



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER OFICIAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

TESIS DE MÁSTER

**IMPACTO DE LA FOTOVOLTAICA
DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA ELECTRICO
ESPAÑOL. VALORACION ECONOMICA Y
EFECTOS EN EL MERCADO**

AUTOR:

Carles Cervilla Mateu

MADRID, Julio 2014

Sumario

La tendencia a la baja de los costes de las tecnologías de generación eléctrica en los próximos años va a permitir que sistemas de generación de pequeña potencia entren en competitividad con las tecnologías de generación actuales. Surgen de esta manera nuevos conceptos y aplicaciones de generación renovable, que propiciarán un cambio progresivo del modelo de generación centralizada actual hacia otro donde la generación distribuida juegue un papel importante.

En este desarrollo de la generación distribuida, las instalaciones de producción, principalmente instalaciones de energía renovable, se situarían en el interior de las redes eléctricas de los consumidores. De esta manera que la producción se realice en el mismo punto en el que se consume la energía. Este fenómeno podría conllevar consecuencias positivas a los sistemas eléctricos, como son la reducción de pérdidas de energía en el transporte, mejora de la calidad de suministro, reducción de las inversiones necesarias en las redes de transporte y distribución, fomento de las energías renovables, un mejor uso de la energía, etc...

Una de las tecnologías que mejor se adapta a la producción para autoconsumo por sus costes, características modulares y posibilidades de integrarse donde se produce el consumo es la tecnología fotovoltaica. Este tipo de generación es un tipo de generación no despachable, lo que significa que esta energía tiene que ser consumida conforme se produce. Esto no ocurre siempre así.

La adaptación de este nuevo paradigma a los sistemas eléctricos está siendo origen de intensos debates y conflictos, y la regulación que permitirá el desarrollo de la generación distribuida en los sistemas eléctricos esta en desarrollo en la mayoría de países. En relación a la regulación, la mayor incertidumbre que existe está en cómo deben ser remuneradas este tipo de instalaciones de generación.

Este proyecto, se realiza un estudio de la tecnología fotovoltaica y sus características. Se recogen las previsiones realizadas por distintos agentes del sector sobre proyecciones de precio y costes de la tecnología. Se recogen proyecciones de costes a largo plazo y estimaciones del “leverage cost of electricity” de esta tecnología para el sector doméstico y de generación centralizada.

Con estas proyecciones se han realizado distintos de rentabilidad para los distintos grupos de consumidores del sistema eléctrico español en función de las comunidades autónomas. Se realizan los estudios considerando el ahorro el ahorro completo del término variable de energía de la tarifa de un consumidor y se repite el estudio considerando el “peaje de respaldo” propuesto por el ministerio en el verano del 2013.

En desarrollo de la generación fotovoltaica tendrá un impacto en los mercados eléctricos y en el precio de la electricidad. Para conocer estos efectos se ha realizado un estudio complejo, utilizando un modelo numérico del sector eléctrico español, (MORSE), para determinar las producciones y precios del mercado en distintos supuestos de desarrollo fotovoltaico. Este modelo es un modelo centralizado de minimización de costes que determina las producciones y los precios horarios de la energía.

Por último, se realiza la propuesta de unos principios regulatorios para la remuneración de la generación distribuida en el futuro.

Summary

The downward trend in costs of electricity generation technologies in the coming years will allow low power generation systems to be competitive against current generation technologies. New generation concepts and applications of renewable generation will appear. This new trend will lead to a progressive shift from centralized generation to another where distributed generations will play a key role.

In the development of distributed generation, mainly renewable capacity, would produce the energy inside the electricity networks of the consumers. Thus the production is produced in the same place where the energy is consumed. This issue could lead to positive consequences in the electric power systems. Reduction of energy losses in transport, improving the quality of supply, reducing investments in transmission and distribution networks, promotion of renewable energies, better use of energy, etc...

The photovoltaic technology is one of the best technologies to be used for distributed generation. Mainly because of their costs and modularity. This type of generation is a non-dispatchable generation facility, which means that this energy has to be consumed as it is produced. This is not always the case.

This new paradigm in the electric power systems has brought an intensive debate, and the regulation that will allow the development of distributed power systems is under development. Regarding regulation, there is greater uncertainty in how these facilities should be remunerated.

In this project a study of photovoltaic technology and its features is performed. Also, some forecasts related with the development and future growth of the photovoltaic technology, made by different agencies, or consultancies are collected. With the information collected a study of the "leverage cost of electricity" of this PV for the domestic sector and centralized generation is developed.

With the cost forecast projections, a profitability study for the different tariffs groups, in the different communities, of the Spanish electricity sector is realized. Two different studies were performed, one considering the full saving of the variable energy term of the tariff scheme, and a second considering the regulation proposed by the ministry in the summer of 2013 in which the "Peaje de respaldo" was proposed.

The development of photovoltaic generation facilities will have an impact on electricity markets and in the price of electricity. To study the effects in the market a complex study was developed. This study was done using a mathematical model of the Spanish electricity system called MORSE, to energy productions of the different technologies and the market prices in different scenarios of PV development. MORSE is a centralized cost minimization model that determines production schedules and prices of energy under different assumptions.

Finally, the proposal for regulatory principles for the remuneration of distributed generation in the future is briefly introduced.

Capítulo 1

Generación Fotovoltaica	3
1.- La energía fotovoltaica	3
1.2. La Radiación Solar.....	4
1.2.1. Radiación incidente en la tierra.....	4
1.2.2. Distancia Sol-Tierra	4
1.2.3. Declinación solar	5
1.2.4. Radiación Solar sobre superficies inclinadas.....	6
1.3. Los Elementos	6
1.3.1. El Panel Fotovoltaico	7
1.3.2. La Batería, elemento acumulador.....	13
1.3.3. El Regulador eléctrico.....	13
1.3.4. El Convertidor DC/DC.....	13
1.3.5. El Inversor (Convertidor DC/AC)	14
2.- Visiones del Sector Sobre la Energía Fotovoltaica	16
2.1.- Conceptos Utilizados.....	16
2.2.- Visión de la IEA	17
2.3.- La visión de EPIA.....	20
2.4.- La visión de Eclareon	23

Capítulo 2

Estructura del consumo eléctrico en España.	27
1.- Introducción	27
2.- Clasificación del consumo	27
3.- Desglose del consumo de los clientes TUR.....	29
4.- Desglose del consumo de los clientes no TUR.....	33
5.- Estudio de rentabilidad por grupos de tarifa y comunidades	36
5.1.- Tarifa 2.0A	37
5.2.- Resto de tarifas.....	43

Capítulo 3

Efectos de la PV en el mercado eléctrico	44
1.- Introducción	44
1.1.- Descripción del estudio.	44
2.- Cambios en la estructura de generación.....	47
3.- Evolución de los precios.	54
4.- Estudio simple de rentabilidad de la inversión.....	60

Capítulo 4

Financiación de las actividades reguladas	61
1.- Descripción de los costes de las actividades reguladas	61
2.- Ingresos regulados. Estructura de los peajes de acceso.	64
3.- Balance entre ingresos y costes regulados.	65

Capítulo 5

Aspectos regulatorios relacionados con la GD	67
1.- Introducción	67
2.- Beneficios de la GD.....	68
3.- Propuesta de principios regulatorios.....	69

Capítulo 6

Conclusiones	71
1.- Introducción	71
2.- Conclusiones sobre las previsiones de costes de la PV	72
3.- Conclusiones sobre la rentabilidad de la Inversión.	72
4.- Conclusiones sobre los efectos de la GD.....	72
5.- principios de propuesta regulatoria.....	73

Generación Fotovoltaica

1.- La energía fotovoltaica

La conversión de la luz en electricidad, llamada efecto fotovoltaico, fue descubierta por el físico francés Edmund Becquerel en 1839, aunque tuvo que transcurrir más de un siglo para que los científicos investigasen y desarrollasen aplicaciones de este fenómeno. La utilización de células solares empieza en los años cuarenta en el campo de la investigación espacial. Las investigaciones iniciadas tras la Segunda Guerra Mundial permitieron la mejora de sus propiedades y de su tamaño, pero no es hasta la crisis energética de los años setenta cuando los gobiernos y la industria invierten en la tecnología fotovoltaica y sus aplicaciones terrestres.

La evolución de la tecnología y del mercado fotovoltaico es globalmente positiva. Las expectativas puestas en las energías renovables en los últimos años, dentro de la creciente preocupación por los problemas medioambientales, han propiciado un importante desarrollo de la energía solar fotovoltaica, que se caracteriza por presentar un impacto ambiental prácticamente inexistente y por ser inagotable a escala humana. Los métodos de fabricación han sido mejorados, reduciendo los costes y aumentando el volumen de producción y se ha alcanzado una alta fiabilidad en las instalaciones. Sin embargo, todavía es necesario, en general, el apoyo institucional para asegurar la viabilidad económica de este tipo de sistemas.

En una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- 1) **Instalaciones aisladas de la red eléctrica (sistemas autónomos):** viviendas rurales, granjas, sistemas de telecomunicaciones, bombeo, señalización, iluminación autónoma....
- 2) **Instalaciones conectadas a la red eléctrica:** centrales fotovoltaicas y sistemas fotovoltaicos en edificios (tejados fotovoltaicos).

A lo largo de este capítulo se comentan brevemente algunos aspectos importantes, relacionados con la tecnología fotovoltaica. También se comentara expectativas actuales y futuras sobre la tecnología fotovoltaica.

1.2. La Radiación Solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 °K en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear, que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la radiación solar. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia (W/m^2), que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. La radiación en el Sol es de $63.450.720 \text{ W}/\text{m}^2$.

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica es muy importante predecir la radiación solar que alcanzará la superficie de las células fotovoltaicas. La radiación solar que incide en una superficie no es una constante sino que además de la situación geográfica terrestre en que nos encontremos (latitud), depende de la época del año (distancia Tierra-Sol) y de numerosos factores atmosféricos y meteorológicos. Los conceptos básicos para poder comprender como incide la radiación solar en una superficie terrestre.

1.2.1. Radiación incidente en la tierra

La radiación solar se transmite a una velocidad de 300.000 km/s, tardando unos 8 minutos en atravesar los 150 millones de km que lo separan de la Tierra. Solo una pequeña parte de esta radiación llega a la superficie de la Tierra, del orden de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$.

Alrededor de la mitad de la energía se irradia en longitudes de onda de la banda visible ($0.35\text{-}0.75\mu\text{m}$). La fracción de la energía irradiada en la banda ultravioleta ($<0.35\mu\text{m}$) es muy pequeña, y además es eliminada parcialmente en la atmósfera por la capa de ozono. La fracción de la energía irradiada en forma de irradiación infrarroja ($>0.75\mu\text{m}$) es un poco menor que la fracción visible.

La radiación solar que incide en una superficie depende de la latitud en que nos encontremos, así como de la época del año y de numerosos factores atmosféricos y meteorológicos.

Podemos diferenciar tres componentes de la radiación solar incidente sobre un receptor a nivel de suelo:

- 1) **Radiación directa:** constituida por los rayos que se reciben en línea recta con el sol.
- 1) **Radiación difusa:** procedente de todo el cielo excluyendo el disco solar y debido a los rayos no directos y dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor. Depende fundamentalmente de las nubes, y por tanto es fuertemente variable en el tiempo.
- 1) **Radiación del albedo:** procedente del suelo y debida a la reflexión de la radiación incidente en él.

Depende de las características del suelo. La radiación global es la radiación total que incide en una superficie y es la suma de las tres componentes.

1.2.2. Distancia Sol-Tierra

El valor de la irradiancia solar que llega a la Tierra es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que la separa del Sol. La Tierra gira en torno al Sol en una órbita elíptica, con el Sol situado en uno de sus focos. El plano que contiene a esta órbita se llama plano de la elíptica, y la Tierra tarda en recorrerla un año. La distancia máxima Sol-Tierra es de 1.017

U.A. (Afelio) y la mínima de 0.983 U.A (Perihelio). La unidad astronómica, U.A.¹, se define como la distancia media Sol-Tierra.

La energía que llega al exterior de la atmósfera terrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares lo hace en una cantidad fija, llamada constante solar (1353 W/m² según la NASA) variable durante el año en $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

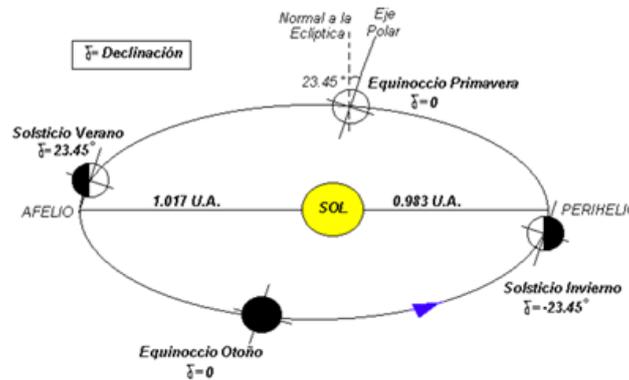


Figura 1.1: Estaciones del año

1.2.3. Declinación solar

La tierra gira sobre sí misma sobre un eje central conocido como eje polar, a razón de una vuelta por día. El ángulo que este eje forma con la normal al plano de la elíptica es constante e igual a 23.45°. Este ángulo es el causante de las estaciones del año. En invierno en el hemisferio norte realmente el sol está más cerca de la tierra que en verano. Sin embargo, debido a la inclinación del eje de la tierra, en invierno los rayos del sol caen más oblicuos sobre el plano del horizonte, debiendo atravesar más distancia en la atmósfera, calentando menos, y durante menos tiempo

Debido a esta inclinación del eje de la Tierra respecto de la normal al plano de la elíptica, el ángulo formado por el plano del ecuador con la recta que pasa por los centros del Sol y de la Tierra está cambiando continuamente. Este ángulo es la declinación solar. La declinación solar es $\delta = 0^\circ$ en los equinoccios. En el hemisferio norte se denominan equinoccio de primavera (hacia el 20/21 de marzo) y de otoño (hacia el 22/23 de septiembre). En el hemisferio sur las fechas son al revés.

