previsão de produção eólica saiu em 1984, usando uma distribuição Gaussiana de velocidades do vento, prevendo com um processo Auto Regressivo (AR), upscaling with the power law e, finalmente, fazendo a previsão da produção utilizando uma curva de potência medida. Neste, é feita, também, uma análise sobre a remoção das

oscilações sazonais e diurnas nos componentes AR e sobre os intervalos e probabilidades das previsões [4].

Ao longo dos anos foram surgindo inúmeras abordagens com o objetivo de obter cada vez melhores resultados. Estas englobam filtros *Kalman*, estimação do vento para redução de *flicker*, recursive least squares algorithms, métodos Box-Jenkins ou modelos de simulação estocástica, entre outros. Foi encontrado um modelo ARMA (Auto Regressiva Moving Average) adequado tanto para a simulação da velocidade do vento, como para a sua previsão, que permitiu concluir que a consideração da variação diurna é relevante, especialmente em locais com climas uniformes. Foi, também, realizado um estudo para os casos de Creta e Shetland, que utilizou um modelo linear AR e um modelo baseado em lógica *fuzzy* adaptativa, tendo-se descoberto melhorias pouco significativas em relação ao modelo de persistência para horizontes de 2 horas, mas com redução do erro RMSE em cerca de 20% em horizontes de 8 horas. No entanto, para horizontes mais longos, as abordagens com base em dados meteorológicos mostraram-se mais promissoras. Segundo a bibliografia existente, concluiu-se, ainda, que a *performance* dos modelos é altamente dependente dos seus períodos de treino [4].

(FALTA ACABAR E INCLUIR TABELAS COM OS MODELOS)

1.3.2 - Estruturas e Variáveis dos Modelos

(FALTA)

(fluxogramas, inputs)

1.3.3 - Modelização de Incertezas

Para a gestão ideal da produção de energia em parques eólicos, não é suficiente conhecer os valores da previsão, sendo essencial, também, o uso de ferramentas que permitam determinar o risco associado aos mesmos - incerteza. Efetivamente, existem duas principais metodologias utilizadas na indústria para a previsão de incertezas [4]:

- Abordagem estatística, com previsões NWP únicas/single;
- Incertezas resultantes de *ensembles* de previsões.

Em geral, os diferentes modelos matemáticos possuem já estimações de intervalos de confiança associados. Por exemplo, as metodologias estatísticas possuem uma estimativa da incerteza integrada, enquanto os modelos físicos necessitam de processamento adicional para obter essa estimacão [4].

Abordagem Estatística

Os métodos de intervalos de confiança mais utilizados assumem que a previsão de erros segue uma distribuição Gaussiana. No entanto, em alguns casos os intervalos de confiança não possuem simetria em relação ao ponto previsto, devido à forma da curva de potência do parque eólico.

Um dos métodos aplicáveis tanto a modelos de previsão eólica estatísticos como físicos, baseia-se numa abordagem de reamostragem, juntamente com a consideração do risco

associado à estabilidade meteorológica. Este método foi verificado através do uso de previsões HIRLAM e de informação proveniente de 5 parques eólicos irlandeses [4].

Modelos LQR (Local Quantile Regression) - pagina 65

De forma a estimar os intervalos de previsão dinâmica dos sistemas de previsão eólica existentes, foram analisados comparativamente cinco modelos matemáticos diferentes: redes neuronais, LQR, regressão multi-linear, classificação simples e modelos adaptativos. Em termos de exatidão foram considerados semelhantes, no entanto apresentaram resultados significativamente distintos em fiabilidade. Uma combinação dos resultados obtidos através dos cinco modelos permitiu o desenvolvimento de um modelo *ensemble* com qualidade superior de estimação de incertezas.

Incerteza Baseadas em *Ensemble*

Com os avanços tecnológicos sofridos ao longo do tempo, surgiram novas formas de estimação de incertezas. A tentativa de aumentar cada vez mais a resolução das previsões foi substituída pelo interesse na redução dos restantes erros. Para tal, podem-se utilizar *ensembles* de duas formas distintas [4]:

- *Ensembles* multi-modelo, usando vários modelos NWP diferentes ou parametrizações diferentes do mesmo modelo;
- Fazendo variar os dados de entrada e calculando o *ensemble* baseado em diferentes inicializações de previsões.

Os benefícios deste tipo de previsão de incertezas é ainda, atualmente, estudado por diversos grupos da área.

