

Resum

En aquest projecte es discuteix la viabilitat econòmica de la implementació d'un sistema de bateries com a eina per a la reducció dels costos en els errors de predicció comesos per part del productor fotovoltaic.

En una primera part del projecte s'estudia el sistema elèctric a Europa i més detalladament a Espanya, país que resulta ser l'escollit per fer l'estudi. Seguidament, s'analitza en detall la situació actual de l'energia fotovoltaica a Espanya.

Posteriorment, s'analitzen les dues possibles estratègies a seguir en el mercat de producció al comptat. D'una banda, s'estudia detalladament la participació única al mercat diari i per altra banda, s'estudia la participació al mercat diari i intradiari.

Un cop analitzades ambdues estratègies, es realitza una breu anàlisi dels models de predicció fotovoltaics existents per a, seguidament, efectuar amb Matlab® un mètode probabilístic de predicció que resulti en dos vectors d'energia previstos, un pel mercat diari i un altre pel mercat intradiari.

A continuació, es realitza una modelització tecno-econòmica d'un sistema de bateries secundàries eligibles juntament amb el funcionament de les dues estratègies de mercat estudiades. Es simula el model mitjançant Gams® i seguidament, s'avaluen els resultats de l'optimització per ambdues estratègies. Finalment, es fa una última avaluació econòmica per a determinar l'escenari més favorable pel productor fotovoltaic.

Índex

RESUM	1
ÍNDIX	3
ÍNDIX DE FIGURES	6
ÍNDIX DE TAULES	8
GLOSSARI	11
PREFACI	13
INTRODUCCIÓ	15
1. SISTEMA ELÈCTRIC A EUROPA	17
1.1 Mercat Elèctric a Europa	18
1.1.1 Interconnexió de mercats	19
2. SISTEMA ELÈCTRIC A ESPANYA	20
2.1 Estructura general	20
2.2 Estructura de producció	20
3. GENERACIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA A ESPANYA	26
3.1 Energia fotovoltaica	28
3.1.1 Marc legislatiu en fotovoltaica	31
4. ESTRATÈGIES DE MERCAT	35
4.1 Participació única al mercat diari	35
4.2 Participació en el mercat intradiari	36
5. PREDICCIÓ FOTOVOLTAICA	37
5.1 Anàlisi del mètode del projecte	40
5.1.1 Avaluació del tipus d'error	40
5.1.2 Corbes mensuals de probabilitat de l'error	42
5.1.3 Aleatorietat en els errors amb distribució uniforme	44
5.1.4 Creació de valors de predicció	44
5.1.5 Resultats de predicció	45
6. LA NECESSITAT D'EMMAGATZEMAR ENERGIA	47
6.1 Sistemes de bateria	47
6.1.1 Bateria de plom i àcid	48
6.1.2 Marc legislatiu en bateries	50

7. DIMENSIONAT DE BATERIES	51
7.1 Participació única al mercat diari	51
7.1.1 Dades per a l'optimització	51
7.1.2 Funció objectiu	53
7.1.3 Restriccions	53
7.2 Participació en el mercat intradiari	55
7.2.1 Dades per a l'optimització	55
7.2.2 Funció objectiu	57
7.2.3 Restriccions	57
8. RESULTATS DE L'OPTIMITZACIÓ	61
8.1 Mercat diari	61
8.1.1 Avaluació energètica i econòmica sense bateries	61
8.1.2 Avaluació energètica i econòmica amb bateries	62
8.1.3 Anàlisi comparativa sense i amb bateries	64
8.2 Mercat diari i intradiari	65
8.2.1 Avaluació energètica i econòmica sense bateries	65
8.2.2 Avaluació energètica i econòmica amb bateries	66
8.2.3 Anàlisi comparativa sense i amb bateries	68
8.3 Avaluació final	69
9. IMPACTE AMBIENTAL	71
9.1 RoHS2	71
9.2 RAEE	72
9.3 Emissions de CO ₂	72
9.3.1 Impacte energètic en una central de cicle combinat	72
10. PRESSUPOST	75
10.1 Recursos humans	75
10.2 Recursos materials i I+D	76
10.3 Recursos totals	76
CONCLUSIONS	77
AGRAÏMENTS	79
BIBLIOGRAFIA	81

Índex de figures

Figura 1.1: Percentatge de renovables en el consum final d'energia ^[3]	17
Figura 1.2: Rati d'interconnexió existent al 2010 i previst pel 2020 ^[7]	19
Figura 2.1: Energia negociada al sistema elèctric en les ventes de l'any 2014 ^[9]	21
Figura 2.2: Apertura de les sessions al mercat al comptat	22
Figura 2.3: Preu mig al mercat i energia total cassada al diari durant el 2015 ^[11]	23
Figura 2.4: Preu mig al mercat i energia total cassada a l'intradiari durant el 2015 ^[11]	25
Figura 3.2: Percentatge de producció renovable segons comunitat autònoma al 2014	28
Figura 3.3: Evolució de la Potència fotovoltaica instal·lada a Espanya ^[16]	29
Figura 3.4: Potència instal·lada durant el 2014 (MW) ^[17]	30
Figura 3.6: Sentit del desviament	33
Figura 3.7: Preu del desviament	34
Figura 5.1: $rRMSE$ en funció de l'hora del dia ^[25]	41
Figura 5.2: Error de predicció al mes d'Abril	43
Figura 5.3: Error de predicció al mes de Juliol	43
Figura 5.4: Aleatorietat de l'error en el mercat diari	44
Figura 5.5: Energia horària del 2 al 5 d'Abril de 2015	45
Figura 5.6: Energia horària del 17 de Juliol de 2015	46
Figura 5.7: Energia horària del 14 d'Agost de 2015	46
Figura 6.1: Classificació d'emmagatzematge d'energia segons la funció ^[28]	47
Figura 6.2: Cost energètic al 2010 i objectiu pel 2020 [\$/MWh] ^[29]	48

Índex de taules

Taula 2.1: Estructura horària del mercat intradiari ^[11]	24
Taula 4.1: Anticipació horària en el mercat diari	35
Taula 4.2: Anticipació horària en el mercat intradiari	36
Taula 5.1: Principals variables meteorològiques en una predicció	38
Taula 6.1: Valors característics d'una bateria VRLA a tracció	50
Taula 8.1: Avaluació energètica del mercat diari sense bateries	61
Taula 8.2: Avaluació econòmica del mercat diari sense bateries	62
Taula 8.3: Avaluació energètica del mercat diari amb bateries	62
Taula 8.4: Despeses generades per la bateria al mercat diari	63
Taula 8.5: Avaluació econòmica del mercat diari amb bateries	63
Taula 8.6: Avantatges econòmiques d'un sistema amb bateries al mercat diari	64
Taula 8.7: Avaluació energètica del mercat diari i intradiari sense bateries	65
Taula 8.8: Avaluació econòmica del mercat diari i intradiari sense bateries	66
Taula 8.9: Avaluació energètica del mercat diari i intradiari amb bateries	67
Taula 8.10: Despeses generades per la bateria al mercat diari i intradiari	67
Taula 8.11: Avaluació econòmica del mercat diari i intradiari amb bateries	68
Taula 8.12: Avantatges econòmiques d'un sistema amb bateries al mercat diari i intradiari	69
Taula 8.13: Comparativa econòmica dels quatre escenaris	70
Taula 9.1: Estalvi energètic en la gestió dels desviaments a baixar	73
Taula 9.2: Paràmetres del gas natural i cicle combinat ^[30]	73
Taula 10.1: Cost dels recursos humans	75

Taula 10.2: Cost dels recursos materials i d'I+D _____ 76

Taula 10.3: Cost total del projecte _____ 76

Glossari

Notació	Descripció
<i>ARIMA</i>	<i>Autoregressive Integrate Moving Average</i>
<i>BEES</i>	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CE	Comissió Europea
CESUR	Comercialitzadora d'Energia de Subhastes d'Últim Recurs
<i>EES</i>	<i>Electrical Energy Storage</i>
MIBEL	Mercat Ibèric de l'Electricitat
MIE	Mercat Interior de l'Electricitat a Europa
OMIE	Operador de Mercat Ibèric d'Electricitat
OMIP	Operador de Mercat Ibèric - Polo Portuguès
<i>MAE</i>	<i>Mean Absolute Error</i>
<i>MBE</i>	<i>Mean Bias Error</i>
PMD	Preu del mercat diari
P_{baixar}	Preu a baixar
P_{pujar}	Preu a pujar
<i>PVGIS</i>	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REE	Red Eléctrica Española
<i>RMSE</i>	<i>Root Mean Square Error</i>
<i>rRMSE</i>	<i>Relative Root Mean Square Error</i>
UE	Unió Europea
<i>VLA</i>	<i>Vented lead-acid</i>
<i>VRLA</i>	<i>Valve-regulated lead-acid</i>

Prefaci

Un productor d'energia elèctrica a Espanya ha de ser capaç de fer una predicció ajustada a la realitat ja que els errors de predicció estan penalitzats econòmicament pel sistema. Aquesta predicció resulta encara més important pels productors d'energia renovable ja que la intermitència i variabilitat del clima poden ser difícils de preveure.

En el món de les renovables a Espanya, l'energia fotovoltaica representa un 3% en el mix energètic, tendència que es repeteix any rere any d'ençà el RD 661/2007, el qual aparta a l'energia fotovoltaica del mercat lliure i la relega a únicament el mercat regulat. Les condicions climàtiques favorables a sòl espanyol motiven a imaginar un futur on l'energia fotovoltaica tornarà a entrar amb força al mercat de producció.

Degut a la variabilitat climàtica i al gran potencial per créixer de l'energia fotovoltaica, es considera de gran interès la implementació d'un sistema de bateries que permeti la gestió de l'energia i consegüentment, la reducció de costos en els errors de producció.

Introducció

L'objectiu del projecte és determinar la viabilitat econòmica que representa la utilització d'un sistema de bateries per a la reducció de costos en els errors de predicció. Aquest estudi s'assoleix mitjançant la realització d'una mètode de predicció per posteriorment, simular un model tècnic i econòmic de bateries i mercat de producció. D'aquesta manera, és possible quantificar la problemàtica existent.

Respecte a l'abast del projecte s'indica en primer lloc que la realització d'aquest estudi no és exclusivament aplicable a l'energia fotovoltaica, sinó que és possible l'aplicació a qualsevol altra font de generació d'energia elèctrica. En aquest projecte s'ha adoptat una metodologia suficientment general per facilitar la seva aplicació a diversos mercats elèctrics. No obstant, i d'acord amb els objectius del projecte, s'ha particularitzat l'estudi al cas concret del mercat elèctric espanyol. Conseqüentment, el projecte fa ús de dades econòmiques del mercat elèctric espanyol, així com també fa ús de dades de producció d'un parc fotovoltaic a les quals s'ha tingut accés.

El sistema d'emmagatzematge prenen força a mesura que passa el temps, sent les bateries industrials per a vehicles elèctrics les que entren amb més força al mercat. En el camp de la generació renovable, les bateries presenten una oportunitat de gestionar la producció d'energia i així afavorir en la descarbonització del sistema elèctric.

Per últim, cal tenir en compte que tant les dades econòmiques com el funcionament del mercat elèctric daten del 2015 i per tant, per a futurs estudis, s'han de tenir present possibles canvis.

1. Sistema elèctric a Europa

L'inici de la liberalització i la interconnexió del mercat elèctric europeu té els seus inicis en la Directiva 1996/92/CE, on es trenca amb el model anterior de regulació de l'energia elèctrica i s'implementa un mercat elèctric liberalitzat, amb el mercat majorista com a figura principal. Des d'aleshores, la Comissió Europea (CE) ha seguit implementant nous reglaments, fins a l'actual Regulació 714/2009/CE [1]. La finalitat d'aquest marc legislatiu comú europeu és la d'assegurar tres eixos principals en el subministrament elèctric: sostenibilitat mediambiental, seguretat i competitivitat entre mercats.

L'eix de la sostenibilitat mediambiental ha anat prenent més força degut a la problemàtica generalitzada de contaminació, lligada a la forta crisi estructural que Europa pateix des del 2008. Per aquesta raó, la CE a raó de transformar el model actual, impulsa a la primavera del 2010 i després d'haver presentat diversos esborranys des del 2007, una estratègia energètica europea coneguda com a Objectiu 20-20-20. Tal i com s'exposa en el comunicat de la CE, l'estratègia es fonamenta en tres prioritats: creixement intel·ligent, creixement sostenible i creixement integrador [2].

El camp de la sostenibilitat és on el sistema energètic hi pot incidir més mitjançant l'augment de la generació procedent de fonts renovables. I per què 20-20-20? Per a tres motius principals. En primer lloc, per a reduir les emissions de gasos d'efecte hivernacle en un 20%, o en un 30% si s'aconsegueixen acords internacionals. En segon lloc, per a incrementar el percentatge de les fonts d'energia renovables en el consum final fins a un 20%, tal i com s'observa en la Figura 1.1. I per tercer i últim lloc, per a incrementar en un 20% l'eficiència energètica.

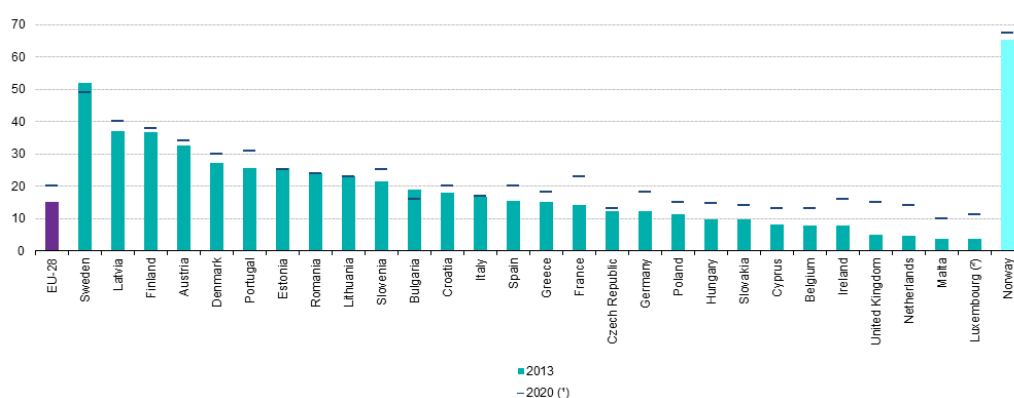


Figura 1.1: Percentatge de renovables en el consum final d'energia [3]

Els sistemes energètics d'electricitat presenten una estructura igual en tots els mercats europeus, amb diferents nivells d'activitat tal i com es detalla a continuació:

- **Generació:** activitat liberalitzada de producció d'energia elèctrica, de la qual s'encarreguen els agents productors. La generació d'energia es pot produir en quatre tipus de centrals: química, hidroelèctrica, eòlica i fotovoltaica.
- **Transport:** activitat regulada de transmissió de l'energia elèctrica a través d'una xarxa de transport de llarga distància. La tensió durant el transport es duu a terme en alta tensió per així poder reduir les pèrdues per efecte *Joule*.
- **Distribució:** activitat regulada d'entrega de l'energia elèctrica a partir de la xarxa de transport fins al punt de subministrament als consumidors o a altre xarxes de distribució.
- **Comercialització:** activitat liberalitzada de venda d'energia elèctrica al consumidor final després d'haver-la comprat en el mercat elèctric.

1.1 Mercat Elèctric a Europa

En el mercat elèctric existeixen dos figures representatives: l'Operador de Sistema i l'Operador de Mercat [4].

Operador de Sistema

S'encarrega de la gestió tècnica, assegurant l'equilibri entre generació i consum. També garanteix la correcta coordinació entre producció i transport, assegurant que l'energia produïda arribi als punts de distribució. Finalment, gestiona la liquidació de pagaments i cobraments.

Operador de Mercat

S'encarrega de la gestió econòmica, facilitant una transacció estandarditzada de l'energia depenent de la corba oferta i demanda, així com garantint que tots els agents disposin de la mateixa informació.

El funcionament del mercat elèctric presenta variacions segons la regió europea. Per aquesta raó, la CE analitza els mercats de producció a partir de la següent divisió de regions [5]: Europa Centre-Occidental (Àustria, Bèlgica, França, Alemanya, Holanda, Suïssa), Illes Britàniques (Regne Unit, Irlanda), Europa del Nord (Dinamarca, Estònia, Finlàndia, Letònia, Lituània, Noruega, Suècia), Península Italiana (Itàlia), Península Ibèrica (Espanya, Portugal), Europa Centre-Oriental (República Txeca, Hongria, Polònia, Romania, Eslovàquia, Eslovènia) i Europa Sud-oriental (Grècia).

1.1.1 Interconnexió de mercats

La interconnexió entre els diferents mercats presenta una sèrie d'avantatges tal com la continuïtat del subministrament elèctric, l'augment de l'eficiència i l'augment de la competència [6].

Referent a la continuïtat, els països interconnectats elèctricament poden rebre suport de l'altre país en moments de fallida del sistema elèctric autòcton . A més a més, l'eficiència del sistemes interconnectats augmenta en el moment en que l'energia flueix des d'on és més cara fins a on és més barata degut a la capacitat d'interconnexió. I per últim, la competència a l'hora de fixar preus repercuteix positivament en el mercat al comptat, generant una disminució del preu de l'electricitat.

És per a tots els avantatges esmentats anteriorment, que el Mercat Interior de l'Electricitat a Europa (MIE) busca agrupar tots els mercats en un. En aquest sentit, la Unió Europea (UE) recomana una capacitat d'intercanvi d'almenys un 10% de la potència instal·lada. En la Figura 1.2, s'aprecia el rati d'interconnexió al 2011 i el previst pel 2020:

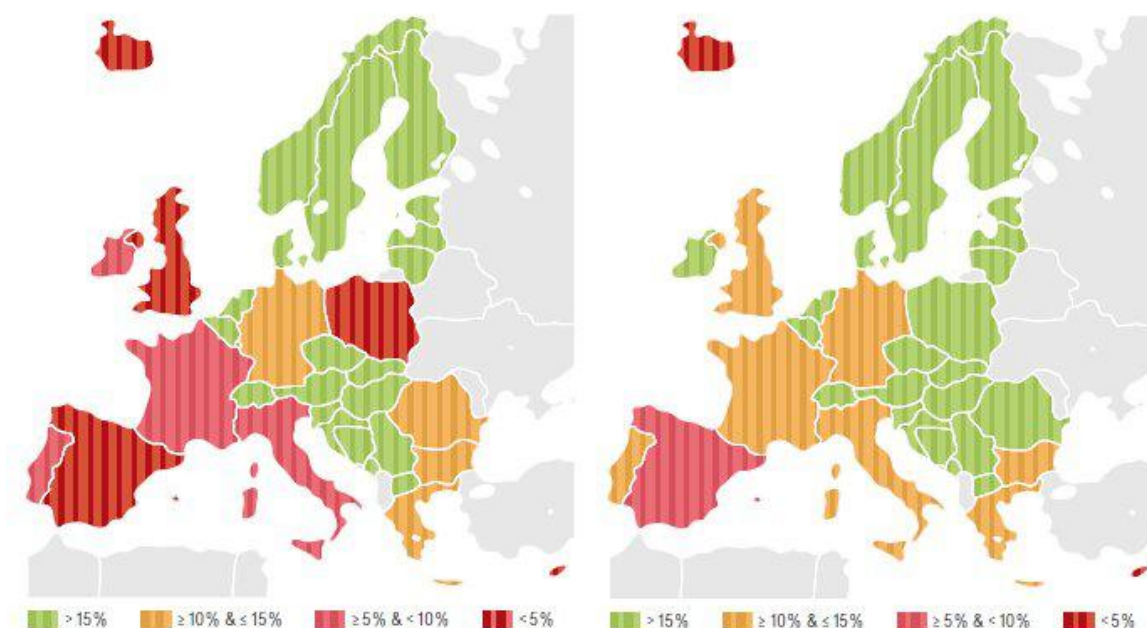


Figura 1.2: Rati d'interconnexió existent al 2010 i previst pel 2020 ^[7]

2. Sistema elèctric a Espanya

Degut a les diferències de mercat segons la regió, es decideix que el present estudi es centri en el sistema elèctric a Espanya. Tot i així, aquest estudi és extrapolable als diferents mercats europeus sempre i quan s'hi ajustin els paràmetres pertinents. En els següents apartats, es descriu el sistema elèctric espanyol, tant des d'una perspectiva general com de mercat de producció

2.1 Estructura general

En la Figura 2.1, es presenta l'estructura actual del sistema elèctric espanyol, el qual es regeix per la Llei 54/1997 del Sector Elèctric, introduint les normes comunes de la directiva europea respecte a la liberalització del mercat. Tant la generació com la comercialització es troben liberalitzades, mentre que el transport i la distribució estan regulades. El transport està regulat per Red Eléctrica Española (REE) mentre que la distribució pertany principalment a 5 grans distribuïdores (Endesa, Iberdrola, HC Energia, Unión Fenosa i EON) i a més de 300 petites distribuïdores [8].