En el solsticio de verano (hacia el 21/22 de junio), $\delta = 23.45^\circ$, el Sol se encuentra sobre el Trópico de Cáncer, siendo el día más largo y la noche más corta del año en el hemisferio norte, saliendo el Sol por el NE y poniéndose por el NO. En el solsticio de invierno (hacia el 21/22 de diciembre), $\delta = -23.45^\circ$, el Sol se encuentra sobre el Trópico de Capricornio, lo que hace que en el hemisferio norte sea el día más corto y la noche más larga del año, saliendo el sol por el SE y poniéndose por el SO. Obviamente en el hemisferio sur ocurre al revés. Esto puede verse en la siguiente figura.

¹ 1 U.A.=149.597.890 Km

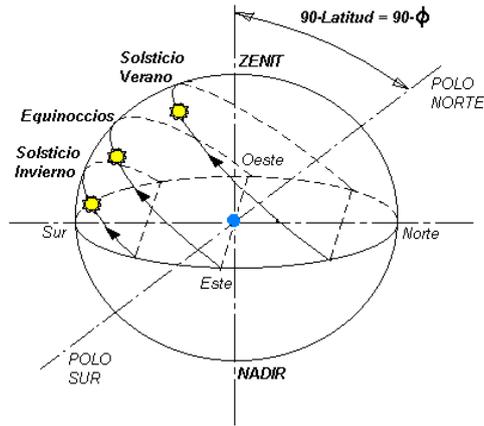


Figura 1.2: Bóveda celeste y trayectorias solares.

1.2.4. Radiación Solar sobre superficies inclinadas

La posición del Sol respecto de un punto sobre la Tierra determina la cantidad de irradiancia solar que incide sobre ese punto. Esta posición del Sol depende de la localización geográfica del punto, de la hora y del día.

El sol describe diariamente y alrededor de la Tierra un círculo cuyo diámetro cambia de día a día y es máximo en los equinoccios y mínimo en los solsticios. La Posición de una superficie inclinada respecto al sol se define por su inclinación o pendiente, θ , ángulo formado por la superficie y el plano horizontal. Su azimut, Φ , ángulo formado por las proyecciones sobre el plano horizontal de la normal a la superficie y del meridiano del lugar (dirección sur).

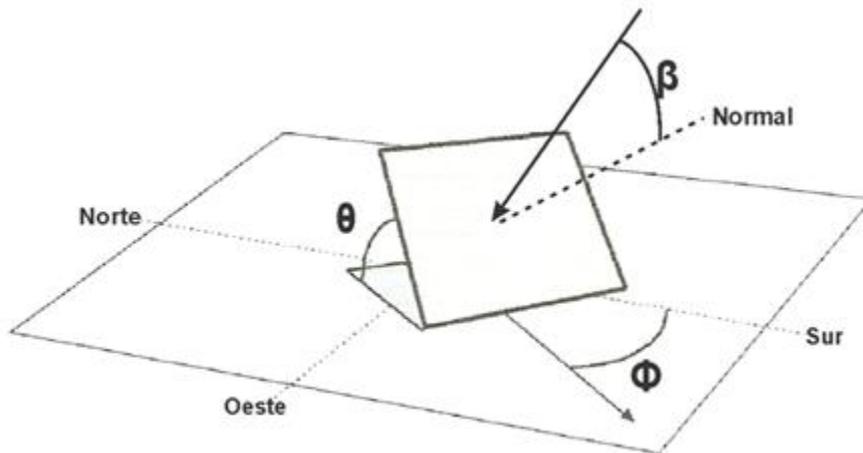


Figura 1.3: Posicionamiento de un panel, θ inclinación, Φ azimut.

1.3. Los Elementos

En este apartado se describirán brevemente los elementos típicos de las instalaciones fotovoltaicas. Se abordará con detalle los detalles de los paneles.

1.3.1. El Panel Fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. Los paneles o módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado están formados por un conjunto de dichas células solares en las que se produce el efecto fotovoltaico, es decir, se convierte la radiación en energía eléctrica. El módulo fotovoltaico típico está formado por entre 30 y 36 células solares de silicio, asociadas en serie y encapsuladas. Una célula típica de 100 cm^2 puede producir del orden de 17W .

No todos los fotones que inciden en la célula solar generan electricidad. Los fotones con menor energía no pueden generar el par electrón-hueco necesario para generar electricidad, y constituyen las pérdidas por no absorción. Algunos fotones pueden atravesar la célula fotovoltaica sin generar un par electrón-hueco, y constituyen las pérdidas por transmisión. Algunos fotones se reflejan en la superficie de la célula solar, dando lugar a las pérdidas por reflexión. La temperatura de la célula, T , depende de la temperatura ambiente T_a y de la irradiación E (en W/m^2), de tal forma que al aumentar la temperatura disminuye la potencia máxima y el rendimiento.

Tecnologías de fabricación.

⚙ *Paneles de Silicio.*

La gran mayoría, (entre el 85% y el 95 %) de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y, aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia. Existen también células de silicio amorfo, conocidos como paneles de capa fina, pero dan un rendimiento muy bajo.

1. Silicio monocristalino:

Se caracteriza porque los átomos están perfectamente ordenados en la red cristalina. Todo el volumen de la célula es un único cristal de silicio. El color es monocromático, azulado, oscuro y con cierto brillo metálico. La eficiencia se sitúa, aproximadamente, entre un 16% y un 25 %.

2. Silicio policristalino:

Está formado por una agrupación de cristales de silicio. Tiene el aspecto de una amalgama de cristales de distintos tonos azulados y grises con brillo metálico. La eficiencia se sitúa sobre el 10-13% siendo posible que se eleve a corto plazo a un nivel similar al alcanzado ya para el monocristalino.

3. Capa fina:

Silicio amorfo. Está formado por átomos de silicio sin conformar una red cristalina. El aspecto es de color marrón y gris oscuro. El rendimiento es menor, sobre el 10 %. De silicio amorfo están hechas las células de las calculadoras.

⚙ *Otros tipos de células:*

1. Células Fotovoltaicas “*Multijuntion*”:

Este tipo de células están desarrollo y buscan aumentar el rendimiento de la celula, mediante un aumento del número de pares de electrón hueco, lo cual permite aprovechar los

fotones de menor energía. Tienen eficiencias potenciales de más del 60 %, aunque hasta ahora sólo se han conseguido en el laboratorio eficiencias en torno al 35 %. En este grupo se encuentran las células solares de arseniuro de galio GaAs que suelen utilizarse en aplicaciones espaciales por su resistencia a la radiación. Se han obtenido eficiencias cercanas al 25 %. Son Células fabricadas con materiales policristalinos muy absorbentes como CuInS₂ (CIS), CdTe y CdS, alcanzan moderadas eficiencias (15% aunque se prevé llegar a un 20-25 %), pero son económicas. Un inconveniente en la utilización del Cd, es que este material presenta serios inconvenientes para su reciclaje.

2. Concentradores de radiación (Efecto Lupa):

También existen líneas de investigación por la por medio de concentradores ópticas se busca concentrar la radiación solar en una única célula fotovoltaica de elevado rendimiento. Es tipo de células es conocido como células de concentración fotovoltaica y está actualmente a prueba en algunas aplicaciones piloto. En laboratorio se conseguido alcanzar rendimientos del 40%.

3. Células fotovoltaicas orgánicas:

Aparecidas en 1990, constituyen un intento de reducir el costo de la electricidad fotovoltaica. Las células fotovoltaicas orgánicas se benefician, en efecto, del bajo costo de los semiconductores orgánicos, así como de muchas posibles simplificaciones en los procesos de fabricación. Por el momento el rendimiento de este tipo de células es bajo, habiendo llegado en laboratorio a rendimientos del 14%.

Figure 1: Current performance and price of different PV module technologies*

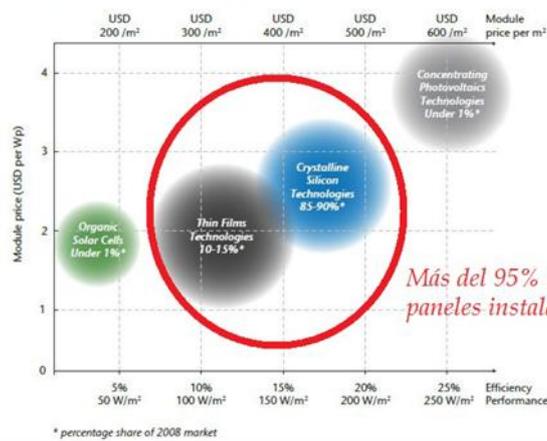


Figura 1.4: Ratios típicos de las tecnologías

En la figura 1.5, publicada por el *National renewable energy Laboratory* se recoge la evolución tecnológica de las distintas tecnologías fotovoltaicas y los rendimientos máximos alcanzados por dichas tecnologías.

Rendimiento de la Energía Fotovoltaica

La conversión fotovoltaica, entendida como la relación entre la energía eléctrica producida y la radiación incidente sobre el panel, es un parámetro clave a la hora del diseño de una instalación. En la siguiente tabla se recogen los rendimientos típicos de los distintos tipos de placas fotovoltaicas utilizados comercialmente.

Paneles Cristalinos		Capa fina / Amorfo		
Monocristalino	policristalino	a-Si/ μ -Si	CdTe	CIS/CIGS
14-20%	13-15%	6-9%	9-11%	10-12%

Tabla 1.1: Tabla de rendimientos típicos por tecnología de PV

La producción final de electricidad, aparte de depender del rendimiento, depende también de múltiples parámetros. La latitud y la altitud donde este localizada la instalación, que determinara la radiación incidente sobre las placas fotovoltaicas. La orientación de las placas, la inclinación de estas, sombras, etc...

Un factor importante a tener en cuenta es el, es el factor de degradación de los paneles fotovoltaicos a lo largo de la vida útil de este. Los fabricantes suelen garantizar un mínimo del 80% de rendimiento de los paneles durante los 25 años de vida útil de los paneles fotovoltaicos.

Programa de cálculo PV-Syst

Para ver las variaciones de producción eléctrica se han realizado los siguientes casos, variando distintos parámetros de diseño. Estos ejemplos han sido obtenidos mediante la utilización de un programa de cálculo llamado PV-Syst desarrollado por la universidad de Ginebra, Suiza.

1) Influencia de la inclinación

Durante los meses de invierno el sol se encuentra a su menor altura, para que el panel aproveche la radiación durante estos meses la inclinación óptima es un ángulo elevado, alrededor de los 60°. En cambio durante los meses de verano el sol se encuentra en su posición más elevado y por tanto el ángulo óptimo, es un ángulo bajo, en torno a los 10°. En el siguiente gráfico se recoge la inclinación óptima de cada mes, para una instalación fotovoltaica de 1 Kw situado en la ciudad de Madrid. Se ve como variando la inclinación en cada mes y ajustándolo a la inclinación óptima, la producción es de 1740 kWh, mientras que la producción para una instalación con una inclinación de 40° orientada al sur es de 1648 kWh. En el siguiente gráfico se recoge la producción máxima por cada mes y su inclinación óptima.

A la hora de diseñar la inclinación óptima de una instalación, existen dos estrategias:

1. En el caso de instalaciones fotovoltaicas autónomas donde el consumo es constante a lo largo del año, o donde el consumo es mayor en los meses de menor radiación (diciembre, enero para el Hemisferio Norte), interesa maximizar la captación de energía en esos meses. El valor óptimo de la inclinación, está en torno a 20 grados más que la latitud.
2. En el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, interesa maximizarla captación anual de energía. El valor óptimo de la inclinación, está en torno a 5 - 10 grados menos que la latitud.

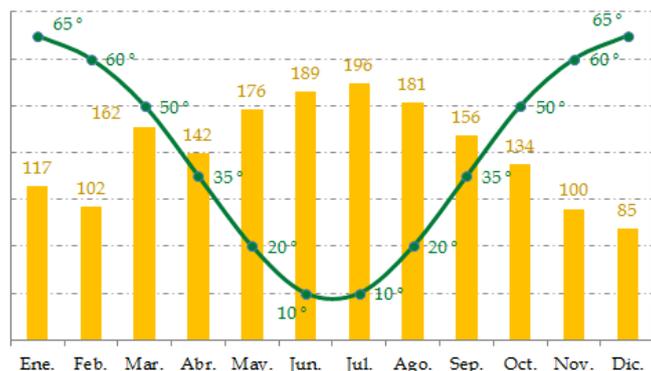


Figura 1.6: Producción máxima e inclinación óptima mensual para un 1kW localizado en Madrid

Se estima que la pérdida de energía anual que supone alejarse de la inclinación óptima es de un 0.2% por cada grado de desviación.

1) Influencia de orientación.

A modo de ejemplo se estudian las producciones anuales de 1 Kw situado en Madrid, para las distintas combinaciones de orientación y azimut posibles. Los resultados obtenidos son:

		Inclinación									
		0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Azimut	-90	1398	1399	1382	1354	1311	1253	1180	1091	988	874
	-80	1398	1420	1421	1410	1378	1327	1256	1166	1058	936
	-70	1398	1441	1460	1460	1439	1393	1322	1230	1117	988
	-60	1398	1460	1496	1507	1492	1450	1380	1285	1167	1030
	-50	1398	1476	1527	1548	1540	1499	1429	1330	1206	1061
	-40	1398	1491	1553	1583	1579	1540	1468	1366	1235	1081
	-30	1398	1503	1574	1610	1609	1572	1499	1392	1254	1094
	-20	1398	1511	1589	1630	1631	1594	1519	1408	1266	1097
	-10	1398	1516	1598	1641	1644	1607	1530	1416	1270	1096
	0	1398	1518	1601	1645	1648	1610	1533	1419	1271	1094
	10	1398	1516	1598	1641	1644	1607	1530	1416	1270	1096
	20	1398	1511	1589	1630	1631	1594	1519	1408	1266	1097
	30	1398	1503	1574	1610	1609	1572	1499	1392	1254	1094
	40	1398	1491	1553	1583	1579	1540	1468	1366	1235	1081
	50	1398	1476	1527	1548	1540	1499	1429	1330	1206	1061
	60	1398	1460	1496	1507	1492	1450	1380	1285	1167	1030
70	1398	1441	1460	1460	1439	1393	1322	1230	1117	988	
80	1398	1420	1421	1410	1378	1327	1256	1166	1058	936	
90	1398	1399	1382	1354	1311	1253	1180	1091	988	874	

Tabla 1.2: F.U. de 1 kW localizado en Madrid, variando la inclinación y el azimut.