Vários estudos foram conduzidos no sentido de comparar a utilização de dois tipos modelos de previsão separadamente por oposição a uma combinação de ambos. Os resultados foram sempre os mesmos: a combinação de modelos é melhor (< RMSE) do que o melhor dos dois modelos utilizados. Por exemplo, utilizaram-se como entradas 16 serviços de meteorologia europeus diferentes no sistema *Previento*, de forma a correr uma combinação de previsões. Assim, combinaram-se até 5 previsões NWP, reduzindo os erros RMSE em cerca de 4,2 a 5% para toda a Alemanha.

O sistema MSEPS (*Multi-Scheme Ensemble Prediction System*) da WEPROG (*Weather and Energy PROGNosis*), companhia dinamarquesa, possui a capacidade de desenvolver incertezas físicas diferentes para cada *ensemble*. Esta característica torna-se especialmente interessante em previsão de produção eólica, uma vez que, ao contrário do que acontece na maioria das abordagens *ensemble*, a incerteza deixa de estar dependente do horizonte de tempo previsto.

O valor das previsões do ECMWF para os mercados energéticos foi avaliado, tendo surgido como melhor *ensemble* a denominada climatologia condicionada no EPS (*ECMWF Ensemble Prediction System*). Trata-se de um algoritmo que seleciona 10 dias de um conjunto de previsões históricas cujos valores melhor se aproximam da previsão atual. Estes serão, então, usados para modelizar a distribuição de probabilidade da previsão.

1.3.4 - Modelização de Rampas

Um evento de rampa caracteriza-se por uma determinada variação da geração de energia num dado intervalo de tempo. O desafio de integrar a produção eólica na rede, ou de maximizar o valor de mercado da energia, torna-se especialmente difícil em períodos onde esta variação ocorre de forma repentina. A definição de um evento de rampa não é uniforme ao longo da bibliografia, havendo autores que definem uma rampa como uma mudança de 20% ou mais da capacidade do parque eólico em intervalos de 1 hora. Outros definem-na como uma mudança de, no mínimo, 50% da capacidade, em intervalos de 4 horas ou menos [1]. Para o trabalho a realizar, não serão estabelecidos este tipo de parâmetros para consideração de rampas, assumindo apenas que as situações de maior severidade caracterizam-se por grandes variações da produção em intervalos de tempo relativamente curtos.

A necessidade de perceber quais os processos físicos que dão origem a estes eventos, levou ao desenvolvimento de sistemas de alerta para grandes rampas, como é o caso do ELRAS (*Electricity Reliability Council Of Texas Large Ramp Alert System*). Este utiliza um sistema de assimilação de dados 3DVAR, que usa informação meteorológica como ponto de partida para um modelo NWP. Os resultados deste são usados em mecanismos de deteção que, por sua vez, são usados num modelo estatístico de mudança de regime [4].

Efetivamente, o uso de modelos estatísticos de mudança de regime (*state-transition* ou *regime-switching models*) constitui uma abordagem promissora à previsão de rampas, uma vez que as suas previsões de velocidade do vento se mostraram mais próximas dos valores medidos do que utilizando outras possibilidades (redes neuronais ou filtros de *Kalman*) [4].

Outros projetos de investigação utilizaram o momento e intensidade das rampas previstas como variáveis adicionais, produzindo intervalos de confiança melhorados para os quantis previstos [4]. (mapping the number of ensembles..)

A WEPROG, desenvolveu uma ferramenta especializada em previsão de rampas, tendo chegado a algumas conclusões [10]:

- A diversidade dos modelos baseados em *ensembles* é uma medida importante da incerteza associada à amplitude e ao momento da rampa;
- *Ensembles* com bons erros RMSE são demasiado regulares/*smooth* para serem úteis na previsão de eventos de rampa extremos;
- Quanto maior o erro de fase (erro associado ao momento em que ocorre o evento) permitido na identificação de uma rampa acentuada, melhor é o sistema de previsão.

Atualmente, existe um projeto de previsão de rampas ("*Ramp Cast*") desenvolvido numa parceria entre a *Xcel Energy*, a *NCAR* e a *Vaisala*. Para horizontes de 0 a 3 horas, são usados dados do vento medidos regionalmente, através de sistemas como o VDRAS (*Variational Doppler Radar Analysis System*). Quando se pretende prever para horizontes temporais de 3 a 60 horas, a utilização de um DMOS (*Dynamic MOS*) permite encontrar as melhores entradas a utilizar e reduzir o erro RMSE em cerca de 5 a 10% [4].

