

## Resum

Promoure la generació d'electricitat a partir de fonts renovables és un dels objectius fixats a nivell europeu. La Directiva 2001/77/CE del Parlament i del Consell Europeus imposa que el 22,1% de l'electricitat generada globalment el 2010 a la Comunitat Europea s'obtingui a partir d'aquestes energies. En el cas d'Espanya, aquesta imposició es particularitza en que el 29,4% ha de ser d'origen renovable. L'eòlica és una de les tecnologies més desenvolupades i la que millor pot i ha de contribuir a aconseguir l'objectiu establert en el "Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010".

La Llei 54/1997 va incorporar les normes comuns del mercat interior d'electricitat de la Directiva 96/92/CE del Parlament i del Consell Europeus. Aquest fet va suposar un canvi fonamental en el funcionament del sistema elèctric espanyol. La Llei aposta clarament per impulsar les energies renovables, definint-se, un règim especial d'actuació que especifica les condicions, els drets i els deures dels productors que hi intervenen. Aquests i altres aspectes resten àmpliament descrits en el Reial Decret 436/2004, recentment modificat, que ha estat la referència regulatòria d'aquest projecte.

La important contribució que, previsiblement, tindrà l'energia eòlica en els propers anys fa necessària la implantació d'una sèrie de mesures que contribueixin a la millora de l'eficiència de l'activitat empresarial i de la regulació operativa del sistema. Un dels aspectes més destacats és l'augment en fiabilitat de la previsió de la producció eòlica, tant a llarg com a curt termini.

A partir de la revisió dels models numèrics de predicció basats en el còmput de dades meteorològiques, històriques o mesurades en temps real, s'ha intentat conèixer la seva repercussió específica sobre la previsió de la generació elèctrica d'un emplaçament. El projecte inclou l'elaboració de les sèries de producció d'un aerogenerador i la deducció de les seves hores equivalents en base a la corba de potència.

En una visió a llarg termini pròpia de l'inversor, els resultats del projecte permeten millorar la previsió de producció; efectivament, l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica podria comportar una millora de les expectatives de rendibilitat en més de mig punt percentual en termes de TIR (Taxa Interna de Rendibilitat). A curt termini, i dins ja del període d'explotació, podria contribuir a millorar la gestió d'un parc eòlic amb un augment en la retribució per la venda de l'energia elèctrica obtinguda en un percentatge estimat del 15%.





## Sumari

<b>RESUM</b>	<b>1</b>
<b>SUMARI</b>	<b>3</b>
<b>1. GLOSSARI</b>	<b>7</b>
<b>2. PREFACI</b>	<b>9</b>
2.1. Origen del projecte .....	9
2.2. Motivació.....	9
2.3. Requeriments previs .....	10
<b>3. INTRODUCCIÓ</b>	<b>11</b>
3.1. Objectius del projecte .....	11
3.2. Abast del projecte .....	11
<b>4. LA GESTIÓ DE L'ENERGIA EÒLICA DINS DE LA NORMATIVA DEL SECTOR ELÈCTRIC ESPANYOL</b>	<b>13</b>
4.1. Règims aplicables a la producció d'electricitat .....	13
4.2. El mercat elèctric .....	14
4.2.1. Agents de mercat.....	14
4.2.2. Gestió econòmica i tècnica del mercat .....	15
4.2.3. Funcionament.....	16
4.3. La venda d'energia eòlica. Incidència del marc regulatori .....	23
4.4. Identificació d'aspectes a optimitzar en la gestió de l'energia eòlica ...	24
<b>5. PREDICCIÓ METEOROLÒGICA</b>	<b>27</b>
5.1. Caracterització dels models numèrics de predicció meteorològica .....	27
5.1.1. Principis generals dels models numèrics de previsió de temps. Equacions del sistema.....	28
5.1.2. Mètodes de discretització de les equacions diferencials en derivades parcials	30
5.1.3. Malles d'integració dels models numèrics .....	31
5.1.4. Parametritzacions físiques .....	31
5.1.5. Assimilació de dades meteorològiques .....	33
5.2. Tipus de models numèrics per a la predicció de vent en un emplaçament .....	35
5.3. Tècniques estadístiques per a la millora de les prediccions realitzades per models numèrics.....	38



5.3.1.	Mètodes de downscaling .....	39
5.3.2.	Aplicacions del downscaling .....	40
<b>5.4.</b>	<b>Estat actual de les prediccions operatives per a l'exploració d'una instal·lació eòlica .....</b>	<b>41</b>
<b>6.</b>	<b>SISTEMES DE PREDICCIÓ METEOROLÒGICA .....</b>	<b>45</b>
<b>6.1.</b>	<b>Descripció d'un sistema de predicció meteorològica.....</b>	<b>45</b>
<b>6.2.</b>	<b>Beneficis dels sistemes de predicció meteorològica en la gestió de l'energia eòlica .....</b>	<b>48</b>
6.2.1.	Predicció a llarg termini. Viabilitat i rendibilitat a priori d'un parc eòlic.....	48
6.2.1.1.	Aspectes principals a llarg termini .....	48
6.2.1.2.	Estimació de la millora de fiabilitat obtinguda a llarg termini.....	49
6.2.2.	Predicció a curt termini. Gestió òptima del parc eòlic .....	50
6.2.2.1.	Aspectes principals a curt termini .....	50
6.2.2.2.	Estimació de la millora de fiabilitat obtinguda a curt termini .....	50
<b>6.3.</b>	<b>Possibles línies de millora dels sistemes de predicció meteorològica</b>	<b>51</b>
<b>7.</b>	<b>SIMULACIÓ D'UN CAS .....</b>	<b>53</b>
<b>7.1.</b>	<b>Hipòtesis inicials.....</b>	<b>53</b>
7.1.1.	Selecció de l'emplaçament .....	53
7.1.2.	Obtenció dels registres històrics a l'alçada de la caixa.....	56
7.1.3.	Estudi de la variabilitat del vent.....	58
7.1.4.	Selecció de l'aerogenerador .....	60
<b>7.2.</b>	<b>Determinació de la producció d'energia elèctrica .....</b>	<b>61</b>
7.2.1.	Valors de producció obtinguts a l'emplaçament.....	62
7.2.2.	Determinació de la probabilitat d'integració superior de la producció .....	64
<b>7.3.</b>	<b>Anàlisi de la rendibilitat a llarg termini.....</b>	<b>68</b>
7.3.1.	Descripció del model financer.....	68
7.3.1.1.	Dades generals identificatives de la inversió.....	69
7.3.1.2.	Previsió de les despeses i dels ingressos d'exploració.....	71
7.3.1.3.	Amortització dels actius .....	72
7.3.1.4.	Càlcul del VAN i de la TIR projecte .....	72
7.3.2.	Resultats del model financer reduït .....	77
<b>7.4.</b>	<b>Obtenció de la retribució a curt termini .....</b>	<b>79</b>
7.4.1.	Descripció del model de càlcul .....	79
7.4.2.	Resultats de la retribució obtinguda segons l'opció de venda.....	83
7.4.3.	Quantificació de l'impacte dels sistemes de predicció meteorològica en la retribució obtinguda.....	86



<b>CONCLUSIONS</b>	<b>89</b>
<b>AGRAÏMENTS</b>	<b>91</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>93</b>
<b>A. CÀLCULS DE LA SIMULACIÓ REALITZADA</b>	<b>101</b>
A.1. Dades de vent de l'emplaçament .....	101
A.2. Càlcul de la producció obtinguda .....	102
A.3. Càlcul de la variabilitat per a cada mida de la mostra .....	103
A.4. Càlcul de la corba de probabilitat d'integració superior .....	109
A.5. Càlcul de la rendibilitat a llarg termini .....	128
A.6. Càlcul de la retribució a curt termini .....	138
A.6.1. Hipòtesis inicials .....	138
A.6.2. Càlculs realitzats .....	139
<b>B. ESTUDI D'IMPACTE AMBIENTAL</b>	<b>141</b>
B.1. Anàlisi ambiental del projecte .....	141
B.1.1. Valoració dels impactes segons els sistemes energètics .....	142
B.1.2. Síntesi dels resultats obtinguts .....	143
<b>C. PRESSUPOST</b>	<b>145</b>
C.1. Cost de personal .....	145
C.2. Cost de recursos materials .....	147
C.3. Cost dels desplaçaments .....	147
C.4. Cost de difusió del projecte .....	147
C.5. Pressupost del projecte .....	148
C.6. Rendibilitat obtinguda del projecte respecte el pressupost descrit....	149
<b>D. NORMATIVA VINCULANT</b>	<b>151</b>
D.1. Articles de la LLEI 54/1997 del Sector Elèctric .....	151
D.2. Articles del REIAL DECRET 436/2004 .....	159
D.3. Articles del REIAL DECRET 2019/1997 .....	164
D.4. Article del REIAL DECRET 809/2006 .....	169
D.5. Articles REIAL DECRET 1432/2002 .....	170
D.6. Article del DECRET 174/2002 .....	176





# 1. Glossari

- ABL Atmospheric Boundary Layer
- AEE Associació Empresarial Eòlica
- CNE Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
- CNS Centre Nacional de Supercomputació
- ECMWF European Center for Medium Range Forecast
- EDP Equació Diferencial en derivades Parcial
- EMA Estació Meteorològica Automàtica
- EMAP Error Mig Absolut de Producció per a les hores computades
- ERP Enterprise Resource Planning
- GCOS Global Climate Observing System
- GFS Global Forecast System
- HIRLAM High Resolution Limited Area Modelling
- IDAE Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía
- IEC International Electrotechnical Commission
- INM Instituto Nacional de Meteorología
- MASS Mesoscale Atmospheric Simulation System
- MM5 Mesoscale Model, Versió 5
- MOS Model Output Statistics
- NCAR National Center for Atmospheric Research
- NCEP National Center for Environmental Prediction
- NWP Numerical Weather Prediction
- OMEL Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español S.A.
- PDBF Programa Diari Base de Funcionament
- PDF Programa Diari Final
- PDV Programa Diari Viable



- PDVP Programa Diari Viable Provisional
- PHO Programa Horari Operatiu
- RD Reial Decret
- REE Red Eléctrica Española S.A.
- RMSE Error Mig Quadràtic
- SCADA Supervisory Control And Data Adquisition
- SMC Servei Meteorològic de Catalunya
- TIR Taxa Interna de Rendibilitat
- TMR Tarifa elèctrica Mitjana o de Referència
- UCTE Unió per a la Coordinació de Transport d'Electricitat
- UTM Universal Transverse Mercator
- VAN Valor Actual Net
- WACC Weighed Average Cost of Capital
- WRF Weather Research and Forecast Model
- XEMA Xarxa d'Estacions Meteorològiques Automàtiques de Catalunya





## 2. Prefaci

### 2.1. Origen del projecte

La Unió Europea, mitjançant la promulgació de Directives del Parlament i del Consell Europeus, reconeix la necessitat de promoure les fonts d'energia renovable amb caràcter prioritari, ja que la seva explotació contribueix a la protecció del medi ambient i al desenvolupament sostenible.

L'increment de l'ús d'electricitat generada a partir de fonts d'energia renovable és una part important del conjunt de mesures necessàries per a complir amb el Protocol de Kioto de la Convenció Marc de les Nacions Unides sobre el Canvi Climàtic [1]. La producció i el consum d'energia són els principals responsables de les emissions de gasos d'efecte hivernacle; per tant, s'ha de buscar la millora de l'eficiència energètica del sistema per a poder assolir els objectius fixats.

A nivell nacional, una de les energies renovables amb major potencial per aconseguir aquests objectius és l'eòlica; no obstant, a mesura que augmenta la seva explotació, assumeix major rellevància, tant per a l'inversor com per al gestor del sistema elèctric, el fet de conèixer a priori i amb certa precisió la producció que s'obtindrà d'una instal·lació eòlica.

La interrelació entre el canvi climàtic i l'energia eòlica obre un ampli camp d'anàlisi que aquest projecte només pretén identificar.

### 2.2. Motivació

Per a una gestió més acurada de l'energia eòlica és clau poder conèixer amb la màxima exactitud la previsió de la producció, tant a llarg com a curt termini. Millorar el procediment de determinació de la viabilitat econòmica a priori i minimitzar els futurs desviaments entre la previsió i la producció real d'energia elèctrica representen la principal motivació per a l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica.

Així doncs, els models meteorològics representen una eina fiable per a conèixer amb suficient antelació el vent que farà en un emplaçament concret. La seva aplicació optimitza la gestió del parc eòlic i de tot el sistema elèctric, alhora que permet millorar significativament l'expectativa de rendibilitat del projecte i la retribució final per al promotor de la instal·lació.



## 2.3. Requeriments previs

Per a obtenir un estudi detallat del règim de vents de la regió on es vol instal·lar el parc eòlic, són útils les mesures de vent en l'emplaçament i la seva modelització atmosfèrica mitjançant eines de simulació numèrica.

En aquest sentit, s'utilitzen diferents procediments. Els sensors de medició de les variables atmosfèriques han representat durant segles la base de l'estudi del temps. Però, no és fins a mitjans del segle XX que es comença a desenvolupar un altre tipus d'eines, fonamentals per al coneixement i la predicció de l'atmosfera, com són els anomenats models meteorològics.

La metodologia descrita estima amb major exactitud la successió de situacions atmosfèriques que afecten una determinada zona i permet preveure la producció d'energia elèctrica generada per una instal·lació amb una antelació prefixada, tal com exigeix el propi funcionament del sistema elèctric.



## 3. Introducció

### 3.1. Objectius del projecte

L'objectiu principal del projecte és analitzar les repercussions que pot tenir l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica en la fiabilitat de la programació de la producció d'energia eòlica.

En particular, es pretén estimar la modificació de la rendibilitat indicativa inicial del projecte eòlic quan s'apliquen aquests sistemes. També s'especifiquen les possibles repercussions que una reducció en els desviaments, entre la previsió de producció d'energia elèctrica i la producció real mesurada per l'operador del sistema, poden significar en la retribució final del promotor.

Així doncs, la predicció no només representa una eina per aconseguir major eficiència tècnica del sistema elèctric, sinó també un mitjà per a optimitzar la rendibilitat prevista de les inversions i l'operativa de venda.

### 3.2. Abast del projecte

El projecte analitza des del punt de vista regulatori, econòmic i tècnic els aspectes relacionats amb la programació de producció d'energia elèctrica. Per a fer-ho, es revisa la normativa relativa a la venda d'aquest tipus d'energia donant una visió global del funcionament del mercat elèctric espanyol.

El projecte es basa en el RD 436/2004 [2] referent a les energies renovables i recull algunes possibles variacions regulatòries previstes en l'anunciat nou Reial Decret, molt recentment aparegut.

També s'especifiquen els principals aspectes físics i matemàtics dels sistemes de predicció meteorològica per tal que, juntament amb les mesures de vent preses en el terreny, es pugui obtenir un pronòstic més fiable del vent i de la producció d'energia elèctrica.

Finalment, s'estudien els possibles beneficis econòmics que pot significar l'aplicació dels models de previsió en l'anàlisi de la viabilitat d'un projecte a llarg termini i en la gestió del parc eòlic a curt termini.





## **4. La gestió de l'energia eòlica dins de la normativa del sector elèctric espanyol**

Com ja s'ha indicat, el projecte es basa en el RD 436/2004. A l'Annex D resten descrits més àmpliament part dels articles normatius que apareixen en aquest capítol.

### **4.1. Règims aplicables a la producció d'electricitat**

La Llei 54/1997 del sector elèctric [3] té com a principal objectiu el subministrament d'electricitat a un menor cost i amb una major eficiència. Per a fer-ho, s'incentiva la liberalització del mercat en les activitats de generació i comercialització del sistema. No obstant, l'Administració es manté com a responsable de la planificació de les energies renovables per tal d'assegurar la seva competitivitat respecte a les altres fonts de generació.

En aquest sentit, s'ha definit dins del mercat elèctric un règim especial referent a la generació d'electricitat a partir de fonts no contaminants. Tota activitat de producció d'electricitat serà considerada com a producció en règim especial quan es realitzi des d'instal·lacions on la potència no superi els 50 MW i quan s'utilitzi com a energia primària alguna de renovable no consumible. Aquella instal·lació de generació que s'inclogui dins d'aquest nou marc d'actuació tindrà una política retributiva bonificada i dret a poder vendre tota la seva producció a la distribuïdora. L'article 2, grup b.2 del RD 436/2004 considera l'energia eòlica dins del règim especial.

Així, el titular de la instal·lació de producció acollida al règim especial i l'empresa distribuïdora subscriuen un contracte tipus, amb una duració mínima de cinc anys on s'especifiquen les relacions tècniques i econòmiques entre les dues parts. Tots els punts del contracte estan definits a l'article 17 del RD 436/2004. Un dels punts destacats és aquell que fa referència al cobrament de la tarifa regulada o, en el seu cas, de l'incentiu i de la prima. Les obligacions i els drets dels productors en règim especial queden clarament fixats en els articles 30.1 i 30.2 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

D'altra banda, aquelles centrals que no poden acollir-se al règim especial (nuclears, carbó, fuel, gas i grans centrals hidràuliques) conformen el que es coneix com a règim ordinari. En aquest cas el titular no té accés a les primes anteriorment comentades i pot actuar en el sistema elèctric general com la resta d'instal·lacions convencionals, respectant així, el principi de llibertat d'establiment definit a l'article 4 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

A diferència del règim especial, en l'ordinari no s'assegura la venda de tota la producció elèctrica i el preu marginal de venda per a cada període de programació es determina partint



de l'oferta més barata fins a igualar la demanda prevista. Per tant, el seu valor serà el de l'oferta de venda d'energia elèctrica realitzada per la darrera unitat de producció.

## **4.2. El mercat elèctric**

Es defineix el mercat de l'electricitat com el conjunt de transaccions derivades de la participació de diferents agents en les sessions del mercat intradiari i diari, i, en els procediments d'operació tècnica del sistema.

Dins dels desenvolupaments reglamentaris del sector elèctric que s'han anat realitzant a partir de la Llei 54/1997 un dels més destacats fa referència precisament a l'organització i la regulació del mercat de producció d'energia elèctrica.

### **4.2.1. Agents de mercat**

Són agents de mercat aquelles empreses o persones habilitades per actuar en el mercat de producció com a venedors i compradors d'electricitat. Per tant, poden ser-ho els productors, els distribuïdors i les comercialitzadores d'electricitat, així com els consumidors qualificats d'energia elèctrica i aquelles empreses, residents en altres països, que tinguin l'habilitació d'agents externs.

Els principals agents que desenvolupen les activitats orientades al subministrament d'energia elèctrica estan definits a l'article 9 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

#### ***Productors***

Es considera agent productor d'energia elèctrica tota aquella persona física o jurídica que té la funció de produir-ne, així com de construir, operar i mantenir les centrals de generació. Aquests realitzen ofertes econòmiques de venda d'electricitat a través de l'operador de mercat per a cadascuna de les seves unitats de producció, que pel cas d'energia eòlica, s'obtenen d'un conjunt d'aerogeneradors agrupats en un mateix parc que evacuen la seva energia a un mateix nus de la xarxa de transport o de distribució.

Els drets i les obligacions dels productors queden definits a l'article 26 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

#### ***Comercialitzadores***

S'entén per comercialitzadora d'energia elèctrica tota persona o institució jurídica que, podent accedir a la xarxa de transport o de distribució, ven energia elèctrica a tots aquells consumidors que tenen la condició de qualificats o a d'altres agents del sistema.



Per a fer-ho, han d'estar inscrites en el registre, creat pel Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç, dels distribuïdors, comercialitzadores i consumidors qualificats, i poder presentar davant l'operador de mercat la garantia de poder cobrir la demanda d'energia.

Els drets i les obligacions de les comercialitzadores queden definits en els articles 45.2 i 45.3 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

### ***Distribuïdores***

Un agent distribuïdor d'energia elèctrica és una societat mercantil, de nacionalitat espanyola, o en el seu cas, membre de la Unió Europea amb seu permanent a Espanya, que té les funcions de distribuir energia elèctrica, així com de construir i de mantenir les instal·lacions de distribució destinades a situar l'energia en els punts de consum. L'entitat encarregada de la gestió de la xarxa de distribució només denegarà l'accés a les instal·lacions en cas que no es disposi de la capacitat necessària de seguretat, regularitat i qualitat del subministrament.

Els drets i les obligacions de les distribuïdores queden definits en els articles 45.1 i 45.3 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

### ***Consumidors qualificats***

Són consumidors qualificats aquells que poden adquirir energia elèctrica en qualsevol instant per altres procediments diferents al de tarifa. Des de l'1 de Gener de 2007 tots els consumidors tenen la condició de qualificats, tal com indica la disposició tretzena de la Llei 54/1997 del sector elèctric. Així, es permet contractar directament, o bé mitjançant una comercialitzadora, la totalitat o part del subministrament en el mercat de producció d'energia elèctrica.

### ***Agents externs***

Agent extern és tota persona física o jurídica que entregui o compri energia elèctrica d'altres sistemes exteriors. Qualsevol productor, distribuïdor, consumidor o comercialitzador extern del sistema elèctric espanyol podrà sol·licitar al Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç una autorització per a poder participar com agent extern al sistema.

Tot allò referent a intercanvis intracomunitaris i internacionals d'energia elèctrica es troba definit a l'article 13 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

## **4.2.2. Gestió econòmica i tècnica del mercat**

Principalment són dues les organitzacions que s'encarreguen del procés d'operació econòmica i tècnica del mercat: l'operador del mercat i l'operador del sistema. No obstant això, existeixen altres organismes com la Comissió Nacional del Sistema Elèctric (CNE), que



regula i controla el funcionament del sistema elèctric (Annex D, article 6 de la Llei 54/1997), i el Ministeri d'Indústria, Turisme i Comerç que és l'òrgan regulador principal.

Així, correspon a l'operador del mercat i a l'operador del sistema assumir les funcions necessàries de gestió econòmica del mercat de producció d'electricitat i de garantia tècnica per tal d'assegurar el correcte funcionament del sistema elèctric que estableix la Llei 54/1997 del sector elèctric.

L'operador del mercat, com a responsable de la gestió econòmica del sistema, assumeix la gestió d'ofertes de compra i venda de l'energia elèctrica en els termes que la legislació estableixi. Es tracta d'una societat mercantil, OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA – POLO ESPAÑOL, S.A. (OMEL) que té accés directe al registre administratiu d'instal·lacions de producció d'energia elèctrica, així com als registres de distribuïdors, comercialitzadores i consumidors qualificats. Totes les funcions de l'operador del mercat queden definides a l'article 33 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

D'altra banda, l'operador del sistema és el responsable de la gestió tècnica del mateix. En aquest sentit ha d'assegurar la continuïtat i la seguretat del subministrament elèctric juntament amb la correcta coordinació del sistema de producció i de transport. Com en el cas anterior, es tracta d'una societat mercantil, RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA S.A. (REE), que exerceix les seves funcions de coordinació amb l'operador del mercat. Totes les seves funcions queden definides a l'article 34 de la Llei 54/1997 del sector elèctric.

#### **4.2.3. Funcionament**

Per a definir el funcionament del mercat de producció i la seva estructura s'ha seguit la descripció realitzada per Nieto, I. i Solà, J. a [4]. Els termes més destacats són els següents:

##### ***Mercat diari***

El mercat diari, com part integrant del mercat de producció, té com a objectiu dur a terme les transaccions d'energia elèctrica pel dia següent mitjançant la presentació d'ofertes de venda i d'adquisició dels agents del mercat. L'horitzó de programació d'aquest mercat són 24 hores.

Tant el compradors com els venedors presenten les seves ofertes a l'operador del mercat, responsable d'establir el Programa Diari Viable (PDV), per tal de poder realitzar la cassació de les ofertes de compra i venda. La forma de presentar les ofertes descrites anteriorment es detalla a l'article 9 del RD 2019/1997 [5].





## **Ofertes**

Es distingeixen dos tipus d'ofertes: les simples i les complexes. Les primeres estan integrades exclusivament pel preu i per la quantitat. Són ofertes econòmiques de venda d'energia que els venedors presenten per a cada període horari i unitat de producció. D'altra banda, les ofertes complexes, són aquelles que, a més d'acomplir amb tots els requisits de les ofertes simples, incorporen altres condicions tècniques o econòmiques com són la condicions d'indivisibilitat, de gradient de càrrega i d'ingressos mínims o de parada programada. Totes aquestes condicions passen a definir-se a continuació:

- La condició d'indivisibilitat permet fixar, en el primer tram de cada hora, un valor mínim de funcionament que només pot ser dividit per l'aplicació dels gradients de càrrega declarats pel mateix agent, o per l'aplicació de les normes de repartiment en cas que el preu sigui diferent de zero.
- El gradient de càrrega estableix la diferència màxima entre la potència a l'inici i al final de l'hora de la unitat de producció. Amb això, s'aconsegueix limitar l'energia màxima a cassar en funció de l'hora anterior i de la següent, evitant canvis bruscos en les unitats de producció que no poden, tècnicament, adaptar-se a les mateixes.
- La condició d'ingressos mínims fa referència a la possibilitat que la unitat de producció no participi en el resultat de cassació diària si no obté, per al conjunt de la seva producció diària, un ingrés superior a una quantitat fixa més una altra de variable.
- La condició de parada programada fa referència al cas que la unitat de producció sigui retirada de la cassació per incompliment de la condició d'ingressos mínims sol·licitada.

## **Demanda**

La demanda la realitzen els compradors del mercat de producció, els quals han de presentar la quantitat d'energia que volen adquirir i, si ho desitgen, també el preu. Les distribuïdores, les comercialitzadores, els consumidors qualificats o els agents externs són els principals demandants d'energia elèctrica en el mercat.

## **Cassació**

En funció de la naturalesa de les ofertes, la cassació pot ser simple o complexa. La simple és aquella que obté de forma independent el preu marginal, així com el volum d'energia elèctrica que s'accepta per a cada unitat de producció i adquisició, i per a cada període horari de programació. D'altra banda, la complexa, partint del resultat de la simple, afegeix les



condicions d'indivisió i de gradient de càrrega per aconseguir-ne una de simple condicionada. En tots els casos, és l'operador de mercat qui realitza el procés.

La primera solució final, de caràcter provisional, s'obté mitjançant un procés iteratiu d'execució de les cassacions simples condicionades que finalitza quan totes les unitats d'oferta compleixen la condicions d'ingressos mínims i de parada programada. Així, es determina el Programa Diari Base de Funcionament (PDBF), el qual, a més, incorpora els següents termes:

- Preu marginal per a cada període de programació d'un mateix horitzó horari.
- L'energia elèctrica que correspon per trams a cada unitat de producció i a cada unitat d'adquisició.
- L'ordre de precedència econòmica corresponent a cada tram de cadascuna de les ofertes econòmiques de venda d'energia elèctrica de les unitats de producció ajustades total o parcialment.
- S'informa igualment de les ofertes no correspostes, amb quantitats i procedència econòmica.
- L'energia elèctrica programada corresponent a unitats de producció disponibles.
- Desglossament de les unitats de gestió hidràulica, així com fluxes de les unitats d'adquisició en nusos de la xarxa.

No obstant, la cassació sota criteris econòmics pot conduir a solucions que no siguin tècnicament viables en termes de qualitat, fiabilitat i seguretat. Per tal de validar-la, l'operador del sistema ha de considerar tot el conjunt de restriccions tècniques del sistema elèctric i aplicar processos de gestió tècnica en el cas que sigui necessari.

Les principals restriccions que s'hi troben són degudes, normalment, a la incapacitat de càrrega de les línies de transport i a les subtensions existents en alguns nusos de la xarxa. Un cop REE aconsegueix rectificar-les s'obté el Programa Diari Viable Provisional (PDVP).



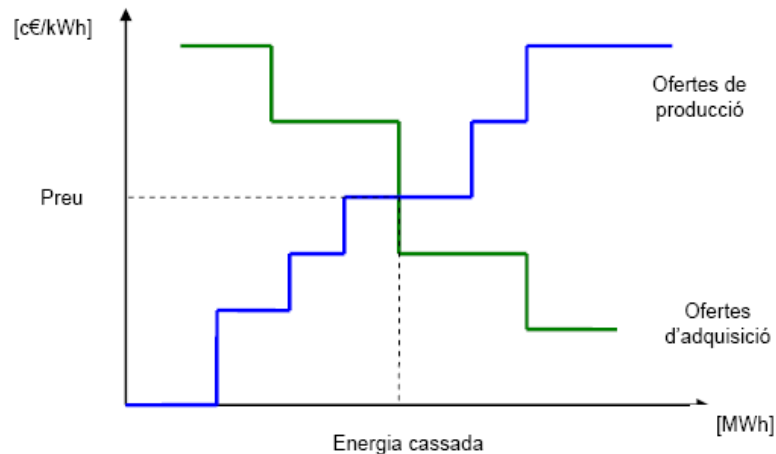


Figura 4.1. Cassació de l'oferta i la demanda en el mercat elèctric (Font: [4] p. 59)

### **Processos de gestió tècnica**

Per a la gestió tècnica, l'operador del sistema es serveix dels productors que, a part de generar energia, ofereixen altres serveis necessaris per a poder assegurar el subministrament i l'estabilitat del sistema elèctric. Aquestes prestacions addicionals es poden dividir en dos grups: serveis complementaris i la gestió de desviaments.

Els serveis complementaris poden ser obligatoris (regulació primària i control primari de tensió), o potestats (regulació secundària i terciària, control de tensió secundari i terciari, i reposició del servei). La gran variabilitat existent en la generació d'energia eòlica obliga a una major utilització dels mateixos.

Davant d'una demanda essencialment variable, l'operador del sistema elèctric ha d'entregar una energia controlada al consumidor en forma de valors de freqüència i tensió predeterminats. En el cas de la freqüència, les variacions s'han de mantenir dins d'una banda de variació no superior a  $\pm 1\%$ , mentre que per la tensió, el marge es troba a l'entorn de  $\pm 5\%$ . La superació d'aquests límits establerts suposa prendre mesures correctores. Els marges d'oscil·lació de la freqüència i la tensió en explotació normal són notablement menors, aproximadament del  $\pm 0,4\%$  (20 mHz) en freqüència i  $\pm 1,2\%$  en tensió.

Per tal de mantenir estable la freqüència és necessari aconseguir un balanç perfecte entre la potència generada i la consumida més les pèrdues. L'operador del sistema parteix d'una generació estimada que suposadament correspon a una demanda prevista. No obstant, com que generalment la realitat no coincideix amb la previsió, és necessari disposar d'una



reserva de generació que pugui absorbir les variacions de demanda que es produeixen en el sistema.

D'altra banda, per a poder mantenir constant la tensió d'alimentació dels usuaris finals i compensar les caigudes o increments de tensió, produïdes per les variacions de càrrega, s'ha d'efectuar també un control de tensió i realitzar regulacions sobre el sistema. En aquest cas, es remunera sempre als generadors.

Així doncs, per tal d'atendre a qualsevol de les variacions enunciades anteriorment es consideren una sèrie de regulacions que actuen sobre les reserves corresponents.

### **- Regulació primària**

La regulació primària s'aplica quan existeixen variacions grans en la generació degudes a pèrdues en el procés de producció o de transport que redueixen del valor de la freqüència per la desigualtat produïda entre generació i consum. Per això, s'utilitzen les regles de la Unió per a la Coordinació de Transport d'Electricitat (UCTE) com a guia. Aquestes agrupen a tots els operadors del sistema de 27 països de la Unió Europea i indiquen que la desigualtat esmentada s'ha d'eliminar quan abans millor.

Això s'aconsegueix mitjançant l'acció dels reguladors de velocitat de les turbines dels generadors de la UCTE, considerant que existeix un marge de generació no utilitzada suficient per a poder compensar la generació perduda. La quantitat de reserva de generació és d'un 1,5% de la potència màxima de l'àrea sincronitzada de la UCTE.

L'escala de temps depèn de la generació perduda, però no ha de ser superior a 15 segons per pèrdues de generació inferiors a 1500 MW, i entre 15 i 30 segons per a pèrdues de generació entre 1500 i 3000 MW en tota l'àrea de la UCTE.

La freqüència resultant, un cop finalitzada la regulació primària, difereix de la de consigna (50 Hz) en una quantitat que es correspon amb l'error comès per actuar al control proporcional del regulador de velocitat de la turbina. El valor de l'error ha de ser inferior a 180 mHz en desviació quasi estàtica i 800 mHz en desviació dinàmica. La regulació primària de freqüència no es remunera, ja que els generadors la realitzen gratuïtament.

La regulació primària de tensió serveix per a fixar la tensió en el nus de generació. Aquesta acció pot ser automàtica, mitjançant un regulador automàtic de tensió que actua segons el valor de consigna, o bé, manual fixant un altre valor. El seu temps d'execució és de segons.

### **- Regulació secundària**

Referent a la freqüència, la regulació secundària en permet aconseguir una freqüència de 50 Hz amb una tolerància màxima de 20 mHz mitjançant una reserva de generació provinent



d'una sèrie d'instal·lacions que, funcionant a una potència inferior a la nominal, poden aportar potència addicional per a poder restablir l'equilibri entre producció i consum. Aquests agents reben una remuneració econòmica per oferir aquest servei. A nivell espanyol, aquesta reserva se situa a l'entorn dels 500 MW.

Així, aquells titulars d'instal·lacions que prestin serveis complementaris de caràcter potestatiu, poden realitzar ofertes de banda a l'operador del sistema per a cada període de programació, fent constar conceptes, preus i quantitat ofertes. L'operador del sistema determina el preu marginal dels serveis complementaris amb el mateix procediment previst per al mercat diari. La programació resultant serà el Programa Horari Operatiu (PHO).

Pel què fa al control secundari de tensió, aquest es realitza quan es vol coordinar les tensions i els seus corresponents fluxes de reactiva dins d'una determinada àrea de la xarxa. Per a fer-ho, s'utilitza un programa generat des d'un nus pilot dins de la mateixa àrea, mantenint mitjançant un llaç tancat de control els valors de tensió previstos. Aquesta acció es realitza en minuts.

#### **- Regulació terciària**

La regulació terciària té com a principal objectiu poder atendre a un possible augment o disminució de la reserva secundària. Aquesta s'obté arrancant o parant centrals hidràuliques o de turbines de gas en un temps relativament curt, uns 15 minuts, per afegir la potència necessària per a compensar les variacions de reserva secundària mantenint el valor de la mateixa.

Aquest tipus de regulació és controlada per l'operador del sistema i, a diferència de la regulació secundària, no és retribuïda per la banda de regulació, sinó només per la seva utilització.

Al seu torn, la regulació terciària de tensió s'executa mitjançant l'operador del sistema que, basant-se en mesures en temps real, optimitza els valors de tensió actuant sobre la producció d'energia reactiva per tal de minimitzar les pèrdues i assegurar el sistema.

Finalment, a part dels serveis complementaris, existeix un altre servei addicional conegut com la gestió a temps real o dels desviaments produïts. Les energies aportades o retirades del sistema com a conseqüència d'un desviament es valoren al preu marginal del mercat diari. En general, els sobre costos produïts de les regulacions secundària i terciària repercuteixen en els agents causants dels desviaments. S'anomena sobre cost a la diferència entre el preu marginal horari de l'energia i el del mercat diari.

Així doncs, l'operador del sistema, un cop coneguts els desviaments dels agents i els estimats per ell mateix, convoca el procediment de gestió de desviaments. Es tracta d'un



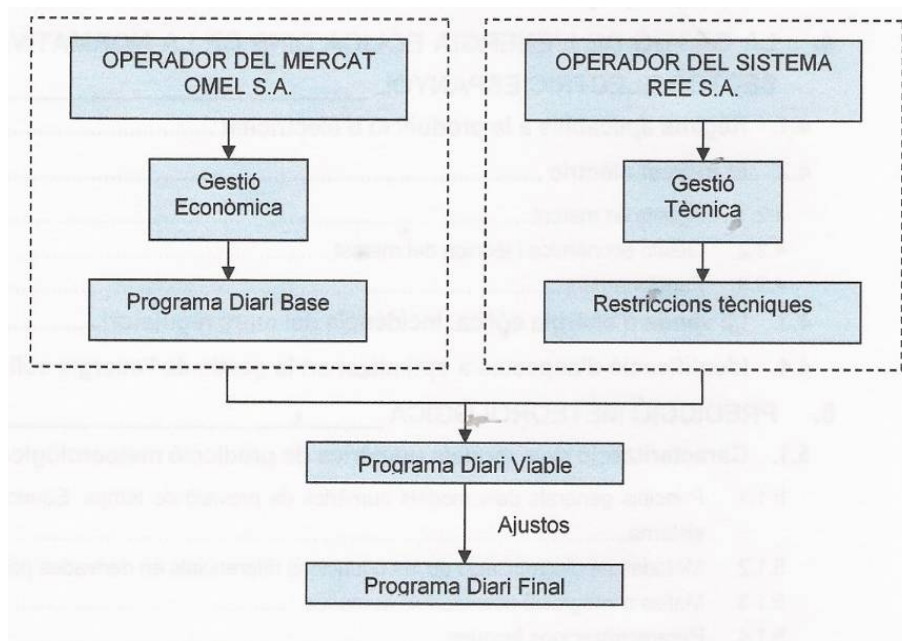
mercat marginal utilitzat per part de l'operador del sistema quan les desviacions entre la demanda prevista i la generació programada superen certs llindars (entre 3 i 4 hores) que disminueixen significativament les reserves de regulació terciària disponible, o quan degut a la duració i la intensitat del desviament és més apropiat utilitzar energies menys costoses.

### ***Mercat intradiari***

La creació d'un mercat intradiari permet un major ajust entre les sessions del mercat diari i redueix el temps i l'energia utilitzada en la gestió de desviaments. El seu objectiu és atendre els ajustos existents entre l'oferta i en la demanda d'energia un cop finalitzat Programa Diari Viable. El seu funcionament és semblant al del mercat diari.

Actualment hi ha sis sessions del mercat intradiari. A partir de les cassacions de cada sessió s'obté la programació horària final. Després del tancament d'aquesta programació, que és la que es durà a terme, els desviaments de consum i de generació que puguin sorgir es gestionen mitjançant un procediment de gestió de desviaments i la prestació de serveis complementaris de regulació secundària i terciària.

Per tant, aquest conjunt d'activitats de compra i venda d'energia elèctrica permet als agents del mercat elèctric ajustar els seus programes de generació i consum a mesura que s'acosta l'instant d'execució dels programes horaris. El resultat final d'aquests ajustos permet obtenir el Programa Diari Final (PDF).