Se puede ver como la producción máxima es de 1.648 kWh, donde los paneles están situados con una inclinación de 40° y orientados al sur, azimut 0°. Las producciones disminuyen al desviarse de este óptimo punto de funcionamiento, siendo las disminuciones de la producción mayores cuando el ángulo de inclinación se incrementa y se acerca a 90°, estos paneles estarían en una “pared”.

Las combinaciones de inclinación y azimut posibles, que peores producciones producen son aquellas en las que el panel está situado con una inclinación de 90° y orientado al este o al oeste, reduciéndose la producción a 874 kWh.

Se observa que para cualquier combinación cuya inclinación se encuentre entre los 0° y los 60° y un azimut entre -60° y 60°, las horas equivalentes están entre las 1.400h y las 1648h, siendo valores razonables de producción. La orientación óptima siempre es que los paneles estén orientados al sur. Se estima que la pérdida de energía anual que supone alejarse de la orientación Sur supone un 0.08% por cada grado de desviación.

1) Influencia de la localización

A modo de ejemplo se estudian las producciones anuales de 1 Kw, (inclinado óptimamente según la localización), situado en distintas ciudades de Europa. Los resultados obtenidos son:

	Barcelona	Mallorca	Sevilla	Valencia	Santander	Roma	París	Moscú	Estocolmo	Zúrich	Hamburgo	Múnich	Londres
Ene.	105	103	119	105	70	94	35	35	22	47	30	53	35
Feb.	119	108	116	123	75	101	50	59	47	65	48	71	55
Mar.	148	146	159	150	115	138	81	103	94	94	79	103	78
Abr.	155	152	146	155	114	145	99	109	122	112	107	118	114
May.	157	161	167	152	134	157	117	142	154	127	133	135	125
Jun.	151	160	166	152	131	156	119	142	152	125	127	132	118
Jul.	168	167	184	161	136	170	127	138	148	137	123	139	131
Ago.	161	165	175	155	131	168	127	127	132	130	120	133	121
Sep.	142	143	163	138	124	150	103	84	96	112	97	116	95
Oct.	123	129	143	139	101	129	74	57	59	75	65	91	70
Nov.	99	100	102	107	76	98	50	25	22	47	31	54	43
Dic.	91	93	101	100	64	83	30	20	16	37	23	45	30
Anual	1620	1626	1740	1637	1271	1589	1012	1041	1065	1109	983	1189	1014

Tabla 1.3: Factores de utilización de distintas ciudades europeas

Las diferencias entre las producciones de unas ciudades a otras pueden llegar a ser importantes, determinando la viabilidad del proyecto.

1) Criterio general de diseño

A lo hora de dimensionar instalaciones y de elegir el tipo de tecnología de instalación, existen 2 criterios posibles, en función si las limitaciones de diseño vienen impuestas por la potencia máxima a instalar o por la superficie máxima disponible. Puede que las limitaciones de diseño impongan la tecnología. A continuación se compararan ambos criterios.

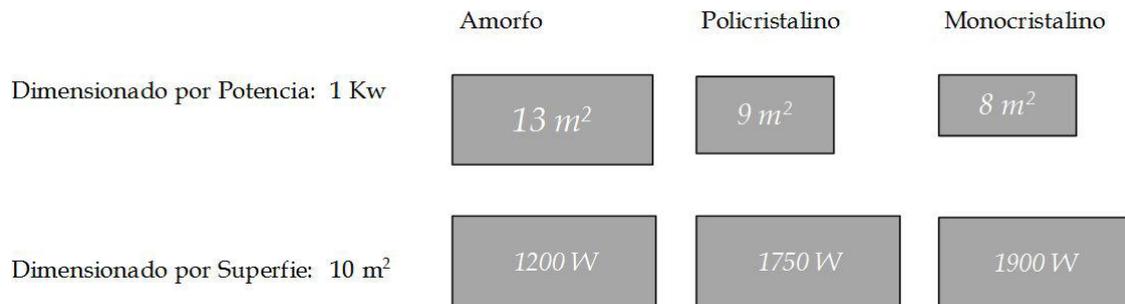


Figura 1.7: Ejemplo criterios de dimensionado

1.3.2. La Batería, elemento acumulador.

En muchas ocasiones, debido a la variabilidad cíclica de la radiación solar (variabilidad diaria y estacional), la energía instantánea generada en el generador fotovoltaico es distinta de la requerida por el sistema. Se necesita algún dispositivo que acumule energía cuando la generada es mayor que la consumida, y que devuelva esa energía cuando la demanda supere a la producción. El elemento que se encarga de esto es el acumulador. En los sistemas fotovoltaicos se utilizan acumuladores electroquímicos recargables².

Además, las baterías han de permitir suministrar un valor de potencia superior al que se podría obtener únicamente con los paneles. Este suministro elevado de potencia puede ser necesario durante cortos periodos de tiempo en función del tipo de cargas de la instalación. Por ejemplo, en el arranque de un motor la potencia requerida es mayor que la precisa durante su funcionamiento normal. Por otro lado, la utilización de baterías permite obtener un nivel de tensión estable, la cual podría variar en función de la irradiación solar que incide sobre los paneles.

De los distintos tipos de baterías que existen en el mercado, en los sistemas fotovoltaicos se usan las baterías de plomo-ácido (más del 90% del mercado) y las de níquel-cadmio. En la actualidad son de aplicación generalizada las de plomo-ácido, debido al precio, varias veces menor. Por otra parte, las de níquel-cadmio son más fiables y resistentes, además no precisan de regulador (elemento que se describirá más adelante), siendo posible que permanezcan durante largos periodos en un bajo estado de carga, suministrando un valor de tensión bastante estable, y necesitando menos mantenimiento que las de plomo-ácido.

1.3.3. El Regulador eléctrico.

En el proceso de carga de la batería, como la tensión que puede proporcionar el panel es mayor que la tensión que presenta la batería a plena carga, si no se controla el proceso de carga, continuaría produciéndose éste y puede dar lugar a una sobrecarga de la batería. Para evitar dicha sobrecarga, se utiliza el regulador. Este dispositivo controla el valor de la corriente inyectada en la batería. Si no se evita la sobrecarga de las baterías, se produce gasificación y calentamiento, dando lugar a una disminución de la vida útil.

Los métodos usados para controlar la tensión en la batería son el regulador serie (cortando el suministro mediante circuito abierto) y el regulador paralelo (disipando la corriente generada por el generador mediante un dispositivo electrónico). Generalmente se usan los reguladores serie por sus ventajas frente a los paralelo, que solo se usan para sistemas de muy baja potencia. También se encarga de evitar las sobredescargas, perjudiciales también para la vida útil.

1.3.4. El Convertidor DC/DC

En ocasiones (poco frecuentes) no se puede hacer coincidir la tensión de la batería con la requerida por algunos elementos DC del sistema (por ejemplo si tenemos cargas DC con dos niveles de tensión nominales). Esto se resuelve conectando un convertidor DC / DC a la salida de la batería. Por otro lado, estos convertidores dan una salida de tensión muy estable, lo cual es beneficioso para las cargas.

Otra aplicación muy importante de los convertidores DC / DC está en el seguimiento de potencia máxima del generador, forzándolo a trabajar en el punto de potencia máxima y de esta forma aumentando la eficiencia energética del sistema. Son los seguidores del punto de máxima

² Salvo en sistemas fotovoltaicos de bombeo, donde la forma de acumular la energía es bombeando agua.

potencia (suelen estar incorporados al regulador en el caso de sistemas autónomos y al inversor en el caso de sistemas conectados en red).

1) Métodos de Seguimiento Solar

Los métodos que se utilizan pueden clasificarse en directos e indirectos. Los métodos directos miden la corriente y la tensión de salida del generador y variando el punto de trabajo del generador (aumentando o disminuyendo la tensión de la carga) determinan el valor del punto de máxima potencia. Los métodos indirectos miden una o varias señales externas y con ellas estiman el punto de potencia máxima. Estas señales suelen ser la irradiancia, la temperatura del módulo, o el voltaje en circuito abierto de una célula de referencia. Un método aproximado es fijar la tensión de trabajo del generador al 80% de la tensión de circuito abierto. De esta forma no se consigue exactamente el punto de máxima potencia, pero da buenos resultados y es sencillo de implementar.

1.3.5. El Inversor (Convertidor DC/AC)

La tensión producida por el generador fotovoltaico es de corriente continua. En el caso de pequeñas cargas, lo ideal sería que todas funcionasen en DC. Sin embargo, en algunas aplicaciones las cargas son necesariamente AC, como por ejemplo el accionamiento de motores de cierta potencia (los motores AC tienen menor mantenimiento, son más baratos...), en sistemas fotovoltaicos conectados en red (donde la energía que se produce se vende a la red), o en viviendas rurales (algunos electrodomésticos son exclusivamente AC). Para cargas de elevada potencia, el dimensionado de los cables en DC (12, 24 o 48 V normalmente) puede resultar de secciones demasiado grandes, lo cual se solventa utilizando AC (220 V normalmente). En estos casos el convertidor DC / AC (inversor) es imprescindible.

Existen en el mercado inversores monofásicos y trifásicos. La frecuencia de la tensión de salida es de 50 Hz (en Europa). En sistemas autónomos lo normal es que estén conectados a la batería (a través del regulador), aunque los hay que pueden conectarse directamente al generador fotovoltaico (por ejemplo en sistemas de bombeo).

1) Existen tres tipos de control fundamentales:

1. Control de Onda Cuadrada.

Los inversores de onda cuadrada son los más económicos. Sin embargo, la distorsión armónica total es muy elevada (en torno al 40 %), y su rendimiento es bajo (del orden del 60 %). Tampoco aguantan bien sobrecargas. Se suelen utilizar con pequeñas cargas, aunque para algunas cargas no operan satisfactoriamente.

2. Control de FASE (cancelación de tensión).

Se puede variar la magnitud y frecuencia del voltaje de salida, sin tener en cuenta que el voltaje de entrada sea constante y que los interruptores no sean controlados en PWM (modulación de ancho de pulso)

3. Control PWM SENOIDAL (bipolar y unipolar):

Los inversores de onda senoidal (onda de salida muy parecida a la senoidal, baja distorsión armónica) suelen utilizarse para el control de motores grandes y para conexión a la red, no siendo válidos para estas aplicaciones los de onda cuadrada. Su rendimiento es del orden del 90 %.

Los inversores utilizados para aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red, donde la energía que se produce se vende a la red, se suelen dividir en dos grandes grupos.

1. Inversores autoconmutados:

La conmutación de los interruptores no está guiada por la red. Los interruptores son transistores (BJT, MOSFET, IGBT,...), que pueden operar a elevadas frecuencias de conmutación y dar una onda de salida prácticamente senoidal (control PWM senoidal). Deben llevar un sistema que sincronice la tensión de salida con la de la red. Suelen utilizarse para potencias pequeñas (caso de viviendas con tejados solares). Es posible el funcionamiento en isla.

2. Inversores conmutados por la red:

La conmutación de los interruptores del puente está forzada por la red. Debido a que la frecuencia de conmutación es la de la red, y que suelen utilizarse para elevadas potencias, los interruptores del puente suelen ser tiristores. Son muy sencillos de implementar y tienen bajo coste, pero la onda de salida tiene elevados armónicos (onda cuadrada), por lo que hay que filtrarla, aumentando el coste. Para ello, es esencial que la onda de salida sea prácticamente senoidal, y además que esté en fase con la de la red. Suelen utilizarse para elevadas potencias (>200KVA). No son aconsejables en redes de baja calidad.

Los inversores para conexión a red suelen llevar incorporado un sistema de seguimiento de máxima potencia (MPPT) para aumentar la producción energética.

Los inversores de conexión a red se pueden diseñar para generar tensiones senoidales o para generar intensidades senoidales, es decir, generadores de tensión o generadores de intensidad. Los dos sistemas se utilizan indistintamente, aunque su trabajo en conexión a red es diferente.

1. Generadores de tensión:

Superponen una forma de tensión senoidal de baja distorsión sobre la forma de tensión de la red. Con este sistema, cuando la forma de la onda de la red tiene un defecto, el inversor reacciona de forma inversa, generando una intensidad que tiende a reparar la red en ese punto. Si el defecto consiste en una falta de tensión, el inversor genera una sobrecarga; en el caso de que se detecte una sobretensión, el inversor reduce su intensidad en ese punto.

2. Generadores de intensidad:

Generan una tensión que depende de la intensidad que se inyecta, es decir, generan la tensión necesaria para que la forma de intensidad inyectada esté controlada. En este caso, cuando aparece un defecto en la tensión de la red, el inversor copia dicha deformación, e inyecta en la red potencia con el mismo defecto que el detectado, aunque la forma de onda siga siendo senoidal. El sistema más adecuado depende de la calidad de red disponible en el punto de conexión: Si se dispone de una buena calidad de red, cualquiera de los dos sistemas es posible. Si se dispone de una calidad media, el funcionamiento del generador de tensión será más adecuado, ya que la inyección de potencia mejora la calidad de la red. Si se dispone de una muy baja calidad de red, el funcionamiento de un generador de intensidad será más estable, aunque no se mejora la calidad de red existente.