Així doncs, el cost de l'energia elèctrica està format per dos components. Per una banda, el component regulat, orientat a cobrir els costos de transport i distribució o bé altres costos competència de l'estat. Per altra banda, existeix també el component de mercat, obtingut a través de certs mecanismes en un marc d'oferta i demanda que més endavant es detallarà.

2.2 Estructura de producció

El dia 1 de Juliol de 2007 va entrar en funcionament el Mercat Ibèric de l'Electricitat (MIBEL), el qual promou la integració dels sistemes elèctrics espanyol i portuguès. Aquest acord no només representa una millora per ambdós països, sinó que també s'emmarca a nivell europeu dins del MIE. El mercat espanyol s'analitza a partir dels diferents sistemes de contractació: entrega a termini, al comptat i serveis d'ajust. Tal i com s'observa en la Figura 2.1, el mercat al comptat, diari i intradiari, és el que major pes té en les negociacions de compra i venda d'energia elèctrica.

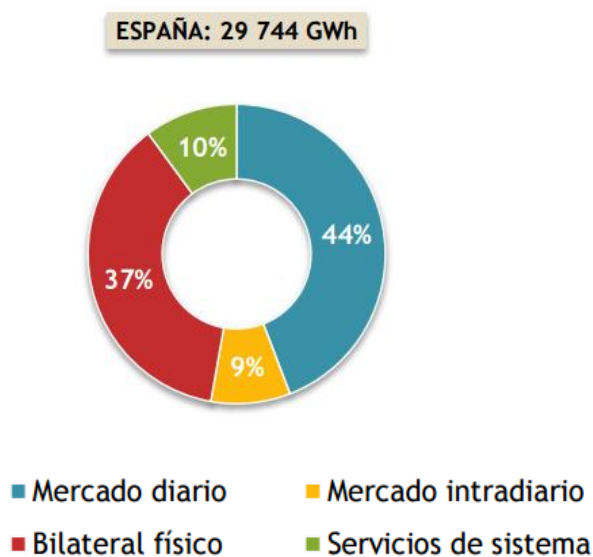


Figura 2.1: Energia negociada al sistema elèctric en les vendes de l'any 2014 ^[9]

Mercat amb entrega a termini

Es considera un mercat de futurs, on la transacció de compra i venda es determina amb una antelació d'entre 3 anys i 2 dies. Gestionat per l' Operador de Mercat Ibèric - Polo Portuguès (OMIP), tant la negociació estandarditzada com de bilaterals es realitza en mercats organitzats amb una càmera de compensació que s'encarrega de fer les liquidacions financeres pertinents [4].

Mercat SPOT o al comptat

Transacció de compra i venda té lloc durant el dia abans i durant el mateix dia del subministrament. Gestionat per Operador de Mercat Ibèric d'Energia (OMIE), aquest mercat es subdivideix en el mercat diari, equivalent a un 84,8% de l'energia total venuda al 2014, i en el mercat intradiari, sent el 15,2% restant l'energia venuda durant el 2014 [8,10]. La Figura 2.2 mostra l'estructura temporal del mercat de producció.

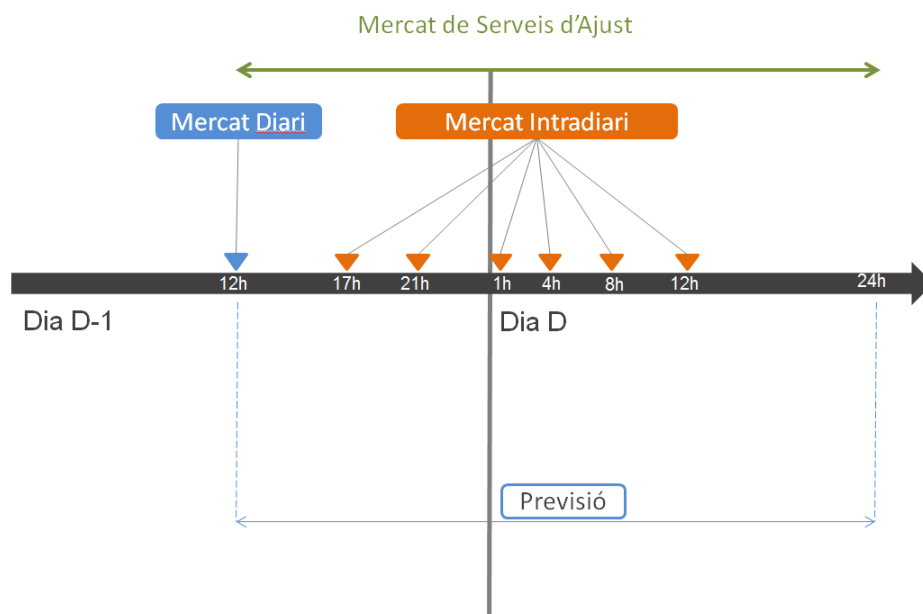


Figura 2.2: Apertura de les sessions al mercat al comptat

- **Mercat diari**

El període de compra i venda d'electricitat té lloc a les 12:00 hores del dia abans del subministrament elèctric, havent de preveure doncs la demanda d'energia elèctrica amb un mínim de 13 hores i un màxim de 36 hores [11]. En base a l'algoritme *EUPHEMIA* aprovat per la UE, es fixa el preu i el volum de l'energia subhastada segons la corba d'oferta i demanda per a cada una de les 24 hores del dia següent. Al 2014, el preu d'energia mig ponderat ha estat de 42,12 €/MWh [12]. A continuació es detalla el procés del mercat diari:

- Els venedors d'energia elèctrica (producció d'energia elèctrica tant de règim ordinari com especial, intercanvis internacionals i agents externs) estan obligats a adherir-se a las *Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica*. Un cop adherits, els venedors presenten ofertes de venda per a cada hora del dia següent (dia D).

Les ofertes dels venedors poden ser simples o complexes depenent del seu contingut [8]. Les ofertes simples es presenten per a cada unitat de producció del titular i per a cada període horari. D'altra manera, les ofertes complexes són aquelles que complint els requisits de les simples, incorporen totes, alguna o algunes de les condicions següents:

- Condició invisibilitat de trams.
- Condició de gradient màxim de càrrega

- Condició d'ingressos mínims, expressada en un terme fix i un altre variable.
 - Condicions de parada programada.
- Els compradors tals com les comercialitzadores i els consumidors directes presenten ofertes de compra per a cada hora del dia D.
 - OMIE construeix les corbes d'oferta i demanda per a cada hora del dia D. D'aquest encreuament, en resulten els preus del mercat per a cada hora del dia D i s'hi identifiquen les ofertes cassades, és a dir, les ofertes de venda i compra que es converteixen en compromisos fermes de venda i compra d'energia elèctrica.

El preu mig aritmètic en el mercat diari durant el present any 2015 ha tingut el seu màxim, de moment, durant el mes de juliol, en el qual es va situar en 59,55 €/MWh, coincidint també amb el pic d'energia elèctrica cassada, uns 21.240 GWh. En la Figura 2.3 es pot observar l'evolució del preu al mercat diari així com l'energia total.

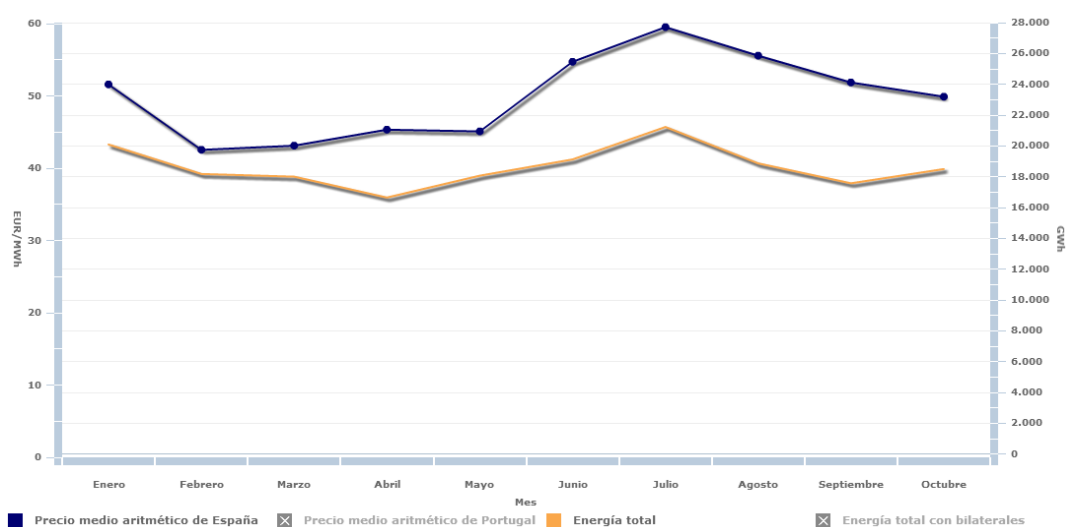


Figura 2.3: Preu mig al mercat i energia total cassada al diari durant el 2015 ^[11]

• Mercat intradiari

El funcionament del mercat intradiari és molt similar al mercat diari, amb la major diferència sent el fet que el mercat intradiari presenta 6 sessions o 5 trams tal i com s'observa en la Taula 2.1. Un cop realitzada la subhasta al mercat diari a les 12 hores del dia D-1 i coneguda la cassació a les 14 hores del dia D-1, els agents

poden entrar al mercat intradiari segons els ajustos presentats al *Programa Diario Viable Definitivo* [11].

Els agents poden participar en el mercat intradiari sempre i quan compleixin un dels següents requisits:

- Agents que hagin participat en el mercat diari.
- Agents que hagin comunicat prèviament la indisponibilitat tècnica abans del tancament del mercat diari.
- Agents que hagin participat en un contracte bilateral.

A més a més, en el mercat intradiari, tant els agents generadors com consumidors poden fer ofertes de generació o d'adquisició. Per exemple, un agent generador pot disminuir el seu compromís en el dia D-1, fent una oferta d'adquisició si veu que no serà capaç de generar el que havia pactat en el mercat diari. Així doncs, en aquest cas el venedor assumeix la responsabilitat de generar l'energia que l'agent generador li ha comprat. De la mateixa manera, un agent comercialitzador pot fer una oferta de venda, transferint la responsabilitat de consumir aquella energia a un altre agent.

Taula 2.1: Estructura horària del mercat intradiari ^[11]

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

En quant a preus i energia cassada en el mercat intradiari, el preu mig aritmètic en el mercat diari durant el present any 2015 ha tingut el seu màxim, de moment, durant el mes de juliol, en el qual es va situar en 60,03 €/MWh, mentre el pic d'energia elèctrica cassada, uns 2.940 GWh es va produir al març. En la Figura 2.4 es pot observar l'evolució del preu al mercat intradiari així com l'energia total.

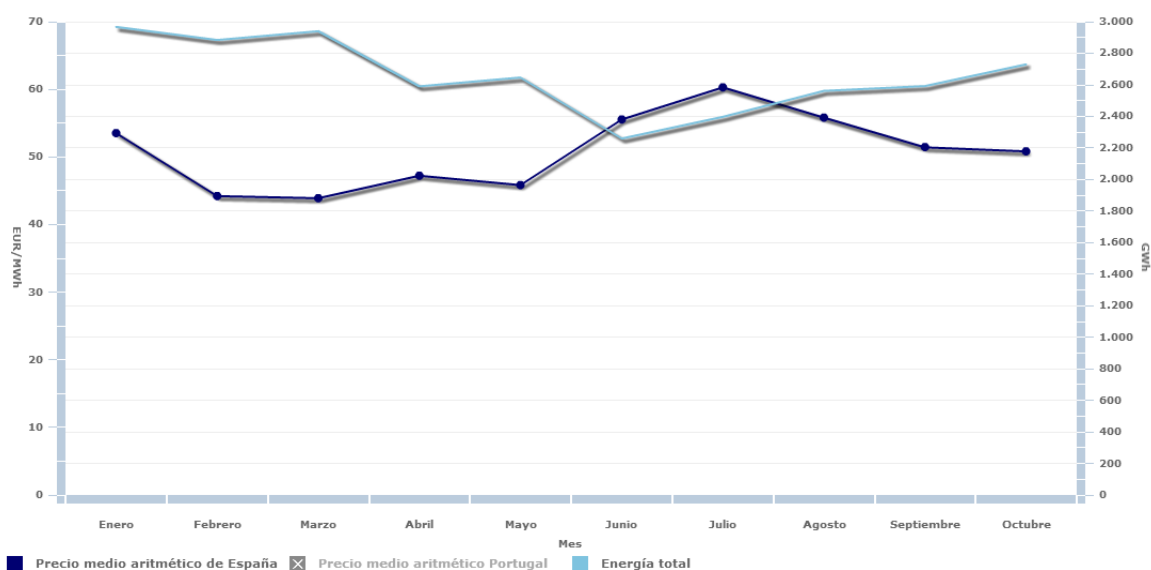


Figura 2.4: Preu mig al mercat i energia total cassada a l'intradiari durant el 2015 ^[11]

Mercat de serveis d'ajust del sistema

Gestionat per l'Operador de Sistema, REE, es basa en la resolució d'unes restriccions tècniques identificades a posteriori del mercat diari, i durant la pròpia operació en temps real. Aquest mercat a temps real té com a finalitat garantir el compliment de les condicions de seguretat i qualitat mitjançant la gestió dels següents mercats [13]:

- **Gestió de serveis complementaris**

Sistema de control de freqüència, potència i tensió per a garantir la qualitat i seguretat del subministrament en tot moment. Existeixen tres serveis complementaris bàsic que són la regulació primària, la regulació secundària i la regulació terciària.

- **Gestió de les restriccions tècniques**

Permet resoldre les congestions ocasionades per les limitacions de la xarxa de transport segons la programació prevista i en temps real.

- **Gestió de desviaments**

Es resolen els desajustos entre oferta i demanda elèctrica que s'identifiquen durant les sessions del mercat intradiari, o diari en cas que l'agent decideixi no participar en el mercat intradiari. Les liquidacions d'aquests desviaments tenen lloc a posteriori del tancament de cada sessió de l'intradiari, o mercat diari.

3. Generació d'energia elèctrica a Espanya

La demanda de l'energia elèctrica a Espanya durant el 2014 ha continuat la seva trajectòria a la baixa, fet que s'emmarca dins de la situació de crisi actual. Tot i així, la caiguda de la demanda a l'any 2014 (1,2%) va ser menor a la de l'any 2013 (2,2%), demostrant símptomes de recuperació. En concret, la demanda elèctrica peninsular durant el 2014 va ser de 243.530 MWh, mentre que la demanda elèctrica no peninsular va ser de 14.720 MWh [12].

Observant la Figura 3.1 es pot apreciar que el sistema espanyol està format per quatre formes de generar energia.

En primer lloc es troba l'energia nuclear degut a la seva generació constant d'energia tal i com s'aprecia en l'elevada cobertura de la demanda que proporciona tot i tenir un percentatge molt menor en potència instal·lada. Degut al bon grau de previsió, les nuclears venen tota la seva energia en el mercat diari. Per contra, les nuclears tenen una posada en marxa i un atur molt lent.

En segon lloc es troba l'energia hidroelèctrica, la qual es podria considerar renovable en cas de que presenti un baix impacte ambiental i no s'estanqui el curs de l'aigua. Les centrals hidroelèctriques també present un alt rendiment energètic. Al tenir l'opció d'emmagatzemar l'aigua, poden tant subministrar-la com regular caudals, fet que els hi atorga una gran importància dins el sistema elèctrica espanyol. Com a contrapartida es troba que pot alterar l'ecosistema, inundant terrenys o erosionat rius aigües avall.

En tercer lloc es troben totes les centrals amb fonts d'energia d'origen combustible fòssil: cycle combinat, carbó i cogeneració. Aquestes centrals són les que major potència instal·lada presenten a territori espanyol, així com les que més demanda cobreixen. Tot i ser les centrals que més ràpid s'adapten als canvis en la demanda, també és la que major dependència d'altres països causa degut a que el subministrament de combustible és importat en la seva majoria, creant un lligam entre països en una necessitat bàsica com l'electricitat. A més a més, els combustibles fòssils també presenten com a problema ser una font finita d'energia i l'elevada contaminació que suposen.

En quart lloc apareixen totes les instal·lacions amb fonts d'energia renovable: eòlica, solar tèrmica, solar fotovoltaica i tèrmica renovable. Dins d'aquest grup, l'energia eòlica és la més arrelada, cobrint la demanda en gairebé el mateix percentatge que el cycle combinat. Les fonts renovables disminueixen dràsticament l'alliberació de partícules contaminants, tot i que la seva implantació pot provocar altres danys. Aquests danys poden ser alteracions en l'ecosistema, especialment de les grans instal·lacions que ocupen un terreny extens, així

com pujades de preu d'aliments bàsics per a la producció de biomassa, entre d'altres. Per a tal de reduir els efectes negatius d'aquestes energies, la generació distribuïda renovable es presenta com una solució més apte per adaptar-se a les necessitats del medi ambient i la societat. La generació distribuïda consisteix en la producció d'energia descentralitzada pròxima a la càrrega, evitant així el transport de llarga distància i les seves conseqüents pèrdues [14].

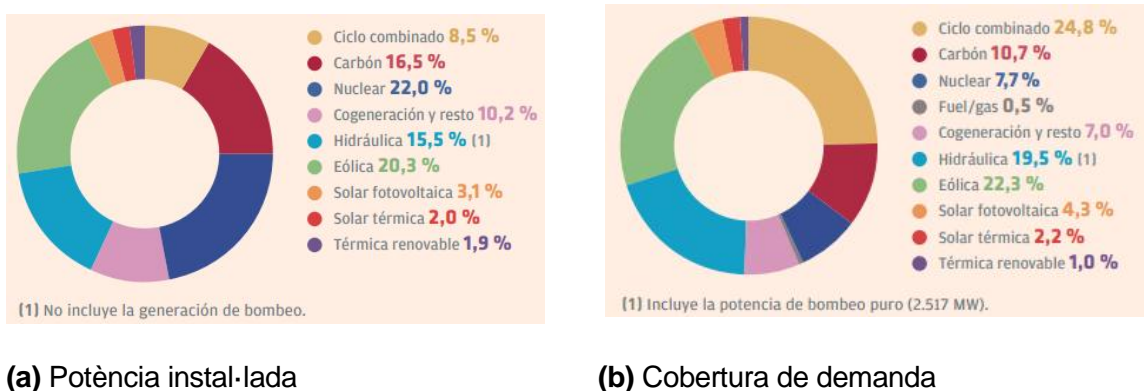


Figura 3.1: Distribució percentual de la generació elèctrica al 2014 ^[12]

Així doncs, la cobertura de la demanda elèctrica, si es considera la hidràulica també com a renovable, representa al 2014 un 42,8%. Les emissions de CO₂ associades a la generació d'energia elèctrica a la península han suposat al 2014 uns 60,5 milions de tones, dels qual només un 1,1% prové de renovables, més exactament de la tèrmica renovable coneguda com a cogeneració [12].