*Figura 4.2. Obtenció del Programa Diari Final (Font: elaboració pròpia en base a [4])*



### 4.3. La venda d'energia eòlica. Incidència del marc regulatori

La política de retribució és un dels aspectes de major interès per als promotors d'instal·lacions de producció d'energia eòlica que actuen en règim especial, ja que significa un important incentiu per a invertir-hi.

L'article 22 del RD 436/2004 fa referència als mecanismes de retribució de l'energia elèctrica produïda en règim especial. Aquest indica que els titulars de les instal·lacions de generació han d'escollir una de les dues opcions següents per a vendre la seva producció o els seus excedents: venda d'energia elèctrica als distribuïdors o al mercat elèctric mitjançant un sistema d'ofertes gestionat per l'operador del mercat.

En el primer cas, el preu de venda de l'electricitat està expressat en forma de tarifa regulada, única per a tots els períodes de programació, mentre que en la segona opció el preu de venda de l'electricitat és el resultat del mercat organitzat complementat per un incentiu i, si es dóna el cas, per una prima.

En les dues opcions de venda es penalitzen les desviacions comeses en la previsió de la producció i es considera un complement d'energia reactiva que pot actuar com a bonificació o penalització. Aquest últim es defineix com un percentatge de la Tarifa elèctrica Mitjana o de Referència (TMR) que pren diferents valors segons el tres tipus de discriminació horària (punta, planes i vall). La seva banda percentual pot variar entre el +8% i el -4% de la TMR.

A continuació es descriuen cadascuna de les dues opcions de venda:

#### ***Tarifa Regulada***

Tal com defineix l'article 2 del RD 1432/2002 [6], la TMR s'estableix com la relació entre els costos previstos necessaris en el subministrament d'energia elèctrica i en la previsió de la demanda. En aquest sentit, l'article 34 del RD 436/2004 declara la tarifa regulada com un percentatge de la TMR coneguda per RD cada any. Per aquelles instal·lacions que només utilitzen energia eòlica, el percentatge es troba en una banda compresa entre el 80% i el 90%.

Les instal·lacions de potència superior a 10 MW que venen energia elèctrica per tarifa regulada, han de comunicar les seves previsions d'excedents al distribuïdor per a poder imputar el cost de desviament per a cada període de programació. En el cas d'energia eòlica, la tolerància és del 20% i el cost de desviaments de cada mes és el 10% del resultat de multiplicar la TMR per la suma de tots els desviaments del mes que han superat les toleràncies fixades (article 31 del RD 436/2004).



L'expressió general de retribució econòmica en el cas de tarifa regulada és la definida a l'equació (Eq. 4.1).

$$TR = \%TMR \pm \text{Reactiva} - \text{Desviacions} \quad (\text{Eq. 4.1})$$

### **Mercat Lliure**

Els elements característics d'aquest procediment de venda d'energia elèctrica són el preu pool o de cassació, la prima i l'incentiu per la participació en el mercat. Els dos últims termes, consisteixen en una percentatge de la TMR definits en l'article 34 del RD 436/2004.

També es considera un nou terme de garantia de potència. Es tracta d'una quantitat a la qual tenen dret totes les unitats de producció que estan obligades a presentar ofertes de venda i que paguen aquells clients qualificats, agents externs o comercialitzadores, segons l'energia que adquireixen i d'acord a un preu fixat per RD. En definitiva, és un complement que retribueix la continuïtat en el subministrament enfront a buits de tensió. No obstant, en el cas de l'energia eòlica, es preveu que a partir del nou RD es deixi de considerar aquest terme, ja que generalment no es compleix la continuïtat del servei.

En mercat lliure no s'accepten toleràncies en els desviaments i el seu cost pot ser de l'ordre del 10% al 30% del preu pool, fet que juntament amb la variabilitat del mateix fa que augmenti el risc de vendre l'electricitat per aquesta via.

L'equació (Eq. 4.2) mostra l'expressió general utilitzada per a calcular la retribució econòmica pel cas de mercat lliure.

$$ML = \text{Preu Pool} + \text{Garantia de Potència} + \text{Prima} + \text{Incentiu} \pm \text{Reactiva} - \text{Desviacions} \quad (\text{Eq. 4.2})$$

## **4.4. Identificació d'aspectes a optimitzar en la gestió de l'energia eòlica**

A mesura que augmenta el nombre d'instal·lacions eòliques, es fa més necessari eliminar les ineficiències de gestió originades per la no quantificació de l'energia elèctrica disponible a la xarxa. L'existència d'una eina de predicció de vent eficaç, al costat d'una major participació en el mercat amb agregació d'ofertes, pot facilitar la plena integració dels parcs eòlics dins la normativa que regeix el mercat.

Concretament, en la gestió a llarg termini, els sistemes de predicció meteorològica faciliten un càlcul més acurat de la rendibilitat d'un futur parc eòlic, mentre que en la gestió a curt





termini, un dels aspectes més importants a optimitzar és l'efecte de les desviacions en la retribució final del promotor.

Un altre punt fa referència a barreres de tipus tecnològic, especialment a la millora del comportament dels aerogeneradors i dels parcs eòlics davant les pertorbacions de la xarxa. Per això, es requereix la implantació d'una sèrie de mesures tecnològiques que contribueixin a l'estabilitat del sistema. En aquest punt s'ha avançat molt els darrers anys, ja que totes les noves màquines incorporen sistemes per a suportar buits de tensió provocats per puntes de demanda.

També s'ha de tenir la capacitat de controlar de forma dinàmica tant l'energia activa com la reactiva. En aquest sentit, és interessant la implementació de paquets de software específics per a integrar tot el procés d'obtenció d'energia eòlica, des de la producció i venda fins al manteniment de les instal·lacions.





## 5. Predicció meteorològica

L'existència d'una gran variabilitat en la generació d'energia eòlica és un dels aspectes clau a considerar en la gestió del sistema elèctric. En aquest sentit, el fet que l'operador del sistema estigui obligat per llei a admetre tota l'energia obtinguda per fonts d'energia renovable, implica mantenir en espera, o operant sota mínims, a altres instal·lacions de producció elèctrica per a poder suplir una caiguda de producció eòlica inesperada i, així, evitar possibles alteracions en el servei de subministrament o apagades.

La predicció i la conseqüent programació de la producció poden ajudar a disminuir les possibles dificultats de l'operador del sistema. Per tant, es fan necessaris una sèrie de models de predicció que ajudin a estabilitzar l'eficiència del sistema elèctric.

Per a una instal·lació eòlica, la predicció meteorològica resulta estratègica tant en la fase de disseny del parc eòlic, quan s'estudia la rendibilitat del mateix, com en la fase d'explotació, per a optimitzar la venda de l'energia elèctrica obtinguda. Així, per al primer cas serà necessària una predicció a llarg termini, per a conèixer amb major fiabilitat el règim de vents en l'emplaçament, mentre que per al segon cas es treballarà amb prediccions a curt termini.

### 5.1. Caracterització dels models numèrics de predicció meteorològica

La Meteorologia és la ciència que estudia la dinàmica de l'atmosfera. Un dels seus objectius és la predicció del temps, és a dir, conèixer amb la màxima antelació i amb la major fiabilitat els fenòmens que es produiran a l'atmosfera.

Els models numèrics de previsió de temps (NWP, Numerical Weather Prediction) tenen un paper clau en el procés de previsió, tant a llarg com a curt termini. És per això que aquest camp d'investigació ha tingut un fort desenvolupament els darrers 40 anys, sobretot degut a l'aparició de tecnologies de càlcul computacional cada cop més potents. Malgrat això, encara queda molt de camí per recórrer en la millora de la seva fiabilitat a llarg termini.

En aquest sentit, l'any 2005 es crea a Barcelona el Centre Nacional de Supercomputació (CNS) [7], un consorci públic que treballa amb la col·laboració de l'empresa IBM i la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC). En el CNS s'hi troba el Mare Nostrum, el supercomputador que té la missió d'investigar, desenvolupar i gestionar la tecnologia per a facilitar el progrés científic.



Es tracta d'un ordinador dotat d'una potència de càlcul superior en diversos ordres de magnitud als habituals. La seva existència a l'àmbit informàtic es deu a la gran necessitat de computació que requereixen algunes àrees de la ciència on l'experimentació física resulta difícil per impediments econòmics o temporals. Una de les seves línies d'investigació són les Ciències de les Terra, en particular, l'estudi de la predicció meteorològica.

### 5.1.1. Principis generals dels models numèrics de previsió de temps. Equacions del sistema

No és objectiu d'aquest projecte realitzar una descripció detallada de les equacions que regeixen el moviment atmosfèric; malgrat tot, s'ha considerat convenient realitzar un apunt introductori de les mateixes.

La complexitat dels models numèrics de temps impliquen un estudi previ de les lleis físiques que controlen la dinàmica de l'atmosfera. Des d'aquest punt de vista, l'atmosfera és considerada com una barreja de gasos i aigua en diferents estats que es troba en moviment dins d'un camp gravitatori sobre una esfera en rotació i escalfada pel Sol. En aquest sistema s'han d'acomplir les equacions d'estat dels gasos i de conservació d'energia, massa i de moment. Degut al fet que les equacions de la dinàmica de fluids són equacions diferencials en derivades parcials (EDP) que no tenen solució exacta en no ser lineals, s'han de resoldre amb mètodes numèrics.

A continuació es descriuen les lleis físiques més significatives que componen el sistema EDP que posteriorment es resol amb programes de càlcul específics:

- *Equació de conservació de massa* indica que la variació total en el temps de la massa d'una porció d'aire de densitat  $\rho$  és nul·la.

$$\frac{dM}{dt} = 0 \quad (\text{Eq. 5.1})$$

amb  $M = \rho \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$  com la massa de l'aire continguda en volum  $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$ .

- *L'equació de conservació del vapor d'aigua* determina que la variació total de vapor d'aigua en una porció d'aire es deu exclusivament a processos interns d'evaporació  $E$  (font) i/o condensació  $C$  (embornal).

$$\frac{dq}{dt} = E - C \quad (\text{Eq. 5.2})$$

on  $q$  és la proporció en massa de vapor d'aigua en la porció d'aire [g/kg].



- *L'equació d'estat dels gasos ideals* aplicada a l'atmosfera imposa la següent relació entre les variables termodinàmiques.

$$p \cdot \alpha = R \cdot T \quad (\text{Eq. 5.3})$$

on  $p$  és la pressió atmosfèrica [mb o hPa],  $T$  la temperatura [°C o K],  $R$  és la constant dels gasos ideals [ $0,082 \cdot \frac{\text{atm} \cdot \text{l}}{\text{K} \cdot \text{mol}}$ ], i  $\alpha$  és el volum específic [ $\text{m}^3/\text{kg}$ ].

- *Conservació de l'energia.* El focus principal de calor per a l'atmosfera és la superfície terrestre (terra i oceans) escalfada pel Sol. Si s'aplica un percentatge de calor  $Q$  per unitat de massa a una porció d'aire [cal/s g], aquest s'utilitza per augmentar l'energia interna  $C_v \cdot T$  i per a produir un treball d'expansió.

$$Q = C_v \cdot \frac{dT}{dt} + p \cdot \frac{d\alpha}{dt} \quad (\text{Eq. 5.4})$$

on els coeficients de calor específic a volum constant ( $C_v$ ) i a pressió constant ( $C_p$ ) es relacionen mitjançant l'expressió  $C_p = C_v + R$ .

- *Conservació del moment.*

$$\frac{dv}{dt} = -\alpha \cdot \nabla p - \nabla \phi + F - 2 \cdot \Omega \times v \quad (\text{Eq. 5.5})$$

L'acceleració sobre la unitat de massa és deguda a quatre forces: gradient de pressió ( $-\alpha \cdot \nabla p$ ), gravetat aparent ( $-\nabla \phi$ ), fregament ( $F$ ) i Coriolis ( $-2 \cdot \Omega \times v$ ). El terme  $v$  és el camp de velocitats associat al sistema de referència (x,y,z).

El conjunt format per les equacions primitives descrites anteriorment representa el sistema que controla la dinàmica de l'atmosfera. Per a trobar les seves solucions aproximades es treballa amb mètodes numèrics que discretitzen les derivades parcials en els nodes de la malla d'integració on es resolen les equacions i on s'obtenen els valors de les variables del model en un instant futur. A la pràctica, però, existeix una limitació en l'horitzó temporal de les previsions, ja que els models de circulació atmosfèrica contenen termes no lineals.

Aquest fet provoca que la Teoria del Caos [8] influeixi de forma determinant sobre el camp de la predicció. La sensibilitat dels sistemes caòtics a petites perturbacions fa que aquestes només puguin ser previstes fins a un cert horitzó, ja que qualsevol model aproximat



provocarà un error que s'anirà propagant exponencialment fins que la dinàmica del sistema aproximat difereixi de la dinàmica real. Es tracta, doncs, d'una nova limitació en l'abast de previsió dels models numèrics de predicció del temps que afecta la realització de les prediccions a mig termini per conjunts, com es veurà més endavant.

### **5.1.2. Mètodes de discretització de les equacions diferencials en derivades parcials**

La no linealitat i la complexitat de les equacions primitives determina la utilització de diferents aproximacions que simplifiquen la resolució i eliminen inestabilitats numèriques. Una d'aquestes és la hipòtesi hidrostàtica que assumeix l'existència d'un equilibri perfecte entre la força del gradient de pressió i la força gravitatòria en la vertical. Tots els models que es basen en aquesta simplificació s'anomenen hidrostàtics [9]. No obstant això, quan es vol treballar amb resolucions horitzontals elevades, des de desenes de metres a pocs quilòmetres, es treballa amb models no hidrostàtics.

Així doncs, un cop simplifiquem les equacions provinents de la dinàmica, es resol un sistema d'equacions diferencials amb derivades parcials. Com que el sistema obtingut no té una solució exacta s'ha d'aproximar la solució mitjançant mètodes de discretització de les equacions primitives. En funció de la discretització escollida, tant per a les derivades parcials espacials com per a les temporals, s'utilitza un malla on es resol el sistema d'equacions EDP.

En general, els models atmosfèrics de circulació utilitzen tècniques numèriques de discretització de l'espai i del temps. En coordenades cartesianes es considera una malla de 3D on s'apliquen tècniques d'elements finits, mentre que en coordenades esfèriques s'apliquen tècniques espectrals que consideren un nombre finit d'harmònics esfèrics en la descripció del sistema. En ambdós casos, la precisió del model està fortament condicionada per la resolució espacial (donada directament per la grandària de la malla o pel període del mode de major freqüència).

Malgrat això, augmentar la precisió és molt costós, ja que, per exemple, duplicar la resolució en l'espai tridimensional també requereix reduir a la meitat el pas del temps per a satisfer les condicions d'estabilitat computacional. Aquest aspecte és un dels més importants per a la millora de la capacitat de predicció. En aquest sentit, i com ja s'ha dit, l'existència de supercomputadors permet obtenir resolucions molt més ajustades als models atmosfèrics operacionals.

D'altra banda, els esquemes de diferències finites són els més utilitzats en els models numèrics moderns i es basen en l'aproximació de les derivades parcials (tant espacials com temporals) per diferències entre els valors de la variable en qüestió en dos nodes de la malla



pròxims entre si. Segons si aquests nodes són el present i el següent, el present i l'anterior, o bé l'anterior i el posterior (el més utilitzat actualment) s'obtenen diferents variants de l'esquema amb diferents valors d'exactitud i d'estabilitat.

Tal com ja s'ha esmentat, un altre tipus d'esquema és el mètode espectral. Es tracta d'un mètode alternatiu que aprofita les propietats de les EDP dels models numèrics. Les solucions es poden obtenir com un conjunt de funcions ortogonals que poden ser sèries de Fourier [8], però, que en el cas de l'esfera són harmònics esfèrics, d'acord amb la geometria del problema. En particular, les funcions poden ser polinomis de primer ordre diferents de zero a l'entorn del node de la malla que s'estigui analitzant. L'error comès en l'arrodoniment es relaciona amb la dimensió espacial dels fenòmens que es poden representar.

El principal avantatge dels harmònics esfèrics com funcions base és que són ortogonals, continus i diferenciables en els pols. Per contra, l'inconvenient més destacat és que els models han de canviar entre l'espai espectral i el de la malla en cada pas de temps, provocant d'aquesta forma que es consumeixi molt de temps d'ordinador, un fet que no succeeix en l'esquema de diferències finites.

### 5.1.3. Malles d'integració dels models numèrics

Tots els mètodes de resolució tenen en comú la necessitat de resoldre les equacions resultants del sistema en la malla d'integració del model. Aquestes poden ser tridimensionals (dos dimensions horitzontals i una vertical), de forma que en cada node s'han de calcular els valors de les variables del model, de les seves derivades parcials discretitzades i de les forces que hi intervenen. Com a resultat del càlcul, s'obtenen en els nodes els valors de les variables bàsiques dels models (temperatura, humitat específica i components del vent) i els de les variables derivades (precipitació, nuvolositat, etc...) previstes per a un instant futur.

Per a escollir la malla del model s'ha de considerar la geometria del problema per tal d'adaptar-la millor a les propietats de l'esquema de discretització escollit. Així, per a un model de circulació general de l'atmosfera es necessita una malla global que cobreixi tot el planeta, mentre que si el que es vol és millorar la resolució horitzontal del model s'haurà d'augmentar molt el nombre de nodes de la malla, fent que també augmenti exponencialment el temps de càlcul requerit per l'ordinador. La solució a aquest fet és considerar una malla amb base global però de resolució variable, és a dir, més alta en la zona d'interès de les prediccions i molt més baixa en aquelles que no són motiu d'estudi.

### 5.1.4. Parametritzacions físiques

L'escala dels fenòmens que s'inclouen en un model numèric està directament relacionada amb la malla d'integració. Existeixen a l'atmosfera molts esdeveniments amb uns efectes



sobre les variables atmosfèriques molt importants i amb una escala típica molt menor que la resolució dels models numèrics tradicionals. Per això, és necessari establir alguna hipòtesi sobre el seu comportament que permeti incloure els seus efectes en el model.

Així doncs, la hipòtesi bàsica consisteix en suposar que existeix un equilibri estadístic entre els fenòmens amb una escala menor que la de la malla i les variables del model. Per tant, no interessa conèixer tots els detalls de funcionament d'un fenomen en concret, sinó els seus efectes estadístics sobre el flux general. Aquest procés es coneix com a parametrització.

És aleshores quan s'inclouen en els models esquemes de parametritzacions físiques de tots els fenòmens amb una escala menor que la del model. Els processos principals són els següents:

- *Radiació.* Es consideren els efectes de l'absorció de la radiació d'ona curta procedent del Sol i d'ona llarga procedent de la Terra sobre l'atmosfera i el sòl.
- *Convecció.* Quan una columna atmosfèrica està potencialment més calenta en alçada que en superfície es diu que aquesta és inestable i que afavoreix els moviments verticals.
- *Intercanvi entre l'atmosfera i el sòl.* Es consideren tots aquells intercanvis de calor latent (degut a l'evaporació de l'aigua de rius, llacs i mars), de calor sensible (degut al contacte de l'aire amb la superfície) i de moment (degut a la frenada del flux atmosfèric en el contacte amb el sòl).
- *Turbulència.* Es tracta dels efectes produïts per la interacció dels remolins, de diferent mida i de petita escala, que es generen en el nucli del flux atmosfèric degut a la seva naturalesa no laminar.
- *Condensació a gran escala.* Fa referència a la creació de precipitacions a partir dels nivells atmosfèrics on hi ha sobresaturació.
- *Frenada per les ones gravitatòries.* Es tracta de la frenada del flux atmosfèric a nivells baixos degut al contacte amb l'orografia que es transmet a nivells superiors de l'atmosfera.

Tots aquests processos conformen l'anomenada física del model i són importants per a l'obtenció de models de predicció més fiables. La majoria d'aquests fenòmens es produeixen en els primers quilòmetres de la troposfera conformant el que es coneix com a capa límit (ABL, Atmospheric Boundary Layer).





El gruix de l'ABL, tant sobre terra com sobre mar o oceà, és més estret en regions d'altres pressions que en regions de baixes pressions. El descens lent de les masses d'aire en situacions d'altres pressions i la seva divergència horitzontal en les capes baixes contribueixen a que l'aire de l'ABL evolucioni des d'altres a baixes pressions. La resta de la troposfera, per sobre d'aquesta capa, rep el nom genèric d'atmosfera lliure (FA, Free Atmosphere).

L'ABL experimenta un cicle diari de temperatura, humitat, vents i nivells de contaminació. Així, la seva evolució es pot analitzar a partir de perfils de temperatura que permeten observar amb claredat la seva estructura. Les tres components principals d'aquesta són la capa de mescla (ML, Mixed Layer) o capa de mescla convectiva (CBL, Convective Boundary Layer), la capa residual (RL, Residual Layer), i la capa estable nocturna (SBL, Stable Boundary Layer). També cal destacar la capa superficial (SL, Surface Layer), com la regió en la part inferior de l'ABL on els fluxes turbulents varien en menys d'un 10%.

### **5.1.5. Assimilació de dades meteorològiques**

En general, es pot dir que la predicció numèrica del temps és un problema de valors inicials, és a dir, s'ha de conèixer el valor de les variables en l'estat inicial per a poder resoldre el sistema EDP que descriu la dinàmica del fluid atmosfèric. Des del punt de vista meteorològic, aquest fet implica conèixer el valor dels paràmetres de model en tots els punts de la malla d'integració en l'instant inicial realitzant el que es coneix com a assimilació de dades. Segons la naturalesa de les dades es pot distingir el que aquest projecte interpreta com a llarg i com a curt termini.

En la predicció a llarg termini, els models meteorològics utilitzen generalment dades històriques de les Estacions Meteorològiques Automàtiques (EMA). A Catalunya, és el Servei Meteorològic de Catalunya (SMC) qui s'encarrega de gestionar la Xarxa d'Estacions Meteorològiques Automàtiques (XEMA) del territori. La XEMA es compon aproximadament per un total de 153 EMA disposades arreu de la geografia catalana que transmeten la informació al SMC a través de ràdio digital, tecnologia GSM o satèl·lit. El període estudiat per cada EMA és variable, doncs n'hi ha que tenen dades des del 1989, fins d'altres que han començat a capturar-ne recentment.

Aquestes estacions caracteritzen el comportament dels vents per a cadascun dels municipis en els que es troba l'EMA i per a cada període, classificant-los segons les estacions climàtiques, els mesos, o les diferents hores del dia. Així, per a realitzar la predicció a llarg termini interessa que la representativitat de les dades sigui significativa per a disminuir la variabilitat de l'extrapolació. Aquest fet, juntament amb l'anàlisi de les dades meteorològiques d'una EMA seran estudiats en el capítol 7 del projecte per a la realització de la simulació pràctica.



D'altra banda, per a les prediccions a curt termini, els models numèrics i les diferents tècniques estadístiques del postprocés utilitzen les mesures de les xarxes internacionals d'observació. El GCOS (Global Climate Observing System) és el sistema coordinat que recopila i controla les observacions de variables atmosfèriques i oceàniques a nivell global. La xarxa consta aproximadament de 10.000 observatoris que realitzen mesures almenys cada 6 hores, podent arribar a capturar-ne també cada hora.

A partir d'aquestes dades s'arriba a horitzons de predicció de 0 a 42h. Una escala de temps superior seria interessant per a la planificació del manteniment dels components grans de la central elèctrica, de les turbines de vent o de les línies de transmissió. Malgrat tot, l'exactitud de les prediccions del temps disminueix exponencialment degut a la incertesa resultant de la no linealitat de l'atmosfera. El problema es va fent més significatiu a mig termini i en la predicció estacional, obligant a formular la predicció en termes probabilístics.



## 5.2. Tipus de models numèrics per a la predicció de vent en un emplaçament

Els fenòmens més rellevants de l'atmosfera tenen lloc a diferent escala espacial i temporal, des d'escala sinòptiques amb fluctuacions en la circulació associades a grans sistemes de pressió, amb longituds d'ona entorn dels 5000 km i períodes de 5 dies, fins a escales mesoescalars amb fluctuacions locals en la circulació derivades de la interacció entre escalfaments diferencials induïts pel cicle diürn o per desequilibris en la superfície, amb longituds d'ona d'uns 200 km.

Generalment, el pronòstic del vent en un emplaçament es realitza amb escales espacials d'uns 5 km en el cas de previsions a llarg termini, mentre que per a curt termini es poden utilitzar qualsevol de les escales descrites a la Taula 5.1.

MODEL	ESCALA ESPACIAL	ESCALA TEMPORAL
Macroescalar- $\alpha$	15.000 km	1 mes
Macroescalar- $\beta$	5.000 km	1 setmana
Macroescalar- $\gamma$	500 km	2 dies
Mesoescalar- $\beta$	100 km	6 hores
Mesoescalar- $\gamma$	5 km	1 hora
Mesoescalar- $\delta$	500 m	30 min.
Microescalar- $\beta$	50 m	5 min.
Microescalar- $\gamma$	2 m	1 seg.

Taula 5.1. Escales meteorològiques (Font: [8] p. 11)

Entenent la resolució d'un model com la distància entre dos punts consecutius de la malla definida en aquest; s'observa que totes les integracions amb gran resolució espacial requereixen un pas d'integració petit, limitant, així, l'abast operatiu de les mateixes en uns pocs dies, mentre que les integracions de models de baixa resolució es poden perllongar en el temps fins a escales mensuals i interanuals. Aquest fet ha motivat que, operativament, es considerin diferents configuracions segons l'abast i la resolució desitjada.



En relació a l'escala espacial, quan en predicció es parla de nivells verticals, s'estan descrivint les diferents superfícies isobàriques o de pressió constant amb les altures variables segons la situació meteorològica. Per exemple, tal com indica [10] es pot dir que la superfície de 850 hPa es sol trobar a uns 1500 metres, la de 700 hPa a 3000 metres i la de 300 hPa a 9000 metres.

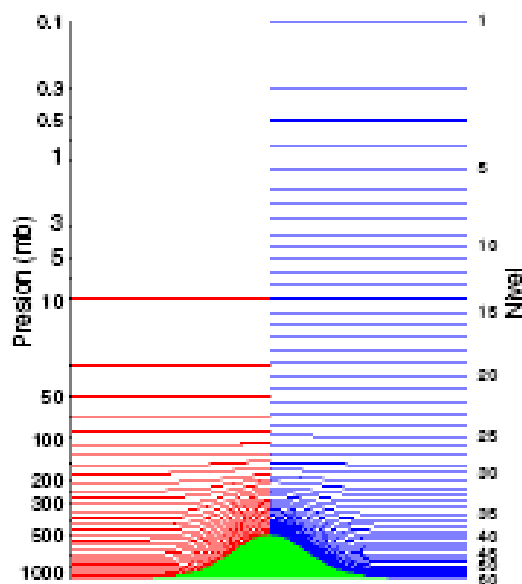


Figura 5.1. Nivells verticals de l'atmosfera  
(Font: [8] p. 15.)

Per a la predicció del vent en un emplaçament els principals models numèrics a tenir en compte són els globals, els regionals i els mesoescalars. En el pronòstic a llarg termini, s'utilitzen principalment els mesoescalars, ja que l'estació meteorològica escollida està situada normalment a prop de l'emplaçament on es vol construir el parc. D'altra banda, en la predicció a curt termini es pot treballar amb qualsevol d'aquests models.

### **Models numèrics globals**

Els models globals s'integren sobre tot el globus terrestre; per tant, el seu tractament numèric es realitza en coordenades esfèriques. Aquests es basen en l'aproximació hidrostàtica de l'atmosfera per a resoldre les equacions primitives del sistema EDP. Així, simulen el funcionament general de l'atmosfera, podent assolir resolucions horitzontals des de 250 km fins a uns 50 km. S'utilitzen principalment tant per a prediccions a curt termini com a prediccions estacionals i mensuals. Poden ser molt útils per a la simulació dels diferents escenaris del canvi climàtic.



Existeixen diferents models operatius, els més representatius són el GFS (Global Forecast System), que ofereix de forma gratuïta el govern americà, o bé l'ECMWF (European Center for Medium Range Forecast), no gratuït [11]. El primer, és el model americà d'aviació que permet obtenir quatre sortides al dia (00h-06h-12h-18h). La seva modelització finalitza aproximadament 5 hores després. Utilitza una resolució espacial d'1°.

D'altra banda, l'ECMWF és el model de predicció del Centre Europeu de Predicció a Mig Termini. Pertanyen al Centre un total de 23 estats europeus, entre ells Espanya. Actualment s'utilitza un model espectral amb 60 nivells verticals que produeix prediccions operatives de fins a 10 dies, encara que també s'utilitza experimentalment per a prediccions mensuals i estacionals (6 mesos). També ofereix quatre sortides al dia (00h-06h-12h-18h).

### ***Models regionals***

Aquests models augmenten la resolució del model considerant xarxes limitades a zones geogràfiques d'especial interès. Així, obtenen una major exactitud en la reproducció de fenòmens a petita escala i en l'efecte de l'orografia del terreny sobre la predicció meteorològica. Tot i que aquests models han utilitzat històricament l'aproximació hidrostàtica en la resolució de les equacions primitives de l'atmosfera, la tendència actual és treballar amb models no hidrostàtics.

En no ser globals, aquests models tenen l'inconvenient que, a part de les condicions inicials, requereixen condicions de contorn en les fronteres del seu domini. Aquestes necessiten ser molt precises i per això, s'obtenen interpolant les sortides dels models globals. En alguns casos, es defineix un anuament de la malla de grandària decreixent i resolució creixent. Això significa, realitzar un "zoom" sobre una regió per a treballar en ella amb major resolució degut a la limitació computacional actual de treballar amb grans dominis.

Aquests tipus de models són utilitzats en la predicció operativa a curt i a mig termini, on cada servei meteorològic es concentra en la seva regió d'influència. A Espanya, l'Institut Nacional de Meteorologia (INM) utilitza el model HIRLAM (High Resolution Limited Area Modelling). Es tracta d'un model regional (o d'àrea limitada) de predicció numèrica del temps que es troba operatiu des de Febrer de 2005. És el resultat d'un projecte de cooperació entre varis països europeus, entre ells Espanya, per a desenvolupar models de predicció numèrica del temps a curt termini.



### **Models mesoescalars**

Per tal de caracteritzar millor els fenòmens convectius locals i altres processos físics de petita escala sobre zones concretes d'interès és necessari arribar a resolucions de l'ordre dels 10 km. És aleshores quan algunes de les hipòtesis considerades en els models globals o en els regionals ja no són vàlides i es necessita modificar la formulació matemàtica d'alguns processos físics i passar a considerar els anomenats models a mesoescala.

Generalment, la formulació d'aquests models se sol fer amb coordenades cartesianes i deixa d'utilitzar-se l'aproximació hidrostàtica quan les escales horitzontals són menors de 10 km. Els models mesoescalars més comuns són el MM5 (Penn State/ NCAR Mesoscale Model, Versió 5), el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System) i el WRF (Weather Research and Forecast Model).

El model MM5 és la cinquena generació del model de mesoescala desenvolupat per la Pennsylvania State University juntament amb el National Center for Atmospheric Research (NCAR). Resol les equacions primitives de la física de l'atmosfera mitjançant diferències finites. Pot actuar tant com a un model hidrostàtic com no hidrostàtic segons l'escala horitzontal en que es treballi. El model MM5 està considerat com un model que inclou tots els avanços realitzats fins al moment en modelització meteorològica (state of the art model). La seva anàlisi està descrita més àmpliament per JORBA, O. a [9].

D'altra banda, el MASS és un altre model mesoescalar comercialitzat per la companyia nord-americana MESO, Inc. fundada a l'any 1985. Resol les equacions primitives usant l'aproximació hidrostàtica i amb unes resolucions de 10 a 100 km. Recentment s'ha desenvolupat la versió no hidrostàtica que permet treballar amb major resolució de treball.

Finalment, el model WRF té com a objectiu el desenvolupament d'un model de pronòstic meteorològic i d'un sistema d'assimilació de dades de nova generació que permeti aprofundir i avançar en el coneixement i en la predicció dels sistemes de precipitació mesoescalar.

### **5.3. Tècniques estadístiques per a la millora de les prediccions realitzades per models numèrics**

Efectivament, el pas següent a l'aplicació de models numèrics de previsió de temps en una regió és l'aplicació d'una sèrie de tècniques estadístiques que afinin la predicció, tant a llarg com a curt termini. En realitat, aquesta necessitat apareix quan la resolució espacial del model numèric de circulació atmosfèrica és insuficient per l'aplicació que es vol donar, o quan es desitja obtenir prediccions locals en zones concretes.



Així, en els processos d'obtenció d'una previsió de vent a partir d'unes observacions atmosfèriques assimilades en qualsevol punt del planeta apareix sempre una variabilitat en els seus resultats. Aquest fet implica que sigui necessari realitzar un estudi estadístic del procés per a poder quantificar el seu grau d'incertesa. Per això, s'utilitzen diferents tècniques estadístiques estàndard que permeten obtenir models lineals que expliquin la variabilitat i les tendències d'un cert sistema.

### **5.3.1. Mètodes de downscaling**

S'han proposat diferents mètodes per a solucionar el downscaling, o augment de la resolució dels models, a partir de diferents perspectives, utilitzant no només prediccions dels models numèrics, sinó també les sèries temporals de les observacions disponibles a la regió d'interès. Aquests mètodes es poden classificar en els següents grups:

#### ***Tècniques dinàmiques de downscaling (o increment dinàmic de la resolució)***

Aquestes tècniques incrementen la resolució de la malla del model atmosfèric global, aniuant a aquest un model atmosfèric regional o mesoescalar limitat a la zona d'interès. D'aquesta manera es pot millorar la parametrització d'alguns processos físics locals d'importància com la radiació o la capa límit. El problema d'aquests models és que les parametritzacions s'han d'escollir amb molt de compte, ja que segons la parametrització escollida el resultat serà un o un altre.

#### ***Tècniques físiques de downscaling***

Aquestes tècniques utilitzen relacions físiques entre les diferents variables dels models i d'altres variables auxiliars per aconseguir una aproximació del valor dels camps físics que es volen preveure en una malla d'alta resolució a partir de les sortides de baixa resolució dels models globals. Solen estar incorporades en el postprocés de les sortides dels models dinàmics anteriors.

#### ***Tècniques estadístiques de downscaling***

Aquestes tècniques s'apliquen quan es disposa de registres històrics de la variable que es vol preveure en la malla d'alta resolució, o en els punts locals d'interès. En aquest cas, diferents mètodes estadístics permeten combinar les sortides dels models numèrics amb aquesta informació per a desenvolupar models de predicció que relacionin les sortides dels models numèrics amb les observacions locals.

En el cas d'un parc eòlic, normalment es realitza un downscaling estadístic (o augment de resolució) que consisteix en interpolar aquelles prediccions conegudes a partir del model numèric a punts del submallat.



### 5.3.2. Aplicacions del downscaling

Les diverses aplicacions es diferencien en la forma de considerar la relació global o local que existeix entre l'estat de l'atmosfera i els fenòmens meteorològics observats en superfície que es volen preveure. L'estat de l'atmosfera es pot aproximar utilitzant un model numèric de circulació que proporciona els camps atmosfèrics aproximats per a un instant determinat.

Així, per exemple, una aproximació global al problema de predicció local seria analitzar estadísticament la relació entre camps i observacions utilitzant tots els registres històrics disponibles en un punt d'interès, i els corresponents camps atmosfèrics simulats. Aquest esquema s'anomena Perfect-Pro i representa un model global de regressió que permet predir una relació lineal entre les dades.

Una altra aproximació del downscaling o de la predicció local consisteix en suposar que els patrons atmosfèrics disponibles no són una representació perfecta de l'atmosfera, sinó que depenen del model numèric utilitzat, és a dir, cada canvi realitzat en el model atmosfèric operatiu, amb nous esquemes d'assimilació, té una influència directa en els camps de vent previstos.

Així, es defineix la tècnica estadística Model Output Statistics (MOS) que ajusta de forma dinàmica un model de regressió entre els camps previstos pel model numèric i les observacions mesurades, de forma que el model s'està contínuament actualitzant amb les noves observacions i prediccions disponibles. Aquesta tècnica s'utilitza de diferents formes, servint-se, per exemple, el filtre Kalman, o bé diferents extensions no lineals dels models com les xarxes neuronals. En aquest cas, el problema és la necessitat de disposar d'observacions i de sortides de models recents que siguin representatives de la configuració actual del mateix.

Finalment, una altra aproximació al tema de la predicció és la tècnica local dels semblants. Aquest mètode va ser introduït en el marc de les prediccions de sèries temporals i utilitza l'entorn del patró atmosfèric previst per entrenar un model local i obtenir una predicció. La fiabilitat d'aquesta tècnica depèn principalment de la mida de les sèries utilitzades en el procés (nombre d'anys considerats a l'anàlisi).





## 5.4. Estat actual de les prediccions operatives per a l'exploració d'una instal·lació eòlica

Diàriament l'INM i altres centres meteorològics europeus com MeteoFrance o UK MetOffice utilitzen les sortides dels models numèrics espacials per a oferir al públic les anomenades prediccions operatives.

Aquestes previsions poden ser útils per als promotors per a realitzar la programació de producció de la instal·lació eòlica i, així, minimitzar l'efecte de les desviacions sobre la retribució de venda d'energia eòlica. A continuació es mostra una descripció d'algunes d'aquestes.

### ***Predicció a molt curt termini (Nowcasting)***

Fixa el primer límit de predicció i es refereix a la predicció a molt curt termini (minuts/hores). En aquestes tipus de prediccions, el radar, les imatges de satèl·lit, i les feines de vigilància d'alguns observadors deixen en un segon pla els models numèrics.

L'objectiu principal d'aquests tipus de prediccions és anticipar la intensitat dels fenòmens extrems, així com la localització geogràfica dels mateixos.

### ***Predicció a curt termini***

Ho són totes aquelles prediccions dins d'un rang entre 1 i 3 dies. En un principi es realitzen a nivell global amb una resolució horitzontal que oscil·la entre 0,5 i 1°. Per exemple, el ECMWF proporciona sortides cada 6 hores sobre tot el globus amb una resolució mitjana de 0,6° (60 km) que són utilitzades a Espanya per l'INM per oferir el model regional HIRLAM amb una resolució espacial de 0,2°.

De la mateixa forma, a EEUU el NCEP (National Centers for Environmental Prediction) realitza una predicció global que distribueix lliurement a través d'Internet, i que després utilitzen altres centres regionals per a diferents aplicacions. En la majoria de casos es treballa amb algun model mesoescalar com el MM5 per a la modelització i predicció més a curt termini.