La calidad de la red en España permite la utilización de los generadores de tensión en cualquier punto. No obstante, existe algún caso en el que las líneas de distribución, o están muy sobrecargadas o mal dimensionadas, lo que genera niveles de distorsión muy elevados que dificultan el trabajo en modo generador de tensión. Protecciones de los inversores conectados a

red El inversor debe incorporar protecciones, que deben garantizar el correcto funcionamiento y seguridad del sistema así como la calidad de la corriente inyectada. Una protección imprescindible es aquella que ante la ausencia de red desconecte la marcha del inversor, ya que en caso de no hacerlo, podría causar accidentes graves, por ejemplo, en el personal de reparación de las líneas.

Otras protecciones que suelen encontrarse en este tipo de inversores son:

- 1) Protección por tensión y/o frecuencia fuera de rango.
- 1) Magnetotérmico e interruptor diferencial de salida.
- 1) Descargador de sobretensiones de salida.

2.- Visiones del Sector Sobre la Energía Fotovoltaica

2.1.- Conceptos Utilizados.

Cuando se habla de la generación distribuida se suelen usar los siguientes conceptos:

- 1) “Prosumidor”: Existe la posibilidad de que los consumidores es de energía, debido a posibles reducciones en los costes de generación eléctrica, consideren rentable auto generarse parte de sus necesidades de consumo eléctrico a un precio competitivo. En esta situación El consumidor sería consumidor y generador al mismo tiempo. En algunos sectores se conoce a esta figura con el nombre de “Prosumidor”. Dentro del concepto de prosumidor podría definirse 2 tipos, aquel consumidor que genera parte de su consumo sin hacer cesiones de energía a la red, Generador con autoconsumo. Y aquel que genera parte de su consumo decidiendo parte de su producción a la red, Generador con Balance Neto.
- 1) LCOE: El Levelized Cost of Energy (LCOE), es entendido como el coste teórico de generación de electricidad para la tecnología estudiada. Se calcula como la relación entre coste total de la tecnología, considerando la inversión y incluyendo el valor presente de los costes de operación y mantenimiento y la producción eléctrica de la instalación durante la vida útil de esta.

$$LCOE = \frac{I + \sum_1^n \frac{OM_n}{(1+d)^n}}{\sum_1^n \frac{Prod_n}{(1+d)^n}} \equiv \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) \quad \text{Ecuación 1.1}$$

- 1) Paridad de red: entendida como el momento en el que el valor presente de la energía eléctrica producida por una instalación fotovoltaica (Ahorros y ventas de energía), es igual al coste de la electricidad obtenida desde la red, durante el mismo periodo de tiempo. En estos costes están incluidos los costes de la red de transporte y distribución. También pueden estar incluidos otros tipos de conceptos.

- 1) Paridad con el mercado eléctrico: es aquel momento en el que la tecnología fotovoltaica puede entrar a competir con las tecnologías tradicionales en los mercados eléctricos sin necesidad de ayuda.

2.2.- Visión de la IEA

La agencia internacional de la energía (www.iea.org) ha realizado estudios de perspectivas sobre la evolución que puede seguir la tecnología fotovoltaica en el futuro. Según estos estudios la energía solar fotovoltaica, para el año 2050, aportará el 11% del consumo de energía eléctrica del mundo. La IEA estima que para 2050, habrán 3.000 GW instalados, lo cuales permitirán una producción de 4.500 TWh. Para el año 2020 hay una proyección de 200 GW³ de fotovoltaica instalada. A partir del este año 2020, con la paridad de red alcanzada en la mayoría de países se producirá un desarrollo rápido de las instalaciones, pasando así de los 200 a los 3000 GW.

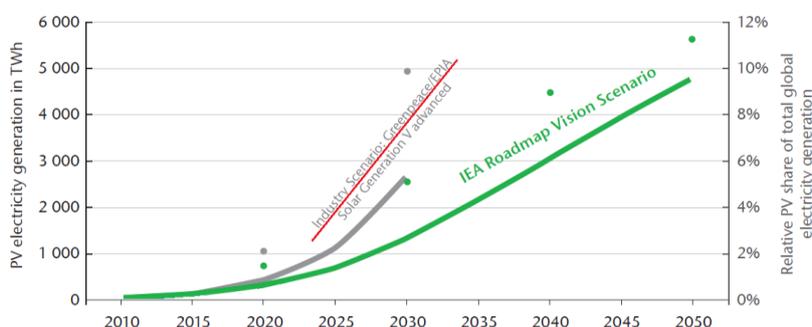


Figura 1.8: Estimación de crecimiento de PV en el mundo. (2010-2050) Source: IEA

Este crecimiento empezaría por las economías desarrolladas y Asia, continuando posteriormente con Latino América y África tomando peso en el medio-largo plazo. Brasil es un país con mucho potencial. Un papel muy importante jugaran las economías emergentes como china o India, aunque hoy en día ya son mercados importantes.

La IEA, clasifica los consumos en 4 sectores y las previsiones de crecimiento que establece son las siguientes:

Producción Anual (TWh)	2010	2020	2030	2040	2050
Residencial	23	153	581	1.244	1.794
Comercial	4	32	144	353	585
Utilities	8	81	368	910	1.498
Conexión Aislada	3	32	154	401	695
TOTAL	38	298	1.247	2.908	4.572

Tabla 1.4: Previsión de crecimiento PV por sectores. IEA

Estos resultados han sido obtenidos haciendo unas suposiciones iniciales de evolución decreciente en el precio de las instalaciones. El precio de la instalación, que está determinado principalmente por el precio del panel se verá reducido en los próximos años. La IEA considera que las diferencias de precios actuales entre tecnologías irán convergiendo en el futuro, no

³ En 2013, La potencia acumulada en el mundo es de 102 GW, España 4'9 GW

habiendo diferencias significativas entre el precio del panel monocristalino, policristalino o amorfo en el futuro.

Para el sector domestico la IEA hace la siguiente suposición de evolución del precio de la instalación. En el año 2008 estimaba un coste por Wp de 4,3€. Esto supone que para una instalación de un consumidor residencial que funcionara 2.000 horas fuese rentable, este consumidor debería estar pagando un precio superior a los 260€/MWh. Esta situación no sucedía en casi ningún país, por lo tanto no se realizaban este tipo de instalaciones a menos que fuesen subvencionadas. Lógicamente, si el factor de utilización es menor, el precio necesario crece.

Si el precio de la instalación se reduce, puede llegar un punto en el que para el consumidor sea más rentable obtener la electricidad mediante la instalación de un sistema fotovoltaico. En la siguiente tabla se recoge la evolución supuesta por la IEA del precio de la instalación, y los precios estimados necesarios para rentabilizar las instalaciones. El precio del panel se ha reducido en torno al 15% - 22% en los años anteriores al 2008, cada vez que la potencia instalada se veía doblada. En las proyecciones de la IEA se ha supuesto una reducción en coste por curva de aprendizaje del 18 %.

<i>Residencial</i>	2008	2020	2030	2050
Coste Inversión €/kw	4'3	1'9	1'3	0'9
factor de utilización de 2.000 h	260	110	70	50
factor de utilización de 1.500 h	340	150	100	60
factor de utilización de 1.000 h	510	230	150	100

Tabla 1.5: Factores de utilización para el sector residencial. IEA

El factor clave a la hora de rentabilizar una instalación será el factor de utilización que se haga de la instalación. Determinando este el momento en el que se alcanza la paridad de red. Para el caso de instalaciones fotovoltaicas para el sector comercial, los costes son más reducidos y por tanto la paridad de red se alcanza antes:

<i>Comercial</i>	2008	2020	2030	2050
Coste Inversión €/kw	3'6	1'6	1'1	0'7
factor de utilización de 2.000 h	210	90	60	40
factor de utilización de 1.500 h	290	130	80	50
factor de utilización de 1.000 h	430	190	120	80

Tabla 1.6: Factores de utilización para el sector comercio. IEA

En el caso de producción de electricidad a gran escala mediante huertos solares, las evoluciones de precio son:

<i>Comercial</i>	2008	2020	2030	2050
Coste Inversión €/kw	3'6	1'6	1'1	0'7
factor de utilización de 2.000 h	210	90	60	40
factor de utilización de 1.500 h	290	130	80	50
factor de utilización de 1.000 h	430	190	120	80

Tabla 1.7: Factores de utilización para el sector utilities. IEA

Con estas suposiciones la IEA establece la siguiente hoja de ruta.

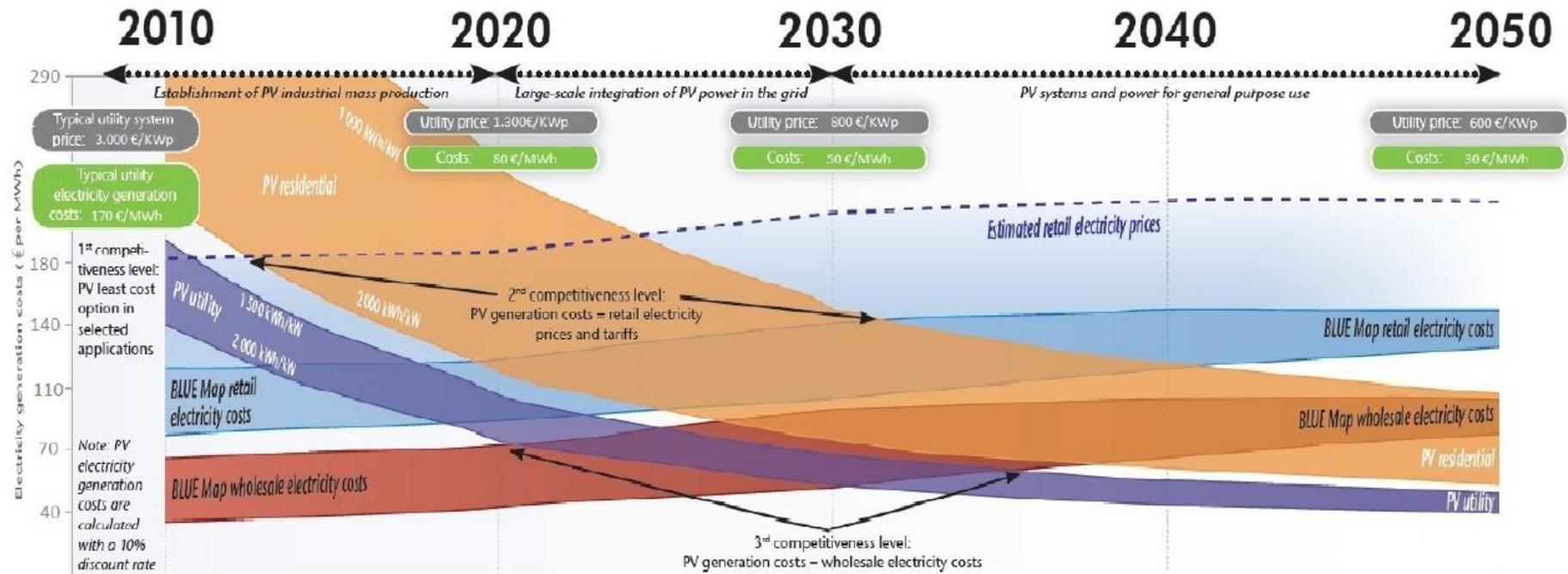


Figura 1.9: IEA roadmap.

Según las estimaciones de la Agencia internacional de la energía, los hitos serán:

1. Entorno al año 2015, en aquellos países con altos niveles de irradiación, se alcanzará la paridad de red.
2. En el año 2020, las grandes instalaciones fotovoltaicas de generación eléctrica, empezarán a ser competitivas en los mercados eléctricos, en aquellos países con alta irradiación.
3. Para el año 2030, se habrá alcanzado la paridad de red en prácticamente la totalidad de los países del mundo.
4. Poco antes del año 2040, se habrá alcanzado la paridad de mercado total.

Durante la primera década, del 2010 al 2020, se estima la instalación de 28 nuevos GW de tecnología fotovoltaica. Esto conllevará una reducción en costes de producción del orden del 50 %, lo cual permitirá alcanzar en el sector doméstico y comercial la paridad de red con los precios de la electricidad (incluyendo los costes de red), en aquellos países con altos niveles de radiación solar y altos precios de la electricidad. Esto puede ocurrir excepcionalmente en algunos países antes del 2015.

Para el año 2020, los costes de generación de la tecnología fotovoltaica, se estima que estarán entre 10 y 22 c€/kWh, dependiendo del factor de utilización de la instalación, y estos precios serán inferiores a los precios de la electricidad en muchos países. En el caso de las utilities, el coste de generar electricidad mediante huertos solares, el precio se estima en 10 c€/kWh, lo cual implicará que esta tecnología estará las puertas de competir con los precios de mercado en muchos países. Para alcanzar estos objetivos, se necesitará de una regulación específica y de incentivos en muchos países durante este periodo.

Del año 2020 al 2030, se estima que se desarrollaran proyectos fotovoltaicos a gran escala y por tanto la tecnología fotovoltaica empezara a ser competitiva en una forma más amplia. Hacia finales de esta década, los precios de generación en grandes centrales fotovoltaicas, se estiman en torno a los 5-10 c€/kWh, por lo que esta tecnología ya será competitiva en algunos mercados eléctricos del mundo.

En este periodo los costes de generación en el sector doméstico y comercial ya serán competitivos en prácticamente todos los países con un nivel de radiación aceptable. Con estas perspectivas se prevé que habrán instalados para el año 2030 unos 900 GW en el mundo. Durante este periodo, las ayudas a esta tecnología deberán ir desapareciendo pero se deberá mantener ciertas garantías como el acceso a la red y desarrollos de I+D.