En quant a l'origen de la producció estatal d'energia elèctrica, en la Figura 3.2 s'aprecia que Navarra, La Rioja i Castella i Lleó són les capdavanteres en producció renovable, mentre que Ceuta i Melilla produeixen tota energia elèctrica íntegrament provinent de fonts no renovables, seguides molt de prop per les Illes Balears, que no arriben ni al 5% en producció renovable.

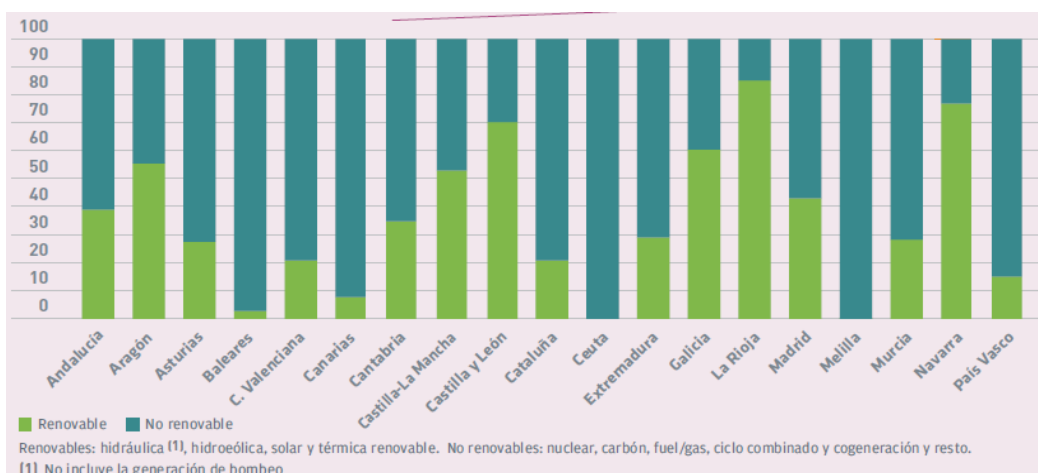


Figura 3.2: Percentatge de producció renovable segons comunitat autònoma al 2014 ^[12]

3.1 Energia fotovoltaica

Les instal·lacions fotovoltaiques es poden dividir en dos grans grups: autònomes i connectades a xarxa. Pel present estudi interessa centrar-se en els productors d'energia fotovoltaica en grans superfícies i per tant, aquests són els que es troben connectats a xarxa, més concretament en generació centralitzada.

L'energia elèctrica produïda als parcs fotovoltaics es diu que no és gestionable per tres raons principals. Una d'elles és la intermitència, especialment quan es cobreix de núvols el cel i decreix dràsticament el rendiment dels panells. Una altra raó és la impossibilitat de controlar la producció fotovoltaica en absència de sistemes d'acumulació. I per últim, la poca fiabilitat que encara presenten els sistemes de predicció vers al models ja madurats de les centrals clàssiques [15].

Normalment els productors d'energia fotovoltaica formen part del règim especial de producció ja que la potència instal·lada a un parc acostuma a ser menor als 50 MW. Prenent doncs una instal·lació fotovoltaica en règim especial, segons el Reial Decret 661/2007 aquesta instal·lació pertany al subgrup b.1.1. Arran d'aquest decret, el sector fotovoltaic va patir un creixement elevadíssim l'any 2008, fins a un 500% respecte a la potència instal·lada al 2007. Però les bones notícies per a la fotovoltaica van acabar aviat quan a partir de l'any 2008 i fins a l'actualitat amb el RD 413/2014, s'han anat realitzant canvis legislatius que han parat aquest creixement [16].

El canvi legislatiu més remarcable i que més controvèrsia va generar és el Reial Decret llei 1/2012, per al qual es van suspendre els procediments de preassignació de retribució i es van suprimir els incentius econòmics per a noves instal·lacions de cogeneració, de fonts d'energia renovables i de residus. En la Figura 3.3 es poden apreciar els efectes de ralentització produïts pels continus canvis en la regulació. La producció fotovoltaica al 2014 ha estat de 8,2 TWh, la qual cosa suposa un índex de participació en el mix energètic espanyol d'un 3%, similar al d'anys anteriors [16].

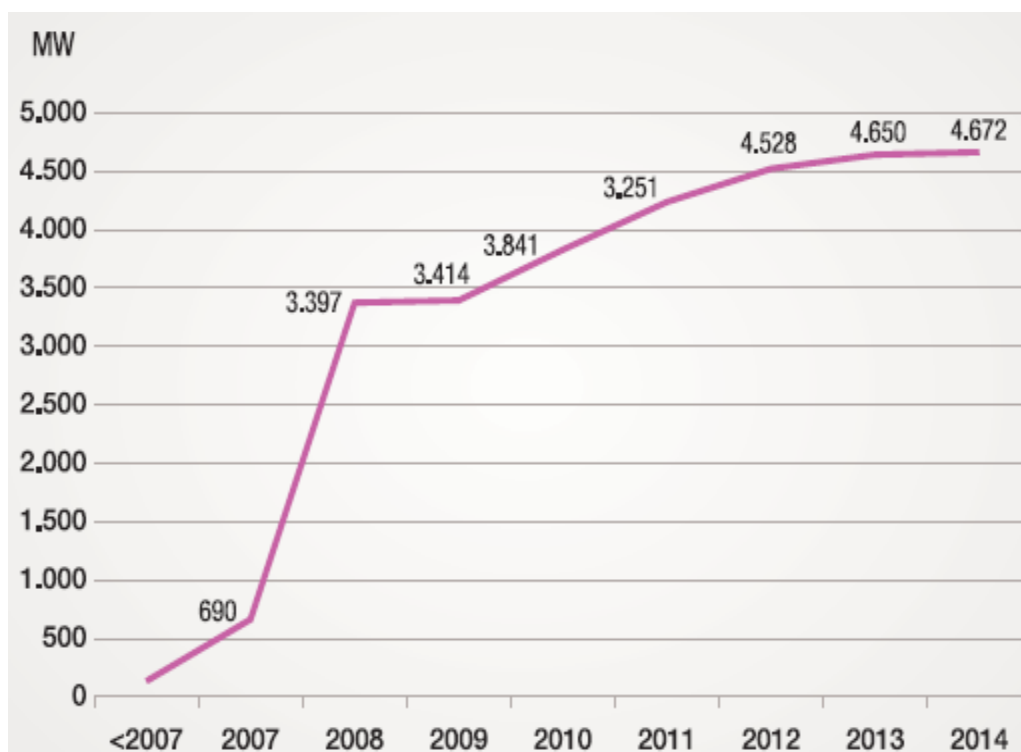


Figura 3.3: Evolució de la Potència fotovoltaica instal·lada a Espanya ^[16]

La inestabilitat regulatòria fa que la major part de noves instal·lacions fotovoltaiques es mantinguin aïllades de la xarxa, havent-hi hagut només 22 MW de potència instal·lada durant el 2014. En la Figura 3.4 es pot observar una taula comparativa amb els altres països europeus. Tot i que Espanya es troba en catorzena posició en potència instal·lada aquest any, en potència instal·lada acumulada (4.672 MW) es troba en quarta posició, per darrere d'Alemanya, Itàlia i França.

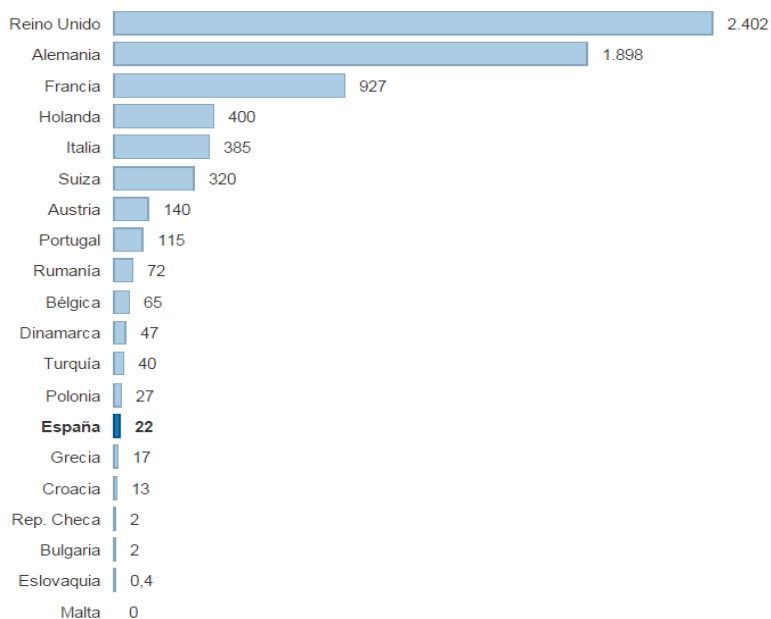


Figura 3.4: Potència instal·lada durant el 2014 (MW)^[17]

I quin és el futur que espera a la fotovoltaica? Segons la Figura 3.5 en el marc més favorable, la UE pot créixer fins a 80% en fotovoltaica, arribant al 158 GW de potència instal·lada acumulada al 2019. Per altra banda, en el marc més desfavorable, es preveu un creixement de fins a un 36%, arribant als 120 GW de potència total instal·lada.

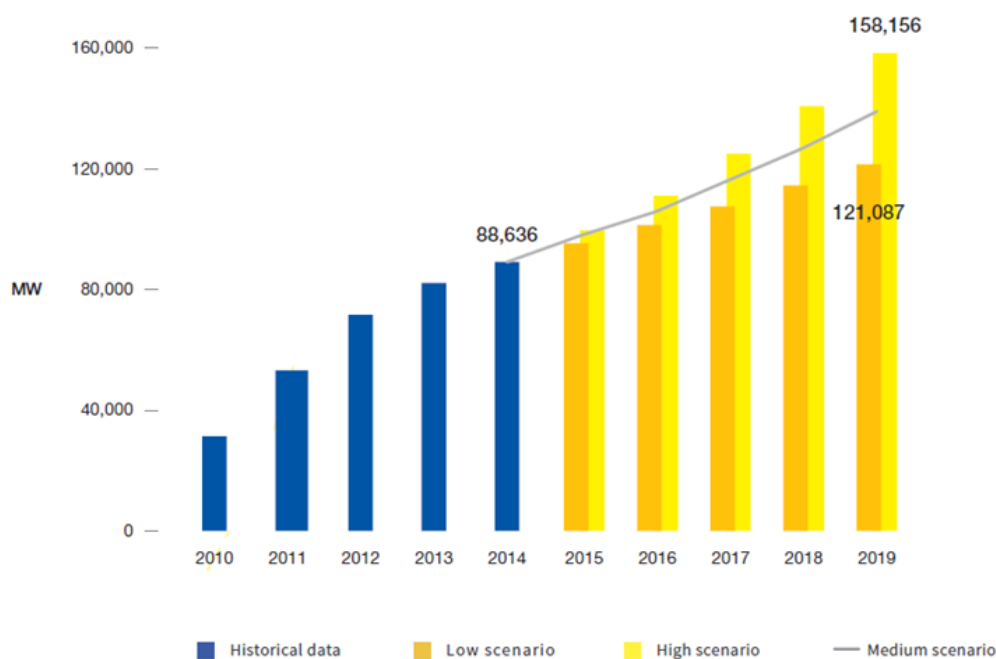


Figura 3.5: Escenari de fotovoltaica acumulada a Europa^[17]

Observant doncs la Taula 3.2 Europa té posades moltes esperances en la fotovoltaica, fet que hauria de motivar al govern espanyol a deixar de pressionar a un sector del que tant creixement s'espera arreu d'Europa.

3.1.1 Marc legislatiu en fotovoltaica

El 2015 és un any especialment dur pel sector fotovoltaic degut a la decisió del govern espanyol de continuar posant peatges excessius a l'autoconsum, afectant greument la generació distribuïda. Aquests peatges es recullen en el nou RD 900/2015, derivat de la Llei 24/2013 sobre l'autoconsum. Aquest peatge no tan sols es cobra sobre el terme de potència, sinó que també s'aplica sobre el terme d'energia autoconsumida. Un altre gran cop a l'autoconsum presentat en aquest decret és el fet que la potència del generador en cap cas pot ser superior a la potència contractada d'un consumidor.

L'autoconsum es converteix doncs en una opció només vàlida si el consumidor només és un mateix i per tant pràcticament impensable a nivell de comunitats de veïns en grans ciutats. A més a més un autoconsumidor, en cas de tenir excés d'energia, pot revertir-la a la xarxa general sense rebre cap bonificació a canvi. És aquest moment l'únic en que un autoconsumidor té permís per estar connectat a xarxa, sorprenentment regalant l'energia a la xarxa general després d'haver, a més a més, pagat peatges de suport a la xarxa.

A continuació, es detallen les característiques més rellevants que afecten actualment a fonts renovables com la fotovoltaica en el marc legislatiu [18]:

Potència instal·lada al parc

Es considera la suma de les potències dels inversors treballant en paral·lel per a un mateix titular. L'energia de la instal·lació ha d'anar tota a una transformador comú.

Hores de producció fotovoltaica per a instal·lacions fixes

Una instal·lació fotovoltaica té una quantitat d'hores a l'any fixades en les quals pot produir energia, tal i com es mostra en la següent Taula 3.1:

Zona I	1232
Zona II	1362
Zona III	1492
Zona IV	1632
Zona V	1753

Taula 3.1: Hores de producció anual fotovoltaica permeses per llei ^[18]

Opcions de vendre l'energia elèctrica

- Cedir electricitat al sistema a través de la xarxa de transport o distribució. En aquest cas, existeix una tarifa regulada i única per a tot període de programació (Taula 3.2). La venda d'energia a tarifa consta d'ofertes de venda a preu zero per part d'un representat del productor, l'agent venedor.

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1.1	P < 100 kW	Primeros 30 años	48,8606
	100 kW < P < 10 MW	Primeros 30 años	46,3218
	10 < P < 50 MW	Primeros 30 años	25,4926

Taula 3.2: Tarifes per a instal·lacions fotovoltaïques connectades a xarxa ^[19]

- Vendre electricitat en el mercat de producció d'energia elèctrica. D'aquesta manera, els productors entren al mercat amb preus de mercat diferents per a cada període de programació.

Complements de venda

- Complement per energia reactiva: independentment de l'opció de venda escollit, la instal·lació rebrà un complement d'energia reactiva, tant de bonificació com de penalització, per mantenir el factor de potència.
- Penalització per desviaments: independentment de l'opció de venda escollit, la instal·lació patirà una penalització si es desvia de l'energia oferta. El desviament en un instant de temps és la diferència entre l'energia real produïda i l'energia prevista/ofertada.
 - A pujar: desviament > 0
 - A baixar: desviament < 0

El sistema espanyol utilitza un sistema dual de preus ja que és necessari fixar-se ens dues variables, desviament i necessitat del sistema, per a determinar el cost del desviament. Així doncs, aquest desviament pot o no ser favorable a la necessitat del sistema de produir més o menys energia en un instant de temps (Figura 3.6). La necessitat del sistema en un instant de temps es coneix com el sumatori en aquell instant de: la gestió de desviaments, la regulació secundària i la regulació terciària [20].

- Major producció: Necessitat sistema > 0
- Menor producció: Necessitat sistema < 0

Es diu que es va a favor del sistema quan el desviament segueix el sentit de la necessitat del balanç del sistema. És a dir, quan el sistema necessita augmentar la producció i el desviament és a pujar, o quan el sistema necessita disminuir la producció i el desviament és a baixar. Per altra banda, es diu que es va en contra del sistema quan el desviament segueix el sentit oposat de la necessitat del balanç del sistema. És a dir, quan el sistema necessita augmentar la producció i el desviament és a baixar, o quan el sistema necessita disminuir la producció i el desviament és a pujar.

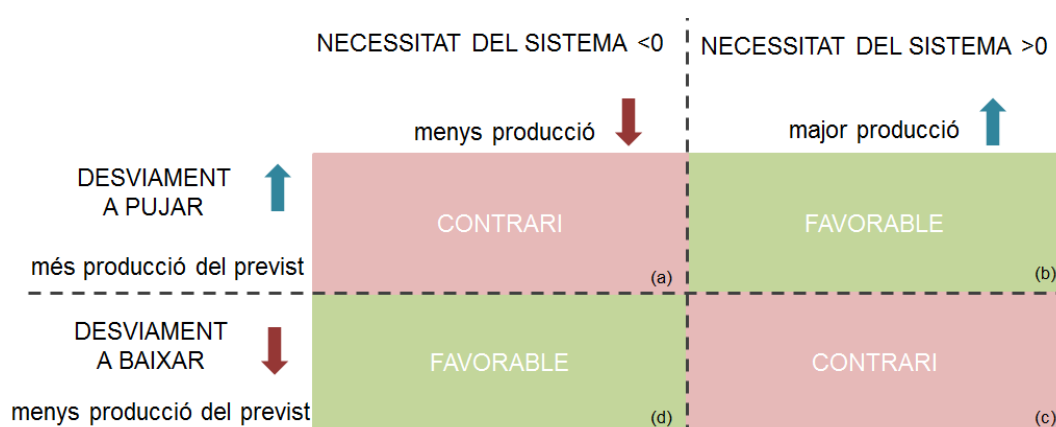


Figura 3.6: Sentit del desviament

Els preus dels desviaments possibles són els esquematitzats a la Figura 3.7. És important comentar que el preu a pujar (P_{pujar}) mai serà superior al preu del mercat diari (PMD), mentre que el preu a baixar (P_{baixar}) mai serà inferior al PMD:

A més a més, els preus dels desviaments estan referenciats al mercat diari, estigui el productor participant en el diari o en l'intradiari, fet que pot perjudicar al productor econòmicament en cas d'entrar al mercat intradiari ja que pot ser que li hagués sortit més a compte no corregir l'error de previsió.

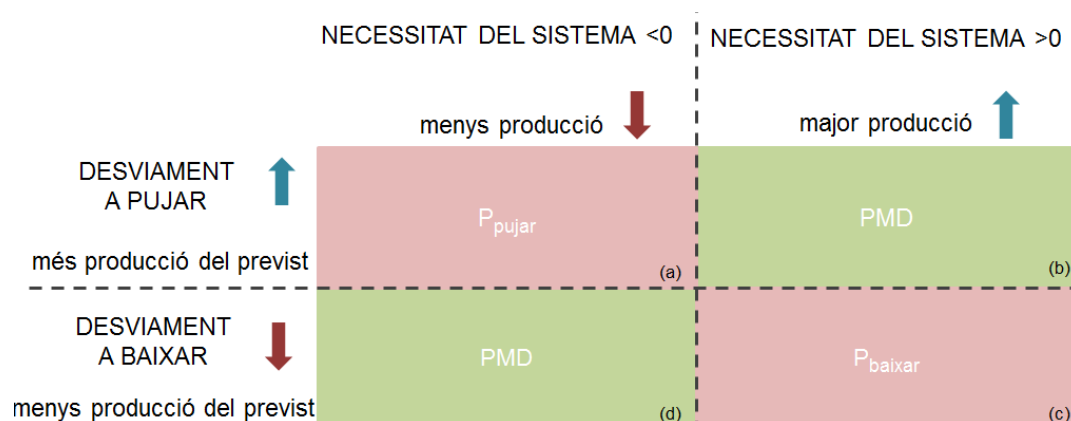


Figura 3.7: Preu del desviament

Un cop coneguts aquests preus, es descriuen detalladament els beneficis o costos associats al desviament concorregut:

- Cas (a): Venda de l'energia desviada al P_{pujar}
- Cas (b): Venda de l'energia desviada al PMD
- Cas (c): Penalització/Compra de l'energia desviada al P_{baixar}
- Cas (d): Penalització/Compra de l'energia desviada al PMD

Degut a la forta regulació que pateix actualment la fotovoltaica, els productors d'aquesta font d'energia han optat en la seva majoria per realitzar vendes a tarifa a través d'un representant i no participar en les ofertes de compra i venda que ofereixen els mercats diari i intradiari. Així doncs, les úniques retribucions que obtenen la majoria de productors fotovoltaics són les provinents de les activitats regulades de transport i distribució, tal i com expressa el RD 413/2014.