### ***Predicció a mig termini per conjunts***

Degut a la distribució irregular dels observatoris meteorològics sobre la Terra les condicions inicials per a qualsevol predicció presenten una incertesa molt gran, essent aquesta la principal font d'error de les previsions a curt i mig termini.



En el mateix sentit, tradicionalment la dinàmica dels sistemes no lineals s'ha estudiat a partir de sistemes lineals equivalents, aproximats sota diferents hipòtesis. Malgrat això, el descobriment de dinàmiques estranyes associades a aquests sistemes ha provocat un enorme interès en l'estudi de la dinàmica no lineal.

Un dels fenòmens més coneguts és el caos determinista, relacionat amb la sensibilitat d'aquests sistemes per a petites pertorbacions, per exemple, en les condicions inicials d'una trajectòria. Aquest fenomen produeix un comportament aparentment imprevisible i erràtic.

Tant la incertesa en les previsions com la naturalesa caòtica de l'atmosfera determinen l'aparició d'un nou concepte a considerar en la predicció meteorològica com és la predictibilitat de l'atmosfera. Per tant, es fa necessari plantejar la predicció en termes probabilístics a partir del mig termini si es vol quantificar la incertesa de les previsions.

Tenint en compte aquests factors, en els darrers anys s'han desenvolupat diferents mètodes de predicció per conjunts (Ensemble Forecast) que estimen la probabilitat a posteriori de les diferents variables atmosfèriques, a partir d'un conjunt de prediccions obtingudes integrant el model atmosfèric amb diferents realitzacions de les fonts d'incertesa.

La predicció per conjunts integra el sistema diverses vegades utilitzant un nombre arbitrari de condicions inicials diferents que es troben pertorbant correctament la condició inicial obtinguda a partir de les observacions. Com a resultat s'obté un conjunt de camps previstos per a un mateix abast. Només els grans centres de predicció numèrica com el ECMWF i el NCEP tenen la capacitat de càlcul per a realitzar les costoses integracions. Aquest tipus de predicció està descrit més detalladament a [8].

Així doncs, es parla de predicció a mig termini per conjunts quan s'engloba períodes compresos entre els 4 i 15 dies. Per aquest abast, el sistema tradicional de predicció determinista comença a perdre fiabilitat fruit de la no linealitat del model i dels efectes d'incertesa. Per tant, s'entén que en aquest període es comenci a parlar de predicció probabilística utilitzant-se tècniques de previsió per conjunts per a poder considerar tots els efectes anteriors.

### ***Predicció estacional per conjunts***

En el cas de les prediccions estacionals ja no es tracta de preveure l'estat real de l'atmosfera en un instant de temps concret, sinó de determinar l'anomalia en la circulació atmosfèrica (desviació respecte del comportament normal) per a un període aproximat de 3 mesos. Ara, la condició inicial de l'atmosfera no és el factor més important per a la identificació d'anomalies, ja que existeixen altres factors més determinants com la temperatura de l'aigua de l'oceà.



Per tant, els models numèrics característics d'aquest tipus de pronòstics són els que acoblen l'atmosfera i l'oceà. Per exemple, el ECMWF integra mensualment, i fins a 180 dies, un model de predicció per conjunts anomenat System-II per a l'elaboració de previsions d'anomalies mensuals i estacionals.

### ***Predicció climàtica***

Finalment, varis centres climàtics europeus (Centre Hadley al Regne Unit o l'Institut Max Planck a Alemanya) realitzen integracions durant 100 o més anys sota diferents hipòtesis de radiació per estudis d'escenaris climàtics. En aquests casos, els models són globals i estan acoblats a models oceànics, i tenen una resolució petita de l'ordre de 250 a 500 km aproximadament.

<b>PREDICCIONS</b>	<b>HORIZÓ TEMPORAL</b>
Climàtiques	A nivell d'anys
Estacionals	Entre 1 i 6 mesos
Mig termini	Entre 4 i 15 dies
Curt termini	Entre 1 i 2 dies
Molt curt termini	Entre 3 i 24 hores

*Taula 5.2. Prediccions operatives a curt termini*

No obstant, en el cas d'un parc eòlic, l'escala espacial on es treballa és poc significativa en comparació amb la utilitzada per a la realització de les prediccions estacionals per conjunts i climàtiques. Per tant, per a l'explotació de la instal·lació eòlica, s'utilitzaran principalment les prediccions a molt o a curt termini.





## 6. Sistemes de predicció meteorològica

Basant-se en l'anàlisi realitzat en el capítol anterior dels diferents models numèrics de predicció i de les principals tècniques estadístiques, es defineixen a continuació aquells aspectes més representatius dels sistemes de predicció meteorològica aplicables a una instal·lació eòlica.

### 6.1. Descripció d'un sistema de predicció meteorològica

En la predicció a llarg termini del règim de vents d'un emplaçament es treballa generalment amb les sèries històriques obtingudes a partir d'estacions meteorològiques automàtiques o d'altres estacions més antigues. Posteriorment, se solen aplicar models numèrics a nivell mesoescalar que resolen de forma iterativa els sistemes d'equacions no lineal. Un cop s'ha fet córrer el model, s'afinen els seus resultats mitjançant tècniques estadístiques que combinen els seus resultats amb les dades reals capturades en punts significatius del terreny on es vol instal·lar el parc eòlic.

Aquestes dades de vent s'obtenen mitjançant la col·locació d'una o més torres de mesura durant un període que pot anar des d'un fins a cinc anys. Tot i això, no és una condició necessària la seva instal·lació durant els anys anteriors a la construcció del parc, ja que els resultats deduïts pels models s'estima que poden arribar a ser més fiables en l'extrapolació a llarg termini, tal com s'especificarà en l'apartat següent.

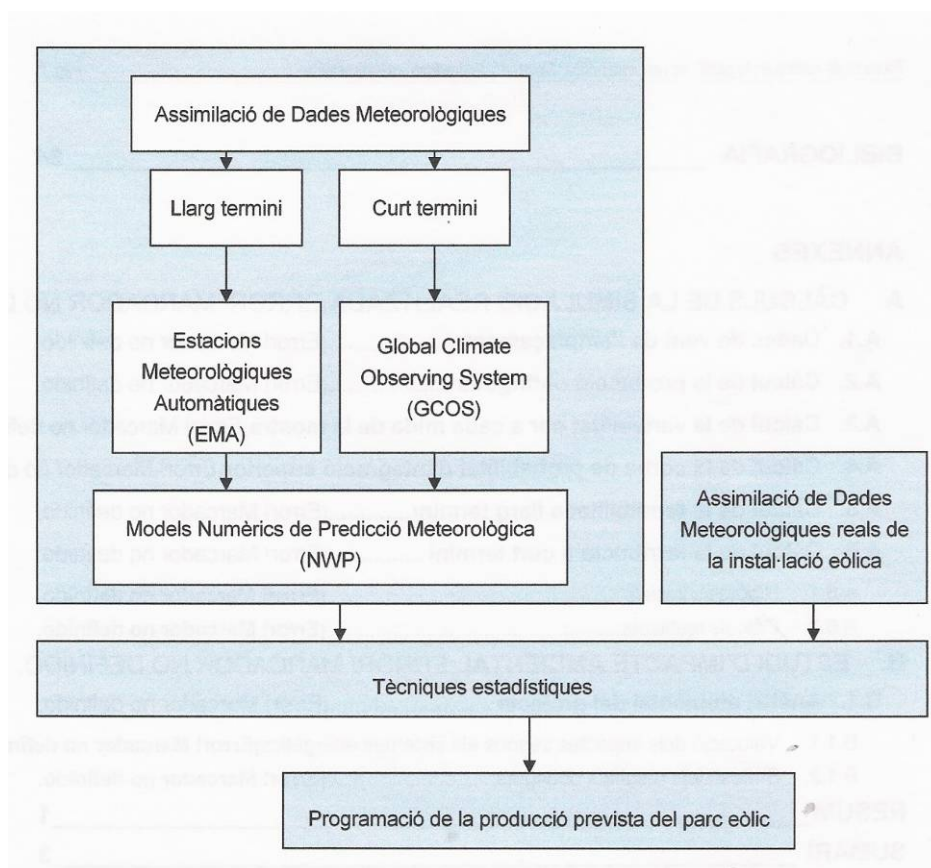
D'altra banda, a diferència dels sistemes de predicció a llarg termini, els de curt termini parteixen de les prediccions sobre l'evolució de l'atmosfera que subministren els models numèrics globals de, per exemple, el GFS o l'ECMWF. A partir d'aquestes prediccions, es poden aplicar dos tipus de models:

- Aquells que refinen les dades mitjançant un model numèric addicional de predicció com el MM5 per posteriorment realitzar una downscaling estadístic, realitzant el que es coneix com a Modelització Físico-Estadística.
- Els que parteixen directament de les sortides dels models numèrics dels centres meteorològics per a realitzar un downscaling estadístic.

Així s'aconsegueix un horitzó de predicció que va d'entre les 6 hores (que és el temps mínim necessari per recollir dades i realitzar el post-procés de la informació) fins a les 240 hores. Tot i això, normalment es limita la predicció a 42 hores degut als importants errors comesos més enllà d'aquest termini.



L'aplicació d'aquests sistemes de predicció meteorològica en el disseny i en l'explotació d'un parc eòlic pot suposar importants beneficis econòmics per al promotor, tal com es veurà en el capítol 7. A la Figura 6.1 s'observa que en ambdós casos és imprescindible conèixer el model del parc eòlic i considerar les dades de vent i de producció que es puguin tenir, per a poder calibrar i ajustar millor el model de predicció.



*Figura 6.1. Disseny d'un sistema de predicció meteorològica (Font: elaboració pròpia en base a [12])*

En referència a l'error comès pels sistemes de predicció, fins a l'actualitat no sembla que s'hagi desenvolupat cap protocol estàndard d'avaluació. La majoria d'estudis científics realitzen una avaluació de tipus qualitatiu en comptes de quantitatiu. No obstant, en aquells models en els quals es busca quantificar l'error comès en la predicció, s'opta per l'ús d'estadístics simples com l'error quadràtic mig o l'error mig absolut de producció per les hores computades.

Tots aquests estadístics permeten mesurar la precisió de la simulació entenen-se com a tal el promig del grau de correspondència entre els parells individuals de valors previstos i els valors observats.



A la Taula 6.1 es defineixen els dos tipus d'error descrits.

PARÀMETRES	SIGNIFICAT	FÓRMULA
RMSE [%]	Error mig quadràtic	$\sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(\phi_i - \phi_{iobs})^2}{N}} \cdot 100$
EMAP [%]	Error mig absolut de producció per les hores computades	$\frac{\sum_{i=1}^N  P_{prevista,i} - P_{real,i} }{\sum_{i=1}^N P_{real,i}} \cdot 100$

Taula 6.1. Errors de predicció meteorològica

On

$\phi_i$  : És el valor del vent previst per a l'hora "i".

$\phi_{iobs}$  : És el valor del vent observat per a l'hora "i".

$P_{real,i}$  : És l'energia elèctrica produïda en l'hora "i".

$P_{prevista,i}$  : És l'energia elèctrica prevista en l'hora "i".

$N$  : Nombre d'hores en que es tenen dades de vent i de producció.



## 6.2. Beneficis dels sistemes de predicció meteorològica en la gestió de l'energia eòlica

Aquest apartat tracta d'analitzar, tant en la gestió a llarg com a curt termini, el possible impacte econòmic que poden tenir els sistemes de predicció meteorològica sobre la viabilitat i la retribució d'un parc eòlic.

### 6.2.1. Predicció a llarg termini. Viabilitat i rendibilitat a priori d'un parc eòlic

Des de l'instant en que un promotor decideix construir un parc eòlic fins que els aerogeneradors estan instal·lats generant energia elèctrica sol passar un període de quatre a cinc anys. Durant aquest temps es necessari realitzar avaluacions del règim de vents de l'emplaçament, analitzar la seva viabilitat econòmica i ambiental, redactar el projecte i l'estudi d'impacte ambiental, i aconseguir finançament. És, sens dubte, un llarg i laboriós camí en el qual es requereix una elevada inversió.

Tal com indica l'IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía) a [13], un error del 10% en l'estimació de la velocitat mitjana pot suposar desviaments de l'ordre del 30% en la producció d'energia elèctrica. És per això que l'aplicació d'eines de previsió que aportin major fiabilitat a les programacions de la producció poden arribar a ser determinants en l'estudi econòmic del projecte.

La decisió de realitzar un projecte eòlic és principalment econòmica, i per tant destaca el seu caràcter marginal. Així doncs, la inversió pot dependre de petites variacions numèriques de les variables principals d'anàlisi. En aquest sentit, el projecte planteja la predicció meteorològica com a una d'aquestes variables decisòries.

#### 6.2.1.1. Aspectes principals a llarg termini

A continuació s'indiquen alguns dels aspectes que es veurien afectats positivament per l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica:

- Millora de la precisió dels càlculs de la viabilitat i de la rendibilitat del projecte. El fet de conèixer amb major exactitud les hores equivalents de producció del parc eòlic permet tenir uns càlculs més realistes de la instal·lació.
- Un millor coneixement del projecte influeix molt positivament sobre la seva estructuració financera. Concretament, pot afectar al percentatge d'inversió del finançament extern (l'anomenat palanquejament).





- El fet de conèixer amb major fiabilitat les característiques del vent en l'emplaçament ajuda a seleccionar aquell aerogenerador que tingui unes característiques tècniques òptimes per a cada cas.
- Una major exactitud en la previsió permet preveure el manteniment dels aerogeneradors del parc amb l'objectiu de disminuir les pèrdues en la generació d'energia elèctrica. En particular, la influència és beneficiosa per als tres tipus de manteniment:
  - *Preventiu*: aquelles actuacions de manteniment programades en el manual de manteniment.
  - *Correctiu*: aquelles actuacions no programades de resolució de problemes tècnics de forma immediata. En aquest cas és important distingir entre petit correctiu (material i formació) i gran correctiu (material, formació, maquinària).
  - *Predictiu*: Anticipació de possibles errors i problemes no previstos.

#### **6.2.1.2. Estimació de la millora de fiabilitat obtinguda a llarg termini**

Durant l'elaboració del projecte, no s'ha tingut accés a cap estudi públic on s'especifiqués una millora de fiabilitat a llarg termini per l'aplicació del sistema de predicció meteorològica en el pronòstic del vent d'un emplaçament. Es tracta d'un aspecte que es troba encara en fase d'experimentació i recerca.

No obstant, hi ha una sèrie d'empreses que busquen entrar en el mercat amb un conjunt de sistemes de predicció. Una d'aquestes és Meteosim S.L., fundada l'any 2003 per investigadors de la Universitat de Barcelona, que comercialitza el programa MesoMap® [14] per a la predicció de vent d'un emplaçament a llarg termini. El seu RMSE en zones planes, relativament llunyanes de la costa, s'estima en un 5% o inferior, mentre que en règims de vent més complexos és de l'ordre del 7% de la velocitat mitjana.

Aquests tipus de sistemes utilitzen principalment dades de les EMA més properes a l'emplaçament arribant a treballar amb sèries històriques de fins a 15 anys. Així, un cop assimilades les dades es fa córrer de forma iterativa i aleatòria el model fins que s'assoleix un valor de la velocitat mitjana que finalitza el procés. D'aquesta manera s'aconsegueix treballar amb sèries històriques més llargues que amb torres de medició i es disminueix la variabilitat associada a l'extrapolació de la producció a llarg termini.

A la simulació d'un cas pràctic que es desenvolupa en el capítol següent es podrà observar l'impacte d'aquesta innovació sobre els indicadors més representatius de la viabilitat financera.



## **6.2.2. Predicció a curt termini. Gestió òptima del parc eòlic**

A diferència del cas anterior, la predicció a curt termini permet optimitzar la gestió de la instal·lació quan aquesta ja està en funcionament. En particular, en aquells aspectes relacionats amb la millora de la retribució obtinguda per la venda d'energia elèctrica.

### **6.2.2.1. Aspectes principals a curt termini**

Tal com s'ha descrit en el capítol 4, la legislació vigent possibilita diferents metodologies de venda de l'electricitat generada, principalment a mercat o a distribuïdora per tarifa elèctrica. En ambdós casos interessa minimitzar les desviacions sofertes en la programació de la producció.

L'aplicació de sistemes de previsió de vent facilita el coneixement, amb un marge d'error inferior, de la velocitat i la direcció del vent en una zona determinada per a un període d'entre les 0 i les 42 hores. Així, a mesura que s'apropa l'instant de venda de l'energia generada, més fiable és la predicció de vent.

Per tant, la utilització de sistemes de predicció en la gestió a curt termini d'un parc eòlic pot significar una millora en la retribució final de venda en minimitzar les desviacions en el pronòstic de generació.

### **6.2.2.2. Estimació de la millora de fiabilitat obtinguda a curt termini**

El principal inconvenient a l'hora de produir energia a partir del vent és que aquest no és un recurs del que es pugui disposar de forma constant. Això resulta especialment problemàtic per a gestionar l'oferta d'energia dins de la xarxa general de subministrament. Per aquest motiu, el RD 436/2004 (article 19) va introduir una gran novetat en el sector eòlic espanyol amb l'obligació de preveure amb antelació la quantitat d'energia que es produirà per a poder participar en el mercat energètic.

Així doncs, cada cop són més necessaris sistemes de predicció meteorològica que facilitin l'estimació amb la major precisió possible del vent que farà en una determinada zona. Dins d'aquest procés resulta molt interessant l'Exercici de Predicció iniciat en el mes d'Agost de 2004 i finalitzat el Març de 2006 per l'Associació Empresarial Eòlica (AEE) [12] a Espanya. Consisteix en analitzar l'estat d'art de la predicció eòlica (nivells de resultats assolibles, detecció de variables amb major rellevància en els resultats, influència del tipus de model i d'aerogenerador utilitzat, etc..) a més d'identificar possibles fonts de millora dels models i dels sistemes d'intercanvi d'informació entre els parcs eòlics i els models de previsió.



Per a realitzar aquest exercici l'AEE ha treballat amb vuit sistemes de predicció (de les empreses Meteorològica, Meteotemp, CENER, Casandra, Garrad & Hassan, Meteosim, Aleasoft i Aeolis) aplicats a set parcs eòlics espanyols.

Alguns dels resultats principals obtinguts són els següents:

- La mitjana de l'error de producció entre la producció estimada i la real és variable segons el parc i el model. No obstant s'ha arribat a un EMAP promig per a tots els sistemes de predicció d'un 45% i un EMAP mínim del 25%. En general la majoria de models van millorar el seu rendiment durant l'exercici.
- També es va comprovar que l'agrupació de les prediccions dels diferents parcs eòlics fa disminuir els desviaments en la producció, arribant a obtenir una disminució màxima de l'ordre de la meitat del desviament original del parc sense agrupar.
- D'altra banda, a falta d'un estudi més exhaustiu de les dades obtingudes, s'observa que la millora de l'EMAP en les sessions intradiàries pot arribar a ser de l'ordre d'un 7% pel règim de mercat de l'últim intradiari.

Aquests resultats de millora de fiabilitat seran utilitzats en la simulació del capítol 7 per a calcular el possible impacte retributiu que pot tenir l'aplicació de models meteorològics de predicció en la gestió a curt termini d'un parc eòlic.

### **6.3. Possibles línies de millora dels sistemes de predicció meteorològica**

El projecte apunta possibles vies de recerca en l'estudi inicial de viabilitat d'un parc eòlic i per a optimitzar la seva gestió a curt termini. S'indiquen les següents:

- En la predicció a llarg termini seria interessant dissenyar un model de previsió dinàmic a partir de les prediccions a curt termini, aprofitant les mesures realitzades per les torres de medició per a començar a calcular les desviacions comeses. De tal forma que es tingui, en el moment de posar en marxa el parc eòlic, una determinada corba de desviacions històriques que permeti ajustar al màxim les previsions previstes.

Es tracta doncs d'una iniciativa per a calibrar el sistema de predicció utilitzat en el parc eòlic. Aquesta és una nova línia d'investigació que el projecte deixa oberta sense buscar aprofundir-hi, ja que s'escapa dels límits temporals i materials del mateix. En aquest sentit, des de l'any 2004, el Servei Meteorològic de Galícia (MeteoGalicia) col·labora de forma activa en un parc eòlic experimental, Sotavento



[15], en l'aplicació d'eines de predicció basades en els models meteorològics ja operatius per a validar-los i poder-los fer més fiables.

- Tota millora de predicció a llarg termini afavoreix també la de curt termini. No obstant, existeixen altres tècniques aplicables, una vegada el parc ja es troba en funcionament, com és l'agregació de parcs eòlics.

Segons l'article 28 del RD 436/2004 l'agent venedor pot presentar les ofertes pel conjunt de les instal·lacions que representa mitjançant una o més unitats d'oferta. L'efecte d'agregació de parcs eòlics és beneficiós mitjançant la compensació dels desviaments entre ells. El benefici és superior com més dispersos es trobin els parcs. Totes les instal·lacions eòliques que hi participin hauran de seguir unes regles del joc referents principalment a l'exigència de comptar amb unes prediccions d'una qualitat mínima.

- Comptar amb un sistema de gestió i control del parc eòlic en temps real per a poder conèixer les mesures de velocitat (m/s), direcció (°), temperatura (°C), pressió (hPa), potència (MW) i disponibilitat (%). En concret, diferents vies d'investigació aposten per l'opció d'utilitzar un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition ) com a mòdul integrat d'un ERP (Enterprise Resource Planning).
- Reduir els terminis entre la recollida de les dades meteorològiques en els models de predicció a curt termini. El seu tractament i la sortida dels models numèrics dels Centres Meteorològics, especialment per als mercats intradiaris.



## 7. Simulació d'un cas

Com a concreció numèrica dels apartats anteriors, s'ha volgut simular l'efecte dels sistemes de predicció meteorològica sobre la producció, la rendibilitat inicial i la retribució diària d'un aerogenerador en un emplaçament concret. Es calcularà la TIR (Taxa Interna de Rendibilitat) del projecte que és l'indicador sintètic de tots els elements tècnics i financers considerats prèviament.

### 7.1. Hipòtesis inicials

A continuació s'especifiquen les condicions inicials per a la determinació de la producció, la rendibilitat a llarg termini i la retribució de l'energia eòlica obtinguda.

#### 7.1.1. Selecció de l'emplaçament

En seleccionar un emplaçament per a instal·lar-hi un aerogenerador, hi ha una sèrie de factors que cal tenir en compte. És primordial conèixer amb la màxima exactitud el règim general de vents, juntament amb altres factors com la rugositat del terreny en la fricció del vent amb la superfície terrestre, els obstacles amb què es troba el vent (edificis, arbres, formacions rocoses, etc...), els efectes de deixant entre aerogeneradors, i l'efecte túnel en passos estrets entre muntanyes.



Figura 7.1. Entorn natural de Portbou (Font: Google Earth)



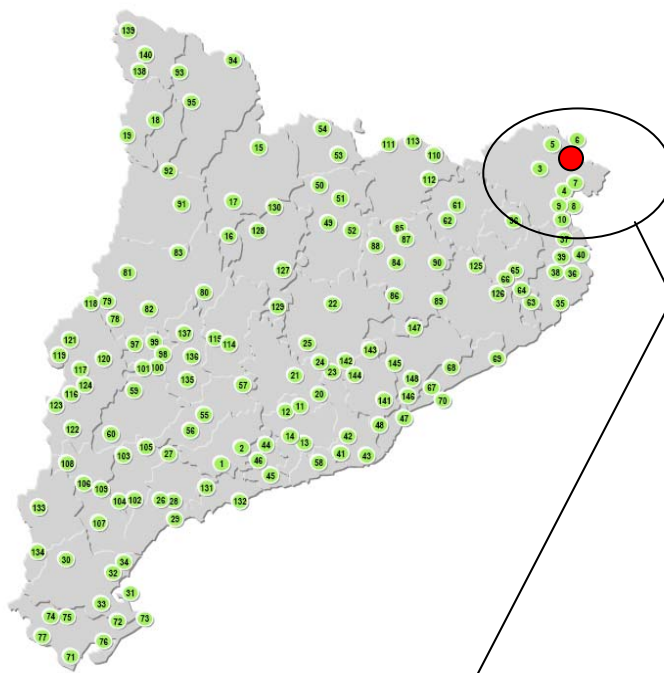
En la simulació que ens ocupa, ha existit el condicionant inicial de la impossibilitat de tenir accés a dades obtingudes per torres de medició en emplaçaments comercials amb règims de vent acceptables des del punt de vista dels promotors eòlics. És per això que s'ha decidit treballar amb dades públiques que ofereix la XEMA que gestiona el Servei Meteorològic de Catalunya [16].

En particular, s'ha escollit l'EMA situada al municipi de Portbou, a la comarca de l'Alt Empordà. En la selecció de l'emplaçament s'ha tingut en compte l'elevat potencial eòlic de la zona, comparant les velocitats mitjanes del vent a 10 m d'alçada de diferents estacions de la XEMA.

<b>Nom EMA</b>	Portbou
<b>Codi</b>	D6
<b>Municipi</b>	Portbou
<b>Comarca</b>	Alt Empordà
<b>X UTM [m]</b>	513782
<b>Y UTM [m]</b>	4698300
<b>Alçada [m]</b>	191
<b>Variables meteorològiques</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Velocitat del vent (a 10 m)</li> <li>• Direcció del vent</li> <li>• Temperatura</li> <li>• Humitat Relativa</li> <li>• Pressió</li> <li>• Precipitació</li> <li>• Radiació solar global</li> </ul>
<b>Data inici</b>	01/04/1998
<b>Període escollit de medició</b>	Any 2006
<b>Nombre de registres</b>	17.513

*Taula 7.1. Dades de l'estació meteorològica de Portbou*





Font: XEMA del Servei Meteorològic de Catalunya

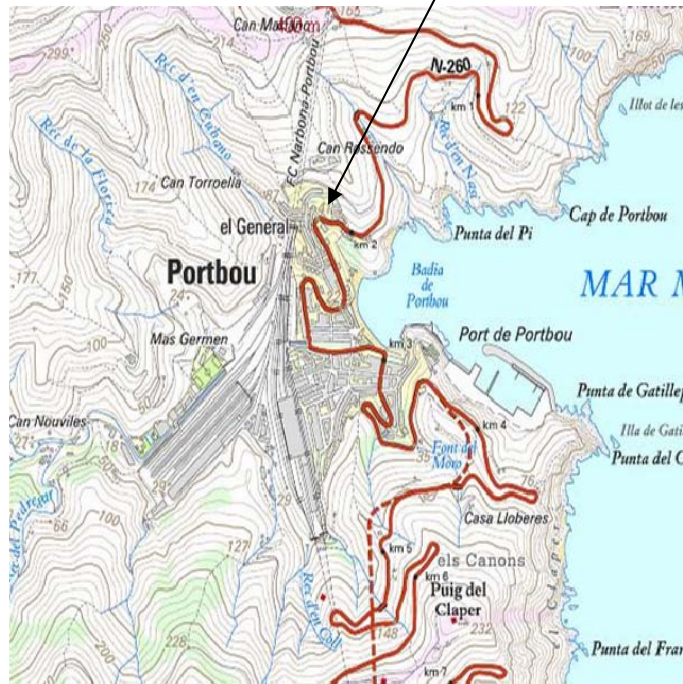


Figura 7.2. Situació de l'EMA Portbou (Font: Institut Cartogràfic de Catalunya [17])



### 7.1.2. Obtenció dels registres històrics a l'alçada de la boixa

Generalment els registres històrics de vent en l'emplaçament s'obtenen mitjançant la col·locació d'una o més torres de mesura amb un anemòmetre en el seu extrem superior enfocat a la direcció dominant del vent i a la mateixa alçada que la prevista per a la boixa de l'aerogenerador.

No obstant, degut a la impossibilitat ja comentada d'obtenir les dades de vent a partir de torres de medició, s'ha interpretat que l'aerogenerador se situa exactament on es troba l'EMA escollida. Així, es poden conèixer les mesures de vent en l'emplaçament el darrer any a una alçada de 10 m.

D'altra banda, per a trobar la velocitat del vent al nivell de la boixa, que és de 78 m, es realitza una correlació per a diferents alçades mitjançant la llei potencial aproximada de l'equació (Eq.7.1).

$$V(H) = V(h) \cdot \left(\frac{H}{h}\right)^\alpha \quad (\text{Eq. 7.1})$$

Amb

$V(H)$ : Velocitat del vent [m/s] a l'alçada de la boixa. En el cas de la simulació, és de 78 m.

$V(h)$ : Velocitat del vent [m/s] a l'alçada de medició. En el cas de la simulació, és de 10 m.

$\alpha$ : Paràmetre funció de la rugositat del terreny. A la Taula 7.2 es defineixen els diferents valors del coeficient  $\alpha$  en funció del tipus de terreny.

Nivell de rugositat del terreny	$\alpha$
No rugós (sorra, neu, mar)	0,10 - 0,13
Poc rugós	0,13 - 0,20
Rugós	0,20 - 0,27
Molt rugós	0,27 - 0,40

Taula 7.2. Nivell de rugositat del terreny





En el cas pràctic es considera que el terreny és poc rugós, per tant s'agafa per a la realització dels càlculs un valor  $\alpha = 0,16$ .

A la Figura 7.3 s'observa que la selecció de l'emplaçament per a la simulació sembla encertada, ja que les velocitats mitjanes del vent a 80 m són elevades (zona en vermell).

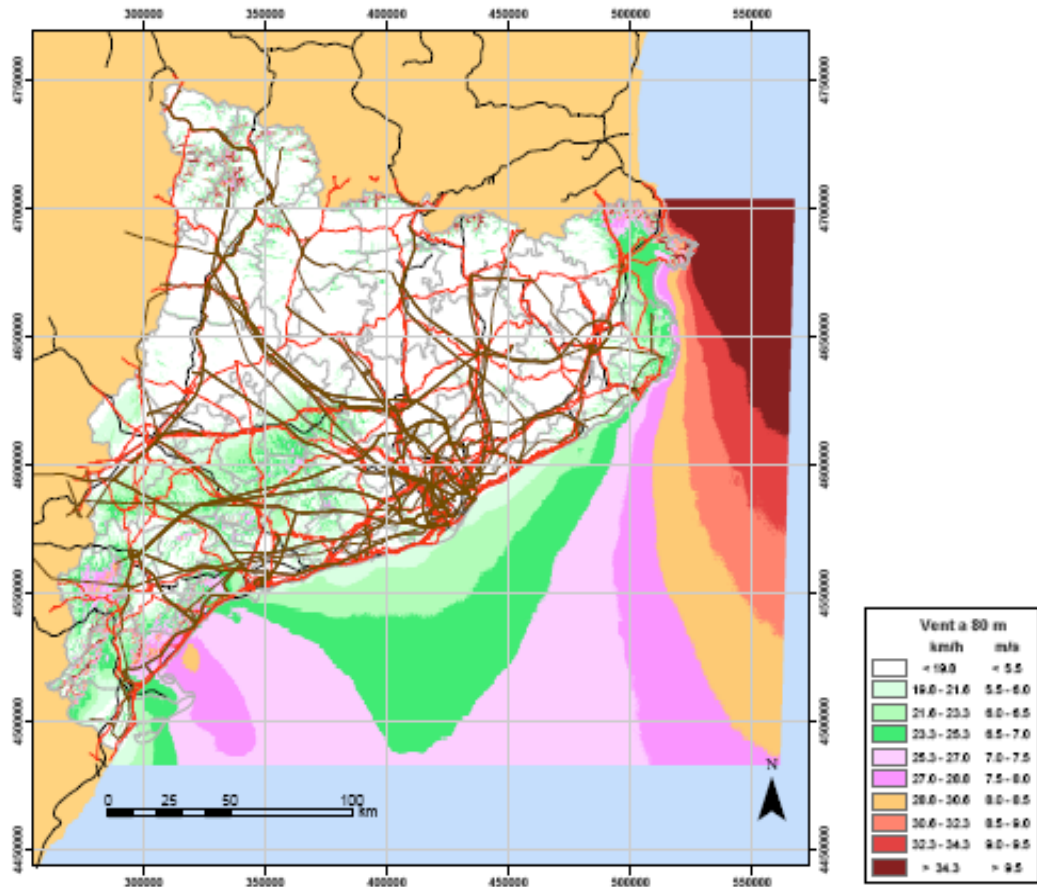
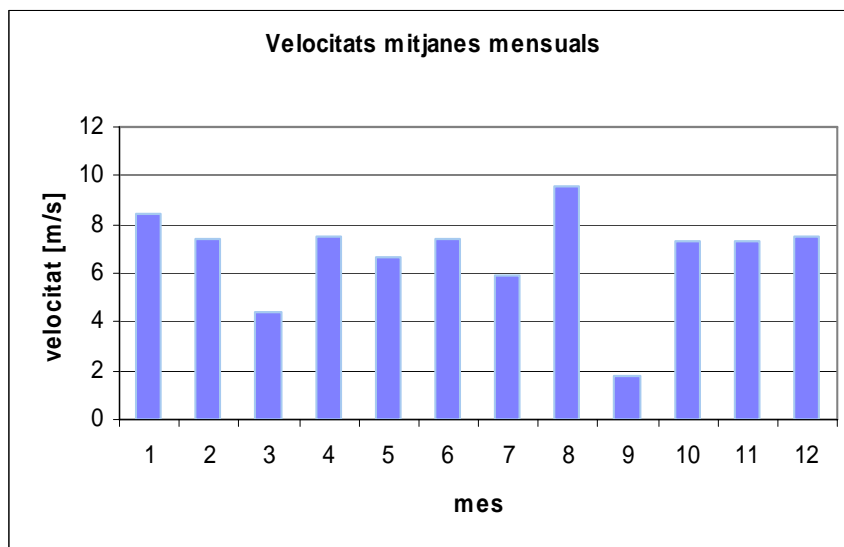


Figura 7.3. Atlas eòlic de Catalunya a 80 m (Font: Servei Meteorològic de Catalunya)

Les dades de vent de l'estació meteorològica de Portbou tenen una periodicitat de trenta minuts. Lògicament, quant més petit és aquest període, més fiable és la informació obtinguda del règim de vent en l'emplaçament. Fins l'any 2006 les mesures eren mitjanes mensuals, és per això que s'ha decidit treballar només amb les dades de vent d'aquest any.





Gràfic 7.1. Velocitats mensuals mitjanes a l'emplaçament

Les dades s'han classificat i guardat en diferents fitxers corresponents a cada mes de l'any. A l'Annex A queda especificat amb més detall aquest aspecte.

S'ha considerat també l'article 11 del Decret 174/2002 [18] referent a la implantació de l'energia eòlica a Catalunya on s'indica que per a iniciar la tramitació de l'autorització administrativa i de la llicència ambiental s'han d'acreditar mitjanes de vent iguals o superiors a 5 m/s a 10 metres d'alçada a l'any. En aquest cas, la velocitat mitjana anual és de 6,8 m/s, complint-se, així, la normativa.

### 7.1.3. Estudi de la variabilitat del vent

En relació a la variabilitat del vent, diferents estudis sobre règims de vent han comprovat experimentalment que la velocitat del vent s'ajusta prou bé a una distribució de la funció densitat de probabilitat de Weibull [19]. Es tracta d'una distribució de probabilitat tal que l'àrea sota la corba suma sempre la unitat. Així, la probabilitat que el vent bufi a qualsevol velocitat, incloent-hi zero, ha de ser del 100%.

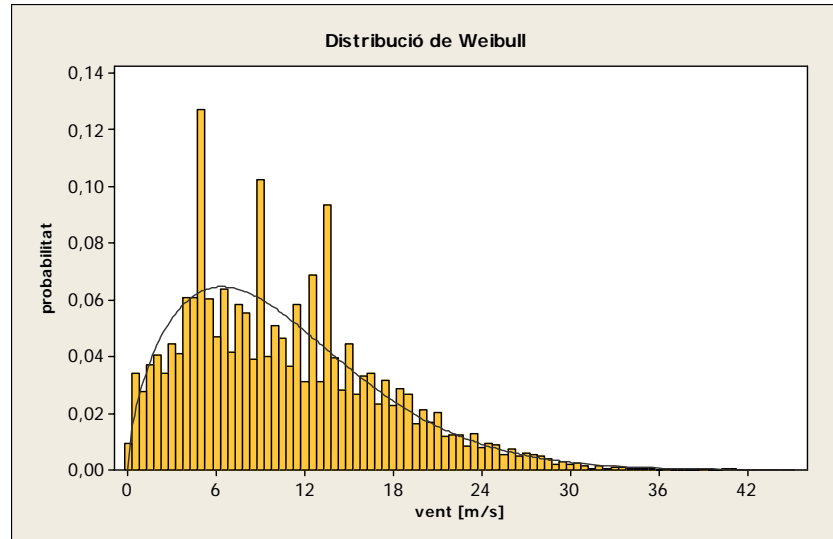
La distribució de Weibull pot variar tant en la forma com en el valor mitjà (no és simètrica). Per a poder dibuixar-la és necessari conèixer el paràmetre d'escala,  $A$ , que indica com de ventós és, en promig, l'emplaçament, i el paràmetre de forma,  $K$ , que indica com de punxeguda és la funció. És a dir, si les velocitats del vent sempre tendeixen a estar pròximes a un cert valor, la distribució tindrà una  $K$  elevada i serà molt punxeguda.

La informació obtinguda a partir de la distribució de Weibull és important per als projectistes de les turbines per a poder optimitzar el disseny dels seus aerogeneradors, així com per a



minimitzar els costos de generació. També és clau per als inversors, per a estimar els seus ingressos per la producció d'electricitat.

La distribució de Weibull de l'emplaçament escollit està representada en el Gràfic 7.2. En aquest cas, el paràmetre d'escala de la distribució obtinguda és 11,7 m/s i el paràmetre de forma 1,6.



Gràfic 7.2. Distribució de Weibull del vent a 80 m

També és útil representar el mòdul i la direcció de la velocitat del vent mitjançant l'anomenada rosa dels vents, on en vuit direccions diferents es mostren les seva velocitat mitjana o freqüència d'ocurrència. La rosa dels vents permet determinar la direcció dominant del vent en un emplaçament. En general, aquesta no coincideix amb la de major intensitat, ja que en molts casos els vents més intensos no són els que bufen més hores a l'any procedents d'una determinada direcció.