El periodo comprendido entre el 2030 y el 2050, el precio de la instalación habrá caído a los 800-600 €/kWp, dependiendo del sector. Esto llevara a unos costes de generación de 4-8c€/kWh a nivel de generación y a 6-11 c€/kWh a nivel doméstico. El parque de generación fotovoltaica seguirá creciendo, aunque a un ritmo inferior que en las dos décadas anteriores, habiendo llegado a finales del 2050 a una capacidad de 3.000 GWp. Esto significara una producción de 4.500 TWh al año, el 11% del consumo mundial de electricidad estimado para este año.

1) Inversiones necesarias.

Los objetivos establecidos en esta hoja de ruta, considerando no solo la nueva instalación sino también la sustitución de las primeras instalaciones, conllevaran una inversión necesaria del orden de 4 billones de €.

2.3.- La visión de EPIA

La EPIA, European Photovoltaic Industry Association, publico en Septiembre del 2011, un estudio sobre la posible evolución del precio de las instalaciones fotovoltaicas y como en función de este precio podría llegar la paridad de red en 5 países de Europa. Francia, Reino Unido, Italia, Alemania y España. Estos países representan el 82% del mercado fotovoltaico de Europa. A continuación se resumen las ideas principales de este documento.

La EPIA, ha realizado el estudio para 4 tipos de sectores, estudiados han sido:

- Residencial, instalaciones de 3 kW.
 - Edificios comerciales, instalaciones de 100 kW.
 - Sector Industrial, instalaciones de 500 kW.
 - Huertos solares, del orden de 2'5 MW.
- Evolución del precio del panel fotovoltaico

Durante los 20 años anteriores a 2011, el precio del panel fotovoltaico se reducía en un 20% cada vez que la potencia instalada se doblaba. En Europa, durante los últimos 5 años el precio de las instalaciones se ha reducido en un 50% y se estima que el precio de estas se verá reducido en los próximos 10 años entre un 36 - 51% dependiendo del sector, pasando así la electricidad de tener un coste de producción en el 2010 de 16-35 c€/kWh a 8-18 c€/kWh en el 2020, dependiendo del sector y nivel de radiación solar.

En los últimos 10 años el precio del panel fotovoltaico, ha sido:

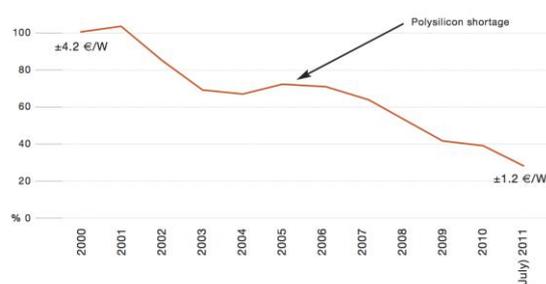


Figura 1.10: Evolución del precio de la instalación, periodo 2000 - 2010

En este informe, se recoge la comparativa entre las previsiones de precio que se hicieron en los años 2010 y 2011 y cuales fue realmente el rango de precios que se produjo. A continuación se recoge también el rango de precios objetivo que se espera para el año 2020.

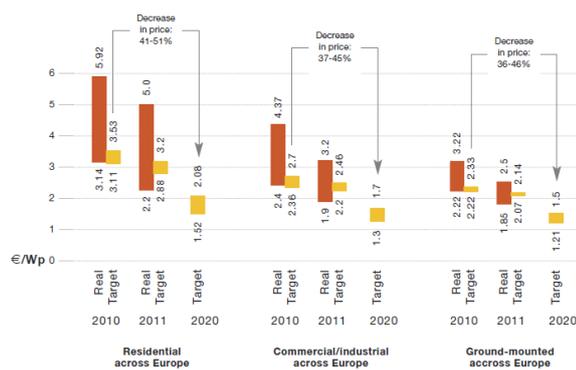


Figura 1.11: Previsiones de evolución de precios. Años 2010, 2011 y 2020

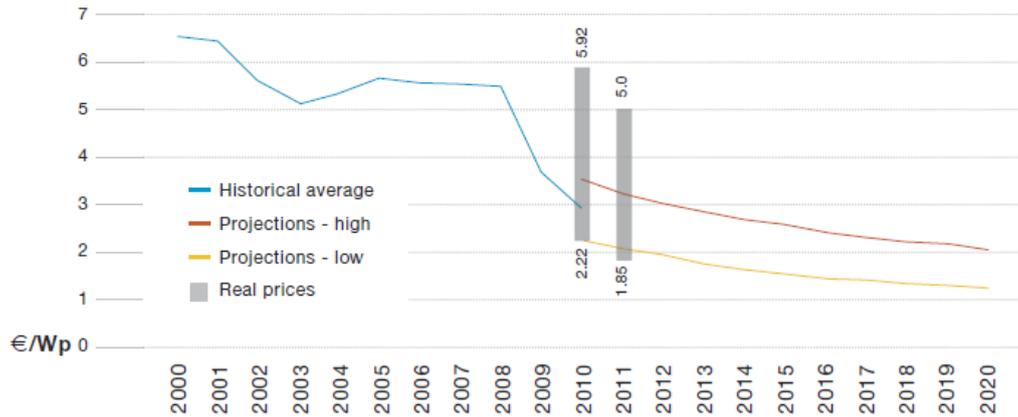


Figura 1.12 Previsión de precios de instalación fotovoltaica.

Para el sector domestico se tenían una previsiones del coste para el año 2010 comprendidas entre, 3'11 y 3'53 €/Wp. Finalmente se obtuvo un rango de precios entre 3'14 y 5,92 €/Wp. Las previsiones de coste para el año 2020 están comprendidas entre 1'52 y 2'08 €/Wp. Para el sector utility, el coste estimado para el año 2010, era entorno a 2'22 - 2'33 €/Wp. y el coste final termino estando entre los 2'22 y 3'22 €/Wp. Las proyecciones para el año 2020 son que el precio de la instalación este comprendido entre los 1,21 y los 1,5 €/Wp.

1) LCOE por sectores

Con estos precios de instalación se obtiene unos precios de electricidad (LCOE).

En el año 2010 el coste de la electricidad para el sector domestico se estima que fue de 350- 190 €/MWh, y para el sector utility de 210 - 160 €/MWh. Para el año 2020 en el sector domestico se estiman unos precios de 170 - 90 e/MWh, y para el sector utility de 160 - 80 e/MWh.

Estas previsiones suponen reducciones de hasta el 50 %.



Figura 13 Previsión EPIA de LCOE por sectores

1) Paridad de red y de mercado de los distintos sectores

Con estas proyecciones de coste de la instalación y precios medios de la electricidad, se busca demostrar la paridad de red no se alcanzará en todos los países europeos al mismo tiempo, y por tanto, en función del nivel de radiación solar, la paridad de red llegará primero a los países europeos del sur y posteriormente a los países del norte. En 2013 debería llegar en Italia en el sector comercial, y posteriormente llegaría al resto de sectores. La paridad con el mercado eléctrico llegaría en 2014.

		Inglaterra	Francia	España	Italia	Alemania
Paridad de Red	Residencial	2019	2016	2017	2015	2017
Paridad de Red	Comercial	2017	2018	2014	2013	2017
Paridad de Red	Industrial	2019	2019	2017	2014	2019
Paridad de Mercado	Utilities	2019	2015	2015	2014	2017

Tabla 1.8: paridades por países.

2.4.- La visión de Eclareon

Eclareon⁴ es una consultora estratégica sobre aspectos relacionados con los mercados energéticos, energías renovables y asuntos regulatorios. Actualmente publica un informe semestral sobre el seguimiento de la paridad de red en distintas ciudades del mundo. A continuación se recogen algunos datos de dicho informe.

1) Paridad de red en distintas ciudades Europeas

Dentro del informe “PV GRID PARITY MONITOR Residential Sector” se hace el estudio de paridad de red de las siguientes ciudades de Europa.

1. Alemania

En la siguiente figura se observa como el LCOE está muy próximo a las tarifas en Alemania. En el caso de Berlín, es en estos momentos (Junio 2013), cuando se está alcanzando la paridad de red. Para la ciudad de Múnich la paridad de red se ha alcanzado para los 3 tipos de tarifa.

Un dato importante a tener en cuenta es que las tarifas de electricidad en Alemania son elevadas, y son bastantes uniformes no habiendo mucha diferencia entre la punta, el valle y el llano. Se observa también como las diferencias entre los LCOE de las posibles instalaciones son pequeñas, esto significa las ofertas de instalación en Alemania son muy parecidas entre instaladores, significando así que hay un buen nivel de competitividad.

Comparando el LCOE entre ambas ciudades se puede observar como la diferencia de irradiancia entre ambas ciudades se traduce en una diferencia de 4 c€/kWh a favor de las instalaciones de Múnich.

⁴ www.eclareon.es

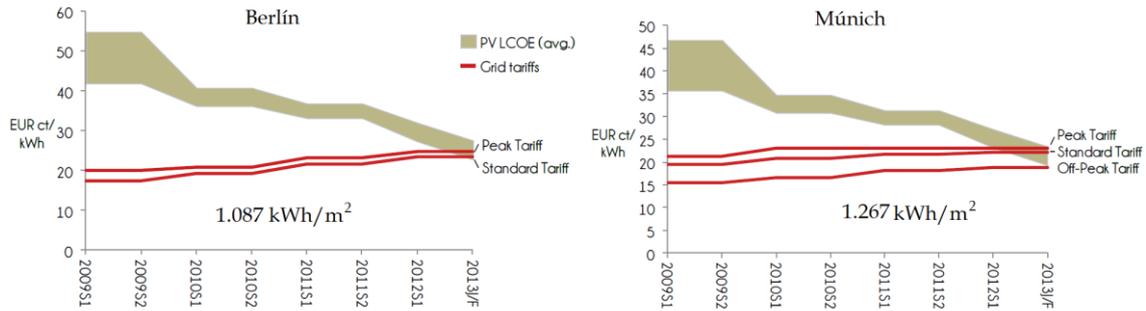


Figura 1.14: Estudio de la paridad de red en Berlín y Múnich

2. Francia

En la siguiente figura se observa como los LCOE están lejos de las tarifas en Francia. Las tarifas en Francia tienen un valor más bajo que en otros países, factor que hace que se esté lejos de llegar a la paridad de red. Los niveles de irradiancia, no son suficientes para igualar los LCOE a las tarifas, incluso en Marsella que cuentan con unos niveles de radiación interesantes.

Se observa también como las diferencias entre los LCOE de las posibles instalaciones son elevadas, esto significa las ofertas de instalación en Francia son dispares, revelando un mercado poco maduro y sin competitividad.

Comparando el LCOE entre ambas ciudades se puede observar como la diferencia de irradiancia entre ambas ciudades se traduce en una diferencia de 7 c€/kWh a favor de las instalaciones de Marsella.

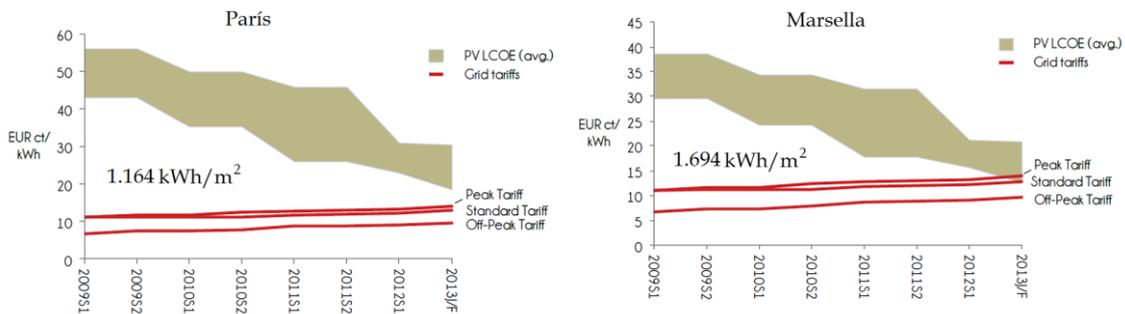


Figura 1.15: Estudio de la paridad de red en París y Marsella

3. España

En la siguiente figura se observa como los valores de LCOE están por debajo de los precios de tarifa TUR en España. Incluso para clientes a 3 periodos los valores de LCOE están por debajo de los valores de tarifa para la punta y el llano, pero no para el valle. Para consumidores domésticos parece que sería interesante la posibilidad de realizar este tipo de inversiones. Los niveles de irradiancia, son suficientes para igualar los LCOE a las tarifas, tanto en Madrid como en Las Palmas.

Comparando el LCOE entre ambas ciudades se puede observar como la diferencia de irradiancia entre ambas ciudades se traduce en una diferencia de 3 c€/kWh a favor de las instalaciones de las instalaciones localizadas en Las Palmas.

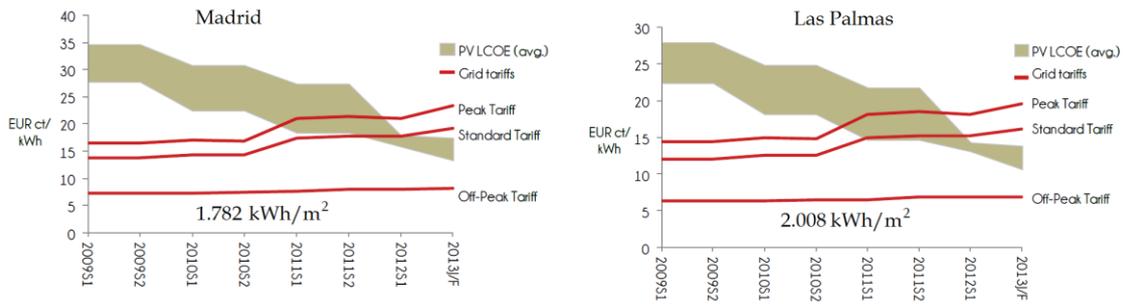


Figura 1.16: Estudio de la paridad de red en Madrid y Las Palmas

4. Italia

En la siguiente figura se observa como los valores de LCOE están por debajo de las tarifas en Italia. Las tarifas en Italia tienen un valor elevado, factor que facilita la llegada de la paridad de red. Los niveles de irradiancia, son suficientes para igualar los LCOE a las tarifas, con valores de irradiación elevados.