A més a més, el 29 de setembre de 2015 s'ha produït la primera subhasta fotovoltaica per a la compra d'energia al mercat amb entrega a termini, regulat per OMIP. Endesa, juntament amb altres dotze empreses que hi han participat, ha estat finalment la guanyadora, comprant 333 GWh d'energia a 51,94€/MWh [21].

Tot i l'escassa participació en el mercat de producció per part de la fotovoltaica degut a les dificultats econòmiques, es decideix crear un hipotètic escenari on un productor fotovoltaic ven la totalitat de l'energia produïda a comercialitzadores, activitat liberalitzada que permet oferir energia en el mercat diari i intradiari. Es pren aquesta decisió ja que es creu que el marc legislatiu actual que empara la fotovoltaica canviarà en un futur pròxim, alineant-se així a les mesures expansionistes d'altres països europeus respecte a la fotovoltaica de la mateixa manera que en el seu moment es va fer amb l'energia eòlica a Espanya.

4. Estratègies de mercat

El productor fotovoltaic participa com a agent generador durant el mercat diari, en el qual ven l'energia que ha previst. En el cas de que es desviï de la previsió, incorre en un desviament que pot corregir durant el mercat intradiari, en el qual l'error de desviament és menor degut a un menor horitzó temporal de predicció. Participant en l'intradiari doncs, el productor augmenta els ingressos o disminueix els costos per la millor predicció.

4.1 Participació única al mercat diari

El productor decideix participar només en el mercat diari i per tant decideix no corregir la predicció en el mercat intradiari. Així doncs, el productor fa ús del mercat diari per a vendre la previsió d'energia elèctrica. Les ofertes de venda les presenta, tal i com s'ha comentat en l'apartat 2.2, a les 12 hores del dia D-1 per a les 24 hores del dia D. En la Taula 4.1 s'observa l'antelació amb la qual ha de predir cada hora del dia D.

Taula 4.1: Anticipació horària en el mercat diari

	Dia D																							
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Anticipació [hores]	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36

Un cop el productor presenta l'oferta i per tant es compromet a vendre l'energia que ha previst per a cada una de les 24 hores, aquest rebrà uns ingressos per l'energia venuda al preu del mercat diari per aquella hora. Alhora, el productor és possible que es desviï del previst, resultant en un desviament que pot ser un benefici o en un cost.

Quan el sentit del desviament és favorable a la necessitat del sistema, el productor es troba en dues possibles situacions. En cas de que el desviament sigui a pujar, el productor ven l'energia sobrant al preu de mercat diari. Per contra, si el desviament és a baixar, el productor paga el desviament al preu del mercat diari.

Quan el sentit del desviament és contrari a la necessitat del sistema, el productor es troba en dues possibles situacions. En cas de que el desviament sigui a pujar, el productor ven l'energia sobrant al preu del desviament a pujar. Per contra, si el desviament és a baixar, el productor paga el desviament al preu del desviament a baixar.

4.2 Participació en el mercat intradiari

El productor té l'oportunitat de, un cop realitzada l'oferta en el mercat diari, participar en les sis sessions del mercat intradiari per a poder realitzar una millor predicció de l'energia elèctrica, reduint l'error de predicció, i així obtenir un augment dels beneficis. La previsió en l'intradiari sempre s'ajusta més respecte a aquella mateixa hora pel diari, i és aquesta afirmació la que serveix per dissenyar el mètode probabilístic del mercat intradiari [20].

El productor pot també actuar com a agent comprador en el mercat intradiari, no només com a venedor d'energia. En la Taula 4.2 s'observa l'anticipació horària per a cada sessió, sent aquesta anticipació el temps transcorregut entre el tancament de la sessió prèvia i l'inici de l'actual. Tot i que l'hora de tancament de totes les sessions és a tres quarts, a efectes simplificatius per a la previsió es decideix considerar l'hora punta immediatament posterior.

Taula 4.2: Anticipació horària en el mercat intradiari

	Dia D																					Dia D+1		
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mercat Intradiari	Sessió 2				Sessió 3			Sessió 4				Sessió 5				Sessió 6				Sessió 1				
Anticipació [hores]	3	4	5	6	3	4	5	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	7	8	4	5	6

La gestió dels desviaments en el mercat intradiari és similar a la del diari, amb la diferència que el productor pot comprar energia elèctrica d'una altre generador.

Així doncs, quan el sentit del desviament és favorable a la necessitat del sistema, el productor es troba en dues possibles situacions. En cas de que el desviament sigui a pujar, el productor ven al preu de mercat intradiari les unitats d'energia millorades amb la nova previsió i al preu del mercat diari el desviament encara comès. Per contra, si el desviament és a baixar, el productor compra a preu de mercat intradiari les unitats d'energia millorades amb la nova previsió i paga el desviament encara comès al preu del mercat diari.

Quan el sentit del desviament és contrari a la necessitat del sistema, el productor es troba en dues possibles situacions. En cas de que el desviament sigui a pujar, el productor ven al preu de mercat intradiari les unitats d'energia millorades amb la nova previsió i ven el desviament encara comès al preu del desviament a pujar. Per contra, si el desviament és a baixar, el productor compra a preu de mercat intradiari les unitats d'energia millorades amb la nova previsió i paga el desviament encara comès al preu del desviament a baixar [22].

5. Predicció fotovoltaica

Tal i com s'ha explicat en l'apartat 2.2, els productors d'energia que participin en el mercat de producció, han de fer una previsió a l'hora de vendre l'energia en el mercat diari i posteriorment, en cas de voler ajustar-se més, en el mercat intradiari han de fer altres previsions però aquest cop amb menor anticipació. La problemàtica de la fotovoltaica i d'altres energies renovables rau en la intermitència del clima, resultant ens penalitzacions rebudes pel productor al desviar-se del previst, tal i com s'ha comentat en l'apartat 3.1.1.

Fins a l'any 2010, la investigació i el desenvolupament de models de predicció fotovoltaica era mínima. A més a més, la majoria d'ells es basaven en la predicció de la radiació i no pas de la potència generada. Avui en dia, la regulació no permet que els productors fotovoltaics participin en el mercat però tal i com va succeir amb l'energia eòlica, es preveu la seva incursió en un futur proper. Pel fet de no participar en el mercat, no existeix avui en dia un model de predicció fotovoltaica desenvolupat per REE, com sí que passa amb el sistema *SIPREÒLICO* de producció eòlica des que va entrar al mercat de producció espanyol com a font de generació al 2004 [10].

A l'hora de preveure, és important saber l'horitzó temporal i per això una de les classificacions es basa en aquest. Però la caracterització més important d'un model ve donada pel mètode de resolució, el qual també inclou horitzons temporals [15].

Horitzó temporal del model

L'horitzó temporal es refereix al període de temps que transcorre entre el moment que es fa la predicció i l'instant futur per al qual s'està fent la predicció. Els intervals poden ser de curt, mig o llarg termini, depenent del mercat pel qual s'està fent la previsió [23].

- **Predicció a curt termini**

Aquest mètode és el que s'utilitza per a participar en el mercat intradiari ja que, tot i no existir unanimitat, l'horitzó temporal no acostuma a passar de les 10 hores. Aquest és també el mètode que utilitza l'operador de sistema per assegurar l'equilibri en els serveis d'ajust. Òbviament, a menor horitzó temporal menor serà l'error de predicció.

- **Predicció a mig termini**

Aquest mètode és el que s'utilitza per a participar en el mercat diari i en algunes tasques de manteniment, tenint un rang de temps d'entre 10 i 72 hores. La predicció a 36 hores és la de major interès pel mercat espanyol ja que les ofertes es presenten 12 hores abans del dia de subministrament.

- **Predicció a llarg termini**

Aquest mètode és el que s'utilitza per a realitzar manteniments generals a les plantes de generació, desvinculant-se completament del mercat de producció. L'horitzó temporal és de 72 hores endavant, però a partir dels 7 dies la fiabilitat de la predicció disminueix molt.

Mètode de resolució del model

El tipus de resolució es refereix a les entrades del sistema de predicció, que poden ser o bé de caire físic o bé estadístic [23].

- **Mètode físic**

En aquest mètode s'utilitzen com a variables d'entrada aquelles que afecten a la zona on es fa la previsió. En el cas de la fotovoltaica, seria la irradiància, la temperatura o l'altitud de la zona. L'horitzó d'aquests models acostuma a ser de màxim 10 hores i és per això que per arribar a un horitzó de 36 hores, calen variables de previsió meteorològiques anteriors, resultants de models atmosfèrics propietat d'instituts meteorològics nacionals. Degut al fet mencionat anteriorment, es diu que aquests models són híbrids ja que precisen tant de variables físiques com temporals.

Existeixen diferents mètodes atmosfèrics de predicció, sent els més utilitzats el *MM5*, *WRF*, *HIRLAM* i *ECMWF*. A la Taula 5.1 apareixen les variables meteorològiques més importants, en ordre decreixent, per a predir la potència mitja horària en sistemes fotovoltaics [24].

Taula 5.1: Principals variables meteorològiques en una predicció

Hivern	Estiu
Radiació	Radiació
Hores de sol	Hores de sol
Altitud solar	Altitud solar
Temps	Humitat
Posició solar	Temperatura
Humitat	Temps
Temperatura	Posició solar

Els models atmosfèrics es van perfeccionant any rere any, permetent en l'actualitat una previsió acceptable de variables meteorològiques relacionades amb la generació fotovoltaica amb una antelació de 72 hores.

- **Mètode estadístic**

Els valors d'entrada emprats en aquest mètode són valors històrics de variables que determinen la potència degut al sol, o bé valors històrics de la potència directament. A través doncs models de sèries temporals, aquests models són capaços de realitzar prediccions de fins a 40 hores.

Així doncs, la predicció del valor futur d'una sèrie temporal significa determinar el valor futur a partir del valor present. Aquesta predicció del valor futur es pot fer mitjançant dues maneres [15]:

- Mètode de persistència: predicció dels valors futurs per extrapolació dels valors passats.
- Model matemàtic: explica les relacions de les variables en el passat i prediu a partir d'aquí els valors futurs.

El mètode de persistència és la manera més simple de crear un predicció solar i és molt eficient amb horitzons de predicció molt curts, del voltat d'1 hora. Per altra banda, un model matemàtic permet prediccions òptimes amb horitzons temporals a partir de les 3 hores.

Com a models matemàtics, els models basats en la metodologia Box-Jenkins, o models *Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA)*, són els més comuns. Generalment, els resultats obtinguts d'aquest model són millors com menor sigui l'horitzó de predicció. D'altre manera, els models basats en xarxes neuronals artificials estan guanyant pes en el panorama actual de prediccions ja que disminueixen els errors de previsió, tot i que poc abans de l'any 2000 ja es va fer el primer ús d'aquest model en el camp de la predicció solar. A part de models *ARIMA* i xarxes neuronals artificials, també existeixen altres models menys coneguts com sistemes d'interferència difusa, models grisos, models híbrids o màquines de vectors de suport, entre d'altres [15].

Per a l'estudi de previsió del present projecte es tenen valors de potència instantània cada 5 minuts i des del 2 d'Abril fins al 21 d'Octubre del 2015. Tot i tenir dades durant un llarg període, no es pot realitzar un model estadístic ja que existeix un problema d'estacionalitat. El fet de no tenir estacionalitat anual en les dades, és a dir, dades de potència pel mateix instant de temps en l'any anterior, no permet realitzar un mètode

estadístic de predicció ja que aquest només dona resultats fiables si compara amb dades històriques d'anys passats. Per exemple, un exemple on sí es podria aplicar un mètode estadístic seria en el cas de tenir dades durant 6 mesos de l'any actual i dades durant els mateixos 6 mesos de l'any anterior; en aquest cas, les dades de l'any anterior servirien com a dades operatives de la instal·lació mentre que les dades de l'any actual servirien per a realitzar la predicció amb un model estadístic.

Així doncs, sabent que els errors de predicció poden ser molt elevats a l'intentar realitzar un model estadístic sense estacionalitat, es decideix realitzar un mètode probabilístic.

5.1 Anàlisi del mètode del projecte

Es recorda que el present projecte no pretén desenvolupar un model de predicció, sinó que la predicció és només una eina per a obtenir un vector de previsions i així poder verificar la viabilitat en l'optimització que s'analitza més endavant. Per aquesta raó, no es crea un model de predicció sinó un mètode probabilístic que resulti en un vector de previsió pel mercat diari i un altre vector de previsió pel mercat intradiari. Aquest mètode consta d'una aleatorietat uniforme de previsions a partir d'uns valors d'error tipus que segueixen una distribució coneguda.

5.1.1 Avaluació del tipus d'error

Un error ha d'estar normalitzat per a poder utilitzar-lo en diferents sèries i diferents escales. Per aquesta raó, es creen les corbes d'error en el següent apartat a partir d'un error normalitzat d'un model de predicció fotovoltaica ja existent. La *International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme* proposa una sèrie de mesures normalitzades per a comparar diferents models de predicció fotovoltaica. Tot seguit es presenten les equacions dels tipus d'error no normalitzats a utilitzar per a predicció fotovoltaica: *Root Mean Square Error (RMSE)*, *Mean Bias Error (MBE)* i *Mean Absolute Error (MAE)* [25].

$$RMSE(h) = \sqrt{MSE} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(X_{real}^i - X_{prev}^i)^2}{n}} \quad (1)$$

$$MBE(h) = \sum_{i=1}^n \frac{(X_{real}^i - X_{prev}^i)}{n} \quad (2)$$

$$MAE(h) = \sum_{i=1}^n \frac{|X_{real}^i - X_{prev}^i|}{n} \quad (3)$$

on x_{real}^i i x_{prev}^i representa el valor real i el valor previst respectivament. L'índex i representa la dada estudiada i el valor n representa el nombre de dades total amb una mateixa anticipació horària, h .

El *MAE* dóna la mitjana de l'error absolut de les dades. La desavantatge d'utilitzar aquest error és el fet que penalitza més errors per sobre de la mitjana que per sota de la mitjana, ja que sí que està limitat per sota la mitjana però no per sobre. D'altra banda, el *MBE* indica la mateixa magnitud que el *MAE* però afegint el signe i per tant mostrant si existeix una tendència sistemàtica a predir a l'alça o a la baixa. L'error *RMSE* s'ajusta a aquests errors elevats i infreqüents, als quals no s'hi ajusten ni el *MAE* ni el *MBE*, mitjançant l'elevació al quadrat abans de realitzar la mitjana. Així doncs, a major la diferència entre el *MAE* i el *RMSE*, major és la inconsistència del tamany dels errors [26].

Pel present projecte els valors d'error utilitzats per a crear les corbes d'error es tracten dels valors relatius del *RMSE*, el *rRMSE* en una certa localització, els quals han de seguir una distribució com la de la Figura 5.1 ja que l'evolució dels errors durant les 24 hores d'un dia reflecteix tant la tendència diària de la irradiància com l'augment de l'error a mesura que s'augmenta l'horitzó temporal.

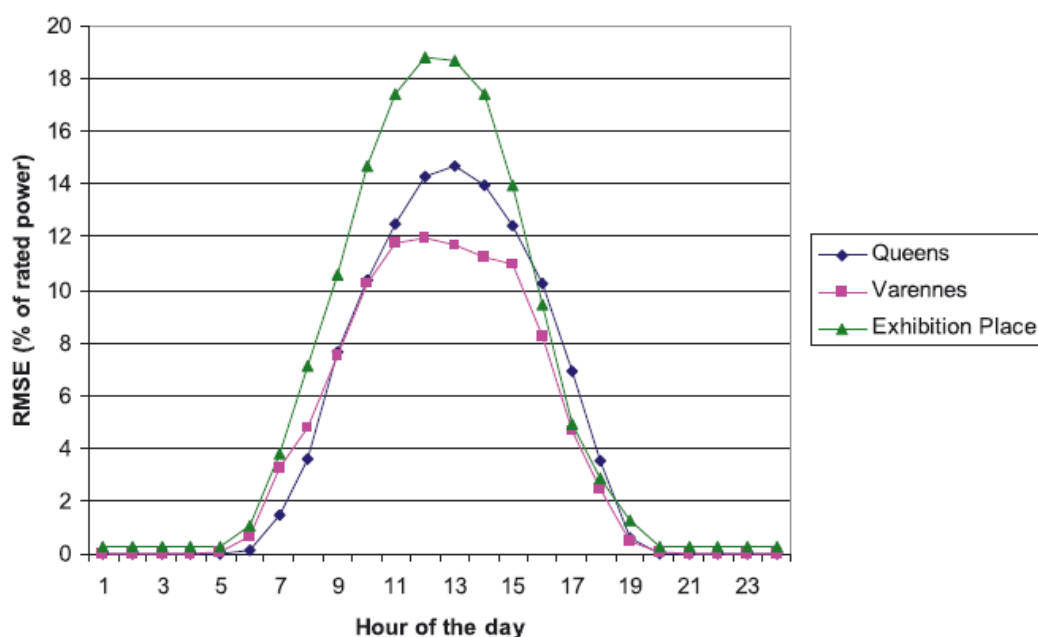


Figura 5.1: *rRMSE* en funció de l'hora del dia [25]

5.1.2 Corbes mensuals de probabilitat de l'error

Una vegada observada la correlació entre la irradiància solar i l'evolució de l'error de previsió, es procedeix a la creació de corbes de l'error $rRMSE$. El passos a realitzar són els següents:

- 1) Obtenció de la corba d'irradiància global per a cada mes del qual es tenen dades mitjançant l'eina de predicció *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. La corba representa la irradiància per a cada hora d'un dia.
- 2) Normalització dels valors de la corba obtinguda mitjançant la divisió pel valor màxim d'irradiància de la corba.
- 3) Representació dels valors de la corba en percentatge per a poder utilitzar aquest error en el projecte. En el cas del mercat diari, es multipliquen tots els valors de la corba per 19%, sent aquest valor l'error de predicció $rRMSE$ mitjà màxim durant 8 mesos amb uns horitzons d'entre les 13 hores i les 36 hores en una instal·lació fotovoltaica concreta al sud d'Espanya, segons l'anàlisi de la institució *CENER* [27]. Així doncs, es decideix simplificar aquest procediment aplicant el mateix percentatge multiplicatiu a tots els mesos estudiats ja que l'energia generada en la instal·lació estudiada presenta una distribució molt similar entre mes i mes. En el cas del mercat intradiari, es multipliquen tots els valors de la corba per 11% ja que segons [23] l'error $rRMSE$ màxim pel mercat intradiari disminueix una mitjana de 8 punts respecte el diari.

En resum, s'obtenen un total de 14 corbes de l'error ja que les dades equivalen a 7 mesos i per a cada mes s'analitza la participació en el mercat diari i la participació en el mercat intradiari. Tot seguit es mostren algunes de les corbes que s'han obtingut amb aquest mètode de probabilitats (Figura 5.2 i 5.3).