Figura 7.4. Rosa dels vents i velocitat mitjana del vent per a cada direcció a l'any 2003 a Portbou (Font: Servei Meteorològic de Catalunya)

### 7.1.4. Selecció de l'aerogenerador

Per a realitzar la simulació s'ha escollit l'aerogenerador G80-2MW de l'empresa GAMESA [20]. Es tracta d'un model d'eix horitzontal, tripala, de velocitat variable, amb un diàmetre de 80 m i una potència nominal de 2.000 kW. La torre és modular i, com ja s'ha anticipat, té una alçada de boixa de 78 m.

A la Taula 7.3 es mostren les dades tècniques generals de l'aerogenerador G80.

<b>Marca</b>	GAMESA
<b>Model</b>	G80 - 2.0 MW
<b>Alçada boixa</b>	78 m
<b>Potència</b>	2.000 kW
<b>Classe IEC</b>	I – A
<b>Diàmetre del rotor</b>	80 m
<b>Nombre de pales</b>	3
<b>Rang de velocitats</b>	9 r.p.m. – 19 r.p.m.
<b>Velocitat de connexió</b>	4 m/s
<b>Velocitat de parada</b>	25 m/s
<b>Àrea d'escombrat</b>	5.027 m <sup>2</sup>

Taula 7.3. Descripció tècnica GAMESA G80

L'elecció d'aquest tipus d'aerogenerador obeeix a la tendència actual d'utilitzar turbines cada cop més potents i de més alçada, per així aprofitar millor el terreny i disminuir el pes específic de cada aerogenerador (per unitat de potència), això és possible gràcies a l'optimització del disseny i a la utilització de materials més lleugers.



D'altra banda, és necessari conèixer com són les ràfegues de vent en l'emplaçament. En general, quan la velocitat instantània del vent sobrepassa entre 5 i 8 m/s el valor de la velocitat mitjana, es parla de ràfega, si l'interval és de 8 a 15 m/s, de forta ràfega, mentre que si la velocitat instantània sobrepassa el vent mig en més de 15 m/s, s'anomena ràfega violenta. Al tractar-se Portbou d'una zona amb ràfegues fortes, amb mitjanes anuals de vent de fins a 10 m/s, s'ha escollit un aerogenerador de la Classe I segons la norma IEC-1400 (International Electrotechnical Commission), més robust i capaç de suportar-les mecànicament.

## 7.2. Determinació de la producció d'energia elèctrica

Conegut el règim de vents previst a l'emplaçament on es vol instal·lar l'aerogenerador, el següent pas és trobar la producció d'energia elèctrica generada. El fet de conèixer la producció prevista permetrà avaluar econòmicament el projecte tant a llarg com a curt termini, així com realitzar una estimació dels efectes de l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica.

Des del punt de vista del seu funcionament, l'aerogenerador obté la seva potència d'entrada convertint la força del vent en un parell (força de gir) actuant sobre les pales del rotor. La quantitat d'energia transferida al rotor pel vent depèn de la densitat de l'aire, de l'àrea d'escombrat del rotor i de la velocitat del vent.

Per a la simulació es treballa amb una densitat de l'aire de  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , valor obtingut a pressió atmosfèrica normal d'1 atm i a  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ , negligint els efectes de l'alçada i de la humitat. En referència a l'àrea d'escombrat de les pales, el diàmetre de les pales és de 80 m, quant més gran sigui aquest valor, major serà l'energia cinètica capturada.

Un cop fixats els dos paràmetres anteriors i, coneguda la velocitat del vent que travessa perpendicularment la superfície circular que dibuixen les pales de l'aerogenerador, es pot calcular la potència eòlica a partir de l'equació (Eq. 7.2).

$$P_{eòlica} = 0,5 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad (\text{Eq. 7.2})$$

Tot i això, com totes les màquines transformadores d'energia, els aerogeneradors no tenen la capacitat de transformar íntegrament l'energia eòlica disponible del vent en energia mecànica, fet que provoca que s'hagi de considerar un rendiment anomenat coeficient de potència  $C_p$  que depèn de la velocitat del vent i representa la relació entre la potència eòlica de l'emplaçament i la potència mecànica que s'hi obté. La Llei de Betz indica que el màxim teòric que es pot aconseguir en aquesta conversió d'energia eòlica a mecànica és del 59% ( $C_p = 0,59$ ).



Així, si es considera aquesta restricció, la potència a obtenir es redueix significativament tal com queda representat a l'equació (Eq.7.3).

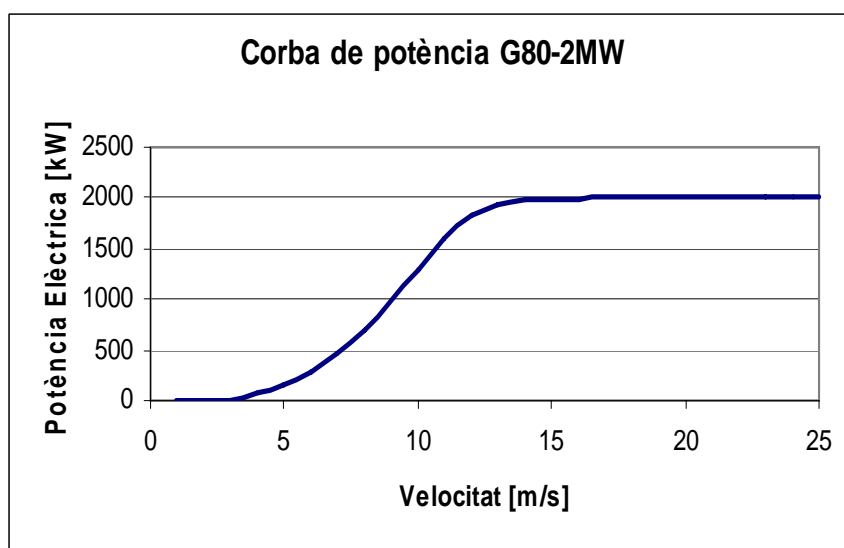
$$P_{mecànica} = C_p \cdot P_{eòlica} \quad (\text{Eq. 7.3})$$

Finalment, per a trobar la potència elèctrica s'ha de considerar un rendiment del sistema elèctric per a transformar la potència mecànica en potència elèctrica que dependrà de les característiques tècniques de cada aerogenerador. L'equació (Eq.7.4) permet calcular la potència elèctrica que s'estima produir en l'emplaçament.

$$P_{elèctrica} = \eta_{sist\_elèctric} \cdot P_{mecànica} \quad (\text{Eq. 7.4})$$

### 7.2.1. Valors de producció obtinguts a l'emplaçament

Coneguts els principis teòrics referents al càlcul de l'energia elèctrica obtinguda per un aerogenerador; en la simulació realitzada s'ha determinat directament la potència elèctrica per a cada velocitat del vent a partir de la corba de potència de l'aerogenerador GAMESA G80-2MW.



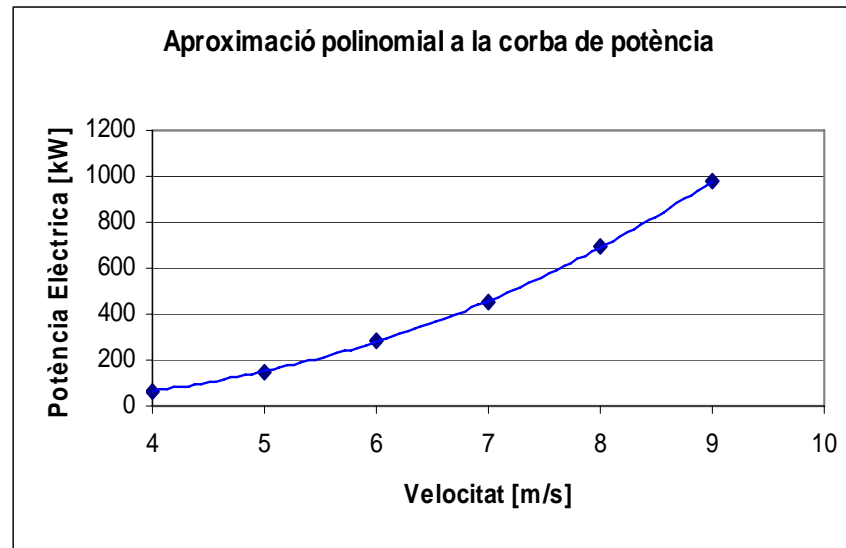
Gràfic 7.3. Corba de potència de l'aerogenerador G80-2MW

Per a poder conèixer la potència per a qualsevol velocitat del vent s'ha aproximat la corba de potència de l'aerogenerador a una funció polinòmica de cinquè grau que s'hi ajusta amb un error estadístic  $R^2$  igual a 1. L'expressió obtinguda és l'equació (Eq.7.5).

$$y = -0,0692 \cdot x^5 + 2,0875 \cdot x^4 - 23,713 \cdot x^3 + 149,81 \cdot x^2 - 441,12 \cdot x + 487,8 \quad (\text{Eq. 7.5})$$



Per a minimitzar l'error comès en el càlcul de la potència s'ha considerat l'ajust de la corba de potència de l'aerogenerador per a un rang de velocitats de 0 m/s a 9 m/s, ja que si es consideren la resta de velocitats, l'ajust deixa de ser òptim.



Gràfic 7.4. Ajust polinòmic a la corba de potència

Un cop calculada la potència per a cada velocitat de vent, si es multiplica aquesta pel seu valor de temps corresponent, en aquest cas és de mitja hora, ja que aquest és el període de temps en què es coneixen les mesures, s'obté finalment la producció d'energia elèctrica generada.

Si es suma tota la producció obtinguda per a cada mes i es divideix per la potència nominal de l'aerogenerador (2 MW) s'obtenen les hores equivalents brutes de funcionament del parc eòlic. La Taula 7.4 mostra les produccions brutes mensuals previstes.

Any 2006	Producció [MWh/mes]
Gener	763,9
Febrer	645,7
Març	394,5
Abril	639,2
Maig	599,3
Juny	790,9
Juliol	598,4
Agost	996,0
Setembre	127,5
Octubre	787,2
Novembre	706,8
Desembre	702,3

Taula 7.4. Producció mensual bruta prevista



Així doncs, el total d'hores equivalents brutes estimades són les de la Taula 7.5.

<b>Producció total bruta [MWh/any]</b>	<b>Hores equivalents brutes [hores/any]</b>
7.751,6	3.876

*Taula 7.5. Hores equivalents brutes anuals*

A continuació es defineixen el conjunt de pèrdues considerades en el procés d'obtenció d'energia elèctrica. La disponibilitat fa referència al temps que l'aerogenerador està preparat per a funcionar quan les condicions de vent són les adequades. És un factor que depèn principalment de les característiques de la màquina, de les condicions ambientals, així com del manteniment preventiu i programat.

Les pèrdues elèctriques són aquelles que es produeixen en la generació d'electricitat, mentre que el terme "altres" poden ser les provocades, per exemple, per la no disponibilitat de la xarxa o sistemes d'evacuació elèctrica, o bé per condicions climàtiques adverses.

<b>Disponibilitat</b>	3,5%
<b>Elèctriques</b>	2,4%
<b>Altres</b>	1%
<b>TOTAL</b>	6,9%

*Taula 7.6. Pèrdues previstes de producció*

Finalment, si es consideren les pèrdues anteriorment descrites s'obtenen les hores equivalents netes descrites a la Taula 7.7.

<b>Producció total neta [MWh/any]</b>	<b>Hores equivalents netes [hores/any]</b>
7.216,7	3.608

*Taula 7.7. Hores equivalents netes*

## **7.2.2. Determinació de la probabilitat d'integració superior de la producció**

Un cop trobades les hores equivalents netes, es vol determinar la corba de probabilitat d'integració superior per a conèixer la probabilitat en què s'assoleix una certa producció. Per a fer-ho, és necessari definir la variabilitat associada a la producció calculada en el punt anterior. Aquesta variabilitat depèn de diferents factors.

Per una banda, s'associa una certa variabilitat al sistema instrumental. En concret, a la precisió anemomètrica i a una possible degradació dels equips de mesura. En el cas de les





EMA, s'utilitzen uns sensors de les velocitats del vent amb una sensibilitat de 0,3 m/s, una resolució de 0,05 m/s i una precisió de  $\pm 2\%$  [21]. Destacar, també, que cal anar calibrant aquests equips cada cert temps per a reduir al màxim l'error de medició.

De la mateixa forma, és habitual que els fabricants d'aerogeneradors garanteixin el compliment de la corba de potència en un cert valor entorn del 95%, fet que implica la consideració d'una variabilitat que corregeixi aquesta restricció.

No obstant, la variabilitat corresponent als dos factors anteriors és poc significativa en comparació amb l'associada a l'extrapolació de les dades a llarg termini, en concret als 20 anys de vida útil del parc eòlic que s'està simulant. Aquesta última depèn principalment de la representativitat de la sèrie de dades històriques amb que s'ha treballat, un any en el cas de la simulació. Tenint en compte això, en la realització de la simulació només s'ha considerat la variabilitat a llarg termini.

Les diferents converses tingudes amb professionals del sector, definien aquesta variabilitat amb un valor del 18% per a una sèrie de dades d'un únic any. En aquest punt s'ha analitzat com disminueix aquesta variabilitat en funció del nombre d'anys de que es tenen dades. Per això, s'ha realitzat un estudi estadístic considerant que la producció obtinguda segueix una distribució normal, alhora que s'ha deduït la distribució que segueixen certs estadístics en mostres aleatòries simples de poblacions normals.

La població en aquest cas es defineix com el conjunt de produccions mitjanes anuals per a un cert període històric de, per exemple, cent anys. D'altra banda, es defineix la mostra com qualsevol valor extret de la població amb una mateixa probabilitat de ser escollit i linealment independent amb els altres elements. En general, no es disposa d'una mostra de la població. És per això, que s'utilitza un procediment inductiu per a poder treure conclusions sobre la població a partir de la mostra, realitzant el que es coneix com a inferència estadística.

Per a mostres aleatòries de mida  $n$ , la mitjana mostral coincideix amb la mitjana de la població, mentre que la seva desviació estàndard es correspon amb la de la població dividida per l'arrel del nombre d'elements de la mostra ( $n$ ). En particular, si es treballa amb la mitjana d'un any, com en el cas de la simulació, la mostra només tindrà un element ( $n = 1$ ), mentre que si es treballa amb dades de quatre anys, com passa amb la major part de parcs eòlics, els elements de la mostra seran quatre ( $n = 4$ ). Així, es busca representar com disminueix la variabilitat inicial del 18% a mesura que augmenta la representativitat de les dades.

La Taula 7.8 mostra com disminueix la variabilitat de l'extrapolació a llarg termini a mesura que augmenta el nombre d'elements de la mostra. S'accepta que les mesures d'1 any són aquelles amb que s'ha treballat en la simulació, mentre que les sèries de 4 - 5 anys són les que generalment s'utilitzen en la captació de dades mitjançant torres de mesura. Finalment,



es considera que sèries històriques de 10-15 anys són aquelles que es tracten en els sistemes de predicció meteorològica. Els càlculs realitzats resten descrits més àmpliament a l'Annex A.

Anys	Dades mostra	Elements mostra [n]	Variabilitat mostra [%]
1	17.513	1	18,00
4	70.052	4	9,00
5	87.565	5	8,05
10	175.130	10	5,69
15	262.695	15	4,65

*Taula 7.8. La variabilitat en funció del nombre d'elements de la mostra*

Un cop obtinguda la variabilitat i la mitjana de producció, es pot trobar la corba de probabilitats d'integració superior que es determina a partir de la funció inversa de distribució de la Llei Normal [22]. Així, es troba la probabilitat en aconseguir una certa producció.

Es tracta d'una eina gràfica i numèrica molt utilitzada pels professionals del sector, d'especial importància a l'hora de negociar amb l'entitat financera quin és el palanquejament de la inversió. Aquest i altres aspectes relatius al càlcul de rendibilitat seran exposats més àmpliament al següent apartat.

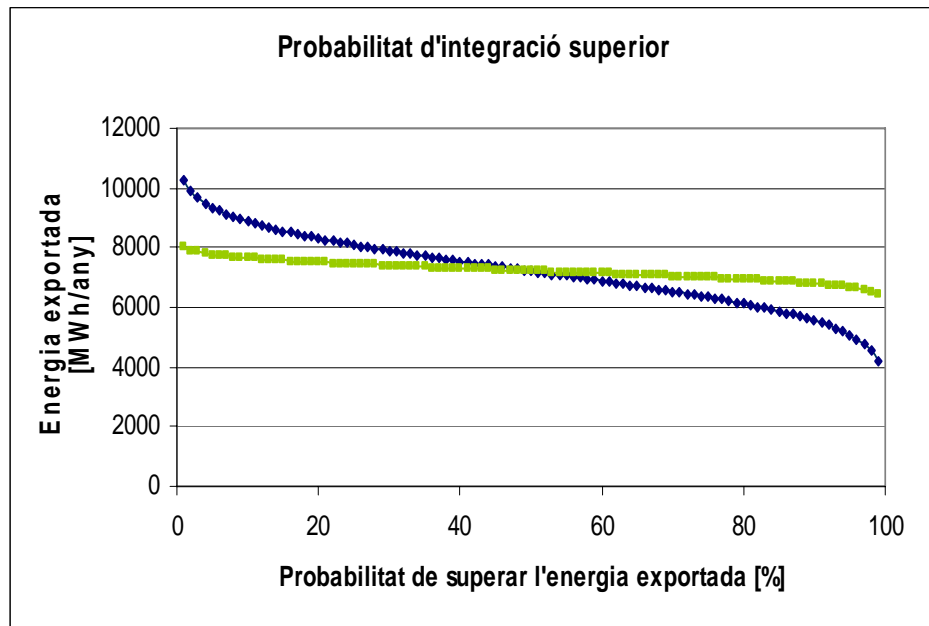
Els resultats obtinguts queden representats a la Taula 7.9 i al Gràfic 7.5.

Anys	Variabilitat producció [MWh/any]	Mitjana producció [MWh/any]	[MWh/any] a P50	[MWh/any] a P60	[MWh/any] a P90
1	1.299,01	7.216,72	7.216,72	6.887,62	5.551,97
4	649,50	7.216,72	7.216,72	7.052,17	6.384,34
5	580,93	7.216,72	7.216,72	7.069,54	6.472,22
10	410,78	7.216,72	7.216,72	7.112,65	6.690,28
15	335,40	7.216,72	7.216,72	7.131,74	6.786,88

*Taula 7.9. Produccions en funció de les probabilitats superiors d'integració*

S'han considerat com a probabilitats d'integració superiors més representatives les que corresponen al 50%, 60% i 90% (P50, P60 i P90 respectivament), ja que són les considerades en la major part de projectes eòlics. Tal com indica [23] es recomana utilitzar principalment un P90 per a minimitzar el risc de la seva inversió.





Gràfic 7.5. Diferències de variabilitat en la corba de probabilitats d'integració superior

Al Gràfic 7.5 s'observa que per a mostres amb major nombre d'elements, la corba es va fent més plana en ser la variabilitat més petita, i es manté constant el valor de la mitjana de producció. En aquest cas, la corba blava correspon a una mostra d'un únic any i la verda a una mostra de 15 anys.



### 7.3. Anàlisi de la rendibilitat a llarg termini

Tal com s'ha enunciat anteriorment, la darrera part d'aquest cas pràctic es dedicarà al càlcul de la TIR del projecte d'instal·lació de l'aerogenerador com a indicador sintètic de tots els ingredients tècnics i financers considerats. Això es farà a partir d'un model financer reduït dissenyat únicament per aquesta simulació i confeccionat sense tenir en compte, excepte en un punt que ja es comentarà, la manera de finançar el projecte.

Les dades que s'inclouen s'han d'observar amb la cautela que correspon a la seva naturalesa, ja que es tracta de valors mitjans obtinguts de l'experiència dels professionals als que s'ha consultat. Tots els càlculs realitzats i les dades utilitzades resten descrites a l'Annex A.

#### 7.3.1. Descripció del model financer

Per a l'anàlisi de rendibilitat de llarg termini s'utilitzarà un model financer que s'anomenarà "reduït" per a diferenciar-lo del model financer base d'un projecte tal com l'anomenen les entitats financeres en definir les bases del finançament. En aquest model s'utilitzen únicament les dades imprescindibles per saber si un projecte és o no viable. No s'entra en consideracions sobre condicions de finançament, utilització de la tresoreria ni en qüestions fiscals; tots aquests elements requeririen justificacions i anàlisis que ultrapassin l'objectiu del projecte.

Tanmateix, de manera implícita, els elements referits a finançament estan presents en el model financer a partir de la definició del concepte WACC (Weighed Average Cost of Capital) al qual es dedicarà un tractament especial més endavant [24].

Aquest model financer consta de les quatre parts següents:

- Dades generals identificatives de la inversió
- Previsió de les despeses i dels ingressos de l'explotació
- Amortització dels actius
- Càlcul del VAN (Valor Actual Net) i de la TIR projecte



### 7.3.1.1. Dades generals identificatives de la inversió

En aquest punt es descriuen les característiques generals de la instal·lació prevista en la simulació, especificant aquelles dades generals més representatives de l'aerogenerador i de la producció d'energia elèctrica obtinguda per a cada cas.

- **Dades bàsiques de l'aerogenerador:**

<b>Marca</b>	GAMESA
<b>Model</b>	G80 - 2.0 MW
<b>Alçada boixa</b>	78 m
<b>Potència</b>	2.000 kW
<b>Classe IEC</b>	I - A
<b>Nº aerogeneradors</b>	1
<b>Potencia nominal</b>	2 MW
<b>Energia neta generada [MWh/any] (P50)</b>	*
<b>Total hores equivalents netes [hores/any]</b>	*
<b>Vida útil</b>	20 anys
<b>Valor residual [milers d'€]</b>	0
<b>Mesos de construcció</b>	12 mesos
<b>Inici de l'explotació</b>	Gener 2009

Taula 7.10. Dades bàsiques de l'aerogenerador

Per a representar el model de la forma més general possible, no s'especifica el valor concret de producció ni de les hores equivalents netes obtingudes (\*), ja que l'energia generada serà diferent segons l'abast de la mostra (anys considerats en la sèrie històrica).

- **Dades macroeconòmiques:**

<b>Taxa d'inflació</b>	3%
<b>Impost de Societats (excepcions per a petites empreses)</b>	30%
<b>Euribor a tres mesos (28/04/2007)</b>	4,01%
<b>Bonus a 10 anys (28/04/2007)</b>	4,22%

Taula 7.11. Dades macroeconòmiques

Es considera que l'Euribor reflecteix el preu del diner a curt termini mentre que el Bonus l'expressa a llarg termini.



- **Descripció dels costos d'inversió [en milers d'€]:**

<b>Cost aerogenerador</b>	2.500,00
<b>Cost d'obra civil</b>	300
<b>Centre de transformació</b>	10
<b>Subestació</b>	180
<b>Costos d'interconnexió</b>	245
<b>Altres costos</b>	230
<b>Total construcció</b>	965

*Taula 7.12. Descripció dels costos d'inversió en milers d'€*

<b>Total inversió material</b>	3.465,00
<b>Interessos intercalaris</b>	*
<b>Despeses activades</b>	*
<b>TOTAL INVERSIÓ</b>	3.465,00

*Taula 7.13. Inversió inicial del projecte en milers d'€*

L'aerogenerador és el component de major repercussió i representa en aquest cas el 73% del total de la inversió inicial; a nivell sectorial aquest percentatge oscil·la entre el 70% i el 80% com es pot veure a [25]. El cost de l'aerogenerador reflecteix tant el cost dels seus diversos components com les exigències tècniques motivades pels emplaçaments cada cop més complexos i pels requisits regulatoris de reducció del buits de tensió.

El següents costos considerats són els d'obra civil que engloben les plataformes per al muntatge dels aerogeneradors, per a la sabata de la màquina i per a l'operació de les grues, l'obertura i traçat de camins, les rases per a la col·locació dels cables elèctrics fins a la subestació elèctrica i el moviment de terres.

Els equips electromecànics, centres de transformació, subestacions i interconnexions, tenen un cost variable en funció de les distàncies a la subestació elèctrica més propera al punt de generació.

D'altra banda, els "altres costos" engloben els estudis d'avaluació de recurs eòlic o d'impacte ambiental; la promoció, tramitació i obtenció de llicències i permisos i, també, els costos referents a les enginyeries participants en el projecte en allò referent a direcció d'obra o en el control de la qualitat i seguretat.

Els interessos intercalaris (aquells que es generen durant el període de construcció i que es liquiden en base a disposicions del crèdit) i les despeses activades (despeses notariales de



constituïció de la societat) no s'han considerat rellevants en el model simplificat enunciat, ja que, tal com s'ha comentat, aquest només busca analitzar els aspectes tècnics de la inversió.

Degut a la simplificació del model, tampoc no es considera l'Impost sobre el Valor Afegit (IVA) del 16% aplicable a tots els components de la inversió.

### 7.3.1.2. Previsió de les despeses i dels ingressos d'exploració

L'estimació sobre l'evolució de les despeses d'exploració que es realitza a continuació suposa que l'operació i el manteniment de la instal·lació es desenvolupen pel mateix subministrador mitjançant personal propi.

<b>Operació i manteniment</b>	10 €/MWh
<b>Lloguer dels terrenys</b>	0,68 milers d'€
<b>Assegurances</b>	0,80 milers d'€
<b>Personal i administració</b>	3% facturació

*Taula 7.14 Costos d'exploració*

El lloguer dels terrenys on es troba la instal·lació eòlica pot prendre com a referència els ingressos de la planta com a generadora d'energia elèctrica. Pel que fa a la partida d'assegurances, afecta tant a les pòlisses de responsabilitat civil com a la cobertura de tot tipus de riscos tècnics.

Les despeses de personal i administració fan referència a la contractació d'un cap de la planta eòlica, que habitualment serà alhora gerent i director tècnic, i d'un administratiu. També estan incloses aquelles despeses de tipus administratiu i de lloguer d'oficines, juntament amb les del telèfon, electricitat, suport informàtic i les d'impostos (Impostos d'Activitats o d'altres taxes locals).

Totes elles suposadament segueixen l'evolució de l'IPC (Índex del Preu del Consum). Generalment, les despeses d'exploració representen els següents percentatges per a una instal·lació eòlica [25]:

<b>Operació i manteniment</b>	57%
<b>Lloguer dels terrenys</b>	16%
<b>Assegurances</b>	14%
<b>Personal i administració</b>	13%

*Taula 7.15. Percentatges dels costos d'exploració*



En relació als ingressos per la venda d'energia elèctrica s'ha escollit l'opció més conservadora de tarifa regulada. Per coherència amb el capítol 4 del projecte s'aplica la tarifa del RD 809/2006 del 30 de Juny [26]. Es considera que la tarifa s'incrementa anualment en un percentatge equivalent al 2%, és a dir, un punt per sota de la inflació general prevista (3%), criteri que apareix a l'esborrany de nou RD al que s'ha tingut accés. Es contemplen també els ajustos per reactiva i desviaments tal com es detalla a l'Annex A.

### 7.3.1.3. Amortització dels actius

L'amortització és el reflex contable de la depreciació. S'ha suposat pel conjunt de la instal·lació una vida útil de 20 anys i es considera que la depreciació dels actius es produeix d'una forma constant (5%) durant el mateix període.

D'acord amb les regulacions comptables i fiscals vigents, l'empresa promotora ha d'anar amortitzant anualment aquests actius de manera que a l'últim any hagi recuperat el seu valor íntegre per a poder-los reposar.

<b>Amortització obra civil</b>	20 anys
<b>Amortització aerogeneradors</b>	20 anys

*Taula 7.16. Dades referents a l'amortització dels actius*

### 7.3.1.4. Càlcul del VAN i de la TIR projecte

A continuació es realitza l'anàlisi de viabilitat de la inversió de la instal·lació eòlica sense tenir en compte, en principi, aspectes de finançament. Les dades de partida per a l'obtenció del VAN i de la TIR projecte són les exposades en el punts anteriors.

El VAN és el valor actualitzat net de tots el fluxes de caixa que genera un projecte al llarg de tota la seva vida útil. L'objectiu és que el VAN sigui positiu, la qual cosa significa que el promotor no només recupera la inversió amb els rendiments esperats (supòsit VAN = 0), sinó que té uns guanys per sobre les expectatives. L'equació (Eq.7.6) s'utilitza per a calcular-lo.

$$VAN = -V + \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{(1+k)^i} \quad (\text{Eq. 7.6})$$

Els termes de l'equació anterior s'interpreten de la següent forma:

$V$  : Valor de la inversió inicial [milers d'€]

$N$  : Nombre d'anys de la inversió





$F_i$  : Són els fons generats pel projecte en [milers d'€]. (Veure el full de càlcul corresponent al model financer reduït de l'Annex A). La dotació anual d'amortització només s'ha considerat als efectes de conèixer la quota de l'Impost de Societats.

$k$  : Tipus d'actualització equivalent al cost mig ponderat de capital, conegut com WACC que reflecteix el rendiment financer exigible a les inversions en actius d'acord amb l'estructura de capital específica per a cada empresa. És la taxa de tall de la inversió. S'expressa en [%].

$$k = WACC = w_c = \frac{D}{V} \cdot w_D \cdot (1-t) + \frac{CP}{V} \cdot w_{CP} \quad (\text{Eq. 7.7})$$

On  $D$  i  $CP$  són els valors de mercat del deute i del capital propi, la suma dels quals equival al valor de la inversió,  $V$ . Conseqüentment,  $\frac{D}{V}$  i  $\frac{CP}{V}$  indiquen les proporcions de les diferents fonts de finançament de l'empresa.  $\frac{D}{V}$  seria el palanquejament al que s'ha fet referència a l'apartat anterior. Pel que fa al paràmetre  $t$  es defineix com el tipus impositiu de valor 0,30.

A la simulació s'ha partit d'un palanquejament conservador del 65%. Òbviament aquest percentatge podria augmentar en la mesura en què, dins el període de finançament de mercat, la previsió anual d'ingressos fos superior a la prevista (per exemple, gràcies a la predicció meteorològica). És a dir, quan més positivament es comparin els ingressos previstos de cada any respecte el servei anual del deute. Això facilitaria que alguns inversors amb capital propi limitat poguessin endegar el projecte.

D'altra banda,  $w_D$  i  $w_{CP}$  són els costos corresponents als dos tipus de passius financers. Es pot observar també que la fórmula té en compte l'estalvi impositiu que suposa el pagament d'interessos (conegut per "escut fiscal").

El tipus d'interès del deute,  $w_D$ , en un escenari de llarg termini gira entorn del rendiment dels títols de deute pública (bonus alemany) incrementat amb un marge que determina l'entitat financera en funció del risc atorgat al projecte.

En relació al rendiment dels fons propis,  $w_{CP}$ , es tracta d'un tipus subjectiu fixat per l'accionista en funció de la seva percepció del cost d'oportunitat de la inversió i tenint en compte els riscos comparatius, per exemple, operatius i de liquiditat respecte a una inversió model com podria ser en valors de l'IBEX 35



que el darrer any (maig 2007 sobre maig 2006) s'han revaloritzat en gairebé el 30%. El  $w_{cp}$  sintetitza la rendibilitat per dividends i per la plusvàlua generada en el moment previst de desinversió.

Per tant, el WACC no és més que el cost de les diferents fonts de finançament de l'empresa (deute financer o recursos propis) ponderat per la proporció de cada font sobre el capital financer total de l'empresa, és a dir, sobre el capital necessari per afrontar la inversió. A cada estructura específica de fonts de finançament li correspon un WACC.

En aquest cas, s'ha definit el WACC a partir d'un palanquejament conservador de 65%, d'una expectativa de rendibilitat dels fons propis del 14% (prima de risc de 10 punt per sobre el bonus) i d'un cost de l'endeutament (tipus de referència més marge) del 5,47%. El WACC és doncs del 7,40%.

Finalment, la TIR projecte es defineix com la taxa de rendibilitat que iguala el VAN a zero. És el màxim tipus de rendiment exigible a una inversió per a complir les expectatives. Per a calcular la TIR [%] que indica la viabilitat econòmica de la inversió, s'utilitza l'equació (Eq.7.8).

$$V = \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} \quad (\text{Eq.7.8})$$

Per tant, així com en el cas del VAN, la norma d'acceptabilitat és que ha de ser positiu, per la TIR projecte s'ha de complir que aquesta sigui superior o igual al WACC. Ambdues mesures són complementàries, essent d'acord amb la literatura econòmica, més solvent el concepte de VAN, discussió que no es considera rellevant en aquest projecte.

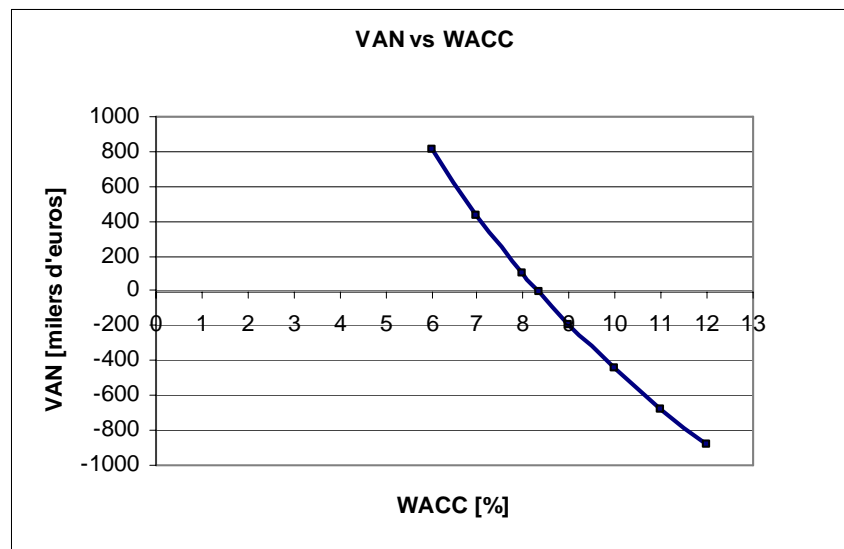


La Taula 7.17 i el Gràfic 7.6 mostren la relació entre el VAN i el WACC en el cas de la simulació realitzada.

WACC	VAN
6,00	804,98
7,00	430,08
8,00	100,57
8,33	0
9,00	-190,06
10,00	-447,31
11,00	-675,79
12,00	-879,39

Taula 7.17. Valors del gràfic VAN-WACC

En els valors de la Taula 7.17 s'observa que la TIR és el màxim tipus d'interès que optimitza el projecte, ja que per a qualsevol valor superior a 8,33 (valor de la TIR obtinguda), el VAN és negatiu.



Gràfic 7.6. Relació entre VAN i WACC

Aquest gràfic permetria captar els nivells de sensibilitat de les mesures de VAN i TIR per a qualsevol dels components que els conformen:



- Potència de l'aerogenerador
- Costos de la inversió (aerogenerador més obra civil)
- Hores equivalents
- Preu d'exportació de l'energia
- Despeses d'explotació
- Taxa d'inflació

Una modificació d'un sol d'aquests elements podria situar la TIR del projecte a un nivell inferior al WACC. El Gràfic 7.6 il·lustra, efectivament, el caràcter marginal, en el sentit d'optimització de la inversió, de tota l'anàlisi efectuada. Variacions mínimes de qualsevol dels paràmetres esmentats podrien afectar de forma determinant la decisió d'endegar o no un nou projecte.

En el cas que s'està desenvolupant interessa destacar la sensibilitat d'aquests indicadors a modificacions de les hores equivalents que podrien ser motivades per l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica. Això es pot observar a la llum dels resultats del model financer que s'exposen a continuació.



### 7.3.2. Resultats del model financer reduït

Un cop solucionat el model per a cada probabilitat d'integració superior i per a cadascun dels tamanys escollits de la mostra, es troba el valor del VAN i de la TIR projecte. Tots els càlculs queden descrits més detalladament a l'Annex A.

Anys mostra	Probabilitat d'integració	Producció [MWh/any]	VAN [milers €]	TIR [%]
1	P50	7216,72	296,95	8,33
	P60	6887,62	147,49	7,86
	P90	5551,97	-459,11	5,83
4	P50	7216,72	296,95	8,33
	P60	7052,17	222,22	8,10
	P90	6384,34	-81,08	7,12
5	P50	7216,72	296,95	8,33
	P60	7069,54	230,11	8,12
	P90	6472,22	-41,17	7,25
10	P50	7216,72	296,95	8,33
	P60	7112,65	249,68	8,18
	P90	6690,28	57,86	7,58
15	P50	7216,72	296,95	8,33
	P60	7131,74	258,35	8,21
	P90	6786,88	101,73	7,72

Taula 7.18. Resultats del model financer reduït



Per tal que siguin compatibles els supòsits per als casos en que s'utilitzen els sistemes de predicció meteorològica, es manté el volum d'inversió de promoció invariable. Més endavant es farà l'exercici de modificar-lo.

Així, a la Taula 7.18 es pot observar com pot influir la durada de les sèries històriques i la utilització de sistemes de predicció meteorològica sobre la decisió d'execució d'un projecte. Amb una sèrie de quatre anys i criteri de P90 la recomanació seria no endegar el projecte; en canvi, amb una sèrie de 15 anys el projecte esdevé viable. Evidentment, per a que aquesta marginalitat sigui suficient per alterar una decisió caldrà una consolidació dels sistemes de predicció.

De la mateixa manera, amb la implantació dels sistemes de predicció, la partida corresponent a "altres costos", referent als costos d'inversió del model financer reduït, es pot retallar sensiblement. Tal com ja s'ha comentat, aquesta partida engloba, entre d'altres, els estudis d'avaluació de recurs eòlic; el fet que els sistemes esmentats no necessitin un nombre elevat de torres de mesura per a la captació de dades històriques de vent, permet que els costos d'inversió es puguin reduir en un valor aproximat d'uns 100.000 € per torre (valor obtingut per converses amb professionals). A l'hora d'analitzar aquests resultats, també s'ha de tenir en compte, però, el preu dels sistemes de predicció meteorològica [12], que es troba entre els 2.000 € i els 25.000 €, amb un promig entorn dels 14.000 €

Així, si es pren un cost de la torre de mesura de 100.000 € i dels sistemes de predicció meteorològica de 14.000 €, el VAN i el TIR projecte són els següents:

Situació	Anys mostra	Probabilitat d'integració	Producció [MWh/any]	Altres Costos [milers €]	VAN [milers €]	TIR [%]
Inicial	15	P90	6786,88	230	101,73	7,72
Ajustada	15	P90	6786,88	144	175,38	7,97

*Taula 7.19. VAN i TIR projecte amb sistemes de predicció meteorològica i sense torre de mesura de vents*

S'observa doncs, en aquest supòsit d'un únic aerogenerador, que els sistemes de predicció meteorològica poden repercutir també favorablement en les expectatives de rendibilitat inicial a través d'una disminució dels costos de promoció.