1.4 - Avaliação de Modelos de Previsão

As previsões de produção eólica possuem sempre uma incerteza associada, devido à variabilidade do vento, pelo que se torna essencial avaliar os diferentes modelos de previsão.

Assim, é possível determinar quais as abordagens mais adequadas para cada situação e perceber, ainda, o que caracteriza a incerteza que lhes está associada.

1.4.1 - Fatores de Influência nos Erros de Previsão

Os modelos de previsão meteorológica numérica (NWP) são responsáveis pela maioria dos erros associados à previsão de produção eólica, que podem ser divididos em dois tipos [4]:

- Erros de amplitude, associados à severidade dos eventos meteorológicos;
- Erros de fase, associados ao momento em que ocorrem esses eventos no tempo.

Os erros de fase são mais difíceis de quantificar, enquanto que os erros de amplitude são relativamente fáceis de controlar através do uso de séries temporais. Neste sentido, têm vindo a ser desenvolvidos vários estudos com o objetivo de determinar quais os contributos de cada um dos tipos para os erros dos modelos NWP, tendo-se concluído que os erros de fase são os que mais influenciam as previsões [4].

Um outro fator diretamente relacionado com os erros de previsão é a hora do dia para a qual esta é feita. Verificam-se erros mais elevados nas alturas em que o consumo é superior, geralmente ao início e ao fim do dia (horas de cheia/ponta) [1]. De forma menos significativa, também o horizonte de tempo e as características do terreno (a rugosidade, p.e.) podem contribuir para o aumento dos erros.

1.4.2 - Indicadores de Erros de Previsão

De forma a avaliar a qualidade dos diversos modelos, comparam-se as suas previsões diretamente com os valores reais medidos no local, para os mesmos intervalos de tempo. A análise do desvio verificado entre estes valores irá determinar a qualidade do modelo. Quando se pretende fazer esta avaliação em relação à componente estatística dos modelos, é necessária a análise de grandes quantidades de previsões, para que os resultados sejam viáveis [2].

$$e = V_{\text{previsto}} - V_{\text{medido}}$$

A partir deste valor de erro, existem duas principais formas de quantificar a precisão de um sistema de previsão: a análise do erro médio absoluto (MAE - *Mean Absolute Error*) e do erro médio quadrático (RMSE - *Root-Mean Square Error*). Enquanto que o MAE é expresso em percentagem da capacidade nominal da instalação, o RMSE é expresso como o desvio padrão dos erros da previsão [1]. De notar que os erros médios podem ser mal interpretados, caso existam valores positivos e negativos que originem uma média inferior à real [4].

$$\text{RMSE} = \sqrt{e^2}$$

Tipicamente, a superioridade de um modelo em relação a outro é mais evidenciada no valor RMSE do que no MAE, sendo que o RMSE atribui maior importância a erros maiores. Em determinadas situações, o cálculo do RMSE e do MAE podem originar informações opostas, caso possuam valores contrários. Assim, existem autores que distinguem 3 critérios de erro: “As previsões de produção eólica devem ser próximas dos valores reais. A soma dos desvios entre as previsões e os valores reais deve ser pequena. As previsões devem resultar em baixos custos originados pelos erros de previsão.” Enquanto os dois primeiros critérios se referem ao equilíbrio da rede elétrica, o último é importante no sentido de obter baixos custos na integração de geração eólica no mercado. No caso de parques eólicos com séries temporais variáveis diferentes, esta comparação torna-se mais complexa [4].

Devido à grande variedade de critérios de previsão ao longo da bibliografia, o projeto ANEMOS propôs-se a estabelecer um conjunto de medidas para avaliar o desempenho dos modelos, sendo estas: o MAE e o RMSE, tal como já referido, juntamente com a tendência (*bias?*), o coeficiente de determinação R^2 , a skill score para comparação com outros modelos e o histograma da distribuição do erro. É, também, aconselhada a divisão dos dados em conjunto de treino e conjunto de validação, bem como uma normalização dos erros médios em relação à capacidade instalada, para comparar entre diferentes parques eólicos [4].

Existem outros critérios de avaliação que podem ser utilizados, como é o caso, por exemplo, da percentagem de erro médio absoluto (MAPE - *Mean Absolute Percentage Error*) ou do desvio padrão dos erros (SDE - *Standard Deviation of the Errors*).