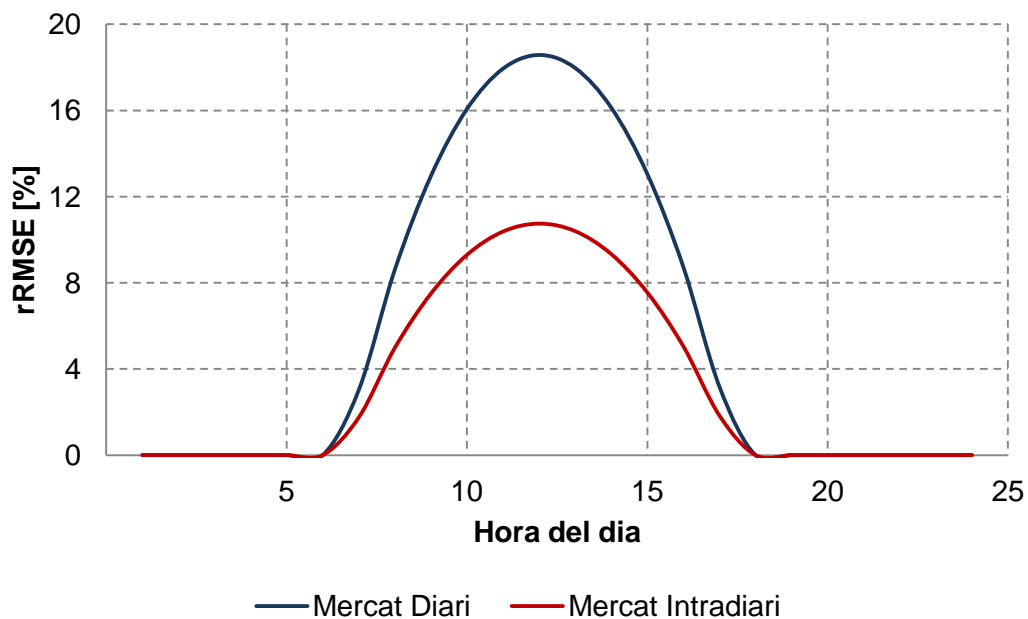


Figura 5.2: Error de predicció al mes d'Abril

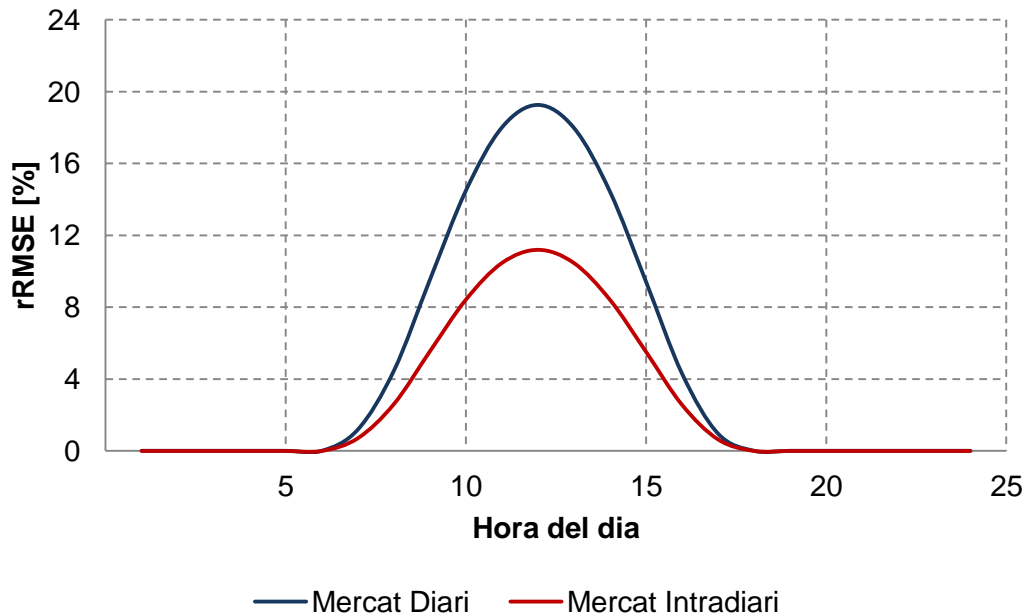


Figura 5.3: Error de predicció al mes de Juliol

5.1.3 Aleatorietat en els errors amb distribució uniforme

Obtingudes les corbes de l'error mitjà $rRMSE$ per a cada mes i per a cada mercat, ara és necessari saber la manera com aplicar aleatorietat a la previsió. Tot seguit, en la Figura 5.4 es representa el procés, idèntic pel mercat diari i pel mercat intradiari, a seguir per a cada instant horari del qual es tenen dades, el qual es realitza amb el programa Matlab®.

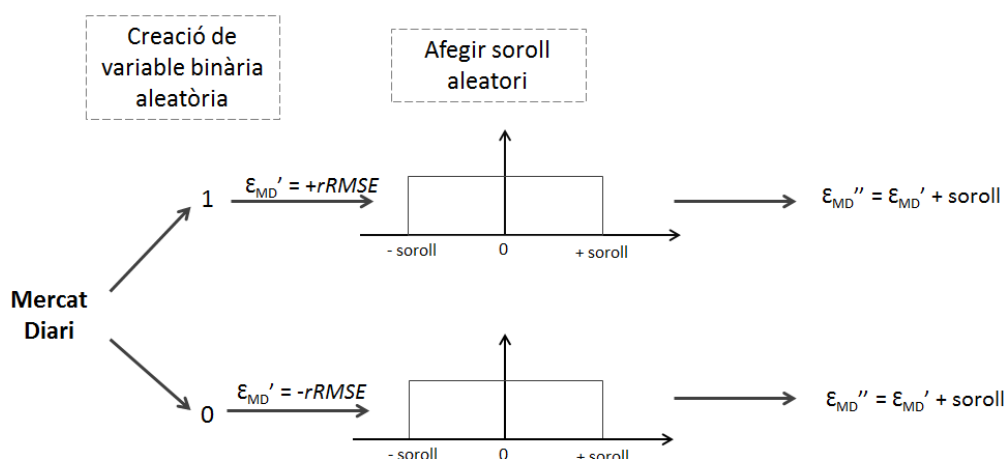


Figura 5.4: Aleatorietat de l'error en el mercat diari

Un cop s'obté una aleatorietat per a decidir el sentit de l'error $rRMSE$, s'afegeix un soroll limitat per un interval de dispersió. Aquest interval és important definir-lo de tal manera que a l'error ϵ'' resultant no aparegui solapament entre el mercat diari i intradiari en cap instant de temps. D'aquesta manera doncs es compleix l'afirmació feta a l'apartat 4.2, on es declara que la predicció sempre millora al mercat intradiari.

5.1.4 Creació de valors de predicció

La planta fotovoltaica de la qual s'obtenen les dades reals de potència consta d'una potència instal·lada de 5 MW, de 17.334 panells fotovoltaics, de 6 inversors i d'una àrea d'instal·lació de 11 ha. Per a raons de confidencialitat, no es dona el nom del parc fotovoltaic.

Obtinguts els valors de potència d'aquesta planta, s'obtenen valors d'energia real generada pels panells fotovoltaics per a cada període horari ja que el mercat espanyol té un funcionament horari. A partir d'aquestes dades reals, es crea el vector d'energia horària prevista mitjançant l'aplicació de l'error ϵ'' esmentat. D'aquesta manera, es crea el vector de predicció pel mercat diari i el vector de predicció per mercat intradiari.

La raó per a la qual s'utilitzen en el projecte únicament un vector real i dos vectors de previsions és per recrear així un hipotètic cas en que un productor oferís aquests tres vectors d'energia com a variables d'entrada per la optimització del disseny d'un sistema de bateries, sent l'optimització l'objectiu del present projecte i no pas la predicció.

5.1.5 Resultats de predicció

Per tal de poder apreciar les diferències entre la predicció al mercat diari i intradiari, es mostren els resultats obtinguts durant alguns d'aquests dies (Figura 5.5, 5.6 i 5.7).

En les gràfiques s'observa com la corba probabilística de predicció del mercat intradiari s'ajusta més a la corba real, posant de manifest així que, efectivament, a menors horitzons temporals, més ajustada serà la corba de predicció a la corba real.

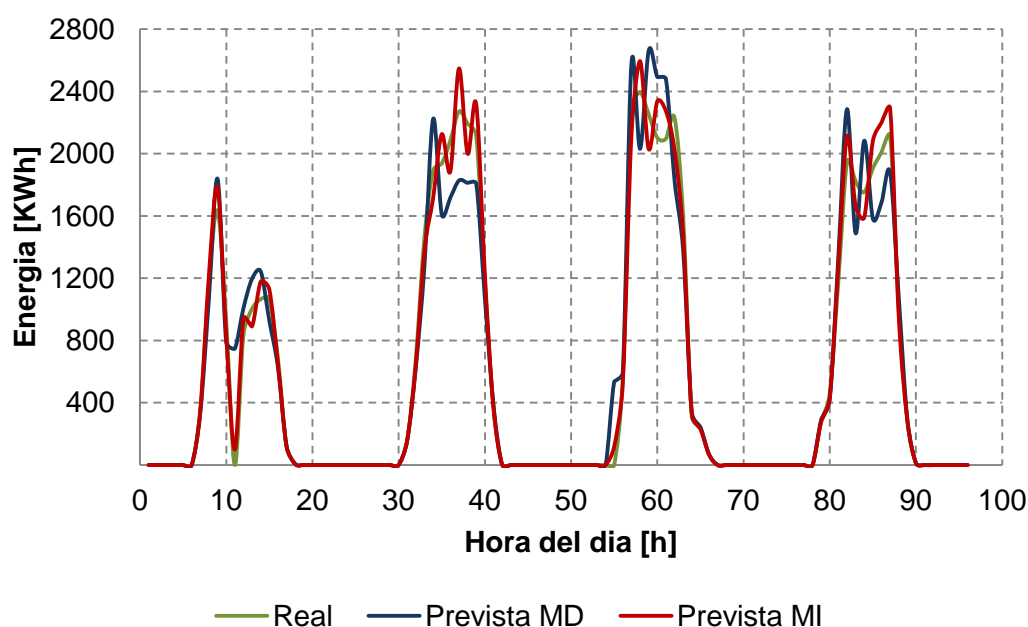


Figura 5.5: Energia horària del 2 al 5 d'Abril de 2015

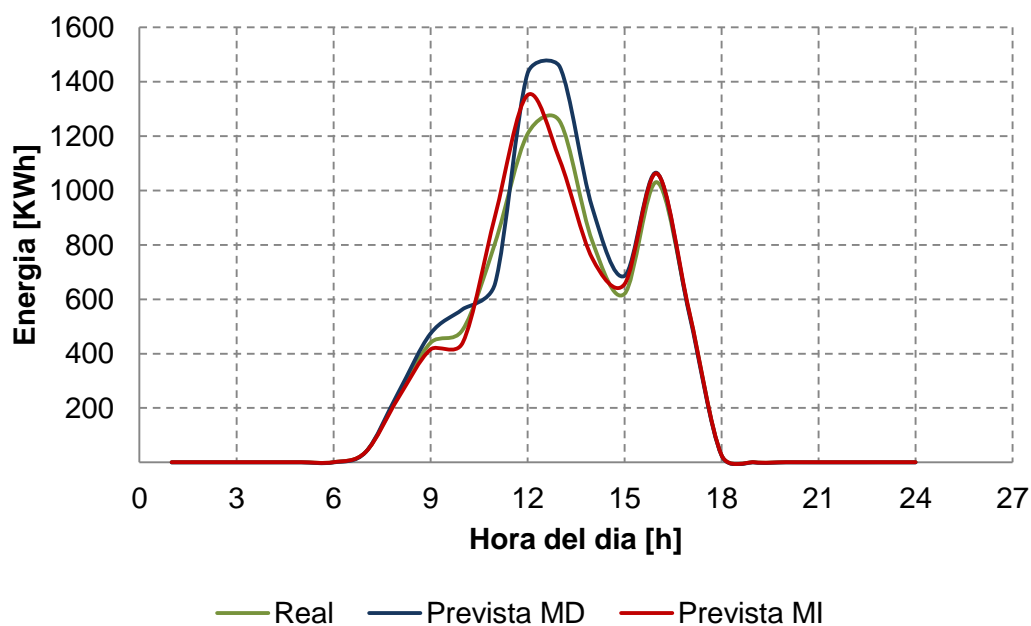


Figura 5.6: Energia horària del 17 de Juliol de 2015

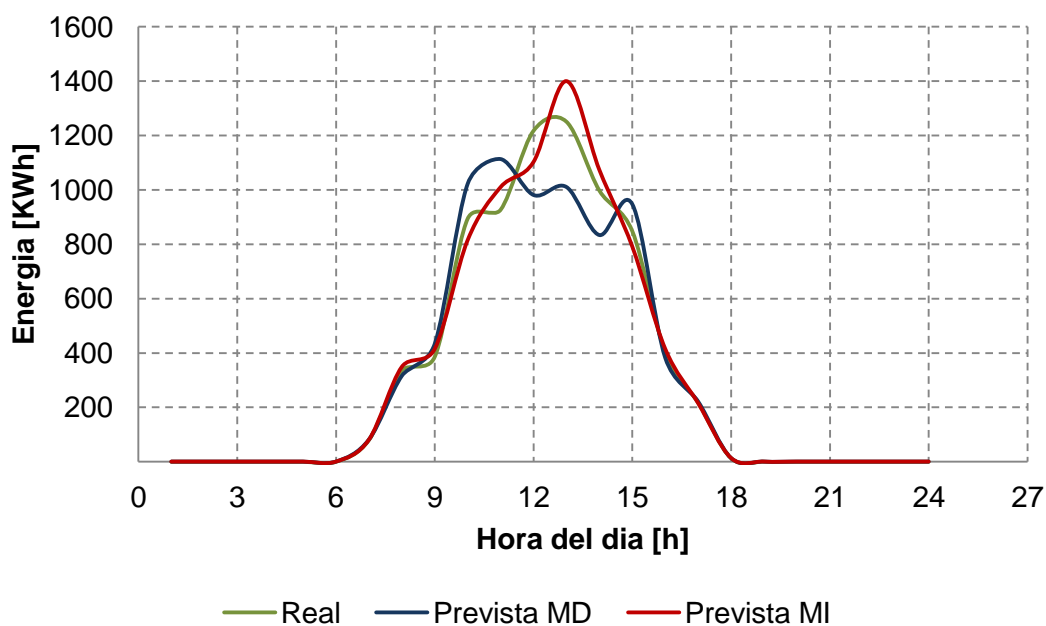


Figura 5.7: Energia horària del 14 d'Agost de 2015

6. La necessitat d'emmagatzemar energia

L'emmagatzematge d'energia elèctrica o *Electric Energy Storage (EES)* en anglès, es refereix al procés de convertir energia elèctrica d'una xarxa de potència en una altra forma que en el moment que calgui, pot tornar a convertir-se en energia elèctrica. En la generació de font renovables, degut a la seva variabilitat i intermitència, una de les aplicacions interessants és emmagatzemar l'energia elèctrica produïda en les hores vall de demanda per a tal de disposar d'aquesta energia en les hores de major demanda elèctrica, fet que augmenta l'eficiència del sistema. Històricament, s'han considerat les energies renovables com a energia no gestionable pel caràcter inestable del clima, sent l'emmagatzematge una oportunitat de gestionar l'energia de fonts verdes.

La història de l'*EES* a gran escala té els seus inicis al 1929, quan la primera estació central de bombeig hidroelèctric d'emmagatzematge es va posar en ús. Avui en dia, degut a una sèrie de raons com la regulació mediambiental i el lligam entre indústria i electricitat, el creixement d'energies renovables com a nova font d'energia entra amb força al mercat. Els sistemes d'*EES* es poden classificar segons la seva funció, tal i com mostra la Figura 6.1. S'observa que la bateria és un dispositiu que ofereix ambdues aplicacions, tant la de potència com la d'energia [28].

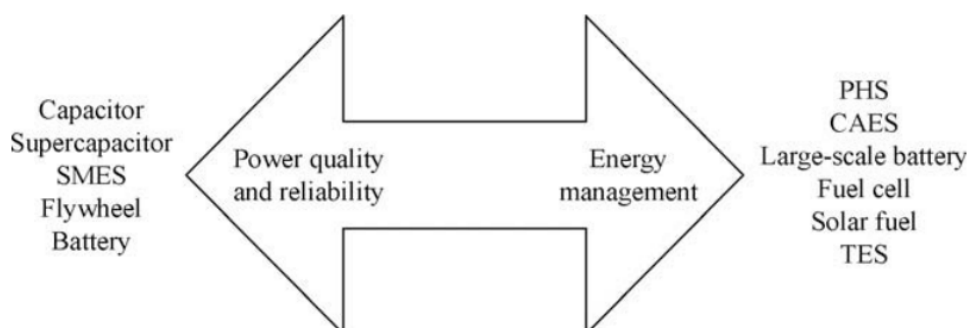


Figura 6.1: Classificació d'emmagatzematge d'energia segons la funció [28]

6.1 Sistemes de bateria

Els *Battery Energy Storage Systems (BESS)* són una solució viable als problemes de previsió de demanda ja que ofereixen una resposta ràpida a la incertesa meteorològica a més a més d'oferir temps de descàrrega que van des dels minuts fins a hores, necessari per a justar-se a les restriccions de l'Operador de Sistema. Els *BESS* són bateries electroquímiques secundàries, és a dir, recarregables [29].

L'elecció d'un *BESS* involucra tenir en compte els costos associats tant d'energia com de potència ja que consta d'ambdues aplicacions. La Figura 6.2 mostra els costos d'inversió associats als diferents tipus de bateria al 2010, alhora que mostra un objectiu per l'any 2020.

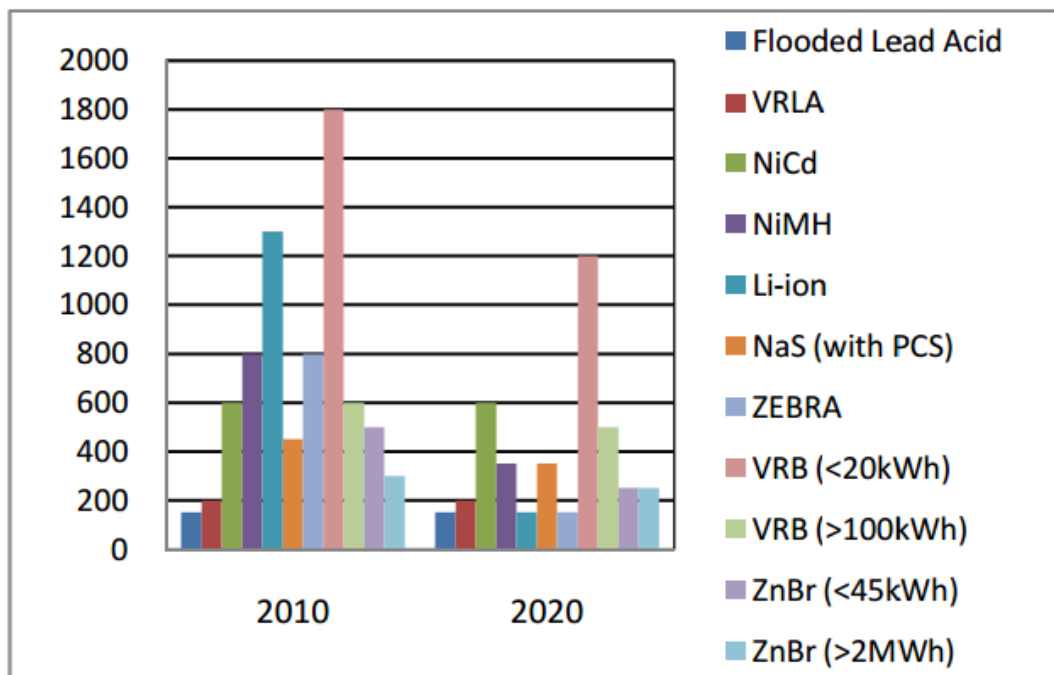


Figura 6.2: Cost energètic al 2010 i objectiu pel 2020 [\$/MWh] ^[29]

6.1.1 Bateria de plom i àcid

Les bateries de plom i àcid es van inventar al 1859 i des d'aleshores ha estat una bateria molt comercialitzada. En la Figura 6.2 s'observa com la bateria de plom i àcid és la tecnologia amb uns costos energètics menors degut al seu elevat grau de maduresa i a la seva disponibilitat. A més a més, aquestes bateries són de gran utilitat per a la generació distribuïda degut a la seguretat en el seu ús. Cal dir, però, que presenten una amenaça ambiental per la toxicitat del plom, residu considerat especial en el reglament i per tant reciclable segons uns procediments específics marcats per la llei. Tot i així, avui en dia el plom és fàcil i abundantment reciclat. Cal dir que les prestacions químiques de les bateries de plom i àcid són menors que d'altres bateries químiques com les basades en liti i sodi [29].