## 7.4. Obtenció de la retribució a curt termini

Tal com s'ha comentat en el capítol 6, els sistemes de predicció meteorològica s'apliquen també durant la fase d'explotació del parc eòlic per a poder estimar amb major fiabilitat la producció diària i minimitzar, així, l'efecte de les desviacions de la producció en les retribucions obtingudes per la venda d'energia elèctrica.

També s'ha de tenir en compte que l'aplicació de la predicció meteorològica en l'anàlisi inicial de viabilitat del projecte facilita la programació de la producció a curt termini, ja que es té un coneixement més precís del règim de vents de l'emplaçament.

### 7.4.1. Descripció del model de càlcul

A diferència de l'anàlisi a llarg termini, a curt termini interessa la producció mensual, ja que la distribuïdora liquida els seus pagaments amb els titulars de cada instal·lació de generació al final de cada mes. Aleshores, és quan es coneixen les desviacions de producció sofertes i el seu sobrecost.

- **Dades generals:**

Un cop coneguda la producció bruta mensual, per a trobar la producció neta de cada mes s'han considerat unes pèrdues de l'ordre del 7%, tal com s'ha definit en el l'apartat 7.2. D'altra banda, el preu mig ponderat mensual s'ha obtingut a partir de l'OMEL [27].

Mes	Preu mig ponderat [c€/kWh]	Producció Bruta Portbou [kWh/mes]	Producció Neta Portbou [kWh/mes]
Gener	7,33	763.883,58	710.411,73
Febrer	7,26	645.725,40	600.524,62
Març	5,24	394.462,12	366.849,78
Abril	5,08	639.228,73	594.482,72
Maig	5,05	599.343,98	557.389,90
Juny	4,99	790.852,22	735.492,56
Juliol	5,28	598.391,43	556.504,03
Agost	4,77	995.991,20	926.271,82
Setembre	5,51	127.468,50	118.545,71
Octubre	4,59	787.224,16	732.118,47
Novembre	3,73	706.753,43	657.280,69
Desembre	3,76	702.250,55	653.093,01
TOTAL		7.751.575,31	7.208.965,04

Taula 7.20. Dades de les produccions netes mensuals



- **Descripció de les diferents opcions de venda**

Com s'ha descrit en el capítol 4.3, i en base al RD 436/2004, els titulars de les instal·lacions en règim especial han d'escollir entre dues opcions de venda de l'energia elèctrica generada. Així, es pot vendre per Tarifa Regulada als distribuïdors, o bé al Mercat Lliure mitjançant un sistema d'ofertes gestionat per l'operador del mercat. En particular, als efectes de la simulació realitzada, es considera la seva venda en el Mercat Diari.

1.- Càlcul dels ingressos obtinguts per Tarifa Regulada [€]. S'ha escollit un percentatge de tarifa del 90% (15 primers anys) d'acord amb l'article 34 del RD 436/2004, alhora que s'han calculat les penalitzacions corresponents a les desviacions comeses en la programació de la producció, tot i que la normativa no l'obligaria. Es tracta de simular l'afectació de l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica i poder estimar els seus efectes. Per a fer-ho, s'utilitza l'equació (Eq. 7.9).

$$TR = \sum_{i=1}^N P_{real,i} \cdot 0,9 \cdot TMR / 100 - \sum_{\substack{i=1 \\ \forall > 0}}^N \left( |P_{prevista,i} - P_{real,i}| - 0,2 \cdot P_{prevista,i} \right) \cdot 0,1 \cdot TMR / 100$$

(Eq. 7.9)

2.- Càlcul dels ingressos obtinguts en el Mercat Diari [€]. Es considera l'equació (Eq.7.10).

$$MD = \sum_{i=1}^N P_{real,i} \cdot (p_i + 0,4 \cdot TMR + 0,1 \cdot TMR + 0,481) / 100 - \sum_{i=1}^N |P_{prevista,i} - P_{real,i}| \cdot a \cdot p_i / 100$$

(Eq. 7.10)

La Taula 7.21 indica els complements corresponents a la venda d'electricitat en el Mercat Diari.

Prima [c€/kWh]	Incentiu [c€/kWh]	Garantia de Potència [c€/kWh]	Component Reactiva
0,4*TMR	0,1* TMR	0,481	*

Taula 7.21. *Complements en els ingressos per venda en el Mercat Diari*

S'han utilitzat els percentatges de la TMR corresponents a la prima i a l'incentiu descrits en l'article 34 del RD 436/2004. D'altra banda, també s'ha treballat amb el terme de garantia de potència, encara que el nou RD preveu que es deixi de considerar per l'energia eòlica.





Finalment, com el que es vol és comparar les retribucions obtingudes per a cadascuna de les opcions de venda, el complement per energia reactiva no s'ha tingut en compte, ja que apareix en ambdós casos.

Els termes de les equacions corresponents a les dues opcions de venda d'energia elèctrica descrites s'interpreten de la següent forma:

- $a$  : Els desviaments es calculen com un percentatge del preu de mercat  $p_i$ , que en el cas del període de realització de l'exercici de predicció de l'AEE ha oscil·lat entre el 10% i el 30%. Per a realitzar la simulació s'ha considerat com a referència aquest resultat; així, el valor del paràmetre  $a$  varia, en tant per ú, entre 0,1 i 0,3. En particular, s'ha considerat l'opció de major variabilitat assignant-li un valor de 0,3.
- $N$  : Nombre d'hores de venda d'energia elèctrica per Tarifa Regulada o en el Mercat Diari.
- $p_i$  : Preu mig ponderat del Mercat Diari. L'OMEL ha publicat el preu corresponent a l'any 2006 de valor 5,568 c€/kWh.
- $P_{real,i}$  : Producció mitjana real [kWh] durant un mes.
- $P_{prevista,i}$  : Producció mitjana prevista [kWh] durant un mes.
- $TMR$  : Tarifa elèctrica Mitjana o de Referència. En aquest cas es considera la darrera, publicada en el RD 809//2006, del 30 de Juny de 2006, que és de 7,7644 c€/kWh.



- **Estimació de la producció real**

En ambdues possibilitats s'observa que és necessari conèixer quina és la producció real. Per a calcular-la s'han utilitzat les previsions de l'error mig absolut de producció (EMAP) com indicador percentual de l'energia desviada cada mes.

L'estudi de l'AEE estima que l'EMAP per a sistemes de predicció meteorològica és de l'ordre del 45%, tot i que puntualment pot assolir mínims del 25%. D'altra banda, tal com indica [28], en la previsió sense sistemes de predicció, l'EMAP pot variar entre errors baixos (27%), errors mitjans (45%), o bé errors alts (65%).

Per a determinar la producció real s'ha utilitzat l'equació (Eq 7.11).

$$EMAP = \frac{\sum_{i=1}^N |P_{prevista,i} - P_{real,i}|}{\sum_{i=1}^N P_{real,i}} \cdot 100 \rightarrow \sum_{i=1}^N P_{real,i} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{prevista,i}}{(1 + \frac{EMAP}{100})}$$

(Eq. 7.11)



### 7.4.2. Resultats de la retribució obtinguda segons l'opció de venda

En la simulació s'han trobat les retribucions per a cadascuna de les dues opcions de venda i per a diferents valor de l'EMAP. Per a quantificar l'impacte econòmic dels sistemes de predicció meteorològica es considera suficientment representativa, als efectes d'aquest projecte, una mostra dels sis primers mesos de l'any 2006.

- **Opció Mercat Diari**

EMAP [%]	Retribució gener [€/mes]	Retribució febrer [€/mes]	Retribució març [€/mes]
20	66.637,92	55.982,21	28.390,87
25	63.347,27	53.219,81	27.024,65
30	60.309,75	50.669,91	25.763,52
35	57.497,23	48.308,89	24.595,81
40	54.885,60	46.116,52	23.511,51
45	52.454,08	44.075,34	22.501,98
50	50.184,67	42.170,24	21.559,76
55	48.061,67	40.388,05	20.678,33
60	46.071,36	38.717,25	19.851,98
65	44.201,67	37.147,71	19.075,72
EMAP [%]	Retribució abril [€/mes]	Retribució maig [€/mes]	Retribució juny [€/mes]
20	45.253,21	42.320,48	55.514,73
25	43.080,97	40.289,81	52.853,38
30	41.075,83	38.415,35	50.396,74
35	39.219,21	36.679,74	48.122,08
40	37.495,21	35.068,11	46.009,89
45	35.890,11	33.567,62	44.043,37
50	34.392,01	32.167,16	42.207,96
55	32.990,57	30.857,05	40.490,95
60	31.676,71	29.628,83	38.881,26
65	30.442,49	28.475,04	37.369,13

Taula 7.22. Retribucions mensuals en el Mercat Diari en funció de l'EMAP



- **Opció Tarifa Regulada**

<b>EMAP [%]</b>	<b>Retribució gener [€/mes]</b>	<b>Retribució febrer [€/mes]</b>	<b>Retribució març [€/mes]</b>
20	41.369,41	34.970,35	21.362,76
25	39.714,63	33.571,54	20.508,25
30	38.017,42	32.136,86	19.631,83
35	36.445,94	30.808,45	18.820,33
40	34.986,70	29.574,92	18.066,79
45	33.628,10	28.426,47	17.365,23
50	32.360,07	27.354,59	16.710,43
55	31.173,85	26.351,85	16.097,88
60	30.061,77	25.411,79	15.523,61
65	29.017,09	24.528,70	14.984,14
<b>EMAP [%]</b>	<b>Retribució abril [€/mes]</b>	<b>Retribució maig [€/mes]</b>	<b>Retribució juny [€/mes]</b>
20	34.618,51	32.458,49	42.829,94
25	33.233,77	31.160,15	41.116,74
30	31.813,52	29.828,52	39.359,62
35	30.498,48	28.595,53	37.732,65
40	29.277,37	27.450,61	36.221,89
45	28.140,47	26.384,65	34.815,32
50	27.079,37	25.389,75	33.502,53
55	26.086,72	24.459,04	32.274,43
60	25.156,12	23.586,50	31.123,09
65	24.281,91	22.766,84	30.041,52

*Taula 7.23. Retribucions mensuals per Tarifa Regulada en funció de l'EMAP*

A continuació, s'han calculat els increments de millora obtinguts en vendre tota la producció al Mercat Diari en comptes de fer-ho per Tarifa Regulada. En ser tots els percentatges de la Taula 7.24 positius, es mostra clarament com durant l'any 2006 l'opció de mercat ha estat la que majors beneficis ha representat per al promotor. És per això, que d'ara endavant, la simulació considera que tota la producció obtinguda per l'aerogenerador de Portbou es ven en el Mercat Diari.



<b>EMAP [%]</b>	<b>Increment gener [%]</b>	<b>Increment febrer [%]</b>	<b>Increment març [%]</b>
20	38	38	25
25	37	37	24
30	37	37	24
35	37	36	23
40	36	36	23
45	36	36	23
50	36	35	22
55	35	35	22
60	35	34	22
65	34	34	21
<b>EMAP [%]</b>	<b>Increment abril [%]</b>	<b>Increment maig [%]</b>	<b>Increment juny [%]</b>
20	24	23	23
25	23	23	22
30	23	22	22
35	22	22	22
40	22	22	21
45	22	21	21
50	21	21	21
55	21	21	20
60	21	20	20
65	20	20	20

*Taula 7.24. Percentatges de millora per la venda d'energia elèctrica en el Mercat Diari*



### 7.4.3. Quantificació de l'impacte dels sistemes de predicció meteorològica en la retribució obtinguda

Tal com s'ha descrit en el capítol 4, el RD 436/2004 (article 19) obliga a la major part de les instal·lacions eòliques a realitzar la programació de la producció horària amb una antelació de 30 hores. Les empreses han de complir amb les seves previsions de producció per evitar ser penalitzades en el preu de venda de l'energia elèctrica. En aquest sentit, els sistemes de predicció meteorològica representen una eina fiable a l'hora de realitzar els pronòstics.

En l'exercici de predicció de l'AEE [12] s'analitza l'evolució de l'EMAP comès per diferents models meteorològics durant vint mesos en set parcs eòlics, tenint-se en compte que la predicció de la producció eòlica no és igual per a qualsevol velocitat del vent, de forma que per a baixes produccions els errors són més elevats en augmentar la dificultat de preveure'ls.

Així, s'observa que per a la major part dels sistemes es parteix d'un EMAP relativament elevat a l'inici de l'exercici, de l'ordre del 65%, per acabar al final del mateix amb un EMAP promig del 45%. Aquesta disminució és deguda a la tendència general dels models de millorar les seves prediccions a mesura que tenen més dades de producció del parc.

En la simulació, s'associa l'error inicial com l'EMAP comès sense cap eina de predicció. Així, a la Taula 7.25 s'observa com es minimitzen les penalitzacions per les desviacions comeses al disminuir l'error, i alhora com augmenten les retribucions obtingudes en el mercat.

EMAP [%]	Cost desviacions gener [€/mes]	Cost desviacions febrer [€/mes]	Cost desviacions març [€/mes]
45	4.850,18	4.058,57	1.789,04
65	6.156,62	5.151,79	2.270,93
EMAP [%]	Cost desviacions abril [€/mes]	Cost desviacions maig [€/mes]	Cost desviacions juny [€/mes]
45	2.809,48	2.621,21	3.419,74
65	3.566,25	3.327,26	4.340,88

*Taula 7.25. Diferències en el cost de les desviacions entre un EMAP del 45% i un del 65%*

Mentre que a la Taula 7.26 s'observa la diferència en la retribució obtinguda per a cada EMAP comès.



<b>EMAP [%]</b>	<b>Retribució gener [€/mes]</b>	<b>Retribució febrer [€/mes]</b>	<b>Retribució març [€/mes]</b>
45	52.454,08	44.075,34	22.501,98
65	44.201,67	37.147,71	19.075,72
<b>EMAP [%]</b>	<b>Retribució abril [€/mes]</b>	<b>Retribució maig [€/mes]</b>	<b>Retribució juny [€/mes]</b>
45	35.890,11	33.567,62	44.043,37
65	30.442,49	28.475,04	37.369,13

Taula 7.26. Diferències en la retribució entre un EMAP del 45% i un del 65%

Així doncs, pel cas de la mostra escollida, l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica representaria una millora en la retribució de l'ordre del 15%.

D'altra banda, l'estudi també indica que l'EMAP mínim que es pot assolir amb la tecnologia actual de predicció és de l'ordre del 25%. Per tant, s'ha considerat oportú tenir en compte aquesta possibilitat de millora en relació amb l'EMAP promig del 45%.

La Taula 7.27 mostra les millores en la penalització de les desviacions que aquest fet suposaria.

<b>EMAP [%]</b>	<b>Cost desviacions gener [€/mes]</b>	<b>Cost desviacions febrer [€/mes]</b>	<b>Cost desviacions març [€/mes]</b>
25	3.125,67	2.615,52	1.152,94
45	4.850,18	4.058,57	1.789,04
<b>EMAP [%]</b>	<b>Cost desviacions abril [€/mes]</b>	<b>Cost desviacions maig [€/mes]</b>	<b>Cost desviacions juny [€/mes]</b>
25	1.810,56	1.689,23	2.203,83
45	2.809,48	2.621,21	3.419,74

Taula 7.27. Diferències en el cost de les desviacions entre un EMAP del 25% i un del 45%



La Taula 7.28 mostra quines serien les diferències en la retribució obtinguda.

<b>EMAP [%]</b>	<b>Retribució gener [€/mes]</b>	<b>Retribució febrer [€/mes]</b>	<b>Retribució març [€/mes]</b>
25	63.347,27	53.219,81	27.024,65
45	52.454,08	44.075,34	22.501,98
<b>EMAP [%]</b>	<b>Retribució abril [€/mes]</b>	<b>Retribució maig [€/mes]</b>	<b>Retribució juny [€/mes]</b>
25	43.080,97	40.289,81	52.853,38
45	35.890,11	33.567,62	44.043,37

*Taula 7.28. Diferències en la retribució entre un EMAP del 25% i un del 45%*

Amb aquestes hipòtesis, i a partir dels resultats de la Taula 7.28, es dedueix que les millores en retribució podrien arribar a ser en una hipotètica situació futura del 17%.





## Conclusions

Si gestionar és actuar de la forma menys complexa i alhora més eficient, els sistemes de predicció meteorològica representen, a priori, un mitjà per aconseguir-ho. En el projecte s'ha analitzat el seu efecte en una instal·lació eòlica i s'ha estimat que el seu impacte pot arribar a ser significatiu des del punt de vista de l'avaluació prèvia de la rendibilitat i de la retribució per la venda d'electricitat.

L'anàlisi de viabilitat a llarg termini de la inversió es pot veure beneficiada per l'aplicació de la predicció meteorològica en disminuir la variabilitat existent en l'extrapolació de la producció prevista durant els 20 anys de vida útil del parc. L'increment de la rendibilitat a priori pot assolir més de mig punt percentual en termes de TIR.

D'altra banda, en la gestió a curt termini d'un parc eòlic, els sistemes de predicció meteorològica poden representar una alternativa més fiable i menys costosa per a la determinació de la previsió de producció d'energia elèctrica generada. Segons l'opció de venda de l'electricitat, els percentatges de millora poden oscil·lar entre un 10% i un 15%.

En conclusió, els sistemes de predicció meteorològica representen una innovadora variable estratègica a l'hora de gestionar un parc eòlic, tant en la fase de disseny i d'estructuració financera, com en la fase d'explotació de la instal·lació. Així doncs, sembla justificada l'assignació de recursos per a consolidar els coneixements sobre predicció meteorològica.





## Agraïments

En primer lloc al meu director, el professor i Doctor Enginyer Industrial Miquel Subirachs i Torné, per tot el temps dedicat i els ànims transmesos.

També voldria agrair l'estreta col·laboració de Ricard Granados i García, cap del Departament d'Enginyeria i Processos d'AUMA, Consultores en Medio Ambiente y Energía, S.L., qui em va motivar a realitzar aquest projecte i amb qui he compartit hores d'intens treball.

Al meu pare, per ajudar-me a descobrir la simbiosi existent entre economia i enginyeria i les seves aplicacions en el món de l'empresa. I amb ell, la meva mare, qui m'ha acompanyat i animat en aquesta aventura, les meves germanes i cunyats, les meves nebodes, i també tots els meus amics, gràcies per estar sempre al meu costat.

I finalment, a la Laia, per entendre el sacrifici que el projecte ha suposat, per la seva paciència i el seu suport constant.





## Bibliografia

### Referències bibliogràfiques

- [1] CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. *Protocolo de Kioto*. Kioto: 11 de Desembre de 1997.  
[[http://www.mma.es/portal/secciones/cambio\\_climatico/documentacion\\_cc/normativa\\_cc/doc\\_ncc\\_un\\_pk.htm](http://www.mma.es/portal/secciones/cambio_climatico/documentacion_cc/normativa_cc/doc_ncc_un_pk.htm), 22 de Febrer de 2007].
- [2] REAL DECRETO 436/2004, de 12 de Marzo de 2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad del producción de energía eléctrica en régimen especial.  
[[http://www.mma.es/portal/secciones/cambio\\_climatico/documentacion\\_cc/normativa\\_cc/#8](http://www.mma.es/portal/secciones/cambio_climatico/documentacion_cc/normativa_cc/#8), 6 de Febrer de 2007].
- [3] LEY 54/1997, de 27 de Noviembre de 1997, del sector eléctrico.  
[[http://www.mma.es/portal/secciones/cambio\\_climatico/documentacion\\_cc/normativa\\_cc/#8](http://www.mma.es/portal/secciones/cambio_climatico/documentacion_cc/normativa_cc/#8), 6 de Febrer de 2007].
- [4] NIETO, I., SOLÀ, J. *El sistema elèctric espanyol des de la perspectiva industrial*. Bellaterra: Centre d'Economia Industrial de la Universitat Autònoma de Barcelona (UAB), 2003, p. 57-70.
- [5] REAL DECRETO 2019/1997, de 26 de Diciembre de 1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.  
[[http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/7F96DFC1-67E5-45C4-A4D5-5589026010E1/0/RD2019\\_97.pdf](http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/7F96DFC1-67E5-45C4-A4D5-5589026010E1/0/RD2019_97.pdf), 6 de Febrer de 2007].
- [6] REAL DECRETO 1432/2002, de 27 de Diciembre de 2002, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997.  
[[http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/A95B167D-65A8-4EAE-845A-8E9CE1A54FB9/0/RD1432\\_02.pdf](http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/A95B167D-65A8-4EAE-845A-8E9CE1A54FB9/0/RD1432_02.pdf), 6 de Febrer de 2007].
- [7] CENTRO NACIONAL DE SUPERCOMPUTACIÓN, BARCELONA SUPERCOMPUTING CENTER. [<http://www.bsc.org.es>, 10 de Novembre de 2006].



- [8] GUTIÉRREZ, J.M. [et al.] *Redes Probabilísticas y Neuronales en las Ciencias Atmosféricas*. Centro de Publicaciones Secretaría General Técnica del Ministerio de Medio Ambiente, Juny de 2004, p. 47-89.
- [9] JORBA, O. *Simulación de los campos de viento de la Península Ibérica y el área geográfica de Catalunya con alta resolución espacial para distintas situaciones meteorológicas típicas*. Tesis Doctoral, UPC, Barcelona: Març de 2005, p. 6.2-6.25.  
[<http://biblioteques.upc.es/cataleg/catalan.html>, 25 d'Octubre de 2006]
- [10] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA.  
[[http://www.inm.es/web/infmet/modnum/ay\\_modnum.html](http://www.inm.es/web/infmet/modnum/ay_modnum.html), 20 de Febrer de 2007].
- [11] EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECASTS.  
[<http://www.ecmwf.int>, 14 de Febrer de 2007].
- [12] AEE, Asociación Empresarial Eólica. *Ejercicio de Predicción. Informe Final*. Madrid: Desembre de 2006, p. 4-10.  
[[http://www.aeeolica.org/varios/informe\\_final\\_ejercicio\\_prediccion.pdf](http://www.aeeolica.org/varios/informe_final_ejercicio_prediccion.pdf), 10 de Gener de 2007].
- [13] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Energía eólica*. Madrid: Setembre de 2006, p. 38-44.  
[<http://aeeolica.org/varios/Manual-Energia-Eolica-IDAE-sep06.pdf>, 3 de Maig de 2007].
- [14] METEOSIM S.L. [<http://www.meteosim.com/cast/MesoMap.htm>, 27 de Març de 2007].
- [15] PARQUE EÓLICO EXPERIMENTAL SOTAVENTO.  
[<http://www.sotaventogalicia.com/index.php>, 4 d'abril de 2007].
- [16] SERVEI METEOROLÒGIC DE CATALUNYA. [<http://www.meteocat.com/index.html>, 2 d'abril de 2007].
- [17] INSTITUT CARTOGRÀFIC DE CATALUNYA. [<http://www.icc.es/portal>, 15 de Gener de 2007].
- [18] DECRET 174/2002, d'11 de Juny de 2002, regulador de la implantació de l'energia eòlica a Catalunya.



- [<http://www.gencat.net/diari/3664/02135014.htm>, 20 d'Abril de 2007].
- [19]** DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION.  
[<http://www.windpower.org/es/tour/wres/euomap.htm>, 14 d'Octubre de 2006].
- [20]** GAMESA EÓLICA. [<http://www.gamesa.es>, 3 d'Abril de 2007].
- [21]** ÀLVAREZ, E. *Características de vientos locales en Aragón, La Rioja y Navarra obtenidas a partir de datos de la red de Estaciones Meteorológicas Automáticas*. Centro de Publicaciones Secretaría General Técnica del Ministerio de Medio Ambiente, 2005, p. 5-13.
- [22]** PRAT, A. [et al.]. *Métodos estadísticos, control y mejora de la calidad*. Barcelona: Edicions UPC, 2000, p. 66-75.
- [23]** STANDARD & POOR'S. *Reaching New Frontiers (Global Credit Survey)*. Londres: Febrer de 2007, p 66.  
[[http://www2.standardandpoors.com/spf/pdf/fixedincome/Jan2007\\_CorporateSecuritization.pdf](http://www2.standardandpoors.com/spf/pdf/fixedincome/Jan2007_CorporateSecuritization.pdf), 2 de Maig de 2007].
- [24]** PRIOR, D., SURROCA, J. *Comptabilitat i Finances, Anàlisi d'Empreses*. Barcelona: Ed. DEUSTO, 2005, p. 173-177.
- [25]** OLMOS, V., ROMERO, J.J., GONZÁLEZ, S. *Energía, el manual práctico de la energía eólica*. Vol.174, 2003, p. 48-51.
- [26]** REAL DECRETO 809/2006, de 30 de Junio de 2006, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de Julio de 2006.  
[<http://www.boe.es/boe/dias/2006/07/01/pdfs/A24789-24794.pdf>, 6 de Febrer de 2007].
- [27]** OMEL, Operador del Mercado ibérico de Energía -.Polo Español S.A.  
[[http://www.omel.es/frames/es/resultados/resultados\\_index.htm](http://www.omel.es/frames/es/resultados/resultados_index.htm), 21 d'abril de 2007].
- [28]** FERRANDO, F. *Energías renovables, sistemas convencionales más eficientes y reducción de la emisiones de CO<sub>2</sub>*. Gamesa Energía, Barcelona: 15 de Noviembre de 2005, p. 23.



## Bibliografia complementària

- AEE, Asociación Empresarial Eólica. *Anuario del sector: Análisis y datos*. Eólica 2006, p. 65-71.
- APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables. [<http://www.appa.es>, 15 d'Abril de 2007].
- ANEMOS, Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms. [<http://anemos.cma.fr/modules.php?name=News&file=categories&op=newindex&catid=1>, 15 de Febrer de 2007].
- AUMA, Consultores en Medio Ambiente y Energía, S.L. *Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid: Juliol de 2000, p. 6-8.
- DIRECTIVA 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de Diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.  
[[http://www.mma.es/portal/secciones/cambio\\_climatico/documentacion\\_cc/normativa\\_cc/#2](http://www.mma.es/portal/secciones/cambio_climatico/documentacion_cc/normativa_cc/#2), 22 de Febrer de 2007].
- DIRECTIVA 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de Septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.  
[[http://www.mma.es/portal/secciones/cambio\\_climatico/documentacion\\_cc/normativa\\_cc/#2](http://www.mma.es/portal/secciones/cambio_climatico/documentacion_cc/normativa_cc/#2), 22 de Febrer de 2007].
- FUNDACIÓN CENER-CIEMAT, Centro Nacional de Energías Renovables. [<http://www.cener.com/index47b2.html>, 16 de Març de 2007].
- GGE, Grup de Gestors Energètics. [<http://www.gge.es/ct/Seccions:Cos/legislacio>, 29 de Març de 2007].
- GWEC, Global Wind Energy Council, GREENPEACE. *Perspectivas globales de la energía eólica*. 2006, p. 47.  
[[http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEC\\_A4\\_0609\\_Spanish.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEC_A4_0609_Spanish.pdf), 3 de Maig de 2007].





- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010. Madrid: 21 de Juliol de 2005.  
[[http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/A970831E-F795-4653-AA14-E174F3D6498E/5801/Resumen20PER202005201020820agosto\\_16035.pdf](http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/A970831E-F795-4653-AA14-E174F3D6498E/5801/Resumen20PER202005201020820agosto_16035.pdf), 6 de Febrer de 2007].
- REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de Diciembre de 1998, sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.  
[[http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/D2DC6B0C-14B3-425A-A4E9-3CC2C02026B4/0/RD2818\\_99ProducEnerElec.pdf](http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/D2DC6B0C-14B3-425A-A4E9-3CC2C02026B4/0/RD2818_99ProducEnerElec.pdf), 6 de Febrer de 2007].
- TELLO, E., MORRÓN, J., MUÑIZ, M. *Els factors relacionats amb el desenvolupament de l'energia eòlica a Catalunya*. Ecologistes en Acció de Catalunya, 2005, p. 13-26.

## Altres activitats realitzades

- COMISSIÓ DE GESTIÓ EMPRESARIAL DEL COL·LEGI ENGINYERS INDUSTRIALS DE CATALUNYA. *Gestió de l'empresa a través d'un ERP*. Barcelona: 12 d'Abril de 2007.
- ENERGY FORUM 2007. *The future of energy provision worldwide*. Barcelona: 27 d'Abril de 2007.
- GGE, Grup de Gestors Energètics. *El mercado ibérico de electricidad*. Barcelona: 8 de Març de 2007.
- ICAEN, Institut Català de l'Energia, GGE, Grup de Gestors Energètics. *Situació dels mercats energètics*. Barcelona: 11 d'Abril de 2007.
- SERVEI DE PREDICCIÓ METEOROLÒGICA DELS ESTUDIS CENTRALS DE TELEVISIÓ DE CATALUNYA (TV3). Entrevista amb el Cap de Meteorologia, Tomàs Molina. Sant Joan Despí: 28 de Març de 2007.





# **Annexes**

---



## A. CÀLCULS DE LA SIMULACIÓ REALITZADA

### A.1. Dades de vent de l'emplaçament

Es treballa amb la sèrie històrica de vent a 10 m de l'estació meteorològica automàtica (EMA) de Portbou. La seva periodicitat és de 30 minuts per a cada dia de l'any 2006. Degut a l'extensió de la mateixa no s'ha escrit tota la sèrie en l'Annex. No obstant, per a qualsevol tipus d'aclariment, totes les dades es troben en diferents fulls de càlcul de MS Excel en el CD entregat juntament amb la memòria. La Taula A.1 mostra les característiques de cada fitxer.

Nom del fitxer	Data d'inici	Data final	Registres	Incidències
Dades_gener.xls	01-01-2006	31-01-2006	1.487	-
Dades_febrer.xls	01-02-2006	28-02-2006	1.344	Velocitat mínima
Dades_març.xls	01-03-2006	31-03-2006	1.487	-
Dades_abril.xls	01-04-2006	30-04-2006	1.440	Velocitat mínima
Dades_maig.xls	01-05-2006	31-05-2006	1.487	-
Dades_juny.xls	01-06-2006	30-06-2006	1.440	-
Dades_juliol.xls	01-07-2006	31-07-2006	1.487	Velocitat mínima
Dades_agost.xls	01-08-2006	31-08-2006	1.487	Velocitat mínima
Dades_setembre.xls	01-09-2006	30-09-2006	1.440	Velocitat mínima
Dades_octubre.xls	01-10-2006	31-10-2006	1.487	-
Dades_novembre.xls	01-11-2006	30-11-2006	1.440	-
Dades_desembre.xls	01-12-2006	31-12-2006	1.487	-

Taula A.1. Sèrie històrica del vent a Portbou.

S'indica amb el terme velocitat mínima aquelles modificacions realitzades a la base de dades de vent on, per la falta de registres, s'han omplert els buits amb el valor de la velocitat mínima del mes corresponent. Tots els fitxers considerats es troben en el CD adjunt al projecte.



## A.2. Càlcul de la producció obtinguda

Tal com s'ha fet amb la sèrie històrica, i degut a l'extensió dels càlculs, s'ha indicat el fitxer corresponent als càlculs de la producció obtinguda. Els fulls de càlcul en MS Excel indicats a la Taula A.2 es troben en el CD adjunt al projecte.

Nom del fitxer	Dades d'entrada	Registres
Producció_gener.xls	Dades_gener.xls	1.487
Producció_febrer.xls	Dades_febrer.xls	1.344
Producció_març.xls	Dades_març.xls	1.487
Producció_abril.xls	Dades_abril.xls	1.440
Producció_maig.xls	Dades_maig.xls	1.487
Producció_juny.xls	Dades_juny.xls	1.440
Producció_juliol.xls	Dades_juliol.xls	1.487
Producció_agost.xls	Dades_agost.xls	1.487
Producció_setembre.xls	Dades_setembre.xls	1.440
Producció_octubre.xls	Dades_octubre.xls	1.487
Producció_novembre.xls	Dades_novembre.xls	1.440
Producció_desembre.xls	Dades_desembre.xls	1.487

*Taula A.2. Càlcul de la producció obtinguda*



### A.3. Càlcul de la variabilitat segons la mida de la mostra

Per a calcular la disminució de la variabilitat de la mostra segons la seva mida (nombre d'anys considerats) es segueix el procediment especificat en la memòria del projecte. Els resultats obtinguts són els següents:

Anys amb dades	Dades mostra	Elements mostra [n]	Variabilitat mostra [%]
1	17.513	1	18,00
2	35.026	2	12,73
3	52.539	3	10,39
4	70.052	4	9,00
5	87.565	5	8,05
6	105.078	6	7,35
7	122.591	7	6,80
8	140.104	8	6,36
9	157.617	9	6,00
10	175.130	10	5,69
11	192.643	11	5,43
12	210.156	12	5,20
13	227.669	13	4,99
14	245.182	14	4,81
15	262.695	15	4,65
16	280.208	16	4,50
17	297.721	17	4,37
18	315.234	18	4,24
19	332.747	19	4,13
20	350.260	20	4,02
21	367.773	21	3,93
22	385.286	22	3,84
23	402.799	23	3,75
24	420.312	24	3,67
25	437.825	25	3,60
26	455.338	26	3,53
27	472.851	27	3,46
28	490.364	28	3,40
29	507.877	29	3,34
30	525.390	30	3,29
31	542.903	31	3,23
32	560.416	32	3,18
33	577.929	33	3,13
34	595.442	34	3,09
35	612.955	35	3,04
36	630.468	36	3,00
37	647.981	37	2,96



Anys amb dades	Dades mostra	Elements mostra [n]	Variabilitat mostra [%]
38	665.494	38	2,92
39	683.007	39	2,88
40	700.520	40	2,85
41	718.033	41	2,81
42	735.546	42	2,78
43	753.059	43	2,74
44	770.572	44	2,71
45	788.085	45	2,68
46	805.598	46	2,65
47	823.111	47	2,63
48	840.624	48	2,60
49	858.137	49	2,57
50	875.650	50	2,55

Taula A.3. Variabilitat segons la mida de la mostra

Anys	Variabilitat producció [MWh/any]	Mitjana producció [MWh/any]	Producció a P10 [MWh/any]	Hores equivalents a P10	Producció a P25 [MWh/any]	Hores equivalents a P25
1	1.299,01	7.216,72	8.881,46	4.441	8.092,88	4.046
2	918,54	7.216,72	8.393,87	4.197	7.836,26	3.918
3	749,98	7.216,72	8.177,86	4.089	7.722,57	3.861
4	649,50	7.216,72	8.049,09	4.025	7.654,80	3.827
5	580,93	7.216,72	7.961,21	3.981	7.608,55	3.804
6	530,32	7.216,72	7.896,35	3.948	7.574,41	3.787
7	490,98	7.216,72	7.845,93	3.923	7.547,88	3.774
8	459,27	7.216,72	7.805,29	3.903	7.526,49	3.763
9	433,00	7.216,72	7.771,63	3.886	7.508,77	3.754
10	410,78	7.216,72	7.743,16	3.872	7.493,79	3.747
11	391,67	7.216,72	7.718,66	3.859	7.480,89	3.740
12	374,99	7.216,72	7.697,29	3.849	7.469,64	3.735
13	360,28	7.216,72	7.678,43	3.839	7.459,72	3.730
14	347,17	7.216,72	7.661,64	3.831	7.450,88	3.725
15	335,40	7.216,72	7.646,55	3.823	7.442,94	3.721
16	324,75	7.216,72	7.632,90	3.816	7.435,76	3.718
17	315,06	7.216,72	7.620,48	3.810	7.429,22	3.715
18	306,18	7.216,72	7.609,10	3.805	7.423,23	3.712
19	298,01	7.216,72	7.598,64	3.799	7.417,72	3.709
20	290,47	7.216,72	7.588,97	3.794	7.412,63	3.706
21	283,47	7.216,72	7.579,99	3.790	7.407,91	3.704
22	276,95	7.216,72	7.571,64	3.786	7.403,52	3.702
23	270,86	7.216,72	7.563,84	3.782	7.399,41	3.700
24	265,16	7.216,72	7.556,53	3.778	7.395,56	3.698
25	259,80	7.216,72	7.549,67	3.775	7.391,95	3.696
26	254,76	7.216,72	7.543,20	3.772	7.388,55	3.694
27	249,99	7.216,72	7.537,10	3.769	7.385,34	3.693
28	245,49	7.216,72	7.531,32	3.766	7.382,30	3.691
29	241,22	7.216,72	7.525,85	3.763	7.379,42	3.690





Anys	Variabilitat producció [MWh/any]	Mitjana producció [MWh/any]	Producció a P10 [MWh/any]	Hores equivalents a P10	Producció a P25 [MWh/any]	Hores equivalents a P25
30	237,17	7.216,72	7.520,66	3.760	7.376,68	3.688
31	233,31	7.216,72	7.515,71	3.758	7.374,08	3.687
32	229,63	7.216,72	7.511,01	3.756	7.371,60	3.686
33	226,13	7.216,72	7.506,51	3.753	7.369,24	3.685
34	222,78	7.216,72	7.502,22	3.751	7.366,98	3.683
35	219,57	7.216,72	7.498,11	3.749	7.364,82	3.682
36	216,50	7.216,72	7.494,17	3.747	7.362,74	3.681
37	213,56	7.216,72	7.490,40	3.745	7.360,76	3.680
38	210,73	7.216,72	7.486,77	3.743	7.358,85	3.679
39	208,01	7.216,72	7.483,29	3.742	7.357,02	3.679
40	205,39	7.216,72	7.479,94	3.740	7.355,25	3.678
41	202,87	7.216,72	7.476,71	3.738	7.353,55	3.677
42	200,44	7.216,72	7.473,59	3.737	7.351,91	3.676
43	198,10	7.216,72	7.470,59	3.735	7.350,33	3.675
44	195,83	7.216,72	7.467,69	3.734	7.348,80	3.674
45	193,64	7.216,72	7.464,88	3.732	7.347,33	3.674
46	191,53	7.216,72	7.462,17	3.731	7.345,90	3.673
47	189,48	7.216,72	7.459,54	3.730	7.344,52	3.672
48	187,50	7.216,72	7.457,00	3.729	7.343,18	3.672
49	185,57	7.216,72	7.454,54	3.727	7.341,88	3.671
50	183,71	7.216,72	7.452,15	3.726	7.340,63	3.670