1.4.3 - Interpretação de Desempenho de Previsão

O gráfico seguinte traduz o valor do erro RMSE para diferentes horizontes de tempo e para diferentes modelos de previsão. Neste, a legenda *NewRef* é relativa ao modelo de referência usado e HWP é o equivalente ao modelo agora denominado *Prediktor*. O comportamento verificado para este é geral aos modelos de previsão a curto prazo, com apenas pequenas variações do erro RMSE e do seu comportamento ao longo do tempo. Atualmente, devido a aperfeiçoamentos dos modelos NWP, as previsões possuem erros RMSE na ordem dos 10% da capacidade instalada [4].

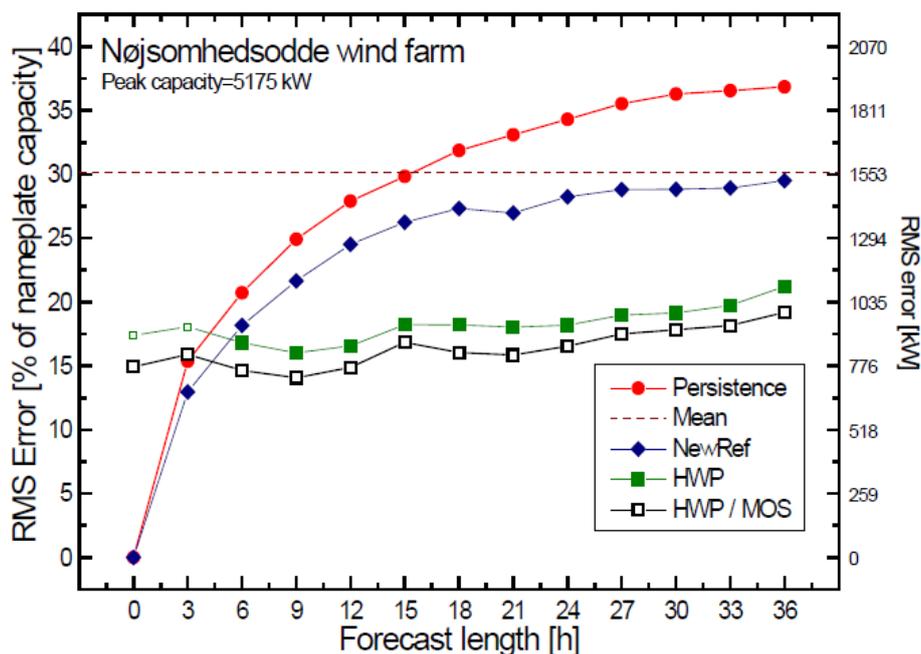


Gráfico 0.1 - Variação do erro RMSE para diferentes horizontes temporais e modelos de previsão [4].

Tal como mencionado anteriormente, o modelo de persistência é utilizado como referência para comparar com o desempenho dos outros modelos de previsão. Para previsões a muito curto prazo (até algumas horas), este é o modelo que os outros têm de ultrapassar. No entanto, para horizontes maiores, o modelo de persistência é consideravelmente pior do que o mais simples dos outros modelos.

Referências

1. Glassley, W., et al., *Appendix B - Wind Energy Forecasting: A Review of State-of-the-Art and Recommendations for Better Forecasts*. California Renewable Energy Forecasting, Resource Data and Mapping, 2010.
2. Monteiro, C., et al., *Wind power forecasting: state-of-the-art 2009*. 2009, Argonne National Laboratory (ANL).
3. REN, *Dados Técnicos/Technical Data 2012*. 2013.
4. Giebel, G., et al., *The state-of-the-art in short-term prediction of wind power: A literature overview*. 2011, ANEMOS. plus.
5. Lange, M. and U. Focken. *State-of-the-art in wind power prediction in germany and international developments*. in *Second Workshop of International Feed-In Cooperation*. 2005.
6. Pereira, A.J.C. and J.T. Saraiva, *Long term impact of wind power generation in the Iberian day-ahead electricity market price*. *Energy*, 2013. 55(0): p. 1159-1171.
7. Atmosfera, I.P.d.M.e.d. *Enciclopédia IPMA.PT - Previsão Numérica do Tempo*. 2014; Available from: <http://www.ipma.pt/pt/enciclopedia/otempo/previsao.numerica/index.html>.
8. Forecasts, E.C.f.M.-R.W. *Ensemble Prediction System*. 2012; Available from: http://www.ecmwf.int/services/dissemination/3.1/Ensemble_Prediction_System.html.
9. Wang, X., P. Guo, and X. Huang, *A review of wind power forecasting models*. *Energy Procedia*, 2011. 12: p. 770-778.
10. Ferreira, C., et al., *A survey on wind power ramp forecasting*. 2011, Argonne National Laboratory (ANL).