Se observa como en Italia, debido al incremento progresivo en las tarifas con el consumo, cuanto más energía se consume más interesante es la opción de la instalación de PV. Se observa también como las diferencias entre los LCOE de las posibles instalaciones son moderadas, significando que el mercado en Italia esta en camino hacia su madurez.

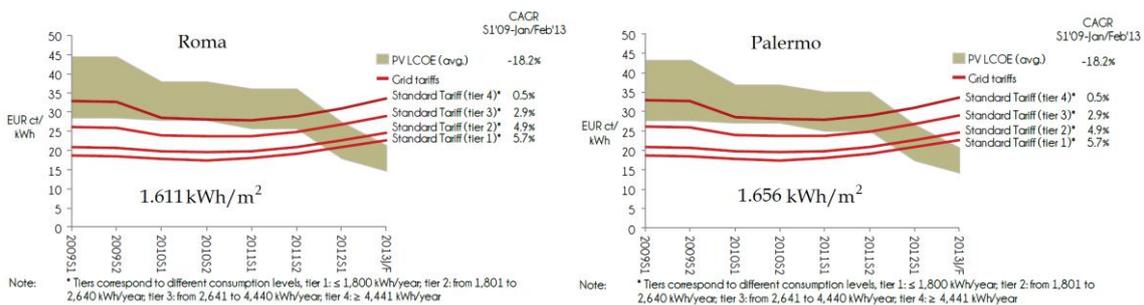


Figura 1.17: Estudio de la paridad de red en Roma y Palermo

5. Inglaterra

En Inglaterra la paridad de red está lejos de ocurrir, incluso con los descensos en los precios que se están observando. Por el momento no se realizaran proyectos de PV en Inglaterra a menos que se realice una regulación específica para ello.

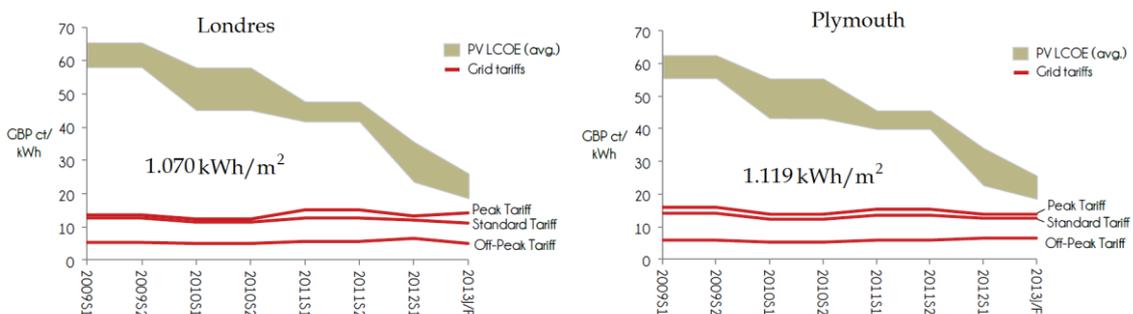


Figura 1.18: Estudio de la paridad de red en Londres y Plymouth

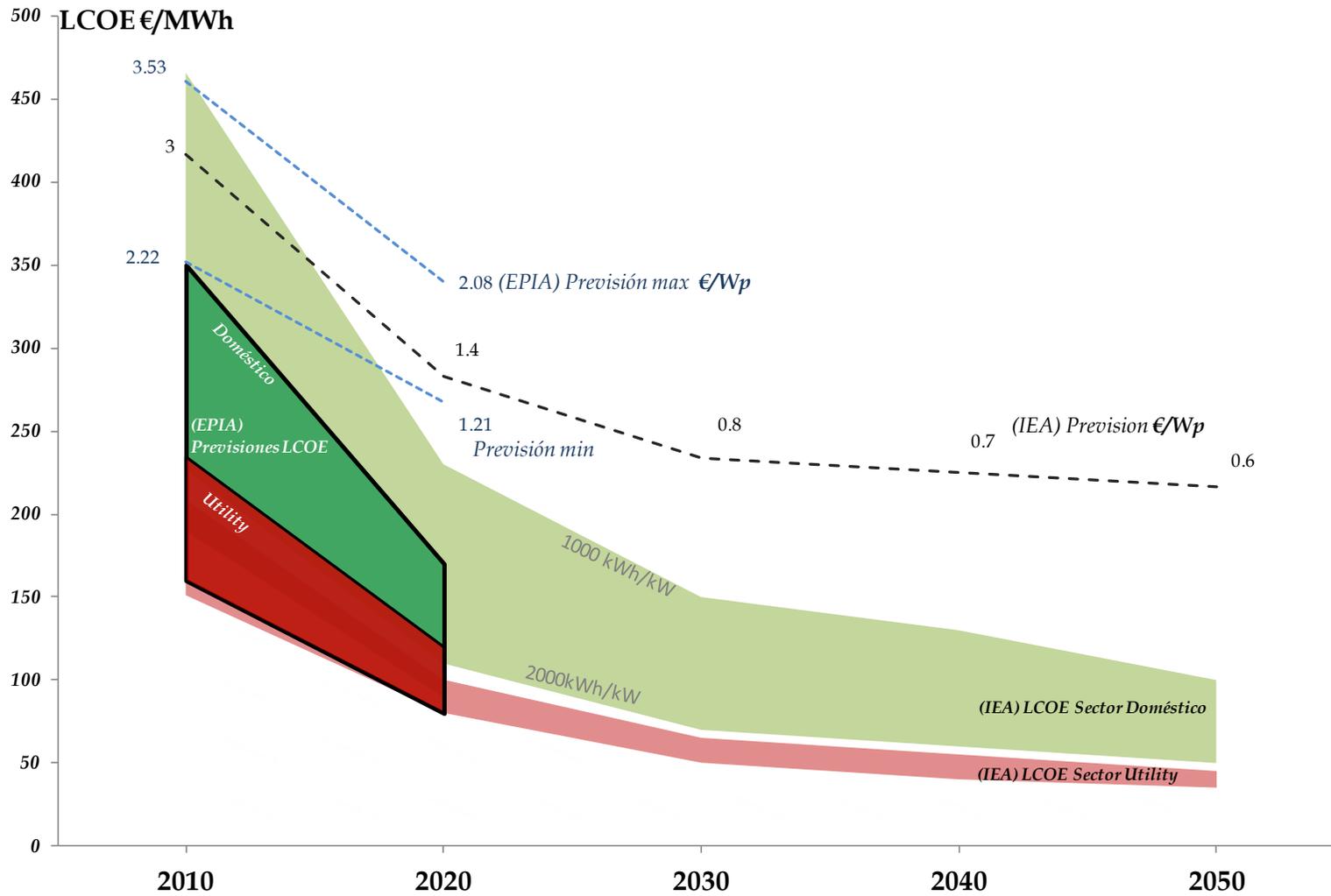


Figura 1 19: Resumen de la previsión de evolución de la Tecnología Fotovoltaica.

Capítulo 2

Estructura del consumo eléctrico en España.

1.- Introducción

En este tema se realiza el estudio del consumo eléctrico en España. Este estudio está basado en distintas publicaciones de la Comisión Nacional de la Energía. Para este capítulo se han utilizado las siguientes publicaciones de la CNE sobre el consumo de energía en España. Se estudia con profundidad el consumo del año 2011.

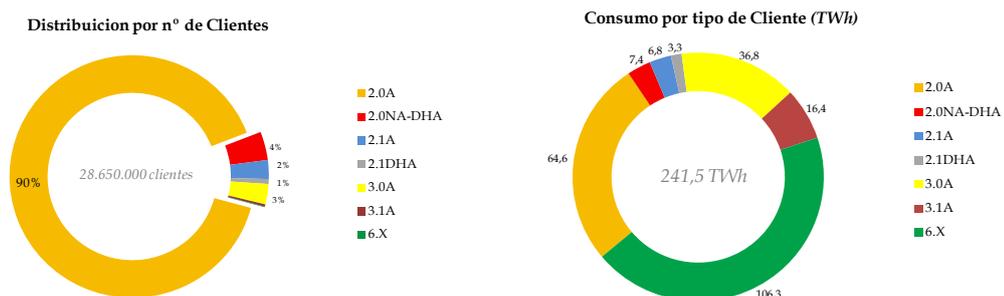
- Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad julio 2011 - junio 2012, fecha de publicación: 12 de abril 2013
- información sobre el número de consumidores con derecho a tur por tramos de potencia contratada, fecha de publicación: 18 de octubre 2012
- informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, fecha de publicación: 20 de diciembre 2012

2.- Clasificación del consumo

La estructura de consumo del consumo eléctrico en España en el año 2011 tuvo la siguiente estructura.

Tipo	Nº de Clientes	Consumo (TWh)
2.0A	25.768.701	64,6
2.0NA-DHA	1.085.812	7,4
2.0 DHS	40	0,0
2.1A	722.453	6,8
2.1DHA	187.493	3,3
2.1DHS	11	0,0
3.0A	776.092	36,8
3.1A	86.741	16,4
6.X	22.000	106,3
TOTAL	28.649.343	241,5

Figura 2.20: Consumo eléctrico en España. Año 2011.



De estos datos se observa que de los aproximadamente 29 millones de consumidores el 90% son consumidores domésticos. El consumo eléctrico de estos consumidores representa entorno 26%. Se observa también que hay 22.000 consumidores de alta tensión que consumen el 43%, siendo el grupo que más consume. A continuación se recoge el consumo por comunidades.

1) *Número de clientes y consumo por comunidades:*

	Andalucía	Aragón	Cantabria	Castilla león	Castilla la Mancha	Cataluña	Ceuta y Melilla	Madrid	Navarra
2.0 DHS	-	-	-	3	7	-	-	2	2
2.0A	4.500.982	793.120	390.207	1.820.981	1.239.814	3.886.966	55.647	2.848.239	337.165
2.0NA-DHA	166.189	35.987	14.802	89.445	69.792	126.295	27	163.499	10.234
2.1A	112.896	22.853	8.232	40.693	35.426	132.478	2.019	88.194	10.323
2.1DHA	21.552	4.633	1.600	16.058	36.303	29.927	17	21.417	2.568
2.1DHS	1	-	-	-	2	-	-	-	-
3.0A	100.630	35.694	13.651	46.699	30.967	157.681	2.706	107.953	14.577
3.1A	12.931	3.518	398	10.604	12.355	2.056	88	4.897	1.888
6.X	2.886	947	270	1.513	1.400	3.422	20	2.835	618
	4.918.067	896.752	429.160	2.025.996	1.426.066	4.338.825	60.524	3.237.036	377.375

	C Valenciana	Extremadura	Galicia	Islas Baleares	Islas Canarias	Pais Vasco	Asturias	Murcia	La Rioja
2.0 DHS	7	2	7	2	-	6	-	2	-
2.0A	3.206.827	680.245	1.513.198	621.376	1.092.676	1.140.320	634.581	786.062	220.295
2.0NA-DHA	55.291	26.605	201.640	5.475	4.838	46.178	46.025	17.942	5.548
2.1A	76.009	13.278	41.384	28.093	31.101	29.476	18.041	25.829	6.128
2.1DHA	10.963	4.961	16.097	2.009	2.137	7.261	4.110	4.509	1.371
2.1DHS	-	-	1	-	-	7	-	-	-
3.0A	68.251	17.609	33.447	31.842	23.232	46.378	20.536	16.358	7.881
3.1A	16.128	5.836	3.485	707	1.366	2.261	642	6.440	1.141
6.X	2.436	466	1.195	358	673	1.439	506	754	262
	3.435.912	749.002	1.810.454	689.862	1.156.023	1.273.326	724.441	857.896	242.626

	Andalucía	Aragón	Cantabria	Castilla león	Castilla la Mancha	Cataluña	Ceuta y Melilla	Madrid	Navarra
2.0 DHS	-	-	-	0,0	0,0	-	-	0,0	0,0
2.0A	12,7	1,7	0,8	3,2	2,8	10,5	0,1	7,6	0,8
2.0NA-DHA	1,3	0,2	0,1	0,6	0,5	0,8	0,0	1,0	0,1
2.1A	1,2	0,2	0,1	0,3	0,3	1,1	0,0	1,0	0,1
2.1DHA	0,5	0,1	0,0	0,3	0,5	0,5	0,0	0,4	0,0
2.1DHS	0,0	-	-	-	0,0	-	-	-	-
3.0A	4,9	1,3	0,5	1,8	1,2	8,7	0,1	5,5	0,6
3.1A	2,6	0,7	0,1	1,2	1,3	1,1	0,0	1,6	0,3
6.X	12,2	5,3	2,5	5,0	3,9	19,8	0,1	10,3	2,7
	35,5	9,5	4,1	12,4	10,4	42,7	0,4	27,4	4,5

	C Valenciana	Extremadura	Galicia	Islas Baleares	Islas Canarias	Pais Vasco	Asturias	Murcia	La Rioja
2.0 DHS	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	-
2.0A	8,2	1,5	3,2	2,1	2,9	2,6	1,4	2,2	0,4
2.0NA-DHA	0,4	0,2	1,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,1	0,0
2.1A	0,7	0,1	0,4	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,0
2.1DHA	0,2	0,1	0,3	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
2.1DHS	-	-	0,0	-	-	0,0	-	-	-
3.0A	3,0	0,6	1,5	1,5	1,7	2,0	0,8	0,7	0,3
3.1A	2,8	0,5	0,8	0,4	0,8	0,7	0,2	1,0	0,2
6.X	8,5	1,4	10,8	0,9	2,4	9,7	7,2	3,0	0,6
	23,8	4,4	18,1	5,3	8,2	15,8	10,1	7,4	1,6

Figura 2.21: Número de clientes y consumo por grupos de tarifa y clientes.