La bateria de plom i àcid es pot classificar segons el seu ús [30]:

- **D'arrencada**

Són bateries capaces de descarregar el màxim de corrent possible en un curt espai de temps, mantenint un voltatge alt. A més a més, són capaces d'aguantar descàrregues molt freqüents inclús amb forts canvis de temperatura. Són bateries econòmiques i d'ús freqüent en l'automoció. Tenen una durabilitat d'entre 5 i 7 anys.

- **De tracció**

Aquestes bateries estan subjectes a una constant i relativament petita descàrrega durant llargs períodes de temps, el que suposa en alt grau de descàrrega. Són d'aplicació en carretons elevadors, cadires de roda elèctriques i automòbils elèctrics, així com en sistemes eòlics i solars per la seva capacitat de descarregar-se en molt poc temps. Tenen una durabilitat d'entre 5 i 8 anys.

- **Estacionària**

Són bateries constantment carregades que s'utilitzen per subministrar energia en operacions de control, així com per proveir d'energia d'emergència en subestacions transformadores i sistemes de telecomunicacions. Rarament es carreguen i es per això que es diu que es troben en un estat de càrrega de flotació. Tenen una durabilitat de més de 15 anys.

Una altra classificació d'aquesta bateria es fa segons el tipus d'electròlit [30]:

- **Vented lead-acid (VLA)**

També coneguda com a *flooded* o *wet*, es tracta de la bateria convencional, formada per un electròlit d'àcid sulfúric dissolt. És la més comú del mercat i per aquesta raó presenta un cost capital baix. És una bateria amb una alta fiabilitat i eficiència però té certes restriccions químiques, fet que requereix d'un manteniment addicional com seria un bany en aigua destil·lada.

- **Valve-regulated lead-acid (VRLA)**

L'electròlit d'aquesta bateria pot ser o bé gel o bé absorbit. Té un manteniment molt baix ja que només requereix de neteja i de testos funcionals regulars. Té una molt baixa alliberació de gasos i la seva mida es reduïda i és per aquesta raó que és molt comú en vehicles elèctrics d'alta gama, en l'autoconsum domèstic o per sistemes ininterromputs d'energia.

En el present projecte es tracta una instal·lació fotovoltaica connectada a xarxa, per la qual cosa s'escull una bateria de plom i àcid VRLA, amb ús a tracció. La Taula 6.1 mostra una

sèrie de valors característics, els quals són necessaris per a la posterior optimització de la planta [31].

Taula 6.1: Valors característics d'una bateria VRLA a tracció

Cost de manteniment [%] (fracció del cost capital)	Cost de potència específic [€/KW]	Cost de energètic específic [€/KWh]	Eficiència energètica [%]	Profunditat de descàrrega [%]	Esperança de vida [any]
0,5-1	140-200	210-270	75-80	60-70	5-8

6.1.2 Marc legislatiu en bateries

Segons el RD 900/2015 sobre autoconsum, les bateries estan permeses en sistemes d'autoconsum sempre i quan totes les bateries del sistema d'acumulació comparteixin un mateix equip de mesura que registri la generació neta o la generació horària consumida. Així doncs, referent a l'autoconsum, les bateries queden legalitzades però es recorda que tal i com es detalla en l'apartat 3.1.1, l'autoconsum està fortament regulat.

Pel que fa a les instal·lacions de producció d'energia elèctrica que reverteixen íntegrament l'energia a la xarxa elèctrica, el RD 900/2015 permet un sistema d'emmagatzematge amb les úniques limitacions de complir la normativa de seguretat i qualitat industrial.

En resum, les bateries només estan legalitzades actualment en dues situacions. Per una banda, en el cas d'autoconsum sense tenir opció a revertir a xarxa, és a dir, estant completament aïllat del sistema elèctric general. D'altra banda, les bateries també estan permeses en cas de que l'activitat principal i única d'una instal·lació sigui la de generar energia elèctrica per a la xarxa elèctrica general, com és el cas d'estudi actual.

7. Dimensionat de bateries

Per tal d'analitzar la viabilitat d'un sistema d'emmagatzematge de bateries que redueixi els costos associats als errors de predicció que recauen sobre el productor, es realitza una optimització mitjançant el programa GAMS®.

Tot seguit, es defineixen les dades per a l'optimització, la funció objectiu i les pertinents restriccions a introduir al programa. Es realitzen dues optimitzacions per separat; per una banda es formula la participació única en el mercat diari, mentre que l'altre estratègia inclou la participació en el mercat diari i intradiari. Tant per a una estratègia com per a l'altra, s'avalua l'impacte econòmic d'incloure una bateria segons els resultats obtinguts del programa d'optimització, així com també es comparen ambdues estratègies entre elles.

7.1 Participació única al mercat diari

L'estratègia de vendre tota la producció d'energia elèctrica en el mercat diari té dos possibles escenaris. S'avaluen doncs els resultats del programa tant quan no hi ha bateries com quan s'hi inclouen.

7.1.1 Dades per a l'optimització

Per a dur a terme el càlcul d'optimització cal tenir introduïdes certes dades al programa, així com la definició de les variables a calcular.

Dades del sistema elèctric

S'utilitzen les següents dades provinents de fitxers de REE [32]:

- Preu de l'energia al mercat diari en el període t $Preu_{MD}(t)$ [€/MWh]
- Preu del desviament a pujar en el període t $Preu_{pujar}(t)$ [€/MWh]
- Preu del desviament a baixar en el període t $Preu_{baixar}(t)$ [€/MWh]
- Dada binària de la necessitat del sistema en el període t $N(t)$
 - $N(t) = 1$, Es requereix més producció del programat.
 - $N(t) = 0$, Es requereix menys producció del programat.

El $Preu_{pujar}(t)$ es refereix al preu a la que el productor ven l'energia que produeix de més respecte a l'energia prevista. El $Preu_{baixar}(t)$ es refereix al preu a la que el productor compra l'energia en cas de produir menys energia del previst.

Dades de la bateria plom i àcid

Els paràmetres mostrats a continuació s'extreuen a partir dels continguts de bateria de plom i àcid presentats en l'apartat 6.1.1:

- Cost de la potència nominal $C_{pnom_{bat}}$: 150 k€/MW_{instal·lat}
- Cost de la capacitat energètica $C_{enom_{bat}}$: 220 k€/MWh_{instal·lat}
- Cost de reemplaçament $C_{r_{bat}}$: 220 k€/MWh_{instal·lat}
- Fracció del cost de manteniment sobre el cost capital α_{mant} : 1%
- Anys de vida de la bateria $Vida$: 5 anys
- Rendiment de càrrega de la bateria η_{car} : 85%
- Rendiment de descàrrega de la bateria η_{desc} : 85%
- Percentatge d'auto descàrrega de la bateria en cada període α_{auto} : 0.1%
- Percentatge del límit inferior de l'estat de càrrega $\alpha_{mín}$: 10%
- Percentatge del límit superior de l'estat de càrrega α_{max} : 100%

Dades a partir de la simulació del parc fotovoltaic

La simulació del parc fotovoltaic dona lloc a dos vectors d'energia. Un d'ells és el vector d'energia real provinent dels panells per a cada hora i l'altre consta del vector d'energia prevista per aquella mateixa hora tot seguint el mètode descrit en l'apartat 5.1.

- Energia produïda pels panells en el període t $E_{real_{panells}(t)}$ [MWh]
- Energia prevista pels panells al mercat diari en el període t $E_{prev_{MD}(t)}$ [MWh]

Les dades estudiades equivalen a un total de 4871 períodes de temps ja que van des de la 1 a.m. del dia 2 d'Abril fins a les 12 a.m. del dia 21 d'Octubre de 2015.

Altres dades

- Ingressos per la venda d'energia al mercat diari en el període t $Ing_{MD}(t)$ [€]
- Dada binària del desviament del productor en el període t $D(t)$
 - $D(t) = 1$, Desviament a pujar: major energia produïda del previst.
 - $D(t) = 0$, Desviament a baixar: menor energia produïda del previst.

Variables

- Energia total generada en el període t $E_{real_{total}(t)}$ [MWh]
- Retribucions per l'error de previsió al mercat diari en el període t $Desv_{MD}(t)$ [€]
- Energia generada per la bateria en el període t $E_{gen_{bat}(t)}$ [MWh]
- Energia consumida per la bateria en el període t $E_{cons_{bat}(t)}$ [MWh]
- Estat de càrrega de la bateria en el període t $SOC(t)$ [MWh]
- Energia auto descarregada per la bateria en el període t $E_{auto_{bat}(t)}$ [MWh]
- Potència nominal $P_{nom_{bat}}$ [MWh]
- Capacitat energètica nominal $E_{nom_{bat}}$ [MWh]
- Cost capital de la bateria $C_{cap_{bat}}$ [€]

- Cost de manteniment de la bateria $C_{mant_{bat}}$ [€/any]
- Cost de reemplaçament de la bateria $C_{reemp_{bat}}$ [€]
- Cost total de la bateria $C_{total_{bat}}$ [€]

7.1.2 Funció objectiu

La funció objectiu tracta de maximitzar la diferència entre els guanys generats i el costos associats durant la venda d'energia al mercat diari. Els guanys provenen de la venda d'energia prevista al mercat diari, així com de la venda d'energia real produïda en excés respecte a la prevista. Els costos provenen de la compra d'energia per arribar a l'energia que s'havia previst/ofertat, alhora que també pels costos associats a la bateria.

$$[MAX]_z = \sum_{t=1}^{4871} \frac{h}{T_{sim}} (IngMD(t) + DesvMD(t)) - C_{total_{bat}} \quad (4)$$

on h és l'horitzó temporal del projecte, fixat en 10 anys i on T_{sim} és el valor del període simulat, equivalent a gairebé 7 mesos (0,56 anys).

7.1.3 Restriccions

Per a poder realitzar l'optimització, es necessiten vèries restriccions a l'hora de definir els límits de les variables del problema durant la simulació.

- Les següents variables es restringeixen a valors no negatius:

$$SOC(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (5)$$

$$P_{nombat} \geq 0 \quad \forall t \quad (6)$$

$$E_{nombat} \geq 0 \quad \forall t \quad (7)$$

$$E_{genbat}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (8)$$

$$E_{consbat}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (9)$$

- Ingressos per venda al mercat diari:

$$IngMD(t) = E_{prev_{MD}}(t) \cdot Preu_{MD}(t) \quad \forall t \quad (10)$$

- Retribucions pel desviament al mercat diari:

$$\begin{aligned} DesvMD(t) = & (E_{real_{total}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)) \cdot Preu_{pujar}(t) \cdot D(t) \cdot (1 - N(t)) + \\ & + (E_{real_{total}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)) \cdot Preu_{MD}(t) \cdot D(t) \cdot N(t) + \\ & + (E_{real_{total}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)) \cdot Preu_{baixar}(t) \cdot (1 - D(t)) \cdot N(t) + \\ & + (E_{real_{total}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)) \cdot Preu_{MD}(t) \cdot (1 - D(t)) \cdot (1 - N(t)) \quad \forall t \end{aligned} \quad (11)$$

El sistema elèctrica espanyol és dual i per tant s'ha de tenir en compte en una mateixa equació el desviament comès pel productor i la necessitat del sistema elèctric, produint-se així quatre possibles situacions. Referir-se l'apartat 4.1 per a una explicació més detallada.

- Energia real total:

$$E_{real_{total}}(t) = E_{real_{panells}}(t) + E_{gen_{bat}}(t) - E_{cons_{bat}}(t) \quad \forall t \quad (12)$$

- Direcció de l'error de previsió:

$$(E_{real_{panells}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)) \cdot D(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (13)$$

$$(E_{real_{panells}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)) \cdot (1 - D(t)) \leq 0 \quad \forall t \quad (14)$$

- Cost capital de la bateria [23]:

$$C_{cap_{bat}} = (P_{nombat} \cdot C_{pnombat} + E_{nombat} \cdot C_{enombat}) \cdot 1000 \quad (15)$$

- Cost de manteniment de la bateria [23]:

$$C_{mant_{bat}} = h \cdot (\alpha_{mant} \cdot C_{cap_{bat}}) \cdot 1000 \quad (16)$$

El cost de manteniment és lineal durant l'horitzó de temps del projecte i representa les despeses d'un operari.

- Cost de reemplaçament de la bateria [23]:

$$C_{reemp_{bat}} = \left(\frac{h}{Vida} - 1 \right) \cdot (E_{nom_{bat}} \cdot C_{r_{bat}}) \cdot 1000 \quad (17)$$

- Cost total de la bateria:

$$C_{total_{bat}} = C_{cap_{bat}} + C_{mant_{bat}} + C_{reemp_{bat}} \quad (18)$$

- Estat de càrrega de la bateria:

$$SOC(t) = SOC(t-1) + E_{cons_{bat}}(t) \cdot \eta_{carr} - \frac{E_{gen_{bat}}(t)}{\eta_{desc}} - E_{auto_{bat}}(t), \quad t > 1 \quad (19)$$

- Límit de l'estat de càrrega a l'instant t=1 :

$$SOC(1) - E_{cons_{bat}}(1) \cdot \eta_{carr} + \frac{E_{gen_{bat}}(1)}{\eta_{desc}} + E_{auto_{bat}}(1) \leq \alpha_{max} \cdot E_{nom_{bat}} \quad (20)$$

- Límits de l'estat de càrrega:

$$SOC(t) \geq \alpha_{min} \cdot Enom_{bat} \quad t > 1 \quad (21)$$

$$SOC(t) \leq \alpha_{max} \cdot Enom_{bat} \quad t > 1 \quad (22)$$

Cal esmentar que es respecten els límits tècnics de profunditat de descàrrega, és a dir, la quantitat d'energia que es retira de la bateria.

- Límit de potència entregada en el període t :

$$|(SOC(t) - SOC(t - 1))| \leq Pnom_{bat} \cdot \Delta t \quad t > 1 \quad (23)$$

- Auto descàrrega de la bateria:

$$E_{auto_{bat}}(t) = \alpha_{auto} \cdot SOC(t) \quad \forall t \quad (24)$$

- Sentit d'operació de la bateria:

$$E_{gen_{bat}}(t) \cdot E_{cons_{bat}}(t) = 0 \quad \forall t \quad (25)$$

- Generació de la bateria:

$$E_{gen_{bat}}(t) \leq |E_{real_{panells}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)| \cdot (1 - D(t)) \quad \forall t \quad (26)$$

- Consum de la bateria:

$$E_{cons_{bat}}(t) \leq |E_{real_{panells}}(t) - E_{prev_{MD}}(t)| \cdot D(t) \quad \forall t \quad (27)$$

7.2 Participació en el mercat intradiari

L'objectiu d'aquesta estratègia consisteix en reduir els costos associats als errors de predicció de l'energia. Es decideix participar en totes i cadascuna de les sessions que conformen el mercat intradiari. Els resultats d'aquesta optimització permeten comprovar l'augment de beneficis quan el productor fa ús d'aquest mercat.

7.2.1 Dades per a l'optimització

Per a dur a terme el càlcul d'optimització cal tenir introduïdes certes dades al programa, així com la definició de les variables a calcular.

Dades del sistema elèctric

S'utilitzen les següents dades provinents de fitxers de *REE* [32]:

- Preu de l'energia al mercat diari en el període t $Preu_{MD}(t)$ [€/MWh]
- Preu de l'energia al mercat intradiari en el període t $Preu_{MI}(t)$ [€/MWh]
- Preu del desviament a pujar en el període t $Preu_{pujar}(t)$ [€/MWh]
- Preu del desviament a baixar en el període t $Preu_{baixar}(t)$ [€/MWh]
- Dada binària de la necessitat del sistema en el període t $N(t)$
 - $N(t) = 1$, es requereix més producció del programat
 - $N(t) = 0$, es requereix menys producció del programat

El $Preu_{pujar}(t)$ es refereix al preu a la que el productor ven l'energia que produeix de més respecte a l'energia prevista. El $Preu_{baixar}(t)$ es refereix al preu a la que el productor compra l'energia en cas de produir menys energia del previst. Els desviaments comesos sempre tenen un preu referenciat al mercat diari tot i estar participant en el mercat intradiari.

Dades de la bateria plom i àcid

Els paràmetres mostrats a continuació s'extreuen a partir dels continguts de bateria de plom i àcid presentats en l'apartat 6.1.1:

- Cost de la potència nominal $C_{pnom_{bat}}$: 150 k€/MW_{instal·lat}
- Cost de la capacitat energètica $C_{enom_{bat}}$: 220 k€/MWh_{instal·lat}
- Cost de reemplaçament $C_{r_{bat}}$: 220 k€/MWh_{instal·lat}
- Fracció del cost de manteniment sobre el cost capital α_{mant} : 1%
- Anys de vida de la bateria $Vida$: 5 anys
- Rendiment de càrrega de la bateria η_{car} : 85%
- Rendiment de descàrrega de la bateria η_{desc} : 85%
- Percentatge d'auto descàrrega de la bateria en cada període t α_{auto} : 0.1%
- Percentatge del límit inferior de l'estat de càrrega α_{min} : 10%
- Percentatge del límit superior de l'estat de càrrega α_{max} : 100%

Dades a partir de la simulació del parc fotovoltaic

La simulació del parc fotovoltaic dona lloc a dos vectors d'energia. Un d'ells és el vector d'energia real provinent dels panells per a cada hora i l'altre consta del vector d'energia prevista per aquella mateixa hora tot seguint el mètode descrit en l'apartat 5.1.

- Energia produïda pels panells en el període t $E_{real_{panells}}(t)$ [MWh]
- Energia prevista pels panells al mercat diari en el període t $E_{prev_{MD}}(t)$ [MWh]
- Energia prevista pels panells al mercat intradiari en el període t $E_{prev_{MI}}(t)$ [MWh]

Les dades estudiades equivalen a un total de 4871 períodes de temps ja que van des de la 1 a.m. del dia 2 d'Abril fins a les 12 a.m. del dia 21 d'Octubre de 2015.