Taula A.4. Producció segons un P10 i P25

Anys	Producció a P50 [MWh/any]	Hores equivalents a P50	Producció a P55 [MWh/any]	Hores equivalents a P55	Producció a P60 [MWh/any]	Hores equivalents a P60
1	7.216,72	3.608	7.053,48	3.527	6.887,62	3.444
2	7.216,72	3.608	7.101,29	3.551	6.984,01	3.492
3	7.216,72	3.608	7.122,47	3.561	7.026,71	3.513
4	7.216,72	3.608	7.135,10	3.568	7.052,17	3.526
5	7.216,72	3.608	7.143,72	3.572	7.069,54	3.535
6	7.216,72	3.608	7.150,08	3.575	7.082,36	3.541
7	7.216,72	3.608	7.155,02	3.578	7.092,33	3.546
8	7.216,72	3.608	7.159,00	3.580	7.100,36	3.550
9	7.216,72	3.608	7.162,30	3.581	7.107,02	3.554
10	7.216,72	3.608	7.165,10	3.583	7.112,65	3.556
11	7.216,72	3.608	7.167,50	3.584	7.117,49	3.559
12	7.216,72	3.608	7.169,59	3.585	7.121,71	3.561
13	7.216,72	3.608	7.171,44	3.586	7.125,44	3.563
14	7.216,72	3.608	7.173,09	3.587	7.128,76	3.564
15	7.216,72	3.608	7.174,57	3.587	7.131,74	3.566
16	7.216,72	3.608	7.175,91	3.588	7.134,44	3.567
17	7.216,72	3.608	7.177,13	3.589	7.136,90	3.568
18	7.216,72	3.608	7.178,24	3.589	7.139,15	3.570
19	7.216,72	3.608	7.179,27	3.590	7.141,22	3.571
20	7.216,72	3.608	7.180,22	3.590	7.143,13	3.572
21	7.216,72	3.608	7.181,10	3.591	7.144,90	3.572



Anys	Producció a P50 [MWh/any]	Hores equivalents a P50	Producció a P55 [MWh/any]	Hores equivalents a P55	Producció a P60 [MWh/any]	Hores equivalents a P60
22	7.216,72	3.608	7.181,91	3.591	7.146,55	3.573
23	7.216,72	3.608	7.182,68	3.591	7.148,09	3.574
24	7.216,72	3.608	7.183,40	3.592	7.149,54	3.575
25	7.216,72	3.608	7.184,07	3.592	7.150,90	3.575
26	7.216,72	3.608	7.184,70	3.592	7.152,17	3.576
27	7.216,72	3.608	7.185,30	3.593	7.153,38	3.577
28	7.216,72	3.608	7.185,87	3.593	7.154,52	3.577
29	7.216,72	3.608	7.186,40	3.593	7.155,60	3.578
30	7.216,72	3.608	7.186,91	3.593	7.156,63	3.578
31	7.216,72	3.608	7.187,40	3.594	7.157,61	3.579
32	7.216,72	3.608	7.187,86	3.594	7.158,54	3.579
33	7.216,72	3.608	7.188,30	3.594	7.159,43	3.580
34	7.216,72	3.608	7.188,72	3.594	7.160,28	3.580
35	7.216,72	3.608	7.189,12	3.595	7.161,09	3.581
36	7.216,72	3.608	7.189,51	3.595	7.161,87	3.581
37	7.216,72	3.608	7.189,88	3.595	7.162,61	3.581
38	7.216,72	3.608	7.190,24	3.595	7.163,33	3.582
39	7.216,72	3.608	7.190,58	3.595	7.164,02	3.582
40	7.216,72	3.608	7.190,91	3.595	7.164,68	3.582
41	7.216,72	3.608	7.191,22	3.596	7.165,32	3.583
42	7.216,72	3.608	7.191,53	3.596	7.165,94	3.583
43	7.216,72	3.608	7.191,82	3.596	7.166,53	3.583
44	7.216,72	3.608	7.192,11	3.596	7.167,10	3.584
45	7.216,72	3.608	7.192,38	3.596	7.167,66	3.584
46	7.216,72	3.608	7.192,65	3.596	7.168,19	3.584
47	7.216,72	3.608	7.192,91	3.596	7.168,71	3.584
48	7.216,72	3.608	7.193,16	3.597	7.169,22	3.585
49	7.216,72	3.608	7.193,40	3.597	7.169,70	3.585
50	7.216,72	3.608	7.193,63	3.597	7.170,17	3.585

Taula A.5. Producció segons un P50, P55 i P60

Anys	Producció a P65 [MWh/any]	Hores equivalents a P65	Producció a P70 [MWh/any]	Hores equivalents a P70	Producció a P75 [MWh/any]	Hores equivalents a P75
1	6.716,18	3.358	6.535,52	3.268	6.340,55	3.170
2	6.862,79	3.431	6.735,03	3.368	6.597,17	3.299
3	6.927,73	3.464	6.823,43	3.412	6.710,86	3.355
4	6.966,45	3.483	6.876,12	3.438	6.778,63	3.389
5	6.992,87	3.496	6.912,07	3.456	6.824,88	3.412
6	7.012,37	3.506	6.938,62	3.469	6.859,02	3.430
7	7.027,53	3.514	6.959,25	3.480	6.885,56	3.443
8	7.039,75	3.520	6.975,88	3.488	6.906,94	3.453
9	7.049,87	3.525	6.989,65	3.495	6.924,66	3.462
10	7.058,43	3.529	7.001,30	3.501	6.939,65	3.470



Anys	Producció a P65 [MWh/any]	Hores equivalents a P65	Producció a P70 [MWh/any]	Hores equivalents a P70	Producció a P75 [MWh/any]	Hores equivalents a P75
11	7.065,80	3.533	7.011,33	3.506	6.952,54	3.476
12	7.072,22	3.536	7.020,07	3.510	6.963,79	3.482
13	7.077,89	3.539	7.027,79	3.514	6.973,71	3.487
14	7.082,94	3.541	7.034,66	3.517	6.982,55	3.491
15	7.087,48	3.544	7.040,83	3.520	6.990,49	3.495
16	7.091,58	3.546	7.046,42	3.523	6.997,67	3.499
17	7.095,32	3.548	7.051,50	3.526	7.004,21	3.502
18	7.098,74	3.549	7.056,16	3.528	7.010,20	3.505
19	7.101,89	3.551	7.060,44	3.530	7.015,71	3.508
20	7.104,79	3.552	7.064,40	3.532	7.020,80	3.510
21	7.107,49	3.554	7.068,07	3.534	7.025,52	3.513
22	7.110,00	3.555	7.071,48	3.536	7.029,92	3.515
23	7.112,35	3.556	7.074,68	3.537	7.034,02	3.517
24	7.114,55	3.557	7.077,67	3.539	7.037,87	3.519
25	7.116,61	3.558	7.080,48	3.540	7.041,48	3.521
26	7.118,55	3.559	7.083,12	3.542	7.044,89	3.522
27	7.120,39	3.560	7.085,62	3.543	7.048,10	3.524
28	7.122,12	3.561	7.087,98	3.544	7.051,14	3.526
29	7.123,77	3.562	7.090,22	3.545	7.054,02	3.527
30	7.125,33	3.563	7.092,35	3.546	7.056,75	3.528
31	7.126,82	3.563	7.094,37	3.547	7.059,35	3.530
32	7.128,23	3.564	7.096,30	3.548	7.061,83	3.531
33	7.129,58	3.565	7.098,13	3.549	7.064,20	3.532
34	7.130,88	3.565	7.099,89	3.550	7.066,45	3.533
35	7.132,11	3.566	7.101,57	3.551	7.068,62	3.534
36	7.133,29	3.567	7.103,18	3.552	7.070,69	3.535
37	7.134,43	3.567	7.104,73	3.552	7.072,68	3.536
38	7.135,52	3.568	7.106,21	3.553	7.074,58	3.537
39	7.136,57	3.568	7.107,64	3.554	7.076,42	3.538
40	7.137,58	3.569	7.109,01	3.555	7.078,18	3.539
41	7.138,55	3.569	7.110,33	3.555	7.079,88	3.540
42	7.139,48	3.570	7.111,61	3.556	7.081,52	3.541
43	7.140,39	3.570	7.112,83	3.556	7.083,10	3.542
44	7.141,26	3.571	7.114,02	3.557	7.084,63	3.542
45	7.142,10	3.571	7.115,17	3.558	7.086,11	3.543
46	7.142,92	3.571	7.116,28	3.558	7.087,53	3.544
47	7.143,71	3.572	7.117,35	3.559	7.088,91	3.544
48	7.144,47	3.572	7.118,39	3.559	7.090,25	3.545
49	7.145,21	3.573	7.119,40	3.560	7.091,55	3.546
50	7.145,93	3.573	7.120,38	3.560	7.092,81	3.546

Taula A.6. Producció segons un P65, P70 i P75



Anys	Producció a P80 [MWh/any]	Hores equivalents a P80	Producció a P85 [MWh/any]	Hores equivalents a P85	Producció a P90 [MWh/any]	Hores equivalents a P90
1	6.123,44	3.062	5.870,38	2.935	5.551,97	2.776
2	6.443,66	3.222	6.264,71	3.132	6.039,56	3.020
3	6.585,51	3.293	6.439,41	3.220	6.255,57	3.128
4	6.670,08	3.335	6.543,55	3.272	6.384,34	3.192
5	6.727,79	3.364	6.614,62	3.307	6.472,22	3.236
6	6.770,39	3.385	6.667,08	3.334	6.537,09	3.269
7	6.803,50	3.402	6.707,85	3.354	6.587,50	3.294
8	6.830,19	3.415	6.740,71	3.370	6.628,14	3.314
9	6.852,29	3.426	6.767,94	3.384	6.661,80	3.331
10	6.870,99	3.435	6.790,97	3.395	6.690,28	3.345
11	6.887,08	3.444	6.810,78	3.405	6.714,78	3.357
12	6.901,12	3.451	6.828,06	3.414	6.736,15	3.368
13	6.913,50	3.457	6.843,31	3.422	6.755,00	3.377
14	6.924,53	3.462	6.856,89	3.428	6.771,79	3.386
15	6.934,43	3.467	6.869,09	3.435	6.786,88	3.393
16	6.943,40	3.472	6.880,13	3.440	6.800,53	3.400
17	6.951,56	3.476	6.890,18	3.445	6.812,96	3.406
18	6.959,03	3.480	6.899,38	3.450	6.824,33	3.412
19	6.965,90	3.483	6.907,85	3.454	6.834,80	3.417
20	6.972,25	3.486	6.915,67	3.458	6.844,47	3.422
21	6.978,14	3.489	6.922,92	3.461	6.853,44	3.427
22	6.983,63	3.492	6.929,68	3.465	6.861,79	3.431
23	6.988,75	3.494	6.935,99	3.468	6.869,59	3.435
24	6.993,55	3.497	6.941,90	3.471	6.876,90	3.438
25	6.998,06	3.499	6.947,45	3.474	6.883,77	3.442
26	7.002,31	3.501	6.952,68	3.476	6.890,23	3.445
27	7.006,32	3.503	6.957,61	3.479	6.896,34	3.448
28	7.010,11	3.505	6.962,28	3.481	6.902,11	3.451
29	7.013,70	3.507	6.966,71	3.483	6.907,58	3.454
30	7.017,11	3.509	6.970,91	3.485	6.912,78	3.456
31	7.020,36	3.510	6.974,91	3.487	6.917,72	3.459
32	7.023,45	3.512	6.978,72	3.489	6.922,43	3.461
33	7.026,40	3.513	6.982,35	3.491	6.926,92	3.463
34	7.029,22	3.515	6.985,82	3.493	6.931,21	3.466
35	7.031,92	3.516	6.989,14	3.495	6.935,32	3.468
36	7.034,50	3.517	6.992,33	3.496	6.939,26	3.470
37	7.036,98	3.518	6.995,38	3.498	6.943,03	3.472
38	7.039,36	3.520	6.998,31	3.499	6.946,66	3.473
39	7.041,65	3.521	7.001,13	3.501	6.950,14	3.475
40	7.043,85	3.522	7.003,84	3.502	6.953,50	3.477
41	7.045,98	3.523	7.006,45	3.503	6.956,73	3.478
42	7.048,02	3.524	7.008,97	3.504	6.959,84	3.480
43	7.049,99	3.525	7.011,40	3.506	6.962,85	3.481
44	7.051,90	3.526	7.013,75	3.507	6.965,75	3.483
45	7.053,74	3.527	7.016,02	3.508	6.968,55	3.484
46	7.055,52	3.528	7.018,21	3.509	6.971,26	3.486



Anys	Producció a P80 [MWh/any]	Hores equivalents a P80	Producció a P85 [MWh/any]	Hores equivalents a P85	Producció a P90 [MWh/any]	Hores equivalents a P90
47	7.057,25	<b>3.529</b>	7.020,33	<b>3.510</b>	6.973,89	<b>3.487</b>
48	7.058,92	<b>3.529</b>	7.022,39	<b>3.511</b>	6.976,43	<b>3.488</b>
49	7.060,53	<b>3.530</b>	7.024,38	<b>3.512</b>	6.978,90	<b>3.489</b>
50	7.062,10	<b>3.531</b>	7.026,32	<b>3.513</b>	6.981,29	<b>3.491</b>

Taula A.7. Producció segons un P80, P85 i P90

## A.4. Càlcul de la corba de probabilitat d'integració superior

Per a calcular-la s'han considerat la següents dades generals:

### Dades generals

Velocitat mitjana anual [m/s]	6,8
Producció anual [MWh/any]	7.216,7
Potència aerogenerador [MW]	2
Hores equivalents	<b>3.608</b>

Taula A.8. Dades generals de la corba de probabilitat d'integració superior

Incerteses	Variabilitat [%]	Variança	Equivalència producció [MWh/any]
Extrapolació llarg termini (1 any)	18,00	324	1.299,01
Extrapolació llarg termini (4 anys)	9,00	81	649,50
Extrapolació llarg termini (5 anys)	8,05	64,80	580,95
Extrapolació llarg termini (10 anys)	5,69	32,37	410,63
Extrapolació llarg termini (15 anys)	4,65	21,62	335,58
Extrapolació llarg termini (25 anys)	3,60	12,96	259,80

Taula A.9. Càlcul de la variabilitat

Tal com s'ha descrit a la memòria del projecte, s'han considerat com a representatives les mostres d'1, 4, 5, 10, 15 i 25 anys per a conèixer, per a cada valor de les probabilitats superiors, la producció d'energia elèctrica obtinguda.



**Mostra d'1 any**

[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
1	0,01	10.238,66	5.119
2	0,02	9.884,55	4.942
3	0,03	9.659,88	4.830
4	0,04	9.490,87	4.745
5	0,05	9.353,40	4.677
6	0,06	9.236,38	4.618
7	0,07	9.133,78	4.567
8	0,08	9.041,92	4.521
9	0,09	8.958,37	4.479
10	0,10	8.881,46	4.441
11	0,11	8.809,99	4.405
12	0,12	8.743,04	4.372
13	0,13	8.679,91	4.340
14	0,14	8.620,06	4.310
15	0,15	8.563,05	4.282
16	0,16	8.508,53	4.254
17	0,17	8.456,19	4.228
18	0,18	8.405,78	4.203
19	0,19	8.357,11	4.179
20	0,20	8.309,99	4.155
21	0,21	8.264,27	4.132
22	0,22	8.219,80	4.110
23	0,23	8.176,49	4.088
24	0,24	8.134,21	4.067
25	0,25	8.092,88	4.046
26	0,26	8.052,43	4.026
27	0,27	8.012,77	4.006
28	0,28	7.973,83	3.987
29	0,29	7.935,57	3.968
30	0,30	7.897,92	3.949
31	0,31	7.860,83	3.930
32	0,32	7.824,26	3.912
33	0,33	7.788,17	3.894
34	0,34	7.752,51	3.876
35	0,35	7.717,25	3.859
36	0,36	7.682,36	3.841
37	0,37	7.647,80	3.824
38	0,38	7.613,54	3.807
39	0,39	7.579,55	3.790
40	0,40	7.545,82	3.773
41	0,41	7.512,30	3.756
42	0,42	7.478,98	3.739
43	0,43	7.445,83	3.723
44	0,44	7.412,83	3.706



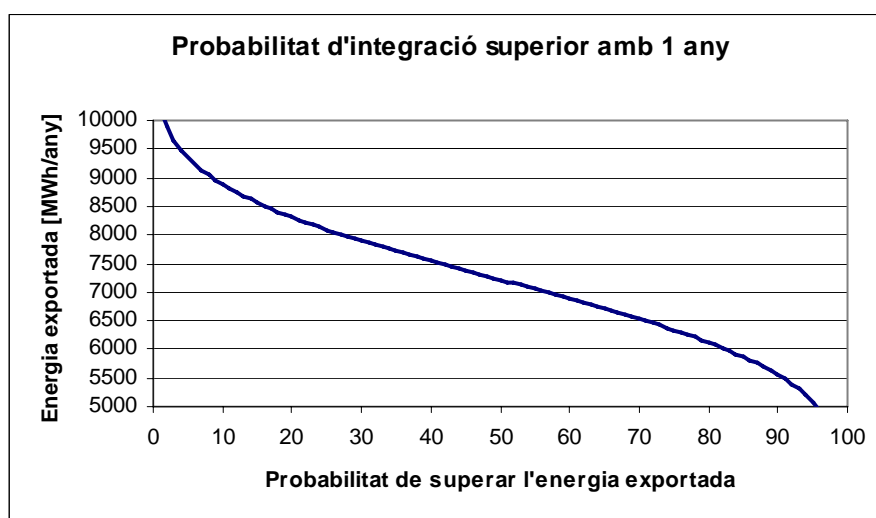
[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
45	0,45	7.379,95	3.690
46	0,46	7.347,18	3.674
47	0,47	7.314,49	3.657
48	0,48	7.281,87	3.641
49	0,49	7.249,28	3.625
50	0,50	7.216,72	3.608
51	0,51	7.184,15	3.592
52	0,52	7.151,57	3.576
53	0,53	7.118,94	3.559
54	0,54	7.086,25	3.543
55	0,55	7.053,48	3.527
56	0,56	7.020,61	3.510
57	0,57	6.987,60	3.494
58	0,58	6.954,46	3.477
59	0,59	6.921,13	3.461
60	0,60	6.887,62	3.444
61	0,61	6.853,88	3.427
62	0,62	6.819,89	3.410
63	0,63	6.785,64	3.393
64	0,64	6.751,08	3.376
65	0,65	6.716,18	3.358
66	0,66	6.680,92	3.340
67	0,67	6.645,27	3.323
68	0,68	6.609,17	3.305
69	0,69	6.572,60	3.286
70	0,70	6.535,52	3.268
71	0,71	6.497,86	3.249
72	0,72	6.459,60	3.230
73	0,73	6.420,67	3.210
74	0,74	6.381,01	3.191
75	0,75	6.340,55	3.170
76	0,76	6.299,22	3.150
77	0,77	6.256,95	3.128
78	0,78	6.213,63	3.107
79	0,79	6.169,17	3.085
80	0,80	6.123,44	3.062
81	0,81	6.076,32	3.038
82	0,82	6.027,65	3.014
83	0,83	5.977,25	2.989
84	0,84	5.924,91	2.962
85	0,85	5.870,38	2.935
86	0,86	5.813,37	2.907
87	0,87	5.753,52	2.877
88	0,88	5.690,40	2.845
89	0,89	5.623,45	2.812
90	0,90	5.551,97	2.776
91	0,91	5.475,06	2.738



[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
92	0,92	5.391,52	2.696
93	0,93	5.299,65	2.650
94	0,94	5.197,05	2.599
95	0,95	5.080,04	2.540
96	0,96	4.942,56	2.471
97	0,97	4.773,55	2.387
98	0,98	4.548,88	2.274
99	0,99	4.194,77	2.097

Taula A.10. Probabilitat d'integració superior per produccions d'1 any

En aquest cas, la corba de probabilitats d'integració superior és la següent:



Gràfic A.1. Probabilitat d'integració superior amb 1 any

S'observa la seva gran variabilitat en l'extrapolació a llarg termini (la corba obtinguda no és plana).





**Mostra de 4 anys**

[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
1	0,01	8.727,69	4.364
2	0,02	8.550,64	4.275
3	0,03	8.438,30	4.219
4	0,04	8.353,80	4.177
5	0,05	8.285,06	4.143
6	0,06	8.226,55	4.113
7	0,07	8.175,25	4.088
8	0,08	8.129,32	4.065
9	0,09	8.087,54	4.044
10	0,10	8.049,09	4.025
11	0,11	8.013,35	4.007
12	0,12	7.979,88	3.990
13	0,13	7.948,31	3.974
14	0,14	7.918,39	3.959
15	0,15	7.889,88	3.945
16	0,16	7.862,62	3.931
17	0,17	7.836,45	3.918
18	0,18	7.811,25	3.906
19	0,19	7.786,91	3.893
20	0,20	7.763,35	3.882
21	0,21	7.740,49	3.870
22	0,22	7.718,26	3.859
23	0,23	7.696,60	3.848
24	0,24	7.675,46	3.838
25	0,25	7.654,80	3.827
26	0,26	7.634,57	3.817
27	0,27	7.614,74	3.807
28	0,28	7.595,27	3.798
29	0,29	7.576,14	3.788
30	0,30	7.557,32	3.779
31	0,31	7.538,77	3.769
32	0,32	7.520,49	3.760
33	0,33	7.502,44	3.751
34	0,34	7.484,61	3.742
35	0,35	7.466,98	3.733
36	0,36	7.449,54	3.725
37	0,37	7.432,26	3.716
38	0,38	7.415,13	3.708
39	0,39	7.398,14	3.699
40	0,40	7.381,27	3.691
41	0,41	7.364,51	3.682
42	0,42	7.347,85	3.674
43	0,43	7.331,27	3.666



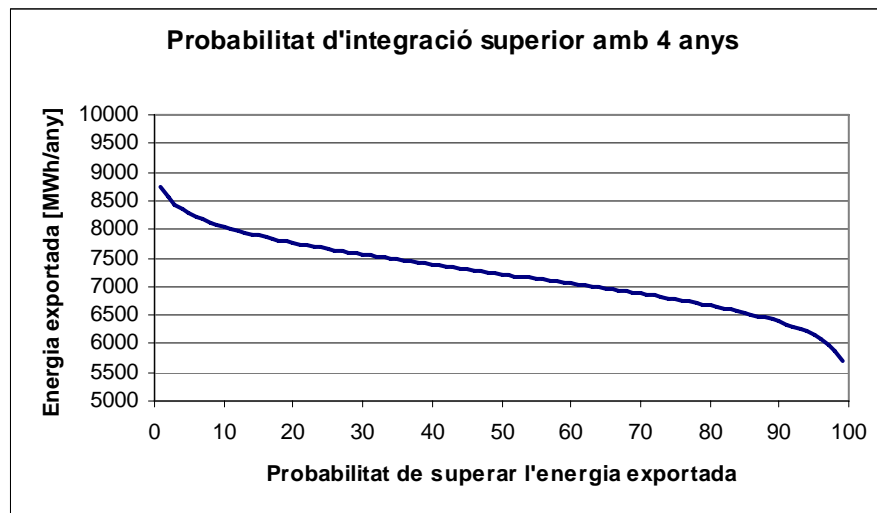
<b>[%]</b>	<b>Probabilitat</b>	<b>Producció [MWh/any]</b>	<b>Hores equivalents</b>
44	0,44	7.314,77	3.657
45	0,45	7.298,33	3.649
46	0,46	7.281,95	3.641
47	0,47	7.265,60	3.633
48	0,48	7.249,29	3.625
49	0,49	7.233,00	3.616
50	0,50	7.216,72	3.608
51	0,51	7.200,43	3.600
52	0,52	7.184,14	3.592
53	0,53	7.167,83	3.584
54	0,54	7.151,48	3.576
55	0,55	7.135,10	3.568
56	0,56	7.118,66	3.559
57	0,57	7.102,16	3.551
58	0,58	7.085,59	3.543
59	0,59	7.068,93	3.534
60	0,60	7.052,17	3.526
61	0,61	7.035,30	3.518
62	0,62	7.018,31	3.509
63	0,63	7.001,18	3.501
64	0,64	6.983,90	3.492
65	0,65	6.966,45	3.483
66	0,66	6.948,82	3.474
67	0,67	6.930,99	3.465
68	0,68	6.912,94	3.456
69	0,69	6.894,66	3.447
70	0,70	6.876,12	3.438
71	0,71	6.857,29	3.429
72	0,72	6.838,16	3.419
73	0,73	6.818,69	3.409
74	0,74	6.798,86	3.399
75	0,75	6.778,63	3.389
76	0,76	6.757,97	3.379
77	0,77	6.736,83	3.368
78	0,78	6.715,17	3.358
79	0,79	6.692,94	3.346
80	0,80	6.670,08	3.335
81	0,81	6.646,52	3.323
82	0,82	6.622,18	3.311
83	0,83	6.596,98	3.298
84	0,84	6.570,81	3.285
85	0,85	6.543,55	3.272
86	0,86	6.515,04	3.258
87	0,87	6.485,12	3.243
88	0,88	6.453,56	3.227
89	0,89	6.420,08	3.210
90	0,90	6.384,34	3.192



[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
91	0,91	6.345,89	3.173
92	0,92	6.304,12	3.152
93	0,93	6.258,18	3.129
94	0,94	6.206,88	3.103
95	0,95	6.148,38	3.074
96	0,96	6.079,64	3.040
97	0,97	5.995,13	2.998
98	0,98	5.882,80	2.941
99	0,99	5.705,74	2.853

Taula A.11. Probabilitat d'integració superior per produccions de 4 anys

En aquest cas, la corba de probabilitats d'integració superiors és la següent:



Gràfic A.2. Probabilitat d'integració superior amb 4 anys



**Mostra de 5 anys**

[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
1	0,01	8.568,20	4.284
2	0,02	8.409,83	4.205
3	0,03	8.309,36	4.155
4	0,04	8.233,77	4.117
5	0,05	8.172,29	4.086
6	0,06	8.119,96	4.060
7	0,07	8.074,07	4.037
8	0,08	8.032,99	4.016
9	0,09	7.995,62	3.998
10	0,10	7.961,23	3.981
11	0,11	7.929,26	3.965
12	0,12	7.899,32	3.950
13	0,13	7.871,09	3.936
14	0,14	7.844,32	3.922
15	0,15	7.818,83	3.909
16	0,16	7.794,44	3.897
17	0,17	7.771,03	3.886
18	0,18	7.748,49	3.874
19	0,19	7.726,73	3.863
20	0,20	7.705,65	3.853
21	0,21	7.685,20	3.843
22	0,22	7.665,32	3.833
23	0,23	7.645,95	3.823
24	0,24	7.627,04	3.814
25	0,25	7.608,56	3.804
26	0,26	7.590,47	3.795
27	0,27	7.572,73	3.786
28	0,28	7.555,32	3.778
29	0,29	7.538,20	3.769
30	0,30	7.521,36	3.761
31	0,31	7.504,78	3.752
32	0,32	7.488,42	3.744
33	0,33	7.472,28	3.736
34	0,34	7.456,34	3.728
35	0,35	7.440,57	3.720
36	0,36	7.424,96	3.712
37	0,37	7.409,51	3.705
38	0,38	7.394,18	3.697
39	0,39	7.378,99	3.689
40	0,40	7.363,90	3.682
41	0,41	7.348,91	3.674
42	0,42	7.334,01	3.667
43	0,43	7.319,18	3.660



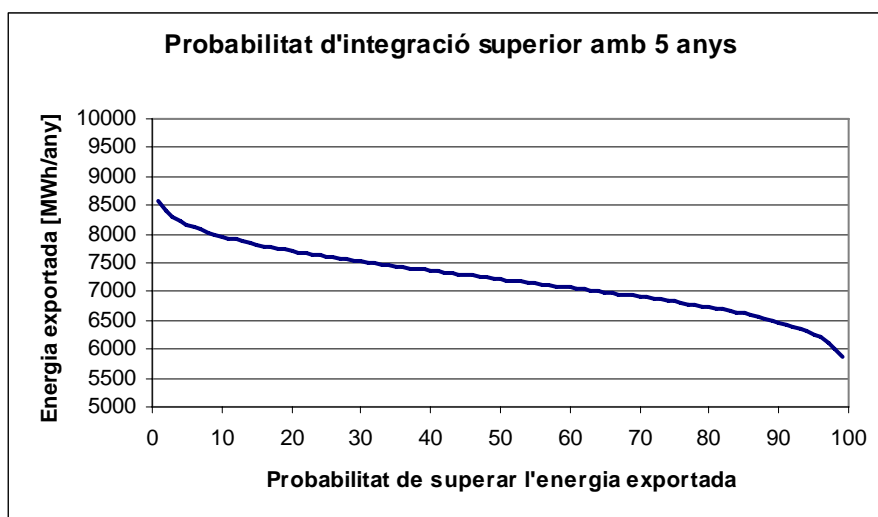
[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
44	0,44	7.304,42	3.652
45	0,45	7.289,72	3.645
46	0,46	7.275,06	3.638
47	0,47	7.260,44	3.630
48	0,48	7.245,85	3.623
49	0,49	7.231,28	3.616
50	0,50	7.216,72	3.608
51	0,51	7.202,15	3.601
52	0,52	7.187,58	3.594
53	0,53	7.172,99	3.586
54	0,54	7.158,37	3.579
55	0,55	7.143,71	3.572
56	0,56	7.129,01	3.565
57	0,57	7.114,25	3.557
58	0,58	7.099,43	3.550
59	0,59	7.084,53	3.542
60	0,60	7.069,54	3.535
61	0,61	7.054,45	3.527
62	0,62	7.039,25	3.520
63	0,63	7.023,93	3.512
64	0,64	7.008,47	3.504
65	0,65	6.992,87	3.496
66	0,66	6.977,10	3.489
67	0,67	6.961,15	3.481
68	0,68	6.945,01	3.473
69	0,69	6.928,65	3.464
70	0,70	6.912,07	3.456
71	0,71	6.895,23	3.448
72	0,72	6.878,12	3.439
73	0,73	6.860,71	3.430
74	0,74	6.842,97	3.421
75	0,75	6.824,87	3.412
76	0,76	6.806,39	3.403
77	0,77	6.787,49	3.394
78	0,78	6.768,11	3.384
79	0,79	6.748,23	3.374
80	0,80	6.727,78	3.364
81	0,81	6.706,71	3.353
82	0,82	6.684,94	3.342
83	0,83	6.662,40	3.331
84	0,84	6.638,99	3.319
85	0,85	6.614,61	3.307
86	0,86	6.589,11	3.295
87	0,87	6.562,34	3.281
88	0,88	6.534,11	3.267
89	0,89	6.504,17	3.252
90	0,90	6.472,20	3.236



[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
91	0,91	6.437,81	3.219
92	0,92	6.400,45	3.200
93	0,93	6.359,36	3.180
94	0,94	6.313,48	3.157
95	0,95	6.261,15	3.131
96	0,96	6.199,66	3.100
97	0,97	6.124,08	3.062
98	0,98	6.023,60	3.012
99	0,99	5.865,23	2.933

Taula A.12. Probabilitat d'integració superior per produccions de 5 anys

En aquest cas el gràfic de probabilitat d'integració superior és el següent:



Gràfic A.3. Probabilitat d'integració superior amb 5 anys



**Mostra de 10 anys**

[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
1	0,01	8.171,99	4.086
2	0,02	8.060,05	4.030
3	0,03	7.989,03	3.995
4	0,04	7.935,60	3.968
5	0,05	7.892,14	3.946
6	0,06	7.855,16	3.928
7	0,07	7.822,72	3.911
8	0,08	7.793,68	3.897
9	0,09	7.767,27	3.884
10	0,10	7.742,96	3.871
11	0,11	7.720,37	3.860
12	0,12	7.699,20	3.850
13	0,13	7.679,25	3.840
14	0,14	7.660,33	3.830
15	0,15	7.642,31	3.821
16	0,16	7.625,07	3.813
17	0,17	7.608,53	3.804
18	0,18	7.592,59	3.796
19	0,19	7.577,21	3.789
20	0,20	7.562,31	3.781
21	0,21	7.547,86	3.774
22	0,22	7.533,80	3.767
23	0,23	7.520,11	3.760
24	0,24	7.506,75	3.753
25	0,25	7.493,68	3.747
26	0,26	7.480,89	3.740
27	0,27	7.468,36	3.734
28	0,28	7.456,05	3.728
29	0,29	7.443,95	3.722
30	0,30	7.432,05	3.716
31	0,31	7.420,33	3.710
32	0,32	7.408,77	3.704
33	0,33	7.397,36	3.699
34	0,34	7.386,09	3.693
35	0,35	7.374,94	3.687
36	0,36	7.363,91	3.682
37	0,37	7.352,99	3.676
38	0,38	7.342,16	3.671
39	0,39	7.331,41	3.666
40	0,40	7.320,75	3.660
41	0,41	7.310,15	3.655
42	0,42	7.299,62	3.650
43	0,43	7.289,14	3.645



<b>[%]</b>	<b>Probabilitat</b>	<b>Producció [MWh/any]</b>	<b>Hores equivalents</b>
44	0,44	7.278,71	3.639
45	0,45	7.268,32	3.634
46	0,46	7.257,96	3.629
47	0,47	7.247,62	3.624
48	0,48	7.237,31	3.619
49	0,49	7.227,01	3.614
50	0,500	7.216,72	3.608
51	0,51	7.206,42	3.603
52	0,52	7.196,12	3.598
53	0,53	7.185,81	3.593
54	0,54	7.175,48	3.588
55	0,55	7.165,12	3.583
56	0,56	7.154,72	3.577
57	0,57	7.144,29	3.572
58	0,58	7.133,81	3.567
59	0,59	7.123,28	3.562
60	0,60	7.112,68	3.556
61	0,61	7.102,02	3.551
62	0,62	7.091,28	3.546
63	0,63	7.080,45	3.540
64	0,64	7.069,52	3.535
65	0,65	7.058,49	3.529
66	0,66	7.047,35	3.524
67	0,67	7.036,07	3.518
68	0,68	7.024,66	3.512
69	0,69	7.013,11	3.507
70	0,70	7.001,38	3.501
71	0,71	6.989,48	3.495
72	0,72	6.977,38	3.489
73	0,73	6.965,08	3.483
74	0,74	6.952,54	3.476
75	0,75	6.939,75	3.470
76	0,76	6.926,69	3.463
77	0,77	6.913,32	3.457
78	0,78	6.899,63	3.450
79	0,79	6.885,57	3.443
80	0,80	6.871,12	3.436
81	0,81	6.856,23	3.428
82	0,82	6.840,84	3.420
83	0,83	6.824,91	3.412
84	0,84	6.808,36	3.404
85	0,85	6.791,12	3.396
86	0,86	6.773,10	3.387
87	0,87	6.754,19	3.377
88	0,88	6.734,23	3.367
89	0,89	6.713,07	3.357
90	0,90	6.690,47	3.345

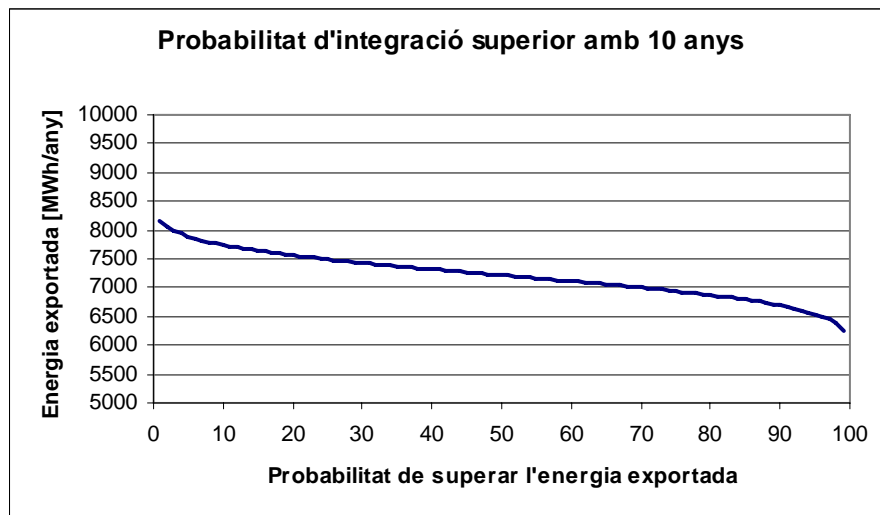




[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
91	0,91	6.666,16	3.333
92	0,92	6.639,75	3.320
93	0,93	6.610,71	3.305
94	0,94	6.578,28	3.289
95	0,95	6.541,29	3.271
96	0,96	6.497,83	3.249
97	0,97	6.444,40	3.222
98	0,98	6.373,38	3.187
99	0,99	6.261,45	3.131

Taula A.13. Probabilitat d'integració superior per produccions de 10 anys

En aquest cas el gràfic de probabilitat d'integració superior és el següent:



Gràfic A.4. Probabilitat d'integració superior amb 10 anys



**Mostra de 15 anys**

[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
1	0,01	7.997,39	3.999
2	0,02	7.905,91	3.953
3	0,03	7.847,87	3.924
4	0,04	7.804,21	3.902
5	0,05	7.768,69	3.884
6	0,06	7.738,46	3.869
7	0,07	7.711,96	3.856
8	0,08	7.688,23	3.844
9	0,09	7.666,64	3.833
10	0,10	7.646,78	3.823
11	0,11	7.628,31	3.814
12	0,12	7.611,02	3.806
13	0,13	7.594,71	3.797
14	0,14	7.579,25	3.790
15	0,15	7.564,52	3.782
16	0,16	7.550,43	3.775
17	0,17	7.536,91	3.768
18	0,18	7.523,89	3.762
19	0,19	7.511,32	3.756
20	0,20	7.499,15	3.750
21	0,21	7.487,33	3.744
22	0,22	7.475,85	3.738
23	0,23	7.464,66	3.732
24	0,24	7.453,74	3.727
25	0,25	7.443,06	3.722
26	0,26	7.432,61	3.716
27	0,27	7.422,36	3.711
28	0,28	7.412,31	3.706
29	0,29	7.402,42	3.701
30	0,30	7.392,69	3.696
31	0,31	7.383,11	3.692
32	0,32	7.373,67	3.687
33	0,33	7.364,34	3.682
34	0,34	7.355,13	3.678
35	0,35	7.346,02	3.673
36	0,36	7.337,01	3.669
37	0,37	7.328,08	3.664
38	0,38	7.319,23	3.660
39	0,39	7.310,45	3.655
40	0,40	7.301,73	3.651
41	0,41	7.293,08	3.647
42	0,42	7.284,47	3.642
43	0,43	7.275,90	3.638