En el resto del capítulo se estudia en mayor detalle el consumo de los clientes de baja tensión, en especial aquellos clientes de baja tensión cuya potencia contratada es menor de 10 kW y por tanto tienen derecho a la tarifa regulada, conocida como la tarifa de último recurso. Conocidos también como clientes de último recurso. Clientes TUR.

3.- Desglose del consumo de los clientes TUR

El número de clientes de este grupo tarifario esta entorno a los 27 millones de clientes. Todos estos clientes tienen una potencia contratada menor de 10 kW. Dentro de los consumidores con derecho a TUR, hay algo más de un millón de consumidores acogidos a la tarifa con discriminación horaria de 2 periodos.

A continuación se recoge el desglose de los consumidores TUR clasificados por comunidades, tramos de potencia y niveles de consumo.

Grupo 2.0A

Los clientes TUR sin discriminación horaria son en torno a 25.700.000 clientes y tienen un consumo de unos 66 TWh. El desglose de consumidores por comunidades es el siguiente.

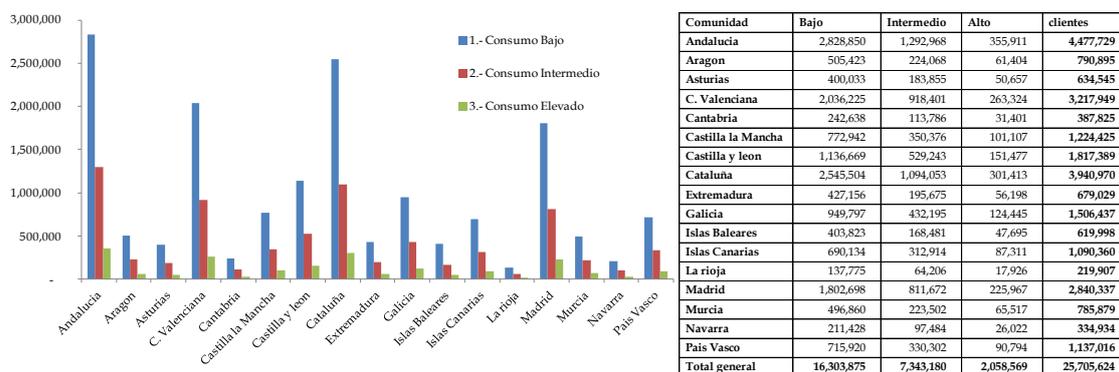


Figura 2.22: Distribución de clientes 2.0A por comunidades y por niveles de consumo.

Como se observa en el gráfico la mayoría de los consumidores TUR, tienen un consumo bajo. Estos 16.300.000 millones consumen cerca de 24 TWh, lo que supone un consumo medio de 1.430 kWh/año⁵. A continuación se recoge el consumo eléctrico de este grupo.

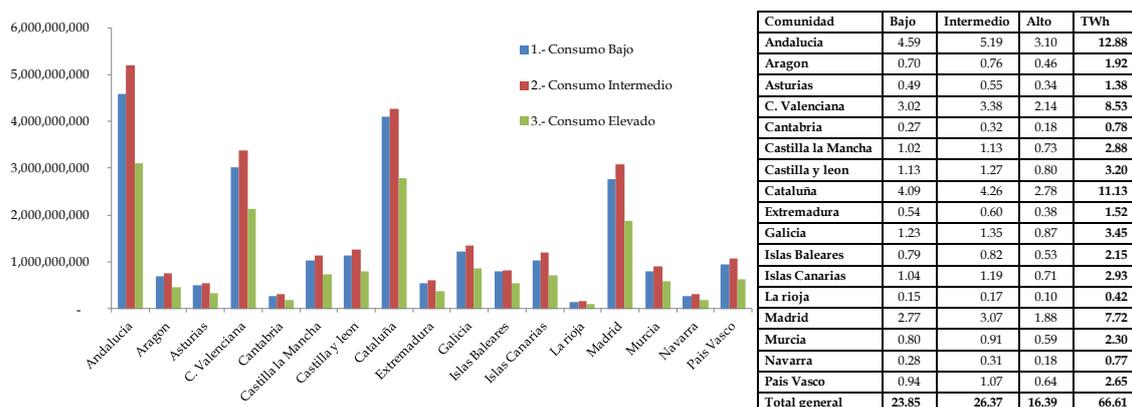


Figura 2.23: Distribución del consumo de los clientes 2.0A por comunidades y por niveles de consumo.

Se observa cómo hay 2 millones que tienen un elevado consumo comparado con los clientes que consumen más de 16 TWh, consumo medio superior a 7.960 kWh. La comunidad que mayor consumo tiene es Andalucía, provincia con un alto nivel de radiación solar.

⁵ El consumo per cápita español en 2010 fue de 6.154 kWh.

Cuando se realiza el mismo estudio por tramos de potencia este consumo medio se eleva considerablemente. A continuación se recoge los datos para los consumidores con una potencia contratada entre 9 y 10 kW.

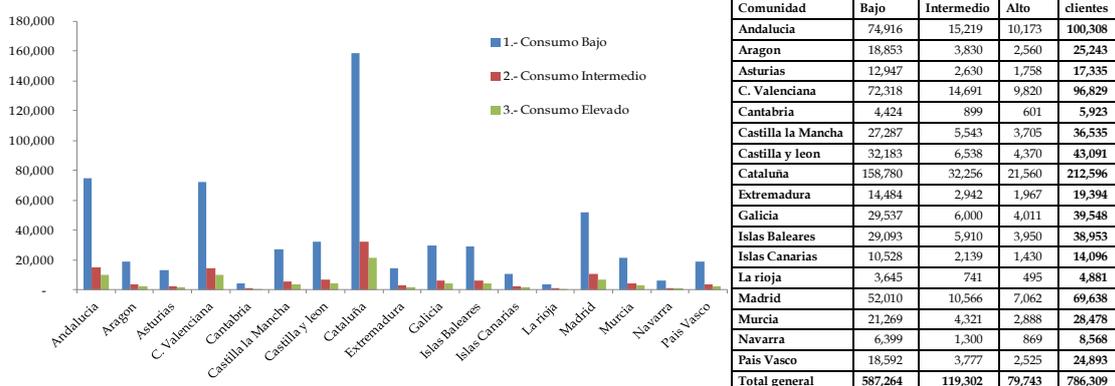


Figura 2.24: Clientes 2.0A con una potencia contratada entre 9 y 10 kW

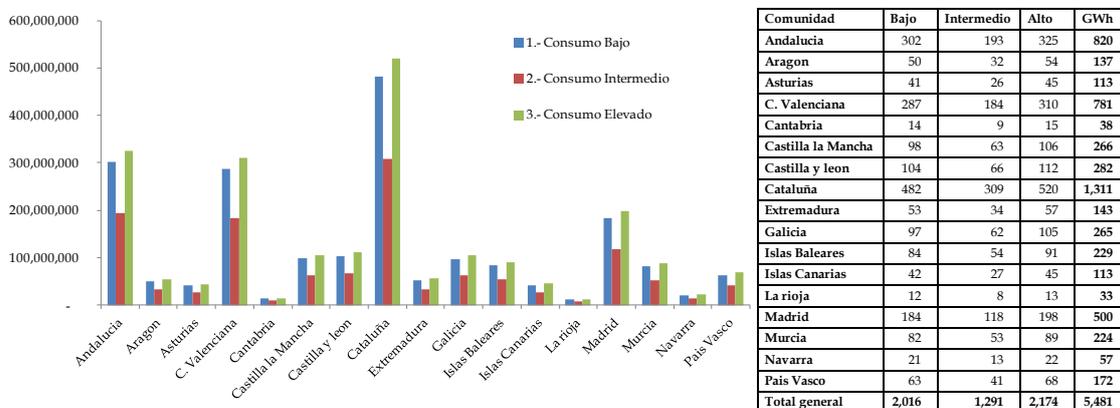


Figura 2.25: Consumo de los clientes 2.0A con una potencia contratada entre 9 y 10 kW

De los gráficos anteriores se puede observar como hay cerca de 80.000 clientes que tienen un consumo muy elevado para este tipo de clientes. Teniendo un consumo medio anual de 27.260 kWh. Este es un consumo muy elevado para un consumidor domestico y este tipo de consumidor podría empezar considerar la opción de auto abastecerse parte de su consumo si la inversión fuera rentable.

Se podría representar los gráficos de consumo y de clientes para cada tramo de potencia, sin embargo, para no extender demasiado este apartado se representará el consumo medio por tramo de potencia y tramos de consumo.

	1.- Consumo Bajo	2.- Consumo Intermedio	3.- Consumo Elevado
10=>P>9	3.433	10.820	27.265
9=>P>8	3.149	8.403	18.933
8=>P>7	2.870	8.337	21.360
7=>P>6	2.725	7.604	19.121
6=>P>5	1.903	4.838	10.047
5=>P>4	1.547	3.803	7.638
4=>P>3	1.032	2.877	5.731
3=>P>2	826	2.301	4.585
2=>P>1	535	1.492	2.972
1=>P>0	298	830	1.652

Figura 2.26: Consumo medio por tramos de potencia y consumo nivel de consumo (2.0A)

Grupo 2.0DHA

Los clientes TUR con discriminación horaria son en torno a un 1.000.000 clientes y tienen un consumo de unos 7.4 TWh. El desglose de consumidores por comunidades es el siguiente.

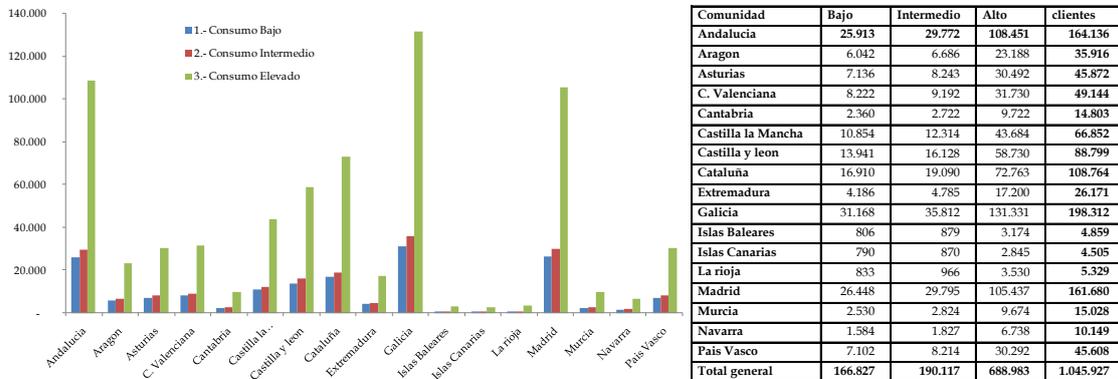


Figura 2.5: Distribución de clientes 2.0DHA por comunidades y por niveles de consumo.

Como se observa en el gráfico la mayoría de los consumidores TUR con discriminación horaria, tienen un consumo alto. Estos 690.000 clientes consumen cerca de 6,7 TWh, lo que supone un consumo medio de 9.808 kWh/año. A continuación se recoge el consumo eléctrico de este grupo.

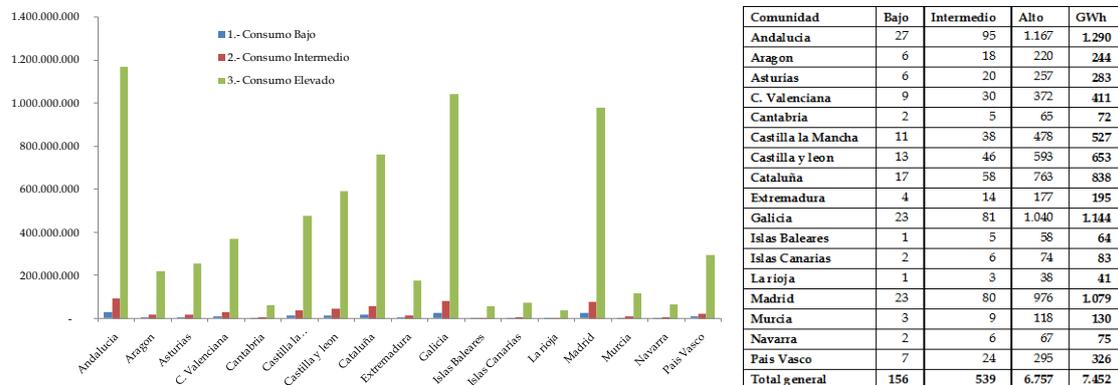


Figura 2.6: Distribución del consumo de los clientes 2.0DHA por comunidades y por niveles de consumo.

De los gráficos anteriores se puede observar como la gran mayoría de los consumidores de este grupo tienen un consumo elevado y muy pocos clientes tienen un consumo bajo. Andalucía es la comunidad con mayor número de clientes. Destaca el número de clientes con discriminación horaria en Galicia, que no siendo una comunidad de las comunidades más pobladas es la segunda comunidad con mayor número de clientes en este grupo de tarifa.

Se recogen a continuación los consumos de los clientes de la 2.0DHA con una potencia contratada entre 9 y 10 kW.