Altres resultats

- Ingressos per la venda d'energia al mercat diari en el període t $IngMD(t)$ [€]
- Dada binària del desviament del productor en el període t $D(t)$
 - $D(t) = 1$, Desviament a pujar: major energia produïda del previst
 - $D(t) = 0$, Desviament a baixar: menor energia produïda del previst
- Balanç de previsió entre el mercat diari i intradiari en el període t $Balanç_{prev}(t)$ [€]

Variables

- Energia total generada en el període t $Ereal_{total}(t)$ [MWh]
- Retribucions per l'error de previsió al mercat diari en el període t $DesvMI(t)$ [€]
- Energia generada per la bateria en el període t $Egen_{bat}(t)$ [MWh]
- Energia consumida per la bateria en el període t $Econs_{bat}(t)$ [MWh]
- Estat de càrrega de la bateria en el període t $SOC(t)$ [MWh]
- Energia auto descarregada per la bateria en el període t $Eauto_{bat}(t)$ [MWh]
- Potència nominal $Pnom_{bat}$ [MWh]
- Capacitat energètica nominal $Enom_{bat}$ [MWh]
- Cost capital de la bateria $Ccap_{bat}$ [€]
- Cost de manteniment de la bateria $Cmant_{bat}$ [€/any]
- Cost de reemplaçament de la bateria $Creemp_{bat}$ [€]
- Cost total de la bateria $Ctotal_{bat}$ [€]

7.2.2 Funció objectiu

La funció objectiu tracta de maximitzar la diferència entre els guanys generats, al mercat diari i intradiari, i el costos associats durant la venda d'energia al mercat intradiari. Els guanys provenen de la venda d'energia prevista al mercat diari, de la venda d'energia prevista millorada durant el mercat intradiari i de la venda d'energia real produïda en excés respecte a la prevista durant el mercat intradiari. Els costos provenen de la compra d'energia per arribar a l'energia que s'havia previst durant el mercat intradiari, alhora que també pels costos associats a la bateria.

$$[MAX]_z = \sum_{t=1}^{4871} \frac{h}{Tsim} (IngMD(t) + Balanç_{prev}(t) + DesvMI(t)) - Ctotal_{bat} \quad (28)$$

on h és l'horitzó temporal del projecte, fixat en 10 anys i on $Tsim$ és el valor del període simulat, equivalent a gairebé 7 mesos (0,56 anys).

7.2.3 Restriccions

Per a poder realitzar l'optimització, es necessiten vàries restriccions a l'hora de definir els límits de les variables del problema durant la simulació.

- Les següents variables es restringeixen a valors no negatius:

$$\text{SOC}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (29)$$

$$\text{Pnombat} \geq 0 \quad \forall t \quad (30)$$

$$\text{Enombat} \geq 0 \quad \forall t \quad (31)$$

$$\text{Egenbat}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (32)$$

$$\text{Econsbat}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (33)$$

- Ingressos per venda al mercat diari:

$$\text{IngMD}(t) = \text{Eprev}_{MD}(t) \cdot \text{Preu}_{MD}(t) \quad \forall t \quad (34)$$

- Balanç de previsió entre el mercat diari i intradiari:

$$\text{Balanç}_{prev}(t) = (\text{Eprev}_{MI}(t) - \text{Eprev}_{MD}(t)) \cdot \text{Preu}_{MI}(t) \quad \forall t \quad (35)$$

Aquesta equació es refereix a la diferència d'unitats d'energia que existeix entre la previsió al mercat diari i la previsió millorada en el mercat intradiari. Aquesta diferència es ven o compra al preu del mercat intradiari ja que és la quantitat d'energia que s'ha produït de més o menys respecte a la previsió del mercat diari.

- Retribucions pel desviament al mercat intradiari:

$$\begin{aligned} \text{DesvMI}(t) = & (\text{Ereal}_{total}(t) - \text{Eprev}_{MI}(t)) \cdot \text{Preu}_{pujar}(t) \cdot D(t) \cdot (1 - N(t)) + & (36) \\ & + (\text{Ereal}_{total}(t) - \text{Eprev}_{MI}(t)) \cdot \text{Preu}_{MD}(t) \cdot D(t) \cdot N(t) + \\ & + (\text{Ereal}_{total}(t) - \text{Eprev}_{MI}(t)) \cdot \text{Preu}_{baixar}(t) \cdot (1 - D(t)) \cdot N(t) + \\ & + (\text{Ereal}_{total}(t) - \text{Eprev}_{MI}(t)) \cdot \text{Preu}_{MD}(t) \cdot (1 - D(t)) \cdot (1 - N(t)) \quad \forall t \end{aligned}$$

El sistema elèctric espanyol és dual i per tant s'ha de tenir en compte en una mateixa equació el desviament comès pel productor i la necessitat del sistema elèctric. Cal tenir en compte que tot i que la diferència es refereix a la previsió millorada del mercat intradiari, els preus segueixen tenint com a referència els preus del mercat diari. Referir-se l'apartat 4.1 per a una explicació més detallada.

- Energia real total:

$$\text{Ereal}_{total}(t) = \text{Ereal}_{panells}(t) + \text{Egen}_{bat}(t) - \text{Econs}_{bat}(t) \quad \forall t \quad (37)$$

- Direcció de l'error de previsió:

$$(\text{Ereal}_{panells}(t) - \text{Eprev}_{MI}(t)) \cdot D(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (38)$$

$$(\text{Ereal}_{panells}(t) - \text{Eprev}_{MI}(t)) \cdot (1 - D(t)) \leq 0 \quad \forall t \quad (39)$$

- Cost capital de la bateria [23]:

$$Ccap_{bat} = (Pnombat \cdot Cpnombat + Enombat \cdot Cenombat) \cdot 1000 \quad (40)$$

- Cost de manteniment de la bateria [23]:

$$Cmant_{bat} = h \cdot (\alpha_{mant} \cdot Ccap_{bat}) \cdot 1000 \quad (41)$$

El cost de manteniment és lineal durant l'horitzó de temps del projecte i representa les despeses d'un operari.

- Cost de reemplaçament de la bateria [23]:

$$Creemp_{bat} = \left(\frac{h}{vida} - 1 \right) \cdot (Enombat \cdot Cr_{bat}) \cdot 1000 \quad (42)$$

- Cost total de la bateria:

$$Ctotal_{bat} = Ccap_{bat} + Cmant_{bat} + Creemp_{bat} \quad (43)$$

- Estat de càrrega de la bateria:

$$SOC(t) = SOC(t-1) + Econs_{bat}(t) \cdot \eta_{carr} - \frac{Egen_{bat}(t)}{\eta_{desc}} - Eauto_{bat}(t), \quad t > 1 \quad (44)$$

- Límit de l'estat de càrrega a l'instant t=1 :

$$SOC(1) - Econs_{bat}(1) \cdot \eta_{carr} + \frac{Egen_{bat}(1)}{\eta_{desc}} + Eauto_{bat}(1) \leq \alpha_{max} \cdot Enombat \quad (45)$$

- Límits de l'estat de càrrega:

$$SOC(t) \geq \alpha_{min} \cdot Enombat \quad t > 1 \quad (46)$$

$$SOC(t) \leq \alpha_{max} \cdot Enombat \quad t > 1 \quad (47)$$

Cal esmentar que es respecten els límits tècnics de profunditat de descàrrega, és a dir, la quantitat d'energia que es retira de la bateria.

- Límit de potència entregada en el període t:

$$|(SOC(t) - SOC(t-1))| \leq Pnom_{bat} \cdot \Delta t \quad t > 1 \quad (48)$$

- Auto descàrrega de la bateria:

$$Eauto_{bat}(t) = \alpha_{auto} \cdot SOC(t) \quad \forall t \quad (49)$$

- Sentit d'operació de la bateria:

$$Egen_{bat}(t) \cdot Econs_{bat}(t) = 0 \quad \forall t \quad (50)$$

- Generació de la bateria:

$$Egen_{bat}(t) \leq |Ereal_{panells}(t) - Eprev_{MI}(t)| \cdot (1 - D(t)) \quad \forall t \quad (51)$$

- Consum de la bateria:

$$Econs_{bat}(t) \leq |Ereal_{panells}(t) - Eprev_{MI}(t)| \cdot D(t) \quad \forall t \quad (52)$$

8. Resultats de l'optimització

L'optimització de les equacions mostrades en l'apartat 7.1 i 7.2 dona lloc a una anàlisi on s'avaluen els resultats obtinguts de diferents estratègies de mercat juntament amb la possible implementació d'un sistema de bateries. El parc fotovoltaic del qual es parteix l'estudi d'optimització, té una potència instal·lada de 5 MW tot i que el factor d'utilització del parc està molt allunyat de la capacitat de generació que té.

8.1 Mercat diari

La present estratègia consta de participar únicament en el mercat diari i per tant realitzar una única predicció d'energia fotovoltaica.

8.1.1 Avaluació energètica i econòmica sense bateries

Es realitza l'optimització del parc fotovoltaic sense bateries i considerant que participa únicament en el mercat diari, de la qual en surten els resultats mostrats en la Taula 8.1 i 8.2.

Taula 8.1: Avaluació energètica del mercat diari sense bateries

	Horitzó projecte	Anual
Energia prevista [MWh]	3.185,16	318,52
Energia per desviaments a pujar [MWh]	221,01	22,10
Energia total venuda [MWh]	3.406,17	340,62
Energia per desviaments a baixar [MWh]	230,97	23,10
Energia total comprada [MWh]	230,97	23,10

S'observa que el major gruix d'energia venuda pertany a la previsió d'energia realitzada, sent un 93,5% del total d'energia venuda.

Taula 8.2: Avaluació econòmica del mercat diari sense bateries

	Horitzó projecte	Anual
Ingressos per previsió [€]	3.195.707	319.571
Ingressos per desviaments a pujar [€]	194.994	19.499
Ingressos totals [€]	3.390.701	339.070
Despeses per desviaments a baixar [€]	- 247.060	- 24.706
Despeses totals [€]	- 247.060	- 24.706
Beneficis totals [€]	3.143.640	314.364

El parc fotovoltaic té una potència instal·lada de 5 MW i per tant, a partir dels beneficis totals obtinguts anualment, s'obté el benefici per MW instal·lat que resulta en 62.873 €/MW_{instal·lat}.

8.1.2 Avaluació energètica i econòmica amb bateries

Es realitza la simulació del parc fotovoltaic amb bateries durant el mercat diari, de la qual en surten els resultats mostrats en la Taula 8.3.

Taula 8.3: Avaluació energètica del mercat diari amb bateries

	Horitzó projecte	Anual
Energia prevista [MWh]	3.185,16	318,52
Energia per desviaments a pujar [MWh]	283,36	28,34
Energia total venuda [MWh]	3.468,52	346,85
Energia per desviaments a baixar [MWh]	186,27	18,63
Energia total comprada [MWh]	186,27	18,63

La introducció de bateries en el programa d'optimització i les seves respectives variables, resulta en un cert dimensionat de la bateria. La bateria escollida té una capacitat de 126 KW i una capacitat energètica de 140 KWh. En quant a la seva utilització, la bateria genera i consumeix un total de 45,54 MWh i 62,66 MWh respectivament. A més a més, l'optimització resulta en una sistema de bateries autosuficient, carregant-se i descarregant-se quan el programa ho creu oportú.

Referent a la introducció de bateries, a continuació es desglosen les despeses associades en la Taula 8.4. La bateria només es reemplaça un cop en l'horitzó del projecte ja que la seva durabilitat és de 5 anys. En la Taula 8.5 es mostren els resultats econòmics globals resultants.

Taula 8.4: Despeses generades per la bateria al mercat diari

	Horitzó projecte
Inversió inicial [€]	- 49.806
Despeses de manteniment [€]	- 4.981
Despeses de reemplaçament [€]	- 30.866
Despeses totals de la bateria [€]	- 85.652

Taula 8.5: Avaluació econòmica del mercat diari amb bateries

	Horitzó projecte	Anual
Ingressos per previsió [€]	3.195.707	319.571
Ingressos per desviaments a pujar [€]	250.863	25.086
Ingressos totals [€]	3.446.569	344.657
Despeses per desviaments a baixar [€]	- 197.944	- 19.794
Despeses totals de la bateria [€]	- 85.652	- 8.565
Despeses totals [€]	- 283.596	- 28.360
Beneficis totals [€]	3.162.973	316.297

Les despeses de la bateria amb els preus actuals de mercat equivalen a un 30,2% de les despeses totals, fet que demostra que encara queda molt camí per la competitivitat econòmica en el món de les bateries per tal de que les seves despeses no posin fre a l'hora d'avançar cap a noves maneres de consum energètic.

8.1.3 Anàlisi comparativa sense i amb bateries

Per tal d'avaluar els beneficis obtinguts arran de la implementació d'un sistema de bateries, és necessari realitzar una comparativa entre l'escenari sense bateries i l'escenari amb bateries. Es recorda que l'objectiu principal de la inclusió de bateries és una disminució de les despeses associades als errors de predicció, únicament associades als desviaments a baixar.

A partir de les dades econòmiques referents a l'horitzó del projecte obtingudes en l'apartat 8.1.1 i 8.1.2, es realitza la següent Taula 8.6 comparativa per demostrar els avantatges d'introduir bateries durant l'horitzó temporal del projecte. Les despeses per desviaments a baixar, o costos associats als errors de predicció, es quantifiquen monetàriament i en percentatge per tal d'observar la disminució de despeses que suposa l'escenari amb bateries respecte a l'escenari sense bateries. De la mateixa fora, també es quantifiquen els beneficis, els quals lògicament representen un augment ja que el model s'optimitza.

Taula 8.6: Avantatges econòmiques d'un sistema amb bateries al mercat diari

	Diferència [€]	Augment/Disminució [%]
Despeses per desviaments a baixar	- 49.116	- 19,9
Beneficis totals	19.333	0,6

Es recorda que el mercat de producció espanyol és un sistema dual i és per aquesta raó que només es consideren els desviaments a baixar com a costos, doncs els desviaments a pujar resulten en una font d'ingressos per al productor. L'anàlisi comparatiu entre incloure o no bateries en l'estratègia del mercat diari conclou que les bateries disminueixen els costos associats als errors de predicció en un 19,9%. Així doncs, un sistema amb bateries millora la situació econòmica del productor.

Els beneficis totals augmenten només un 0,6% a l'utilitzar les bateries únicament per reduir els costos deguts als errors de predicció. Aquest benefici causat per la implementació de bateries indica que tot i que amb poc marge, els costos de la bateria queden amortitzats. A més a més, aquest resultat dona lloc a pensar en un sistema de bateries que ofereixi més serveis alhora per tal d'augmentar els beneficis. Serveis com la regulació de freqüència, el control de tensió o el suport a la xarxa de transport i distribució poden ser donats per una mateixa bateria per tal d'augmentar els guanys econòmics.

8.2 Mercat diari i intradiari

L'estratègia analitzada consta de la participació prèvia del productor en el mercat diari i la posterior participació en el mercat intradiari. Així doncs, són necessaris dos vectors de predicció, tant el del mercat diari com el del mercat intradiari.

8.2.1 Avaluació energètica i econòmica sense bateries

Es realitza la simulació del parc fotovoltaic sense bateries durant el mercat intradiari, de la qual en surten els resultats mostrats en la Taula 8.7 i 8.8.

Taula 8.7: Avaluació energètica del mercat diari i intradiari sense bateries

	Horitzó projecte	Anual
Energia prevista mercat diari [MWh]	3.185,16	318,52
Energia per desviaments a pujar [MWh]	124,37	12,44
Energia per balanç positiu [MWh]	227,86	22,79
Energia total venuda [MWh]	3.537,39	353,74
Energia per desviaments a baixar [MWh]	135,26	13,53
Energia per balanç negatiu [MWh]	226,72	22,67
Energia total comprada [MWh]	361,98	36,20

S'observa que participant el mercat intradiari sense bateries, la venda d'energia per desviaments a pujar disminueix un 43,7% respecte al mercat diari sense bateries observat

en la Taula 8.1, mentre que la compra d'energia per desviaments a baixar disminueix en un 41,4%.

Així doncs, s'exemplifica l'afirmació de que en el mercat intradiari la previsió s'acosta més a la realitat i per tant la quantitat d'energia comercialitzada degut als errors de predicció sempre disminueix respecte a la participació única en el mercat diari.

Taula 8.8: Avaluació econòmica del mercat diari i intradiari sense bateries

	Horitzó projecte	Anual
Ingressos per previsió mercat diari [€]	3.195.707	319.571
Ingressos per desviaments a pujar [€]	108.673	10.867
Ingressos per balanç positiu [€]	231.536	23.154
Ingressos totals [€]	3.535.916	353.592
Despeses per desviaments a baixar [€]	- 146.850	- 14.685
Despeses per balanç negatiu [€]	- 224.508	- 22.451
Despeses totals [€]	- 371.358	- 37.136
Beneficis totals [€]	3.164.558	316.456

Tal i com ja s'ha comentat, el parc fotovoltaic té una potència instal·lada de 5 MW i per tant, a partir dels beneficis totals obtinguts anualment, s'obté el benefici per MW instal·lat que resulta en 63.291 €/MW_{instal·lat}.

8.2.2 Avaluació energètica i econòmica amb bateries

Es realitza la simulació del parc fotovoltaic amb bateries durant el mercat intradiari, de la qual en surten els resultats mostrats en la Taula 8.9.

Taula 8.9: Avaluació energètica del mercat diari i intradiari amb bateries

	Horitzó projecte	Anual
Energia prevista mercat diari [MWh]	3.185,16	318,52
Energia per desviaments a pujar [MWh]	156,98	15,70
Energia per balanç positiu [MWh]	227,86	22,79
Energia total venuda [MWh]	3570,00	357,00
Energia per desviaments a baixar [MWh]	112,17	11,22
Energia per balanç negatiu [MWh]	226,72	22,67
Energia total comprada [MWh]	338,89	33,89

La bateria resultant arran de l'optimització té una capacitat de 68 KW i una capacitat energètica de 76 KWh. En quant a la seva utilització, la bateria genera i consumeix un total de 23,91 MWh i 32,31 MWh respectivament.

Les bateries presenten uns costos associats, els quals es desglosen en la Taula 8.10. En aquesta estratègia, la bateria també es reemplaça un únic cop en l'horitzó del projecte ja que la seva durabilitat és de 5 anys. En la Taula 8.11 es mostren els resultats econòmics globals resultants.

Taula 8.10: Despeses generades per la bateria al mercat diari i intradiari

	Horitzó projecte
Inversió inicial [€]	- 26.803
Despeses de manteniment [€]	- 2.680
Despeses de reemplaçament [€]	- 16611
Despeses totals de la bateria [€]	- 46.094

Taula 8.11: Avaluació econòmica del mercat diari i intradiari amb bateries

	Horitzó projecte	Anual
Ingressos per previsió mercat diari [€]	3.195.707	319.571
Ingressos per desviaments a pujar [€]	137.737	13.774
Ingressos per balanç positiu [€]	231.536	23.154
Ingressos totals [€]	3.564.980	356.498
Despeses per desviaments a baixar [€]	- 121.323	- 12.132
Despeses per balanç negatiu [€]	- 224.508	- 22.451
Despeses totals de la bateria [€]	- 46.094	- 4.609
Despeses totals [€]	- 391.925	- 39.193
Beneficis totals [€]	3.173.055	317.306

Les despeses de la bateria equivalen a un 11,8% de les despeses totals, percentatge significativament baix ja que el tamany de la bateria resultant no és massa elevat degut al petit error de predicció que ha de corregir el sistema de bateries.

8.2.3 Anàlisi comparativa sense i amb bateries

Es realitza una comparativa entre l'escenari sense bateries i l'escenari amb bateries per determinar la millora econòmica que suposa l'escenari amb bateries. Es recorda que l'objectiu principal de la inclusió de bateries és una disminució de les despeses associades als errors de predicció, únicament associats als desviaments a baixar. Tanmateix, també s'avaluen els beneficis totals per demostrar que la solució obtinguda és l'òptima.

A partir de les dades econòmiques referents a l'horitzó del projecte obtingudes en l'apartat 8.2.1 i 8.2.2, es realitza la següent Taula 8.12 comparativa per demostrar els avantatges d'introduir bateries durant l'horitzó temporal del projecte. Les despeses per desviaments a baixar, o costos associats als errors de predicció, es quantifiquen monetàriament i en percentatge per tal d'observar la disminució de despeses que suposa l'escenari amb bateries respecte a l'escenari sense bateries. De la mateixa fora, també es quantifiquen els beneficis, els quals lògicament representen un augment ja que el model s'optimitza.