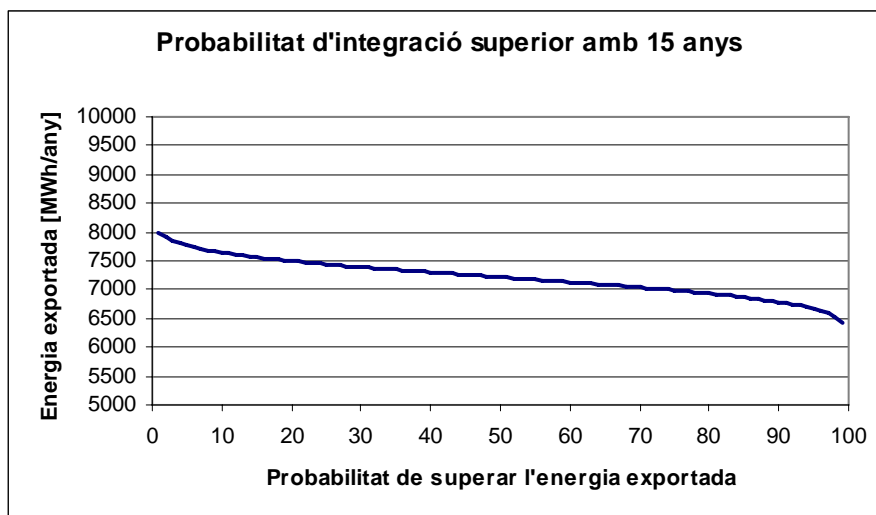
[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
44	0,44	7.267,38	3.634
45	0,45	7.258,89	3.629
46	0,46	7.250,42	3.625
47	0,47	7.241,98	3.621
48	0,48	7.233,55	3.617
49	0,49	7.225,13	3.613
50	0,50	7.216,72	3.608
51	0,51	7.208,30	3.604
52	0,52	7.199,89	3.600
53	0,53	7.191,46	3.596
54	0,54	7.183,01	3.592
55	0,55	7.174,55	3.587
56	0,56	7.166,05	3.583
57	0,57	7.157,53	3.579
58	0,58	7.148,97	3.574
59	0,59	7.140,36	3.570
60	0,60	7.131,70	3.566
61	0,61	7.122,98	3.561
62	0,62	7.114,20	3.557
63	0,63	7.105,35	3.553
64	0,64	7.096,43	3.548
65	0,65	7.087,41	3.544
66	0,66	7.078,30	3.539
67	0,67	7.069,09	3.535
68	0,68	7.059,77	3.530
69	0,69	7.050,32	3.525
70	0,70	7.040,74	3.520
71	0,71	7.031,01	3.516
72	0,72	7.021,13	3.511
73	0,73	7.011,07	3.506
74	0,74	7.000,82	3.500
75	0,75	6.990,37	3.495
76	0,76	6.979,70	3.490
77	0,77	6.968,78	3.484
78	0,78	6.957,59	3.479
79	0,79	6.946,10	3.473
80	0,80	6.934,29	3.467
81	0,81	6.922,11	3.461
82	0,82	6.909,54	3.455
83	0,83	6.896,52	3.448
84	0,84	6.883,00	3.441
85	0,85	6.868,91	3.434
86	0,86	6.854,19	3.427
87	0,87	6.838,73	3.419
88	0,88	6.822,42	3.411
89	0,89	6.805,12	3.403
90	0,90	6.786,66	3.393



[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
91	0,91	6.766,79	3.383
92	0,92	6.745,21	3.373
93	0,93	6.721,47	3.361
94	0,94	6.694,97	3.347
95	0,95	6.664,74	3.332
96	0,96	6.629,23	3.315
97	0,97	6.585,56	3.293
98	0,98	6.527,53	3.264
99	0,99	6.436,05	3.218

Taula A.14. Probabilitat d'integració superior per produccions de 15 anys

En aquest cas el gràfic de probabilitat d'integració superior és el següent:



Gràfic A.5. Probabilitat d'integració superior amb 15 anys



**Mostra de 25 anys**

[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
1	0,01	7.821,11	3.911
2	0,02	7.750,28	3.875
3	0,03	7.705,35	3.853
4	0,04	7.671,55	3.836
5	0,05	7.644,05	3.822
6	0,06	7.620,65	3.810
7	0,07	7.600,13	3.800
8	0,08	7.581,76	3.791
9	0,09	7.565,05	3.783
10	0,10	7.549,67	3.775
11	0,11	7.535,37	3.768
12	0,12	7.521,98	3.761
13	0,13	7.509,36	3.755
14	0,14	7.497,39	3.749
15	0,15	7.485,98	3.743
16	0,16	7.475,08	3.738
17	0,17	7.464,61	3.732
18	0,18	7.454,53	3.727
19	0,19	7.444,80	3.722
20	0,20	7.435,37	3.718
21	0,21	7.426,23	3.713
22	0,22	7.417,33	3.709
23	0,23	7.408,67	3.704
24	0,24	7.400,22	3.700
25	0,25	7.391,95	3.696
26	0,26	7.383,86	3.692
27	0,27	7.375,93	3.688
28	0,28	7.368,14	3.684
29	0,29	7.360,49	3.680
30	0,30	7.352,96	3.676
31	0,31	7.345,54	3.673
32	0,32	7.338,23	3.669
33	0,33	7.331,01	3.666
34	0,34	7.323,88	3.662
35	0,35	7.316,82	3.658
36	0,36	7.309,84	3.655
37	0,37	7.302,93	3.651
38	0,38	7.296,08	3.648
39	0,39	7.289,28	3.645
40	0,40	7.282,54	3.641
41	0,41	7.275,83	3.638
42	0,42	7.269,17	3.635
43	0,43	7.262,54	3.631



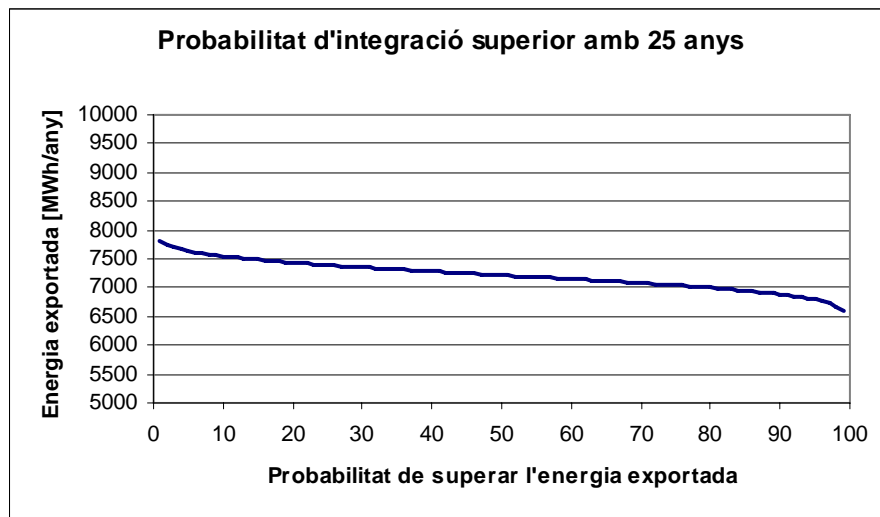
<b>[%]</b>	<b>Probabilitat</b>	<b>Producció [MWh/any]</b>	<b>Hores equivalents</b>
44	0,44	7.255,94	3.628
45	0,45	7.249,36	3.625
46	0,46	7.242,81	3.621
47	0,47	7.236,27	3.618
48	0,48	7.229,75	3.615
49	0,49	7.223,23	3.612
50	0,50	7.216,72	3.608
51	0,51	7.210,20	3.605
52	0,52	7.203,69	3.602
53	0,53	7.197,16	3.599
54	0,54	7.190,62	3.595
55	0,55	7.184,07	3.592
56	0,56	7.177,49	3.589
57	0,57	7.170,89	3.585
58	0,58	7.164,26	3.582
59	0,59	7.157,60	3.579
60	0,60	7.150,90	3.575
61	0,61	7.144,15	3.572
62	0,62	7.137,35	3.569
63	0,63	7.130,50	3.565
64	0,64	7.123,59	3.562
65	0,65	7.116,61	3.558
66	0,66	7.109,56	3.555
67	0,67	7.102,43	3.551
68	0,68	7.095,21	3.548
69	0,69	7.087,89	3.544
70	0,70	7.080,48	3.540
71	0,71	7.072,95	3.536
72	0,72	7.065,29	3.533
73	0,73	7.057,51	3.529
74	0,74	7.049,57	3.525
75	0,75	7.041,48	3.521
76	0,76	7.033,22	3.517
77	0,77	7.024,76	3.512
78	0,78	7.016,10	3.508
79	0,79	7.007,21	3.504
80	0,80	6.998,06	3.499
81	0,81	6.988,64	3.494
82	0,82	6.978,90	3.489
83	0,83	6.968,82	3.484
84	0,84	6.958,35	3.479
85	0,85	6.947,45	3.474
86	0,86	6.936,05	3.468
87	0,87	6.924,08	3.462
88	0,88	6.911,45	3.456
89	0,89	6.898,06	3.449
90	0,90	6.883,77	3.442



[%]	Probabilitat	Producció [MWh/any]	Hores equivalents
91	0,91	6.868,39	3.434
92	0,92	6.851,68	3.426
93	0,93	6.833,30	3.417
94	0,94	6.812,78	3.406
95	0,95	6.789,38	3.395
96	0,96	6.761,89	3.381
97	0,97	6.728,08	3.364
98	0,98	6.683,15	3.342
99	0,99	6.612,33	3.306

Taula A.15. Probabilitat d'integració superior per produccions de 25 anys

En aquest cas el gràfic de probabilitat d'integració superior és el següent:



Gràfic A.6. Probabilitat d'integració superior amb 25 anys

S'observa com la corba obtinguda és cada cop més plana a mesura que va augmentant la mida de la mostra i va disminuint la variabilitat associada a l'extrapolació a llarg termini.



## A.5. Càlcul de la rendibilitat a llarg termini

Per a calcular la rendibilitat a llarg termini es treballa amb el model financer reduït especificat a la memòria. Els resultats obtinguts a les taules següents es basen en les dades d'un any de mesura amb criteri P50. L'únic paràmetre que caldria modificar per a tenir en compte la variabilitat a llarg termini seria la casella corresponent l'energia neta generada de la Taula A.16. Per a qualsevol aclariment, en el CD adjunt al projecte es troba el model utilitzat en format MS Excel.

- **DADES BÀSIQUES**

<b>Altres dades bàsiques</b>	
Energia neta generada [MWh/any] (P50)	7.216,72
Hores equivalents [hores/any]	3.608
Vida útil [anys]	20
Valor residual [milers d'€]	0
Taxa d'inflació [%]	3
Mesos de construcció	12
Inici de l'explotació	Gener 2009

Taula A.16. Dades bàsiques [1]

<b>Dades bàsiques de l'aerogenerador</b>	
Marca	GAMESA
Model	G80-2.0MW
Alçada boixa [m]	78
Potència [kW]	2.000
Classe IEC	I - A
Preu unitari [€]	2.500.000
Nº aerogeneradors	1
Potència nominal [MW]	2

Taula A.17. Dades bàsiques [2]

<b>Cost aerogenerador [milers d'€]</b>	2.500,00
Cost per MW [milers d'€]	1.250,00

Taula A.18. Dades bàsiques [3]





La descripció dels costos de construcció resten descrits en el capítol 7 de la memòria.

<b>Cost construcció [milers d'€]</b>	965
Centre de transformació [milers d'€]	10
Subestació [milers d'€]	180
Costos d'interconnexió [milers d'€]	245
Cost d'obra civil [milers d'€]	300
Altres costos [milers d'€]	230

*Taula A.19. Dades bàsiques [4]*

TOTAL INVERSIÓ MATERIAL	3.465,00
Interessos intercalaris	
<b>TOTAL INVERSIÓ INICIAL [milers d'€]</b>	<b>3.465,00</b>

*Taula A.20. Dades bàsiques [5]*

TMR [c€/kWh]	7,7644
Inflació aplicable TMR (inflació - 1%) [%]	2
Tarifa aplicable primers 15 anys [c€/kWh]	90% TMR
Tarifa aplicable 16-20 anys [c€/kWh]	80% TMR
Impost de Societats (tipus general) [%]	30
IVA [%]	16

*Taula A.21. Dades bàsiques [6]*

Es considera la darrera Tarifa elèctrica Mitjana o de Referència del RD 809//2006, del 30 de Juny de 2006. D'altra banda, els percentatges de TMR utilitzats es corresponen amb l'article 34 del RD 436/2004.

El percentatge de l'Impost de Societats és el definit per la Llei 35/2006, de 28 de Novembre, de l'Impost sobre la Renda de les Persones Físiques i de modificació parcial de les lleis dels Impostos sobre Societats, sobre la Renda de no Residents i sobre el Patrimoni.



**DESPESES**

<b>DESPESES</b>									
Escalat inflació	1,00	1,03	1,06	1,09	1,13	1,16	1,19	1,23	1,27
	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Anys	2.007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Operació i manteniment [€/MWh]	10,00	10,30	10,61	10,93	11,26	11,59	11,94	12,30	12,67
Lloguer dels terrenys [milers €]	0,68	0,70	0,72	0,74	0,76	0,79	0,81	0,83	0,86
Assegurances [milers €]	0,80	0,82	0,85	0,87	0,90	0,92	0,95	0,98	1,01
Personal i administració (3% facturació)									
Amortització obra civil	20	anys							
Amortització aerogenerador	20	"							
Amortització despeses activades	5	"							
Amortització interessos intercalaris	20	"							

<b>DESPESES</b>									
Escalat inflació	1,30	1,34	1,38	1,43	1,47	1,51	1,56	1,60	1,65
	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
Anys	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Operació i manteniment [€/MWh]	13,05	13,44	13,84	14,26	14,69	15,13	15,58	16,05	16,53
Lloguer dels terrenys (Conveni):	0,89	0,91	0,94	0,97	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12
Assegurances	1,04	1,07	1,10	1,14	1,17	1,21	1,24	1,28	1,32
Personal i administració (3 % facturació)									
Amortització obra civil	20	anys							
Amortització aerogeneradors	20	"							
Amortització despeses activades	5	"							
Amortització interessos intercalaris	20	"							

Taula A.22. Despeses [1]



<b>DESPESES</b>				
Escalat inflació	1,70	1,75	1,81	1,86
	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Anys	2025	2026	2027	2028
Operació i manteniment [€/MWh]	17,02	17,54	18,06	18,60
Lloguer dels terrenys (Conveni):	1,16	1,19	1,23	1,26
Assegurances	1,36	1,40	1,44	1,48
Personal i administració (3% facturació)				
Amortització obra civil	20	anys		
Amortització aerogeneradors	20	"		
Amortització despeses activades	5	"		
Amortització interessos intercalaris	20	"		

*Taula A.23. Despeses [2]*

S'ha considerat l'escalat de la inflació del 3% sobre cadascuna de les despeses descrites, des de l'any 2007, inici de la inversió, fins al 2008, final de l'explotació.



- **AMORTITZACIÓ DELS ACTIUS**

<b>AMORTITZACIO DELS ACTIUS</b>							
		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
	Ref	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>OBRA CIVIL I SERVEIS VARIS</b>							
percentatge imputació període	5						
Amortització anual		48,25	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25
Valor comptable net	965,00	916,75	868,50	820,25	772,00	723,75	675,50
<b>AEROGENERADOR</b>							
percentatge imputació període	5						
Amortització anual		125	125	125	125	125	125
Valor comptable net	2.500	2.375	2.250	2.125	2.000	1.875	1.750
<b>TOTAL DOTACIONS</b>		173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>AMORTITZACIO DELS ACTIUS</b>							
	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>OBRA CIVIL I SERVEIS VARIS</b>							
percentatge imputació període							
Amortització anual	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25
Valor comptable net	627,25	579,00	530,75	482,50	434,25	386,00	337,75
<b>AEROGENERADORS</b>							
percentatge imputació període							
Amortització anual	125	125	125	125	125	125	125
Valor comptable net	1.625	1.500	1.375	1.250	1.125	1.000	875
<b>TOTAL DOTACIONS</b>	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>AMORTITZACIO DELS ACTIUS</b>							
	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>OBRA CIVIL I SERVEIS VARIS</b>							
percentatge imputació període							
Amortització anual	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25	48,25
Valor comptable net	289,50	241,25	193,00	144,75	96,50	48,25	0
<b>AEROGENERADORS</b>							
percentatge imputació període							
Amortització anual	125	125	125	125	125	125	125
Valor comptable net	750	625	500	375	250	125	0
<b>TOTAL DOTACIONS</b>	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25

Taula A.24. Amortització dels actius (milers d'€)



• **PREUS DE VENDA DE L'ENERGIA**

<b>PREUS DE VENDA DE L'ENERGIA</b>						
	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Any	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TMR [c€/kWh]	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644
Escalat d'inflació	1,0000	1,0200	1,0404	1,0612	1,0824	1,1041
Tarifa indexada [c€/kWh]	7,7644	7,9197	8,0781	8,2396	8,4044	8,5725
Tarifa aplicable [c€/kWh]	6,9880	7,1277	7,2703	7,4157	7,5640	7,7153
Reactiva	0,3106	0,3168	0,3231	0,3296	0,3362	0,3429
Cost dels desviaments	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000
Preu net de venda [c€/kWh]	6,9985	7,1445	7,2934	7,4453	7,6002	7,7582
	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Any	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TMR [c€/kWh]	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644
Escalat d'inflació	1,1262	1,1487	1,1717	1,1951	1,2190	1,2434
Tarifa indexada [c€/kWh]	8,7440	8,9189	9,0972	9,2792	9,4648	9,6541
Tarifa aplicable [c€/kWh]	7,8696	8,0270	8,1875	8,3513	8,5183	8,6886
Reactiva	0,3498	0,3568	0,3639	0,3712	0,3786	0,3862
Cost dels desviaments	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000
Preu net de venda [c€/kWh]	7,9193	8,0837	8,2514	8,4224	8,5969	8,7748
	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
Any	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TMR [c€/kWh]	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644
Escalat d'inflació	1,2682	1,2936	1,3195	1,3459	1,3728	1,4002
Tarifa indexada [c€/kWh]	9,8471	10,0441	10,2450	10,4499	10,6589	10,8720
Tarifa aplicable [c€/kWh]	8,8624	9,0397	9,2205	9,4049	9,5930	8,6976
Reactiva	0,3939	0,4018	0,4098	0,4180	0,4264	0,4349
Cost dels desviaments	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000
Preu net de venda [c€/kWh]	8,9563	9,1414	9,3303	9,5229	9,7193	8,8325

Taula A.25. Preus de venda de l'energia [1]



<b>PREUS DE VENDA DE L'ENERGIA</b>				
	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Any	2025	2026	2027	2028
TMR [c€/kWh]	7,7644	7,7644	7,7644	7,7644
Escalat d'inflació	1,4282	1,4568	1,4859	1,5157
Tarifa indexada [c€/kWh]	11,0895	11,3113	11,5375	11,7682
Tarifa aplicable [c€/kWh]	8,8716	9,0490	9,2300	9,4146
Reactiva	0,4436	0,4525	0,4615	0,4707
Cost dels desviaments	0,3000	0,3000	0,3000	0,3000
Preu net de venda [c€/kWh]	9,0152	9,2015	9,3915	9,5853

Taula A.26. Preus de venda de l'energia [2]

A la TMR inicial se li aplica primer l'escalat d'inflació corresponent al 2% i després el percentatge de tarifa del 90% (1-15 anys) o del 80% (16-20 anys). Es considera també un percentatge de bonificació de reactiva del 4% i una penalització pels desviaments previstos de 0,3 c€/kWh. Aquest últim s'ha estimat a partir converses amb professionals del sector.

- **CÀLCUL DEL VAN I DE LA TIR PROJECTE**

<b>CÀLCUL DE LA TIR DE PROJECTE</b>						
	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Any	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Inversió material	-3.465,00					
<b>Ingressos</b>						
Venda electricitat [milers €]			526,34	537,30	548,48	559,89
Altres ingressos			0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>			526,34	537,30	548,48	559,89
<b>Despeses</b>						
Operació i manteniment			76,56	78,86	81,22	83,66
Lloguer de terrenys			0,72	0,74	0,76	0,79
Assegurances			0,85	0,87	0,90	0,92
Personal i Administració			15,79	16,12	16,45	16,80
<b>TOTAL</b>			93,92	96,59	99,34	102,17
<b>MARGE BRUT OPERATIU</b>	-3.465,00	0,00	432,42	440,71	449,14	457,72
Amortitzacions			173,25	173,25	173,25	173,25
<b>BENEFICI ABANS D'IMPOSTOS</b>			259,17	267,46	275,89	284,47
Impostos (tipus general)			77,75	80,24	82,77	85,34
<b>BENEFICI DESPRÉS D'IMPOSTOS</b>			181,42	187,22	193,12	199,13
Amortitzacions			173,25	173,25	173,25	173,25
<b>FONS GENERATS</b>	-3.465,00	0,00	354,67	360,47	366,37	372,38

Taula A.27. Càlcul de la TIR projecte [1]



<b>CALCUL DE LA TIR DE PROJECTE</b>						
	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Any	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inversió material						
<b>Ingressos</b>						
Venda electricitat [milers €]	571,52	583,38	595,48	607,82	620,41	633,25
Altres ingressos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>571,52</b>	<b>583,38</b>	<b>595,48</b>	<b>607,82</b>	<b>620,41</b>	<b>633,25</b>
<b>Despeses</b>						
Operació i manteniment	86,17	88,76	91,42	94,16	96,99	99,90
Lloguer de terrenys	0,81	0,83	0,86	0,89	0,91	0,94
Assegurances	0,95	0,98	1,01	1,04	1,07	1,10
Personal i Administració	17,15	17,50	17,86	18,23	18,61	19,00
<b>TOTAL</b>	<b>105,08</b>	<b>108,07</b>	<b>111,15</b>	<b>114,32</b>	<b>117,58</b>	<b>120,94</b>
<b>MARGE BRUT OPERATIU</b>	<b>466,44</b>	<b>475,31</b>	<b>484,33</b>	<b>493,50</b>	<b>502,83</b>	<b>512,32</b>
Amortitzacions	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>BENEFICI ABANS D'IMPOSTOS</b>	<b>293,19</b>	<b>302,06</b>	<b>311,08</b>	<b>320,25</b>	<b>329,58</b>	<b>339,07</b>
Impostos (tipus general)	87,96	90,62	93,32	96,07	98,87	101,72
<b>BENEFICI DESPRÉS D'IMPOSTOS</b>	<b>205,23</b>	<b>211,44</b>	<b>217,75</b>	<b>224,17</b>	<b>230,71</b>	<b>237,35</b>
Amortitzacions	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>FONS GENERATS</b>	<b>378,48</b>	<b>384,69</b>	<b>391,00</b>	<b>397,42</b>	<b>403,96</b>	<b>410,60</b>
	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
Any	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inversió material						
<b>Ingressos</b>						
Venda electricitat [milers €]	646,35	659,71	673,34	687,24	701,42	637,42
Altres ingressos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>646,35</b>	<b>659,71</b>	<b>673,34</b>	<b>687,24</b>	<b>701,42</b>	<b>637,42</b>
<b>Despeses</b>						
Operació i manteniment	102,89	105,98	109,16	112,43	115,81	119,28
Lloguer de terrenys	0,97	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12
Assegurances	1,14	1,17	1,21	1,24	1,28	1,32
Personal i Administració	19,39	19,79	20,20	20,62	21,04	19,12
<b>TOTAL</b>	<b>124,39</b>	<b>127,94</b>	<b>131,59</b>	<b>135,35</b>	<b>139,22</b>	<b>140,84</b>
<b>MARGE BRUT OPERATIU</b>	<b>521,96</b>	<b>531,77</b>	<b>541,75</b>	<b>551,89</b>	<b>562,20</b>	<b>496,57</b>
Amortitzacions	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>BENEFICI ABANS D'IMPOSTOS</b>	<b>348,71</b>	<b>358,52</b>	<b>368,50</b>	<b>378,64</b>	<b>388,95</b>	<b>323,32</b>
Impostos (tipus general)	104,61	107,56	110,55	113,59	116,68	97,00
<b>BENEFICI DESPRÉS D'IMPOSTOS</b>	<b>244,10</b>	<b>250,97</b>	<b>257,95</b>	<b>265,05</b>	<b>272,26</b>	<b>226,33</b>
Amortitzacions	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>FONS GENERATS</b>	<b>417,35</b>	<b>424,22</b>	<b>431,20</b>	<b>438,30</b>	<b>445,51</b>	<b>399,58</b>

Taula A.28. Càlcul de la TIR projecte [2]



<b>CÀLCUL DE LA TIR DE PROJECTE</b>				
	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Any	2025	2026	2027	2028
Inversió material				
<b>Ingressos</b>				
Venda electricitat [milers €]	650,60	664,04	677,76	691,75
Altres ingressos	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>650,60</b>	<b>664,04</b>	<b>677,76</b>	<b>691,75</b>
<b>Despeses</b>				
Operació i manteniment	122,86	126,55	130,34	134,25
Lloguer de terrenys	1,16	1,19	1,23	1,26
Assegurances	1,36	1,40	1,44	1,48
Personal i Administració	19,52	19,92	20,33	20,75
<b>TOTAL</b>	<b>144,89</b>	<b>149,06</b>	<b>153,34</b>	<b>157,75</b>
<b>MARGE BRUT OPERATIU</b>	<b>505,71</b>	<b>514,99</b>	<b>524,42</b>	<b>533,99</b>
Amortitzacions	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>BENEFICI ABANS D'IMPOSTOS</b>	<b>332,46</b>	<b>341,74</b>	<b>351,17</b>	<b>360,74</b>
Impostos (tipus general)	99,74	102,52	105,35	108,22
<b>BENEFICI DESPRÉS D'IMPOSTOS</b>	<b>232,72</b>	<b>239,22</b>	<b>245,82</b>	<b>252,52</b>
Amortitzacions	173,25	173,25	173,25	173,25
<b>FONS GENERATS</b>	<b>405,97</b>	<b>412,47</b>	<b>419,07</b>	<b>425,77</b>

Taula A.29. Càlcul de la TIR projecte [3]

Per a calcular el VAN projecte és necessari conèixer el valor del WACC. A la Taula A.30 resten descrits cadascun dels paràmetres necessaris per a fer-ho.

<b>CÀLCUL DEL WACC</b>	
Bonus	4,22
Marge	1,25
$w_d$	5,47
$t$ (tipus general)	0,30
$w_{cp}$	14,00
D	0,65
CP	0,35
D	2.252,25
CP	1.212,75
V	3.465,00
<b>WACC</b>	<b>7,4</b>

Taula A.30. Càlcul del WACC





Finalment, a partir dels Fons Generats per a cada any i del WACC es calcula el TIR projecte i el VAN.

<b>TIR [%]</b>	<b>8,33</b>
	3.761,95
<b>VAN [milers €]</b>	<b>296,95</b>

*Taula A.31. Valor del VAN i de la TIR projecte*

La determinació dels paràmetres VAN i TIR és l'objectiu del model descrit ja que segons el valor que prenguin, es realitzarà o no la inversió. En el cas del VAN, la norma d'acceptabilitat és que ha de ser nul o positiu, mentre que per la TIR projecte s'ha de complir que aquesta sigui superior o igual al WACC.



## A.6. Càlcul de la retribució a curt termini

La segona part de la simulació tracta d'estimar un valor quantificable de retribució a curt termini tenint en compte l'opció de venda d'energia elèctrica (Tarifa Regulada o Mercat Diari) i la utilització de sistemes de predicció meteorològica a l'hora de realitzar les programacions de producció de la instal·lació eòlica.

### A.6.1. Hipòtesis inicials

- Es basa en la normativa del RD 436/2004.
- Es treballa amb una mostra corresponent als sis primers mesos de l'any 2006.
- La producció mensual és la calculada en l'apartat A.2.
- Els complements referents a la prima, a l'incentiu i a la garantia de potència resten definits a la memòria del projecte (capítol 7.4).
- En quant el complement per energia reactiva, aquest adquireix diferents valors segons la discriminació horària tipus 3 que estableix 4 hores punta, 12 hores de pla i 8 hores de vall. Per a poder optar a la màxima bonificació per aquest concepte, els aerogeneradors han de tenir la capacitat de regulació del factor de potència.

Aquest fet implica la instal·lació d'una sèrie d'equips tant en la subestació en cadascun dels aerogeneradors, juntament amb la implantació en el sistema de control d'un software de control del factor de potència. En el càlcul de la retribució a curt termini no es té en compte cap bonificació ni penalització d'aquest tipus.



Complemento por energía reactiva				
Tipo de FP	Energía activa y reactiva	Bonificación por ciento		
	Factor de potencia	Punta	Llano	Valle
Inductivo.	< 0,95	-4	-4	8
	< 0,96 y ≥ 0,95	-3	0	6
	< 0,97 y ≥ 0,96	-2	0	4
	< 0,98 y ≥ 0,97	-1	0	2
	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
Capacitivo.	1	0	4	0
	< 1 y ≥ 0,98	0	2	0
	< 0,98 y ≥ 0,97	2	0	-1
	< 0,97 y ≥ 0,96	4	0	-2
	< 0,96 y ≥ 0,95	6	0	-3
	< 0,95	8	-4	-4

Figura A.1. Complement per energia reactiva (Font: RD 436/2004. ANNEX V)

### A.6.2. Càlculs realitzats

A la Taula A.32 resten especificats els fitxers on s'han realitzat els càlculs de la retribució a curt termini i que es poden trobar en el CD adjunt al projecte.

Nom del fitxer	Dades d'entrada
Retribució_ct_gener	Producció_gener.xls
Retribució_ct_febrer	Producció_febrer.xls
Retribució_ct_març	Producció_març.xls
Retribució_ct_abril	Producció_abril.xls
Retribució_ct_maig	Producció_maig.xls
Retribució_ct_juny	Producció_juny.xls

Taula A.32. Càlcul de les retribucions mensuals a curt termini





## B. ESTUDI D'IMPACTE AMBIENTAL

### B.1. Anàlisi ambiental del projecte

Si bé l'objecte analitzat en aquest projecte no té implicacions directes d'impacte ambiental, l'aplicació de les seves conclusions podria conduir a una millora en la gestió d'una font d'energia renovable com és l'eòlica. En aquest cas, sí que es pot parlar d'una dimensió ambiental. Cal destacar la importància d'aquestes millores en la reducció de les emissions de gasos d'efecte hivernacle en la lluita contra el canvi climàtic.

Un estudi de la GWEC (Global Wind Energy Council) de l'any 2006<sup>[1]</sup> indica que a l'any 2030 l'energia eòlica representarà un estalvi en l'escenari de referència de 535 milions de tones de CO<sub>2</sub>, de 1.661 milions de tones en l'escenari moderat i de 3.100 milions de tones en l'escenari avançat.

En aquest sentit, un projecte desenvolupat per AUMA, Consultores en Medio Ambiente y Energía, S.L.<sup>[2]</sup> l'any 2000, juntament amb altres organismes públics i associacions, proposa un estudi detallat dels diferents sistemes de generació elèctrica presents actualment en el parc elèctric espanyol mitjançant l'avaluació quantitativa de totes les substàncies potencialment contaminants emeses pels diferents processos relacionats amb el cicle complet de generació elèctrica. Per a fer-ho, s'ha utilitzat un mètode de comptabilitat d'impactes rigorós, i acceptat internacionalment, com és l'Anàlisi del Cicle de Vida (ACV), juntament amb programes de modelització (SimaPro).

L'anàlisi realitzat s'aplica a cadascuna de les tecnologies de generació i s'estén a totes les categories d'impacte considerades, definint la carga de les emissions en termes d'*ecopunts d'impacte*, com a mesura dels perjudicis comesos en les diverses fases del cicle de vida fins a generar una unitat d'electricitat. Aquesta anàlisi s'inicia amb un exhaustiu inventari de les substàncies contaminants, comptabilitzades en unitats físiques, i posteriorment sotmeses a un procés d'homogeneïtzació en termes d'impacte relatiu, mitjançant etapes successives de classificació, caracterització, normalització i avaluació.

---

<sup>[1]</sup> GWEC, Global Wind Energy Council, GREENPEACE, *Perspectivas globales de la energía eólica*. 2006, p. 47.

<sup>[2]</sup> AUMA, Consultores en Medio Ambiente y Energía, S.L. *Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid: Juliol de 2000, p. 6-8.



### B.1.1. Valoració dels impactes segons els sistemes energètics

Les fases del cicle complet de generació elèctrica considerades en l'estudi, per a cada tecnologia, han estat: mineria i extracció de materials, preparació i concentrat, transport, obres civils i enginyeria, producció elèctrica, generació i dipòsit de residus. Quant a les categories d'impacte s'han agrupat en dotze, i s'han quantificat per a cadascuna de les vuit tecnologies de generació elèctrica considerades: lignit, carbó, petroli, gas natural, nuclear, hidroelèctrica, solar fotovoltaica i eòlica. La Taula B.1 mostra els resultats obtinguts.

Impactes/ Sistemes Energètics	Lignit	Carbó	Petroli	Gas Natural	Nuclear	Solar	Eòlic	Mini- hidràulica
Escalfament Global	135,00	109,00	97,00	95,80	2,05	15,40	2,85	0,41
Disminució Capa d'Ozó	0,32	1,95	53,10	0,86	4,12	3,66	1,61	0,05
Acidificació	920,00	265,00	261,00	30,50	3,33	97,00	3,49	0,46
Eutrofització	9,83	11,60	9,76	6,97	0,28	1,97	0,27	0,06
Metalls pesats	62,90	728,00	244,00	46,60	25,00	167,00	40,70	2,58
Substàncies Carcinògenes	25,70	84,30	540,00	22,10	2,05	75,70	9,99	0,76
Boira Hivern	519,00	124,00	135,00	3,08	1,50	53,30	1,48	0,15
Boira Fotoquímica	0,49	3,05	36,90	3,47	0,32	3,03	1,25	0,06
Radiacions ionitzants	0,02	0,05	0,02	0,00	2,19	0,12	0,01	0,00
Residus	50,90	12,90	0,62	0,58	0,28	1,84	0,29	0,52
Residus Radioactius	5,28	10,60	7,11	1,34	565,00	34,90	1,83	0,32
Esgotament Recursos Energètics	5,71	5,47	13,60	55,80	65,70	7,06	0,91	0,07
<b>TOTAL</b>	<b>1735,16</b>	<b>1355,92</b>	<b>1398,11</b>	<b>267,11</b>	<b>671,82</b>	<b>460,98</b>	<b>64,67</b>	<b>5,43</b>

Taula B.1. Ecopunts per sistemes i categories d'impacte



### B.1.2. Síntesi dels resultats obtinguts

Per agregació successiva s'arriba a un valor total quantificat en *ecopunts d'impacte* per a cada sistema analitzat, que s'ha d'interpretar com a un nivell de penalització ambiental, alhora que permet la comparació entre les diferents opcions de generació elèctrica. De la mateixa forma, aquesta eina d'anàlisi representa un mitjà per a identificar, amb un alt nivell de detall, les accions necessàries en cada fase de l'ACV per a minimitzar un determinat impacte.

Així, els sistemes de generació basats en els combustibles fòssils (lignit, carbó i petroli) computen més de 1000 *ecopunts*, el que constitueix una valoració indicativa del seu impacte sobre els ecosistemes naturals i la salut humana. En una situació intermèdia, entre 100 i 1000 *ecopunts*, es classifiquen el sistema nuclear i el gas natural.

Globalment, els resultats finals del projecte quantifiquen les avantatges de determinades opcions de generació, en particular en el cas de les energies renovables, amb uns impactes mediambientals relativament baixos en comparació amb sistemes de basats en combustibles fòssils i nuclears.

La Taula B.2 mostra els *ecopunts* obtinguts per sistemes basats en combustibles fòssils.

<b>TOTAL ECOPUNTS SUPERIOR A 1000</b>	
SISTEMA LIGNIT	1.735
SISTEMA PETROLI	1.398
SISTEMA CARBÓ	1.356

Taula B.2. Total *ecopunts* superior a 1000



D'altra banda, la Taula B.3 mostra aquells sistemes amb una valoració intermèdia.

<b>TOTAL ECOPUNTS ENTRE 100 I 1000</b>	
SISTEMA NUCLEAR	672
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAIC	461
SISTEMA GAS NATURAL	267

*Taula B.3. Total ecopunts entre 100 i 1000*

Finalment, la Taula B.4 mostra els resultats dels dos sistemes de generació amb menys impacte.

<b>TOTAL ECOPUNTS INFERIOR A 100</b>	
SISTEMA EÒLIC	65
SISTEMA MINIHIDRÀULIC	5

*Taula B.4. Total ecopunts inferior a 100*

L'eòlica representa, doncs, una clara alternativa en la lluita contra el canvi climàtic. Per tant, qualsevol millora en la seva gestió pot facilitar la seva implantació en el parc espanyol de generació elèctrica.





## C. PRESSUPOST

### C.1. Cost de personal

El projecte estima les possibles millores en la gestió de l'energia eòlica obtingudes a partir de l'aplicació de sistemes de predicció meteorològica. Es tracta d'una anàlisi de caràcter marginal, en el sentit d'optimització de la inversió, que interpreta la predicció com una nova variable en la decisió d'endegar un nou projecte de parc eòlic.

Les diferents etapes que constitueixen el projecte són les següents:

1. *Anàlisi de la documentació existent*

En aquesta etapa s'ha recopilat i classificat la normativa vigent que afecta el sector eòlic, la metodologia d'anàlisi de sèries històriques de vent i els diferents estudis realitzats sobre sistemes de predicció meteorològica a llarg i a curt termini.

Temps: **60 hores**

2. *Estat d'art dels sistemes de predicció meteorològica*

Després de recopilar el màxim d'informació s'ha fet una anàlisi sobre la situació actual dels coneixements sobre predicció meteorològica per a determinar aquells que podien influir en un projecte eòlic.

Temps: **90 hores**

3. *Anàlisi i avaluació dels models de previsió*

En aquesta part del projecte s'han analitzat aquells models numèrics de previsió aplicables a la predicció a llarg i a curt termini. Destaquen els models numèrics d'escala espacial mesoescalar.