Taula 8.12: Avantatges econòmiques d'un sistema amb bateries al mercat diari i intradiari

	Diferència [€]	Augment/Disminució [%]
Despeses per desviaments a baixar	- 25.527	- 17,4
Beneficis totals	8.497	0,3

Incloure o no bateries en l'estratègia de participació en mercat diari i intradiari determina que les bateries disminueixen els costos associats als errors de predicció en un 17,4%. Així doncs, un sistema amb bateries millora la situació econòmica del productor.

Tanmateix, els beneficis totals augmenten només un 0,3% a l'utilitzar les bateries amb la finalitat de proveir únicament el servei de reduir els costos deguts als errors de predicció. Observant que les bateries queden amortitzades tot i que l'augment de beneficis és petit, es recomana utilitzar les bateries per a proveir serveis complementaris com la regulació de freqüència, el control de tensió o el suport a la xarxa de transport i distribució.

8.3 Avaluació final

Un cop realitzades les avaluacions dels quatre possibles escenaris, es realitza un estudi final a partir de la comparativa econòmica entre els quatre possibles escenaris descrits anteriorment. A continuació, en la Taula 8.13, es mostra la comparativa durant l'horitzó temporal del projecte.

Taula 8.13: Comparativa econòmica dels quatre escenaris

	Mercat Diari		Mercat Diari i Intradinari	
	sense bateries (escenari 1)	amb bateries (escenari 2)	sense bateries (escenari 3)	amb bateries (escenari 4)
Ingressos totals [€]	3.390.701	3.446.569	3.535.916	3.564.980
Despeses per desviaments a baixar [€]	- 247.060	- 197.944	- 146.850	- 121.323
Despeses totals [€]	- 247.060	- 283.596	- 371.358	- 391.925
Beneficis totals [€]	3.143.640	3.162.973	3.164.558	3.173.055

Observant les quatre alternatives presentades, es decideix escollir l'escenari 4. Aquesta decisió es pren, primerament, tenint en compte l'alternativa que suposi els majors beneficis. En segon lloc, s'escull l'escenari que representi les despeses per desviaments a baixar, o els costos associats als errors de predicció, més baixos. Es recorda que la reducció d'aquestes despeses és l'objectiu del present projecte. Així doncs, l'escenari escollit representa els beneficis més alts alhora que també representa els costos associats als errors de predicció més baixos.

Quantificant en percentatge els costos associats als errors de predicció de l'escenari 4 amb la resta d'escenaris, tals costos disminueixen un 50,9%, un 38,7% i un 17,4% comparat amb l'escenari 1, 2 i 3 respectivament.

Observant els beneficis totals i comparant també aquests entre l'escenari 4 i la resta d'escenaris, tals beneficis augmenten un 0,9%, un 0,3% i un 0,3% comparat amb l'escenari 1, 2 i 3 respectivament. Aquests petits augments en benefici, tal i com s'ha comentat en l'apartat 8.2.3 i 8.2.3, donen lloc a entendre un sistema de bateries com a una eina que ofereixi més serveis alhora per tal d'augmentar aquest marge.

9. Impacte ambiental

En aquest apartat del projecte es duu a terme una anàlisi de l'impacte ambiental que suposa tant la realització del propi estudi com la possible implementació de la bateria dimensionada. D'aquesta manera s'avaluen els aspectes que poden arribar a afectar al medi ambient i així reduir al màxim el seu impacte.

La Llei 21/2013, del 9 de desembre, estableix les bases per les qual s'ha de regir l'avaluació ambiental dels plans, programes i projectes que puguin tenir efectes significatius sobre el medi ambient, garantint així en tot l'estat un alt nivell de protecció ambiental i un desenvolupament sostenible.

Tant la implementació del sistema de bateries com la realització del propi estudi han de complir les directius del reial decret RD 710/2015 sobre la fabricació i gestió de residus. Aquest reial decret està basat en dues normatives europees: Restricció de Substàncies Perilloses (RoHS2) i Reciclatge d'Aparells Elèctrics i Electrònics (RAEE). A més a més, també es realitza un càlcul que determina les emissions de CO₂ que s'estalvien amb la implementació del sistema descrit al present estudi.

9.1 RoHS2

La RoHS2 prové de la directiva 2011/65/UE que substitueix a l'antiga RoHS extreta de la directiva 2002/95/UE. Aquesta nova directiva, RoHS2, ha entrat en vigor el 2 de gener de 2013 i s'hi mantenen totes les restriccions envers certes substàncies i s'hi afegixen millores en condicions regulatòries i claredat legal, tals com reavaluacions periòdiques que facilitin un eixamplament de substàncies perilloses.

Les substàncies amb un ús restringit són: cadmi, plom, mercuri, crom hexavalent, PBB i PBDE. La concentració màxima permesa és de 0,01% del pes en el cas del cadmi i de 0,1% en la resta de substàncies.

Així doncs, en cas d'implementació del sistema de bateries de plom i àcid dimensionat en el projecte, cal complir la normativa RoHS2. Tot i així, l'elecció del tipus de bateries en la modelització només afecta en la part econòmica i per tant, és possible escollir qualsevol altre tipus de bateria sempre i quan el resultat sigui òptim.

De la mateixa manera, el *hardware* utilitzat per a la realització d'aquest estudi ha de disposar d'un certificat que demostri el compliment d'aquesta normativa.

9.2 RAEE

La RAEE prové de la directiva 2002/96/UE i té com a objectiu promoure les “3R”, reduir, reutilitzar i reciclar, respecte als residus dels equips elèctrics i electrònics.

En la realització del propi estudi ha estat present la utilització de *hardware* i *software* que poden ser reutilitzats en un futur per a altres projectes.

Respecte al sistema de bateries de plom i àcid, una possible implementació d'aquestes comportaria que a partir del 31 de desembre de 2017, un mínim del 98% d'aquestes bateries industrials s'hauran de reciclar.

9.3 Emissions de CO₂

La gestió que s'aconsegueix mitjançant un sistema de bateries de l'energia generada per la instal·lació fotovoltaica facilita l'operació del sistema elèctric i redueix les emissions globals de CO₂. Actualment, el sistema elèctric disposa de centrals de reserva en cas de que les centrals principals pateixin una averia, tinguin escassetat de matèries primes o hagin de compensar desviaments.

Les centrals tèrmiques de cycle combinat són les centrals de reserva més comuns mentre que la generació renovable forma part del grup de centrals principals. Així doncs, la causa de recórrer a les centrals de reserva pot ser provocada per la variabilitat i pels errors de predicció dels sistemes de generació renovable, sent necessari aleshores el funcionament d'una central de reserva per compensar els desviaments comesos. D'aquesta manera, millorant la predicció en l'energia generada per les instal·lacions fotovoltaiques, les reserves de potència del sistema elèctric poden ser minorades, amb la consegüent reducció d'emissions de CO₂.

En el present estudi d'emissions, es decideix realitzar la comparativa d'emissions de CO₂ entre una instal·lació de cycle combinat i la present instal·lació fotovoltaica, referint-se únicament als desviaments a baixar ja que aquests són els que representen l'escassetat d'energia produïda i per tant, la necessitat de posar en funcionament una central de reserva com podria ser una central de cycle combinat.

9.3.1 Impacte energètic en una central de cycle combinat

L'objectiu d'aquest apartat és determinar l'estalvi d'energia que es generaria al no haver de posar en marxa una central de reserva de cycle combinat. Per aquesta raó, es decideix comparar entre l'escenari 1, sense bateries i només participant en el mercat diari i l'escenari 4, amb bateries i participant en el mercat intradiari.

D'aquesta manera, tal i com s'ha comentat en l'apartat 8.3, es realitza la comparativa entre els escenaris 1 i 4, sent el primer el menys beneficiosos tant econòmicament com energèticament. En la Taula 9.1 s'observa l'energia destinada als desviaments a baixar tant per un escenari com per l'altre durant l'horitzó temporal del projecte de 10 anys.

Taula 9.1: Estalvi energètic en la gestió dels desviaments a baixar

	Energia per desviaments a baixar [MWh]
Escenari 1	221,01
Escenari 4	112,17
Estalvi energètic	108,84

Per tal de quantificar l'estalvi energètic, cal conèixer les emissions de CO₂ per MWh generat en una central de cycle combinat, on l'element principal i el qual és te en compte pels càlculs, és el gas natural. Així doncs, és necessari saber la seva composició volumètrica (m³ de CO₂/m³ de GN) i el poder calorífic (kcal/m³ de GN). A més a més, també cal conèixer el rendiment global d'una central de cycle combinat per tal de poder transformar l'energia de combustió en energia elèctrica (Taula 9.2)

Taula 9.2: Paràmetres del gas natural i cycle combinat ^[30]

Poder calorífic [kcal/ m³ GN]	Composició volumètrica total [m³ CO₂/m³ GN]	Rendiment global del cycle combinat [%]
9.000 - 11.000	1,1582	58

Un cop coneguts els paràmetres esmentats, es calcula el valor d'emissions de CO₂ per MWh generat d'una central de cycle combinat. El poder calorífic del gas natural està definit dins d'un possible rang però a efectes de càlcul, es decideix fixar el valor a 9.000 kcal per m³ de gas natural i així definir l'estalvi mínim que es pot obtenir.

$$\frac{1 \text{ m}^3 \text{GN}}{9000 \text{ kcal}} \cdot \frac{1,1582 \text{ m}^3 \text{CO}_2}{1 \text{ m}^3 \text{GN}} \cdot \frac{44 \text{ kg CO}_2}{22,4 \text{ m}^3} \cdot \frac{1 \text{ kcal}}{4,1868 \text{ kJ}} \cdot \frac{1000 \text{ kJ}}{1 \text{ MJ}} \cdot \frac{3600 \text{ kJ}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1}{0,58} \quad (53)$$

El resultat de l'equació (53) és de 374,75 Kg CO₂/MWh. Coneixent doncs aquest valor i els 108,84 MWh d'estalvi determinat en la Taula 9.1, es calcula la reducció d'emissions de CO₂:

$$108,84 \text{ MWh} \cdot \frac{375,75 \text{ kg CO}_2}{\text{MWh}} \cdot \frac{1 \text{ ton}}{1000 \text{ Kg}} = 40,9 \text{ ton CO}_2 \quad (54)$$

Es recorda que el parc fotovoltaic representat no té un elevat factor d'utilització i és per aquesta raó que la quantitat de CO₂ estalviada en 10 anys equival únicament a 11,2 kg CO₂ estalviats diàriament.

10. Pressupost

En aquest apartat es mostra el pressupost del present projecte, el qual té en compte els recursos humans, els recursos materials i els recursos I+D que s'han utilitzat durant el temps de realització d'aquest.

10.1 Recursos humans

Els recursos humans fan referència a les hores invertides en el projecte i estan dividides segons la tasca realitzada.

Per una banda existeixen les tasques d'investigació, les quals es refereixen al temps dedicat a la recerca sobre l'estat de l'art i que permetrà dur a terme la totalitat del projecte. D'altra banda també existeixen les tasques de disseny, les quals es refereixen a les hores dedicades a la modelització tecno-econòmica del sistema a optimitzar. Les tasques de simulació són precisament aquelles hores referents a la validació del sistema. Finalment, la redacció del projecte correspon al temps dedicat a redactar la memòria del projecte.

En la Taula 10.1 es mostra el cost desglossat per tasques i per hores invertides en cadascuna:

Taula 10.1: Cost dels recursos humans

Tasca	Preu per hora [€/h]	Hores realitzades [h]	Cost [€]
Investigació	35	200	7.000
Disseny	35	160	5.600
Simulació	35	120	4.200
Redacció	20	160	3.200
TOTAL		640	20.000

10.2 Recursos materials i I+D

Els recursos materials del projecte es refereixen al *hardware* i *software* utilitzats. Així doncs, els costos es refereixen a l'ordinador i als programes utilitzats Matlab® i GAMS®. Es considera que tots els elements tenen un temps d'amortització de 5 anys i es calcula el cost en base a la duració del present projecte (Taula 10.2).

Taula 10.2: Cost dels recursos materials i d'I+D

Concepte	Preu unitari [€/u]	Unitats [u]	Preu inicial [€]	Cost [€]
Ordinador	600	1	600	50
Matlab® 2014	6.000	1	6.000	120
GAMS® 23.7	320	1	320	80
TOTAL				250

10.3 Recursos totals

Finalment, agrupant tots els costos considerats en els apartats 10.1 i 10.2, s'obtenen els costos definitius en la Taula 10.3:

Taula 10.3: Cost total del projecte

Concepte	Cost [€]
Recursos humans	20.000
Recursos materials i I+D	250
TOTAL	20.250

Conclusions

Aquest projecte demostra la viabilitat econòmica de la implementació d'un sistema de bateries a efectes de reduir els costos associats als errors de predicció d'una instal·lació fotovoltaica. D'aquesta manera, es realitza una modelització tècnica i econòmica del mercat elèctric espanyol juntament amb un sistema de bateries, permetent una optimització i posterior anàlisi econòmica dels resultats.

En primer lloc, es realitza una recerca referent al funcionament actual del mercat elèctric, més concretament l'estudi es centra en el mercat de producció elèctric a Espanya. Així doncs, s'analitzen detalladament les diferents estratègies de participació en el mercat al comptat, el qual consisteix en una participació única al mercat diari o una participació tant en el mercat diari com intradiari.

A continuació, s'introdueix la situació actual de l'energia fotovoltaica a nivell legislatiu així com també el repte que suposa la predicció d'aquesta font d'energia degut a la intermitència del clima, determinant-se doncs que a major anticipació horària, més allunyada és la predicció d'energia respecte a l'energia real produïda per la instal·lació. Aquesta última afirmació es plasma en el mètode de predicció desenvolupat en el projecte mitjançant el programa *Matlab*®. El mètode consta de la creació de dos vectors de previsió, un pel mercat diari i un altre per mercat intradiari, creats de manera aleatòria a partir d'uns valors d'error tipus que segueixen una distribució coneguda.

Els errors de predicció comesos evidencien la necessitat d'emmagatzemar energia, fet que es decideix realitzar amb un sistema de bateries ja que és el mètode que es pot ajustar millor al mercat comercial vigent. A més a més, les capacitats de potència i d'emmagatzematge d'energia juntament amb la rapidesa de resposta que les bateries representen, fan possible l'adaptació al funcionament horari del mercat elèctric espanyol.

Finalment, un cop escollides les bateries de plom i àcid, s'implementa la modelització del sistema mitjançant el programa *GAMS*®. Es representen diferents escenaris que permeten l'elecció de l'escenari que suposa la major reducció de costos degut a errors de predicció. Es comprova que el sistema d'emmagatzematge tenen un gran potencial però que s'hi haurien de dedicar més esforços per tal de poder reduir els cost d'inversió d'aquestes instal·lacions i així facilitar l'adopció en l'actual sistema elèctric.

De cara a futures línies de treball, es presenta la necessitat d'un assessorament a temps real respecte als instant de temps de càrrega i descàrrega de la bateria. En aquest sentit, un cop escollit el dimensionat del sistema de bateries, l'assessorament permetria obtenir la solució òptima d'utilització de la bateria en la seva operació en camp.

Agraïments

M'agradaria agrair la col·laboració per part de tots els companys del centre CITCEA-UPC, especialment al Francisco Díaz González per compartir els seus coneixements amb mi i pel seu entusiasme respecte al projecte. A més a més, també voldria agrair el suport que m'ha donat la meva família i l'Ana durant la realització del projecte.

Bibliografia

- [1] Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [<http://www.acer.europa.eu>]. Consultat: Octubre 2015.
- [2] Comisión Europea. *Comunicación de la Comisión Europea. Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*. Brussel·les, Març 2010.
- [3] Eurostat Statistics Explained. [<http://www.ec.europa.eu>]. Consultat: Octubre 2015.
- [4] Pérez-Arriaga, J.I., Batlle, C., Vázquez, C. *Los mercados eléctricos en Europa*. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Juny 2006.
- [5] European Commission. *Quarterly Report on European Electricity Markets*, volume 7 (issues 3; third quarter of 2014). Market Observatory for Energy, Brussel·les, 2014.
- [6] Red Eléctrica de España, REE. *Interconexiones eléctricas*. Madrid, Setembre 2012.
- [7] European network of transmission system operators for electricity. *Meeting Europe's energy needs towards a transmission system for 2020 and beyond*. Entso-e, Brussel·les, 2010.
- [8] Bosch, G. *Simulador del Mercado Eléctrico Ibérico*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Maig 2014.
- [9] Mercado Ibérico de la Electricidad, MIBEL. *Información mensual del MIBEL*. Maig 2014.
- [10] Red Eléctrica de España, REE. *Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular español*. Dirección de Operación, Juny 2012.
- [11] Operador del Mercado Ibérico de la Energía, OMIE. [<http://www.omie.es>] Consultat: Novembre 2015.
- [12] Red Eléctrica de España, REE. *El sistema eléctrico español*. Madrid, Abril 2015.
- [13] Energía y Sociedad. [<http://www.energiaysociedad.es>]. Consultat: Novembre 2015.
- [14] Cheah, M. *Implementació d'una xarxa monofàsica basada en convertidors de tipologia VSC*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Febrer 2013.

- [15] Jiménez, A.M. *Modelos de predicción a corto plazo de la generación eléctrica en instalaciones fotovoltaicas*. Tesis doctoral, Universidad de la Rioja, 2015.
- [16] Unión Española Fotovoltaica, UNEF. *La energía fotovoltaica, una alternativa real*. Madrid, 2015.
- [17] European Photovoltaic Industry Association, EPIA. *Global Market Outlook for Solar Power/ 2015-2019*. SolarPower Europe, 2015.
- [18] Martínez-Arroyo, G.A. *Visibilidad de un agente vendedor en el mercado eléctrico español*. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Juny 2011.
- [19] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. *Boletín Oficial del Estado, B.O.E. Sec.I Pág. 13490*. 16 Febrer 2013.
- [20] Movilla, M.B.M. *Análisis del coste de los desvíos de las energías renovables en el mercado de producción de energía eléctrica*. Universidad Carlos III de Madrid, Juliol 2009.
- [21] Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Portugués, OMIP. [<http://www.omip.pt>] Consultat: Novembre 2015.
- [22] López de Saá, M.A.M. *Estrategias de presentación de ofertas de energía eólica en el mercado intradiario*. Universidad Carlos III de Madrid, Enero 2011.
- [23] Labrador-Martínez, V. *Almacenamiento de energía para la reducción del coste de los errores de predicción de la generación eólica*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Juny 2015.
- [24] Mori, H., Takahashi, A. *A data mining method for selecting input variables for forecasting model of global radiation*. Publicat: IEEE, 2012.
- [25] Pelland, S., Galanis, G., Kallos, G. *Solar and photovoltaic forecasting through post-processing of the Global Environmental Multiscale numerical weather prediction model*. Publicat: Wiley, Abril 2011.
- [26] Armstrong, J.S., Collopy, F. *Error measures for generalizing about forecasting methods: Empirical comparisons*. Publicat: International Journal of Forecasting, 1992.
- [27] Pomares, L.M. *Análisis y predicción de series temporales de irradiancia solar global mediante modelos estadísticos*. Tesis doctoral, Universidad Complutense de Madrid, Madrid 2012.

- [28] Chen, H., Cong, T.N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., Ding, Y. *Progress in electrical energy storage system. A critical review*. Publicat: Elsevier, Juliol 2008.
- [29] Daud, M.Z., Mohamed, A., Hannan, M.A. *A review of the integration of Energy Storage Systems (ESS) for utility grid support*. University Kebangsaan Malaysia, 2012.
- [30] Cáceres, S.B., *Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Abril 2010.
- [31] Kadellis, J.K., Zafirakis, D. *Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency*. Publicat: Elsevier, Maig 2007.
- [32] Red Eléctrica de España, REE. [<http://www.esios.ree.es>] Consultat: Desembre 2015.