Temps: **100 hores**



#### 4. *Beneficis de la predicció meteorològica en la gestió de l'energia eòlica*

A llarg termini el VAN (Valor Actual Net) i la TIR (Taxa Interna de Rendibilitat) del projecte són els paràmetres decisoris per a l'execució o no del mateix, mentre que a curt termini, els aspectes econòmics fan referència a les desviacions en la producció d'energia elèctrica programada sofertes per una mala previsió del vent i penalitzades en el càlcul de la retribució final de l'energia

Temps: **70 hores**

#### 5. *Definició dels escenaris de simulació*

En aquest punt es busca simular l'efecte dels sistemes de predicció meteorològica en una instal·lació concreta. Així, s'escull una localitat on es coneix el règim de vents del darrer any i un model d'aerogenerador per a poder calcular la producció.

Temps: **90 hores**

#### 6. *Realització de la simulació*

En aquesta etapa es realitzen els càlculs de la producció elèctrica obtinguda en la instal·lació. Així, a llarg termini, es calcula el VAN i la TIR projecte per a diferents valors de la variabilitat associada a l'extrapolació a 20 anys. D'altra banda, a curt termini, i a partir de la producció mensual prevista, es calcula la retribució final segons l'opció de venda d'energia elèctrica i segons l'error mig absolut de producció (EMAP) comès en la programació de la producció.

Temps: **150 hores**

#### 7. *Anàlisis dels resultats i conclusions*

Un cop realitzats els càlculs s'analitzen els resultats obtinguts estimant les millores econòmiques, tant a llarg com a curt termini, que poden significar els sistemes de predicció meteorològica en la gestió d'un parc eòlic.

Temps: **90 hores**

#### 8. *Redacció de la memòria i dels annexes del projecte*

Els punts més destacats de la redacció són aquells que descriuen el procés d'obtenció de la informació, el mercat elèctric, els sistemes de predicció meteorològica, la simulació realitzada i l'anàlisi dels resultats obtinguts.

Temps: **140 hores**



El cost de personal d'un enginyer industrial superior s'estima en *45 €/hora*.

## **C.2. Cost de recursos materials**

Els únics recursos utilitzats per al desenvolupament del projecte fan referència a material d'oficina com folis, fotocòpies, impressions o cartutxos de tinta.

La quantitat total d'aquesta partida puja a **90 €**.

## **C.3. Cost dels desplaçaments**

Aquests costos fan referència als desplaçaments per assistir als diferents congressos i conferències en que s'ha participat, així com a una entrevista amb el Cap de Meteorologia, Tomàs Molina, als estudis centrals de Televisió de Catalunya (TV3).

La quantitat total d'aquesta partida és de **40 €**.

## **C.4. Cost de difusió del projecte**

Són aquells que fan referència a l'Estudi de Mercat, a la presentació del projecte a una mostra seleccionada de promotors i a un Pla d'Acció de Màrketng per a recolzar el projecte<sup>[1]</sup>.

La quantitat total d'aquesta partida és de **3.850 €**.

---

<sup>[1]</sup> Aquest apartat, atesa la naturalesa tècnica del projecte, no es desglossa ni s'estudia per separat.



## C.5. Pressupost del projecte

CONCEPTE	Quantitat	Cost unitari	Cost
<b>Personal</b>	<b>[h]</b>	<b>[€/h]</b>	<b>[€]</b>
Anàlisi de la documentació existent	60	45	2.700
Estat d'art dels sistemes de predicció meteorològica	90	45	4.050
Anàlisi i avaluació dels models de previsió	100	45	4.500
Beneficis de la predicció meteorològica en la gestió de l'energia eòlica	70	45	3.150
Definició dels escenaris de simulació	90	45	4.050
Realització de la simulació	150	45	6.750
Anàlisis dels resultats i conclusions	90	45	4.050
Redacció de la memòria i dels annexes del projecte	140	45	6.300
<b>TOTAL PERSONAL</b>			<b>35.550</b>
<b>Material</b>			
Material d'oficina			90
<b>Desplaçaments</b>			
Transport			40
<b>Difusió del projecte</b>			
Estudi de Mercat, presentació del projecte i Pla d'Acció de Màrketig			3.850
<b>TOTAL</b>			<b>39.530</b>

Taula C.1 Pressupost del projecte



## **C.6. Rendibilitat obtinguda del projecte respecte el pressupost descrit**

A partir dels resultats obtinguts en la simulació realitzada en el capítol 7 de la memòria del projecte s'han estimat unes millores econòmiques en l'anàlisi de viabilitat del projecte per l'aplicació dels sistemes de predicció meteorològica.

El projecte, pressupostat en 39.530 €, preveu obtenir destacats beneficis per a un promotor eòlic. Tant en l'estudi del règim de vents de l'emplaçament com en la negociació de les fonts de finançament amb les entitats financeres, els models meteorològics poden representar un paràmetre decisiu a l'hora d'aprovar l'execució d'instal·lació d'un parc eòlic.

Així doncs, la inversió necessària per a la realització del projecte de millora en la gestió de l'energia eòlica a partir dels sistemes de predicció meteorològica queda àmpliament justificada enfront dels beneficis previstos.





## D. NORMATIVA VINCULANT

### D.1. Articles de la LLEI 54/1997 del Sector Elèctric

#### *Article 4: Planificació elèctrica.*

##### **Artículo 4. Planificación eléctrica.**

1. La planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas.

#### *Article 6: Comissió Nacional del Sistema Elèctric.*

1. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, como ente regulador del sistema eléctrico, tiene por objeto velar por la competencia efectiva en el mismo y por su objetividad y transparencia, en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema y de los consumidores.

La Comisión se configura como un organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como plena capacidad de obrar. La Comisión sujetará su actividad a lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, cuando ejerza potestades administrativas, a la legislación de contratos de las Administraciones públicas su contratación de bienes y servicios, sometiéndose en el resto de su actividad al derecho privado.

El personal que preste servicios en la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico estará vinculado a la misma por una relación sujeta a las normas de derecho laboral. La selección del mismo, con excepción del de carácter directivo, se hará mediante convocatoria pública y de acuerdo con sistemas basados en los principios de mérito y capacidad. Dicho personal estará sujeto al régimen de incompatibilidades establecido con carácter general para el personal al servicio de las Administraciones Públicas.

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico elaborará anualmente un anteproyecto de presupuesto con la estructura que señale el Ministerio de Economía y Hacienda y lo remitirá a éste para su elevación al acuerdo del Gobierno y posterior remisión a las Cortes Generales integrado en los Presupuestos Generales del Estado. El presupuesto tendrá carácter estimativo y sus variaciones, cuando no afecten a las subvenciones, serán autorizadas.



por el Ministerio de Economía y Hacienda, si su importe no excede del 5 por 100 de lo previsto y por el Gobierno en los demás casos.

El control económico y financiero de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico se llevará a cabo por la Intervención General de la Administración del Estado, sin perjuicio de las funciones que correspondan al Tribunal de Cuentas.

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico estará adscrita al Ministerio de Industria y Energía, el cual ejercerá el control de eficacia sobre su actividad y se regirá por lo dispuesto en la presente Ley y en las normas de desarrollo de la misma, por las disposiciones de la Ley General Presupuestaria que le sean de aplicación y por la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

2. La Comisión estará regida por un Consejo de Administración, compuesto por el Presidente, que ostentará la representación legal de la Comisión, y por ocho Vocales.

El Ministro de Industria y Energía, el Secretario de Estado de Energía y Recursos Minerales, o alto cargo del Ministerio en quien deleguen, podrán asistir a las reuniones del Consejo de Administración, con voz pero sin voto, cuando lo juzguen preciso a la vista de los asuntos incluidos en el correspondiente orden del día.

3. El Presidente y los Vocales serán nombrados entre personas de reconocida competencia técnica y profesional, mediante Real Decreto, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, previa comparecencia del mismo y debate en la Comisión competente del Congreso de los Diputados, para constatar el cumplimiento por parte de los candidatos de las condiciones indicadas en este apartado.

El Presidente y los Vocales de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico serán nombrados por un período de seis años, pudiendo ser renovados por un período de la misma duración.

No obstante, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico renovará parcialmente sus miembros cada tres años. La renovación afectará alternativamente a cinco o cuatro de sus miembros según corresponda.

Si durante el período de duración de su mandato se produjera el cese de uno de sus miembros, su sucesor cesará al término del mandato de su antecesor. Cuando este último cese se produzca antes de haber transcurrido un año desde el nombramiento, no será de aplicación el límite previsto en el segundo párrafo de este apartado, pudiendo ser renovado el mandato en dos ocasiones.

4. El Presidente y los Vocales cesarán por las siguientes causas:

- a) Expiración del término de su mandato, continuando en funciones hasta el nombramiento de los nuevos miembros que procedan a su sustitución.
- b) Renuncia aceptada por el Gobierno.
- c) Incapacidad permanente para el ejercicio de sus funciones, incompatibilidad producida con posterioridad a su nombramiento como miembro de la Comisión o condena por delito doloso, previa instrucción de expediente por el Ministerio de Industria y Energía y cese por el Gobierno, a propuesta motivada del Ministro de Industria y Energía.

5. El Presidente y los Vocales de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico estarán sujetos al régimen de incompatibilidades establecido para los altos cargos de la Administración General del Estado. Al cesar en el cargo y durante los dos años posteriores, no podrán ejercer actividad profesional alguna relacionada con el sistema eléctrico. Reglamentariamente se determinará la compensación económica que corresponda percibir en virtud de esta limitación y las condiciones para acceder a ella.





6. Los recursos de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico estarán integrados por:

- a) Los bienes y valores que constituyan su patrimonio y los productos y rentas del mismo.
- b) Los ingresos percibidos de acuerdo con lo previsto en el artículo 16.5 de esta Ley.
- c) En su caso, las transferencias efectuadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

**Article 9: Subjectes.**

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.1 de la presente Ley serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

- a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción.
- b) Los autoprodutores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso. Se entenderá que un autoprodutor genera electricidad, fundamentalmente para su propio uso, cuando autoconsume, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.
- c) Quienes realicen la incorporación a las redes de transporte y distribución nacionales de energía procedente de otros sistemas exteriores mediante su adquisición en los términos previstos en el artículo 13.
- d) El operador del mercado, sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 33 de la presente Ley.
- e) El operador del sistema, sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 34 de la presente Ley.
- f) Los transportistas, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
- g) Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieran la energía eléctrica a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa.
- h) Los comercializadores, que son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema.



2. Los consumidores podrán adquirir la energía eléctrica a tarifa regulada o por los procedimientos previstos en la presente Ley cuando se trate de consumidores cualificados. Reglamentariamente, se determinará qué consumidores tendrán la condición de cualificados.

3. Los productores que participen en el mercado de producción, los distribuidores y los comercializadores tendrán, en todo caso, la consideración de cualificados a los efectos de la adquisición de la energía.

**Article 13:** *Intercanvis intracomunitaris e internacionals d'electricitat.*

2. Las adquisiciones de energía en otros países comunitarios podrán ser realizadas por los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados, previa autorización del Ministerio de Industria y Energía, que sólo podrá denegarla cuando en el país de generación de la energía adquirida los sujetos equivalentes no tengan reconocida la misma capacidad de contratación.

Dicha energía podrá adquirirse mediante cualesquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de la presente Ley.

En consecuencia, los sujetos comunitarios podrán participar en el mercado en las condiciones y con la retribución que reglamentariamente se establezca y que atenderá, entre otras circunstancias, a la potencia efectiva que garantice al sistema.

**Article 26:** *Drets i obligacions dels productors d'energia elèctrica.*

1. Serán derechos de los productores de energía eléctrica:

a) La utilización en sus unidades de producción de aquellas fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas respetando, en todo caso, los rendimientos, características técnicas y las condiciones de protección medioambiental contenidas en la autorización de dicha instalación.

b) Contratar la venta de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley y sus disposiciones de desarrollo.

c) Despachar su energía a través del operador del sistema.

d) Tener acceso a las redes de transporte y distribución.

e) Percibir la retribución que les corresponda de acuerdo con los términos previstos en la presente Ley.

f) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costes en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema, en los supuestos previstos en el artículo 10.2 de la presente Ley.



2. Serán obligaciones de los productores de energía eléctrica:

a) El desarrollo de todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica en los términos previstos en su autorización y, en especial, en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles.

b) La presentación de ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado, en los términos previstos en el artículo 23.

c) Estar dotados de los equipos de medida que permitan determinar, para cada período de programación, la energía efectivamente vertida a la correspondiente red.

d) Adherirse a las condiciones de funcionamiento del sistema de ofertas, especialmente en lo que se refiere al procedimiento de liquidación y pago de la energía.

e) Aplicar las medidas que, de acuerdo con el artículo 10 de la presente Ley, sean adoptadas por el Gobierno.

f) Todas aquellas que puedan derivarse de la aplicación de la presente Ley y sus normas de desarrollo.

*Article 30: Obligacions y drets dels productors en règim especial.*

1. Serán obligaciones generales de los productores de energía eléctrica en régimen especial:

a) Adoptar las normas de seguridad, reglamentos técnicos y de homologación o certificación de las instalaciones e instrumentos que establezca la Administración competente.

b) Cumplir con las normas técnicas de generación, así como con las normas de transporte y de gestión técnica del sistema.

c) Mantener las instalaciones en un grado óptimo de operación, de forma que no puedan causar daños a las personas o instalaciones de terceros.

d) Facilitar a la Administración información sobre producción, consumo, venta de energía y otros extremos que se establezcan.

e) Cumplir adecuadamente las condiciones establecidas de protección del medio ambiente.



2. Los productores en régimen especial gozarán, en particular, de los siguientes derechos:

a) Incorporar su energía excedentaria al sistema, percibiendo la retribución que se determine conforme a lo dispuesto en la presente Ley.

A estos efectos, tendrá la consideración de energía excedentaria la resultante de los saldos instantáneos entre la energía cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión entre el productor-consumidor, el productor o el autogenerador y la citada red en general.

Excepcionalmente, el Gobierno podrá autorizar que instalaciones en régimen especial que utilicen como energía primaria energías renovables puedan incorporar al sistema la totalidad de la energía por ellas producida. No obstante, cuando las condiciones del suministro eléctrico lo hagan necesario, el Gobierno, previo informe de las Comunidades Autónomas, podrá limitar, para un período determinado, la cantidad de energía que puede ser incorporada al sistema por los productores del régimen especial.

b) Conectar en paralelo sus instalaciones a la red de la correspondiente empresa distribidora o de transporte.

4. Adicionalmente, la producción de energía eléctrica mediante energías renovables no hidráulicas, biomasa, así como por las centrales hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 10 MW percibirán una prima que se fijará por el Gobierno de forma que el precio de la electricidad vendida por estas instalaciones se encuentre dentro de una banda porcentual comprendida entre el 80 y el 90 por 100 de un precio medio de la electricidad, que se calculará dividiendo los ingresos derivados de la facturación por suministro de electricidad entre la energía suministrada. Los conceptos utilizados para el cálculo del citado precio medio se determinarán excluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido y cualquier otro tributo que grave el consumo de energía eléctrica.

### *Article 33: Operador de mercat.*

1. El operador del mercado, como responsable de la gestión económica del sistema, asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia, bajo el seguimiento y control del Comité de Agentes del Mercado a que se refiere el apartado 4 del presente artículo.



**Article 34:** *Operador del sistema.*

1. El operador del sistema, como responsable de la gestión técnica del sistema, tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

**Article 45:** *Obligacions y drets de les empreses distribuïdores y comercialitzadores en relació al subministrament.*

1. Serán obligaciones de las empresas distribuidoras en relación al suministro de energía eléctrica:

a) Atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos en las zonas en que operen y formalizar los contratos de suministro de acuerdo con lo establecido por la Administración.

Reglamentariamente se regularán las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.

b) Proceder a la medición de los suministros en la forma que reglamentariamente se determine, preservándose, en todo caso, la exactitud de la misma y la accesibilidad a los correspondientes aparatos, facilitando el control de las Administraciones competentes.

c) Aplicar a los consumidores la tarifa que, conforme a lo dispuesto por la Administración General del Estado, les corresponda.

d) Informar a los consumidores en la elección de la tarifa eléctrica más conveniente para ellos.

e) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

f) Procurar un uso racional de la energía.

g) Asegurar el nivel de calidad del servicio que, de acuerdo con los criterios de diferenciación por áreas y tipología del consumo a que se refiere el siguiente capítulo, se establezca reglamentariamente.

h) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones de acuerdo con el procedimiento de liquidación que al efecto se establezca.

2. Serán obligaciones de las empresas comercializadoras, en relación al suministro:

a) Proceder directamente o a través del correspondiente distribuidor a la medición de los suministros en la forma que reglamentariamente se determine, preservándose, en todo caso, la exactitud de la misma y la accesibilidad a los correspondientes aparatos, facilitando el control de las Administraciones competentes.

b) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

c) Procurar un uso racional de la energía.

d) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones de acuerdo con el procedimiento de liquidación que al efecto se establezca.



3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras tendrán derecho a:

a) Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.

b) Facturar y cobrar el suministro realizado.

4. Se crea, en el Ministerio de Industria y Energía, el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados. Reglamentaria-

mente, previo informe de las Comunidades Autónomas, se establecerá su organización, así como los procedimientos de inscripción y comunicación de datos a este Registro.

La inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados será condición necesaria para la presentación de ofertas de adquisición de energía al operador del mercado.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.

**Disposició transitòria tretzena: Consumidores qualificats.**

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 9.2 de la presente Ley, a la entrada en vigor de la misma, tendrán la condición de consumidores cualificados aquellos cuyo volumen de consumo anual supere los 15 Gwh.

En todo caso, tendrán la consideración de clientes cualificados los titulares de instalaciones de transportes por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano.

A partir del 1 de enero del año 2000, tendrán la condición de consumidores cualificados aquellos que consuman 9 Gwh; a partir del 1 de enero del año 2002, el límite se reducirá hasta 5 Gwh, y a partir del 1 de enero del año 2004, a 1 Gwh.

En todo caso, a partir del año 2007 tendrán la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

Se autoriza al Gobierno a modificar los límites establecidos en la presente disposición si así lo recomiendan las condiciones del mercado.



## D.2. Articles del REIAL DECRET 436/2004

### **Article 2:** Àmbit d'aplicació.

2.º Grupo b.2 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1 Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2 Instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

### **Article 17:** Contracte amb la empresa distribuïdora.

1. El titular de la instal·lació de producció acogida al règimen especial y la empresa distribuïdora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, con una duración mínima de cinco años, por el que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos.

En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:

a) Punto de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.

b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, venta y, en su caso, compra.

c) Causas de rescisión o modificación del contrato.

d) Condiciones económicas, de acuerdo con el capítulo IV.

e) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.

f) Cobro de la tarifa regulada o, en su caso, el incentivo y la prima, así como el complemento por energía reactiva por la energía entregada por el titular a la distribuïdora, que deberá producirse dentro del período de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura.

La empresa distribuïdora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzcan excedentes eléctricos en la instalación, en un plazo máximo de un mes desde el momento en que quede determinado el punto y las condiciones de conexión, según la regulación vigente.



**Article 19:** *Obligacions dels productors en règim especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

a) Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.

b) Abstenerse de ceder a consumidores finales los excedentes de energía eléctrica no consumida, excepto en el caso de que actúe de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.1.b). No tendrán la consideración de

cesión a consumidores finales, a estos efectos, los auto-consumos, es decir, la cesión que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación, que constituyen un autoproducer tal como se define en el artículo 2.

c) Satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución cuando actúen como consumidores cualificados y celebren contratos de suministro de energía eléctrica.

d) Todas las instalaciones con potencias superiores a 10 MW deberán comunicar a la distribuidora una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. Deberán comunicarse las previsiones de los 24 períodos de cada día con, al menos, 30 horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario.

Si las instalaciones estuvieran conectadas a la red de transporte, deberán comunicar dichas previsiones, además de al distribuidor correspondiente, al operador del sistema.

Estarán exentos de realizar todas estas comunicaciones aquellas instalaciones que opten por vender su energía eléctrica libremente en el mercado.





**Article 22: Mecanismos de retribución de la energía eléctrica produida en régimen especial.**

1. Para vender su producción o excedentes de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir entre una de las dos opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilowatio-hora.

b) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kilowatio-hora.

2. En el caso de que un titular elija la opción del apartado 1.b) de vender la energía libremente en el mercado, deberá observar las normas contenidas en la sección 2.<sup>a</sup> de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico, en las mismas condiciones que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

3. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas actualizará en todo momento en el Registro admi-

nistrativo de instalaciones de producción en régimen especial la opción de venta de cada instalación, comunicándola a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.



**Article 23: Tarifa regulada.**

1. La tarifa regulada a que se refiere el artículo 22.1.a) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

2. Para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2.1, el porcentaje a que se refiere el apartado anterior estará comprendido dentro de una banda entre el 80 por ciento y el 90 por ciento, ambos incluidos.

Las instalaciones del grupo b.1 podrán recibir un porcentaje superior a la banda anterior, de acuerdo al artículo 30.4.b) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

3. Esta tarifa regulada será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

**Article 24: Prima.**

1. La prima a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

2. Esta prima se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Esta prima será facturada y liquidada a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.

**Article 25: Incentivo por participació en el mercat.**

1. El incentivo por participar en el mercado a que se refiere el artículo 22.1.b) consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

2. Este incentivo se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

3. Este incentivo será facturado y liquidado a la empresa distribuidora de acuerdo a lo establecido en los artículos 17 y 27 de este real decreto.



**Article 26:** *Complemento por energía reactiva.*

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 22, recibirá un complemento por energía reactiva. Este complemento se fija como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, según se establece en la sección 3.ª de este capítulo IV, y del período horario en el que se entregue la energía. Dicho porcentaje se establece en el anexo V.

**Article 31:** *Càlcul dels desviaments.*

1. A aquellas instalaciones de potencia superior a 10 MW acogidas al artículo 22.1.a) que, de acuerdo al artículo 19.4, tengan que comunicar sus previsiones de excedentes se les repercutirá un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a su previsión. Dicha tolerancia será del 20 por ciento para los grupos b.1 y b.2 del artículo 2.1, y del cinco por ciento para el resto de grupos del artículo 2.1.

El desvío en cada uno de estos períodos de programación se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión de excedentes y la medida correspondiente.

2. El coste de los desvíos de cada mes será el 10 por ciento del resultado de multiplicar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hayan excedido las tolerancias fijadas en el apartado anterior. Dicho coste será incluido por dichas instalaciones en su correspondiente factura a la empresa distribuidora.



**Article 34:** *Tarifes, primes i incentius per instal·lacions de la categoria b), grup b.2: energia eòlica.*

1. Instalaciones del subgrupo b.2.1 de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

2. Resto de instalaciones del subgrupo b.2.1:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

3. Instalaciones del subgrupo b.2.2 de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

4. Resto de instalaciones del subgrupo b.2.2:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 40, cuando el grupo b.2 alcance los 13000 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en este artículo.

### **D.3. Articles del REIAL DECRET 2019/1997**

**Article 6:** *Mercat diari de producció.*

El Mercado diario de producción es aquel en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Las sesiones de contratación del Mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos.



**Article 9: Presentació de les ofertes d'adquisició d'energia.**

1. Los agentes del mercado podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica para cada período de programación, en el horario que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado. Estas ofertas tendrán carácter de compromiso en firme una vez superado el plazo de admisión establecido.

Las ofertas de adquisición de energía eléctrica deberán incluir la cantidad de energía demandada, la identificación del agente y el período de programación a que se refiere la oferta.

Estas ofertas de adquisición podrán incluir también precio de la energía demandada. En este caso, si la oferta no resultara casada, de acuerdo con el procedimiento previsto en el artículo 10, no se producirá suministro de energía eléctrica.

Las ofertas de adquisición presentadas por los distribuidores deberán formularse habiendo deducido de su demanda la previsión de energía procedente de instalaciones en régimen especial que pudiera ser vertida a su red, cuando no hubieran optado por acudir al mercado diario.

2. El formato y medios de comunicación de las ofertas se establecerán en el contrato de adhesión del operador del mercado.

**Article 11: Comunicació del resultat de cassació.**

1. Realizada la casación, el operador del mercado comunicará el resultado de la misma al operador del sistema y a los agentes que hubieran intervenido en la sesión correspondiente como oferentes de compra o venta de electricidad.

A la vista de la casación, los agentes comunicarán al operador del mercado las producciones previstas para cada unidad de producción, correspondiente a las ofertas casadas, y los insumos que hayan de efectuarse en cada uno de los nudos de conexión a la red para atender las demandas aceptadas.



**Article 12: Restriccions tècniques.**

1. El Programa Diario Base será comunicado por el operador del mercado a los agentes del mercado y al operador del sistema, quien a la vista del mismo, determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a su ejecución, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.

A los efectos del presente Real Decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad que se determinen reglamentariamente y a través de los procedimientos de operación.

**Article 13: Serveis complementaris.**

1. Se entiende por servicios complementarios aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

Sin perjuicio de otros que puedan establecerse, tendrán la consideración de servicios complementarios los de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio.

Los servicios complementarios pueden tener carácter obligatorio o potestativo. El operador del sistema, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, determinará qué servicios complementarios tienen la consideración de obligatorios y cuáles la de potestativos.

**Article 14: Mercat de serveis complementaris.**

2. A la vista de las ofertas, el operador del sistema determinará el precio marginal de los servicios complementarios para cada periodo de programación con el mismo procedimiento previsto para el Mercado Diario, así como el orden de entrada en funcionamiento de las instalaciones correspondientes, incorporando el resultado en la definición del Programa Diario Viable, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del presente Real Decreto.



**Article 15: Mercat intradiari.**

1. El Mercado intradiario tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable.
2. Podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el Mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el Mercado diario y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el Mercado diario, que hubieran participado en la sesión correspondiente.
3. Establecido el Programa Diario Viable, el operador del mercado abrirá sesiones del Mercado intradiario que se corresponderán con cada uno de los periodos de programación que hayan sido casados en el Mercado diario.
4. Abierta la sesión del Mercado intradiario, se podrán presentar ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica en los mismos términos previstos para el Mercado diario y se realizarán con el formato y a través del medio de comunicación que se establezca en el contrato de adhesión.

En ningún caso las ofertas que se presenten en este mercado podrán superponerse en el tiempo a las que se presentaron en el Mercado diario.

Las ofertas de venta y de adquisición presentadas en el Mercado intradiario tendrán carácter firme una vez aceptadas por el operador del mercado y cerrada la correspondiente sesión.

**Article 17: Programació horària final.**

1. La Programación Horaria Final es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada período de programación como consecuencia del Programa Diario Viable y de la casación del Mercado intradiario.
2. Los desvíos de generación y consumo que surjan a partir del cierre de la Programación Horaria Final se gestionarán mediante un procedimiento de gestión de desvíos y la prestación de los servicios complementarios de regulación terciaria y secundaria.



**Article 19:** *Contractes bilaterals físics.*

1. Los consumidores cualificados o los agentes externos podrán formalizar con productores o agentes externos contratos bilaterales físicos de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán estar inscritos en el Registro Administrativo que corresponda, de acuerdo con su naturaleza.
2. Las unidades de producción que estuvieran afectas al cumplimiento de estos contratos quedarán exceptuadas de la obligación de presentar ofertas en el Mercado de Producción, por la parte de su energía generada vinculada al cumplimiento del contrato.

**Article 23:** *Preu final de la energia.*

- a) El precio obtenido de la casación de las ofertas y demandas en el Mercado diario, el precio de las desviaciones derivadas de las restricciones técnicas incluidas en el Programa Diario Viable y el precio obtenido de la casación en el Mercado intradiario.
- b) El coste de la garantía de potencia.
- c) El precio obtenido de la casación de las ofertas y demandas en el Mercado de servicios complementarios.
- d) Las correcciones a que haya lugar como consecuencia de las desviaciones o alteraciones de la Programación Horaria Final.

**Article 24:** *Cost de la garantia de potencia.*

1. La retribución por garantía de potencia tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.





## D.4. Article del REIAL DECRET 809/2006

**Article 1:** *Revisió de la tarifa mitjana o de referència a partir del 1 de Juliol de 2006.*

1. La tarifa media o de referencia a partir del 1 de julio de 2006 se incrementa un 1,38 por ciento sobre la tarifa media o de referencia que entró en vigor el 1 de enero de 2006, fijando su valor en 7,7644 céntimos de euro/kWh.

2. Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica

se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 2,07 por ciento sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2006 y se mantienen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas.

3. La cantidad que en el segundo semestre de 2006 resulta necesaria para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, se establece como un porcentaje específico a aplicar sobre las tarifas de suministro y sobre las tarifas de acceso. La cantidad recaudada será distribuida entre las empresas en los importes realmente aportados por cada una de ellas establecidos en el apartado I.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.



## D.5. Articles REIAL DECRET 1432/2002

### **Article 2:** *Tarifa elèctrica mitjana o de referència.*

*La tarifa elèctrica media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión, para el mismo período considerado, de la demanda en consumidor final determinada por el Ministerio de Economía.*

### **Article 3:** *Determinació de la demanda prevista.*

*La demanda a tener en cuenta para el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia incluirá la demanda de energía eléctrica destinada a los consumidores finales del territorio nacional, excepto la correspondiente a los autoconsumos de los autoprodutores y de las unidades productor-consumidor acogidas al régimen especial reguladas en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, o disposición que la sustituya.*

*La demanda se calculará aplicando la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeninsular en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en este mismo año móvil, teniendo en cuenta las pérdidas en transporte y distribución, que se calcularán mediante un procedimiento que se establecerá por Orden ministerial.*

*A todos los efectos de aplicación del presente Real Decreto, se define como año móvil el período de doce meses que finaliza en el citado mes de cierre.*

### **Article 4:** *Determinació dels costos previstos.*

*1. Los costes previstos para retribuir las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a considerar en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia, tal y como se definen en los apartados siguientes, incluirán:*

- a. Costes de producción.*
- b. Costes de transporte.*
- c. Costes de distribución.*
- d. Costes de comercialización.*
- e. Costes permanentes del sistema.*
- f. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*
- g. Descuento de costes doblemente contabilizados.*
- h. Coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003.*
- i. Coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular.*



## 2. Costes de producción:

- *A partir de la previsión de la demanda según se indica en el artículo 2 del presente Real Decreto, el operador del sistema realizará la mejor estimación del balance de energía.*
- *Los costes de producción a considerar en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia integrarán:*
  - a. *Los costes de generación peninsular en régimen ordinario, que incluirán la previsión de energía generada por las unidades de producción correspondientes valoradas a los precios previstos en el artículo 6 del presente Real Decreto, incluida la garantía de potencia y otros servicios complementarios. La energía generada por las unidades de generación peninsular en régimen ordinario incluirá tanto la energía negociada en el mercado de producción como la generada por estas unidades de producción destinada a contratos bilaterales físicos.*
  - b. *Los costes de la generación peninsular en régimen especial, de acuerdo con la previsión de energía realizada por la Comisión Nacional de Energía teniendo en cuenta la información recibida de las empresas distribuidoras, para el ejercicio correspondiente, distinguiendo entre:*

1. *Coste de la generación en régimen especial acogida al régimen económico establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, y al Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.*

*Este coste será el resultado de valorar a la tarifa media prevista de venta de energía de este régimen la previsión de energía a incorporar en las redes de los distribuidores por las instalaciones acogidas al mismo.*

*El precio medio previsto será el precio medio del año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, corregido por la variación de las tarifas para el nuevo ejercicio.*

2. *Coste de generación en régimen especial acogida al régimen económico establecido en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.*

*Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar en las redes de los distribuidores por las*



*instalaciones acogidas a este régimen, valorada al precio medio previsto del mismo o, en su caso, al precio medio previsto del mercado de producción de energía eléctrica, incluidos la garantía de potencia y otros servicios complementarios, más la prima que corresponda según el tipo de instalación.*

3. *Costes de generación en régimen especial de las instalaciones que ofertan su energía voluntariamente al mercado de producción de energía eléctrica de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17, apartados dos y cinco, del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.*

*Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía vendida en el mercado por estas unidades de generación al precio previsto del mercado de producción de energía eléctrica definido en el párrafo b del artículo 6 del presente Real Decreto, más el de la prima que corresponda según el tipo de instalación, más la garantía de potencia establecida para este tipo de instalaciones, más, en su caso, el incentivo transitorio que se regule.*

- c. *El coste de las incorporaciones de energía eléctrica procedente de otros países. Este coste se desagregará distinguiendo:*

1. *El coste de la energía incorporada por Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima, resultante de los contratos firmados por dicha sociedad con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.*

*Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar al precio del contrato.*

2. *El coste de la energía incorporada por otros sujetos, nacionales o no nacionales, que se incorpora al mercado de producción. Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar al precio previsto del mercado de producción, incluidos los servicios complementarios y excluida la garantía de potencia.*

3. *El coste de la energía incorporada por otros sujetos, nacionales o no nacionales destinada a contratos bilaterales físicos. Este coste será el resultado de valorar la previsión de energía a incorporar al precio previsto del mercado de producción, excluidos otros servicios complementarios y la garantía de potencia.*

- d. *El coste de la producción extrapeninsular e insular. Este coste se desagregará en dos conceptos:*



1. *Coste de las instalaciones del régimen ordinario, que reglamentariamente se determine como desarrollo del artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.*
2. *Coste de las instalaciones de producción en régimen especial, distinguiendo entre coste de instalaciones de producción acogidas al régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 23 de diciembre, y las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.*

*Su cálculo se realizará como en el caso peninsular, de acuerdo con lo establecido en el párrafo b del apartado 2 del artículo 4.*

- e. *Coste de las exportaciones, que vendrá cuantificado con signo negativo y se calculará, valorando la previsión de energía producida en territorio nacional y destinada al consumo en otros países, al precio previsto del mercado de producción de energía eléctrica, excluidos la garantía de potencia y los servicios complementarios.*

### 3. Costes de transporte:

- *Los costes de transporte se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.*
- *Estos costes se detallarán por empresas transportistas, e incluirán todas las empresas del territorio nacional. Para la consideración de los costes correspondientes a nuevas instalaciones con entrada en servicio en el período tarifario será necesario un informe previo de la Comisión Nacional de Energía.*
- *En los Reales Decretos que establezcan la tarifa eléctrica para cada año deberá figurar el coste máximo reconocido para el año de que se trate, destinado a la retribución de la actividad de transporte de cada una de las empresas transportistas.*
- *La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, una vez conocidas las instalaciones de transporte auditadas de cada empresa transportista para cada año, modificará por Resolución los costes de transporte de las empresas transportistas.*

### 4. Costes de distribución:

- *Los costes de distribución, tanto peninsular como el correspondiente a la distribución realizada en los territorios extrapeninsulares e insulares, se desagregarán y calcularán de acuerdo con lo siguiente:*
  - a. *Costes de distribución de los sujetos sometidos al proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y*



*regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Se determinarán de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, y su normativa de desarrollo.*

- b. Costes de distribución extrapeninsular e insular. Se determinarán de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre y su normativa de desarrollo.*
- c. Coste de distribución de los sujetos acogidos al régimen de retribución transitorio establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Hasta el año 2007, estos costes serán el resultado de calcular el margen resultante de la previsión de las ventas de energía eléctrica a los consumidores a tarifa de estos distribuidores, menos la previsión de la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a tarifa, más la previsión de la facturación por tarifas de acceso de estos distribuidores a sus clientes cualificados.*

#### *5. Costes de comercialización:*

- Los costes de comercialización estarán integrados por los costes de comercialización de los distribuidores sujetos al proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, y los costes de comercialización de los distribuidores extrapeninsulares e insulares.*
- Estos costes se determinarán de la forma establecida en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, y su normativa de desarrollo, unificando los costes de gestión comercial, independientemente de corresponder a costes por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas o a consumidores que adquieren su energía mediante contrato. Por lo tanto, se considera a efectos retributivos la totalidad de los suministros como si fuesen a tarifa.*

#### *6. Costes permanentes del sistema:*

- Los costes permanentes incluirán el coste previsto de la Comisión Nacional de Energía, el operador del mercado, el operador del sistema, las compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular y los costes de transición a la competencia (CTC).*
- La cuantía a incorporar en el cálculo de los costes en concepto de compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular se determinará de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y su desarrollo reglamentario.*

#### *7. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:*

- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento incluirán los correspondientes a la moratoria nuclear y a la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, las compensaciones de los distribuidores que no*



*hubieran estado sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, por aquellos suministros a tarifa establecidos por el Ministerio de Economía, mientras permanezcan sujetos al régimen establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y las primas del régimen especial.*

- *El sobrecoste del régimen especial será el resultado de multiplicar la producción total prevista en régimen especial por la diferencia entre el precio medio previsto de la generación en régimen ordinario peninsular y el precio medio previsto del total de la producción en régimen especial.*

*8. Descuento de costes doblemente contabilizados: Se incluirán como costes doblemente contabilizados y por tanto con signo negativo:*

- a. El montante total de las compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular total previsto, por el mismo importe incluido en el apartado 6 del artículo 4 del presente Real Decreto.*
- b. El montante total de las compensaciones de las primas en régimen especial total, ya que se ha incluido como coste de diversificación y seguridad de abastecimiento y como coste de generación.*

*9. Coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003:*

- 1. Hasta el año 2010 inclusive se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos al que hace referencia la Orden de 21 de noviembre de 2000, por la que se establece para los años 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.*
- 2. La asignación del desajuste establecido en el apartado anterior se distribuirá entre las empresas que hayan contribuido al desajuste de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, de acuerdo con los porcentajes que figuran en el anexo del presente Real Decreto.*
- 3. A los efectos de su cobro, esta cuantía se asimilará a un ingreso de las actividades reguladas.*

*10. Coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular:*

- *Hasta el año 2010 inclusive se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2001, y del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002. A los efectos de su cobro, esta cuantía se asimilará a un ingreso de las actividades reguladas.*



## D.6. Article del DECRET 174/2002

**Article 11:** *Condicions eòliques de viabilitat dels projectes.*

*Per iniciar la tramitació de l'autorització administrativa i de la llicència ambiental s'han d'acreditat mitjanes de vent iguals o superiors a 5 m/s a 10 metres d'altura o a un mínim de 2.100 hores equivalents de vent a l'any. Aquesta acreditació serà efectuada per declaració del mateix titular, acompanyada de la documentació relativa a les mesures obtingudes durant un període mínim d'un any.*

*En tot cas, la ponència ambiental valorarà la idoneïtat dels projectes de parcs eòlics en base als criteris d'un elevat rendiment energètic i un mínim impacte ambiental.*