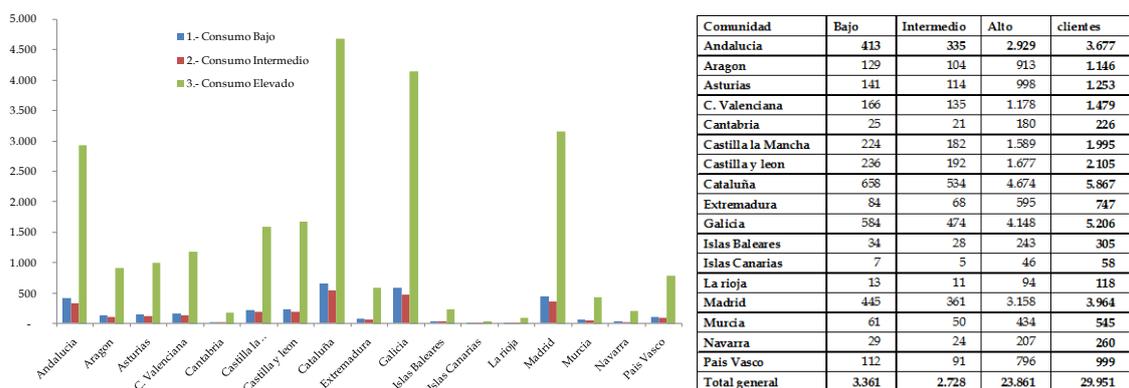


Figura 2.7: Clientes 2.0DHA con una potencia contratada entre 9 y 10 kW

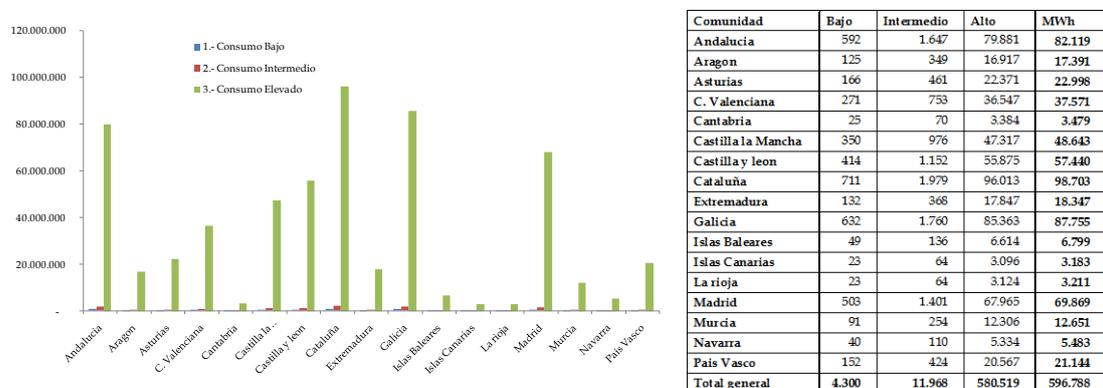


Figura 2.27: Consumo de los clientes 2.0DHA con una potencia contratada entre 9 y 10

Existen unos 23.000 clientes que tienen un consumo muy elevado. Teniendo un consumo medio anual de 24.328kWh. Este es un consumo elevado y este tipo de clientes podría empezar considerar la opción de auto abastecerse parte de su consumo si la inversión fuera rentable.

Se recoge a continuación el consumo medio de los clientes 2.0DHA por tramo de potencia y tramos de consumo.

	1.- Consumo Bajo	2.- Consumo Intermedio	3.- Consumo Elevado
10=>P>9	1.279	4.386	24.329
9=>P>8	1.680	5.286	19.883
8=>P>7	1.547	5.005	17.979
7=>P>6	1.649	4.945	17.525
6=>P>5	1.361	4.223	14.513
5=>P>4	1.175	3.625	9.442
4=>P>3	710	2.138	7.691
3=>P>2	541	1.628	5.858
2=>P>1	344	1.034	3.720
1=>P>0	214	644	2.318

Figura 2.28: Consumo medio por tramos de potencia y consumo nivel de consumo (2.0DHA)

4.- Desglose del consumo de los clientes no TUR

El resto de los consumidores con una potencia contratada superior a 10 kW, y por tanto son clientes del mercado liberalizado. Si bien es cierto que pueden existir clientes acogidos a la tarifa de último recurso sin tener derecho a ella y lo que hacen es pagar un recargo. El número de clientes no tur esta entorno al 1.800.000.

Los valores aquí recogidos son valores medios, ya que no se disponía de información sobre los niveles de consumo por comunidades de este grupo. Esto supone que habrá consumidores que tengan un consumo mayor que el aquí recogido y también otros con un consumo menor. A continuación se recoge el número de clientes por grupo de tarifa.

↳ Grupo 2.1A

Los clientes de la 2.1A son entorno a los 730.000 clientes con un consumo total en torno a los 7 TWh. La potencia media contratada de este grupo es de 13,5kW. A continuación se recoge el desglose por comunidades.

	Cientes	Consumo	Medio (kWh)
Andalucía	112.721	1.224.161.466	10.860
Aragón	23.056	190.804.204	8.276
Cantabria	8.152	68.350.435	8.384
Castilla y León	40.848	324.437.214	7.943
Castilla-La Mancha	35.857	319.354.149	8.906
Cataluña	136.103	1.209.558.658	8.887
Comunidad de Madrid	88.240	997.654.645	11.306
Comunidad Foral de Navarra	10.258	71.582.649	6.978
Comunidad Valenciana	76.874	744.933.802	9.690
Extremadura	13.466	112.208.765	8.333
Galicia	41.579	434.210.536	10.443
Islas Baleares	28.079	270.010.736	9.616
Islas Canarias	31.098	372.978.029	11.994
País Vasco	29.385	244.486.574	8.320
Principado de Asturias	18.119	158.353.793	8.740
Región de Murcia	26.065	251.580.489	9.652
Rioja(La)	6.106	42.323.422	6.931
	726.006	7.036.989.566	

Figura 2.29: Desglose del consumo de los clientes del grupo 2.1A

↳ Grupo 2.1DHA

Los clientes de la 2.1A son entorno a los 190.000 clientes con un consumo total en torno a los 3,4 TWh. La potencia media contratada de este grupo es de 12 kW. A continuación se recoge el desglose por comunidades.

	Cientes	Consumo	Medio (kWh)
Andalucía	21.396	527.078.460	24.634
Aragón	4.676	85.380.254	18.302
Cantabria	1.627	27.776.654	17.072
Castilla y León	16.579	267.713.443	16.148
Castilla-La Mancha	38.338	491.024.188	12.801
Cataluña	30.911	575.321.325	18.612
Comunidad de Madrid	22.100	388.868.451	17.596
Comunidad Foral de Navarra	2.689	43.286.507	16.098
Comunidad Valenciana	10.918	204.072.792	18.691
Extremadura	5.114	71.913.037	14.062
Galicia	16.123	300.753.405	18.654
Islas Baleares	1.945	45.544.714	23.416
Islas Canarias	2.127	76.071.192	35.765
País Vasco	7.500	140.218.709	18.696
Principado de Asturias	4.245	66.928.201	15.766
Región de Murcia	4.527	85.402.834	18.865
Rioja(La)	1.434	22.236.290	15.506
	192.269	3.419.790.456	

Figura 2.30: Desglose del consumo de los clientes del grupo 2.1A

1 Grupo 3.0A

Los clientes de la 3.0A son entorno a los 775.000 clientes con un consumo total en torno a los 38 TWh. La potencia media contratada de este grupo es de 36 kW. A continuación se recoge el desglose por comunidades.

	Clientes	Consumo	Medio (kWh)
Andalucía	99.550	4.832.287.220	48.541
Aragón	35.964	1.382.154.572	38.432
Cantabria	13.580	509.378.215	37.509
Castilla y León	46.884	1.848.454.594	39.426
Castilla-La Mancha	31.165	1.228.401.835	39.416
Cataluña	160.555	9.030.936.720	56.248
Comunidad de Madrid	107.943	5.644.377.241	52.290
Comunidad Foral de Navarra	14.623	642.699.254	43.951
Comunidad Valenciana	68.531	3.053.275.164	44.553
Extremadura	17.571	625.011.018	35.571
Galicia	33.325	1.484.851.402	44.557
Islas Baleares	31.757	1.511.822.702	47.606
Islas Canarias	23.213	2.654.940.229	114.373
País Vasco	46.189	2.075.817.574	44.942
Principado de Asturias	20.512	800.618.750	39.032
Región de Murcia	16.483	713.774.424	43.304
Rioja(La)	7.922	313.915.592	39.626
	775.767	38.352.716.506	

Figura 2.31: Desglose del consumo de los clientes del grupo 3.0A

1 Grupo 3.1A

Los clientes de la 3.1A son entorno a los 85.000 clientes con un consumo total en torno a los 16 TWh. La potencia media contratada de este grupo esta entorno a los 95 kW. A continuación se recoge el desglose por comunidades.

	Clientes	Consumo	Medio (kWh)
Andalucía	12.925	2.573.377.434	199.101
Aragón	3.500	701.873.685	200.535
Cantabria	399	154.637.705	387.563
Castilla y León	10.584	1.165.993.586	110.166
Castilla-La Mancha	12.269	1.283.454.512	104.610
Cataluña	2.067	1.229.168.938	594.663
Comunidad de Madrid	4.825	1.627.281.672	337.260
Comunidad Foral de Navarra	1.900	321.649.869	169.289
Comunidad Valenciana	16.154	2.830.799.592	175.238
Extremadura	5.863	485.618.143	82.828
Galicia	3.469	852.614.557	245.781
Islas Baleares	696	397.402.888	570.981
Islas Canarias	1.348	751.795.237	557.712
País Vasco	2.270	684.494.834	301.540
Principado de Asturias	642	222.101.839	345.953
Región de Murcia	6.442	1.047.728.988	162.640
Rioja(La)	1.142	191.929.449	168.064
	86.495	16.521.922.928	

Figura 2.32: Desglose del consumo de los clientes del grupo 3.1A

1 Grupo 6.x

Los clientes de la 6.x son entorno a los 22.000 clientes con un consumo total en torno a los 107 TWh. La potencia media contratada de este grupo 800 y 10.000 kW dependiendo del nivel de tensión al que este acogido el cliente. A continuación se recoge el desglose por comunidades.

	Clientes	Consumo	Medio (kWh)
Andalucía	2.843	11.985.260.247	4.215.709
Aragón	931	5.396.632.880	5.796.598
Cantabria	265	2.488.131.362	9.389.175
Castilla y León	1.488	5.135.976.978	3.451.597
Castilla-La Mancha	1.380	4.035.822.004	2.924.509
Cataluña	3.399	19.979.623.038	5.878.089
Comunidad de Madrid	2.816	10.357.293.830	3.678.016
Comunidad Foral de Navarra	617	2.648.106.010	4.291.906
Comunidad Valenciana	2.411	8.633.674.365	3.580.952
Extremadura	461	1.433.807.962	3.110.212
Galicia	1.170	10.849.053.756	9.272.696
Islas Baleares	347	878.727.517	2.532.356
Islas Canarias	667	2.295.868.758	3.442.082
País Vasco	1.426	10.536.858.391	7.389.101
Principado de Asturias	511	7.084.822.314	13.864.623
Región de Murcia	749	2.792.049.123	3.727.702
Rioja(La)	259	571.715.514	2.207.396
	21.740	107.103.424.049	

Figura 2.33: Desglose del consumo de los clientes del grupo 3.1A

5.- Estudio de rentabilidad por grupos de tarifa y comunidades

A continuación se realiza en estudio de rentabilidad de la inversión para los distintos tipos de consumidores del sistema español y se analizará para las distintas provincias. Este estudio se realiza utilizando precios de la electricidad de finales de Octubre de 2013. A lo largo del estudio se utilizan previsiones de evoluciones de precio de la tecnología fotovoltaica y previsiones de precios de la electricidad. Las previsiones de precios de fotovoltaica se recogen en el primer tema del proyecto. Las previsiones de evolución de precios de la electricidad se suponen como un crecimiento constante del 2% anual. En el año 2013 las previsiones de los consumos y las potencias contratadas medias por cliente fueron las siguientes.

1) Potencia media contratada.

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0A	4.0	-	-	-	-	-
2.0DHA	5.6	-	-	-	-	-
2.0DHS	5.2	-	-	-	-	-
2.1A	13.5	-	-	-	-	-
2.1DHA	12.0	-	-	-	-	-
2.1DHS	5.5	-	-	-	-	-
3.0A	36.3	36.3	36.2	-	-	-
3.1A	91.8	96.6	102.8	-	-	-
6.1	839.5	855.3	865.6	870.5	874.8	1016.9
6.2	2200.6	2266.9	2285.9	2311.3	2323.5	2703.6
6.3	3733.8	4477.7	4486.0	4603.3	4629.3	5378.4
6.4	7492.5	8154.9	8703.5	9069.6	9144.6	10182.1

Figura 2.34.- Potencia media contratada en 2013

1) Consumo medio por tipo de cliente (kWh).

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0A	2,464	-	-	-	-	-
2.0DHA	2,640	4,242	-	-	-	-
2.0DHS	500	864	303	-	-	-
2.1A	9,239	-	-	-	-	-
2.1DHA	5,947	11,756	-	-	-	-
2.1DHS	235	412	118	-	-	-
3.0A	9,417	27,325	11,671	-	-	-
3.1A	41,757	80,759	76,031	-	-	-
6.1	268,397	345,605	186,896	301,880	403,284	1,464,202
6.2	794,876	1,113,247	558,561	931,431	1,285,828	5,907,584
6.3	1,240,475	1,937,048	1,015,898	1,751,962	2,429,228	12,799,909
6.4	2,785,969	4,329,200	2,165,737	3,873,222	5,579,967	27,684,429

Figura 2.35.- Potencia media contratada en 2013

Como señal de rentabilidad se calcula la tasa interna de retorno para la inversión (TIR). Se explica continuación las bases del estudio realizado, exponiendo en detalle el estudio de rentabilidad para un consumidor domestico. Para el resto de consumidores (y por provincias) la metodología empleada ha sido la misma.

5.1.- Tarifa 2.0A

Como señal de rentabilidad se calcula la tasa interna de retorno para la inversión (TIR). Se explica continuación las bases del estudio realizado, exponiendo en detalle el estudio de rentabilidad para un consumidor domestico. Para el resto de consumidores (y por provincias) la metodología empleada ha sido la misma.

El consumidor medio español acogido a la tarifa 2.0A, consume unos 2.500 kWh y tiene contratados unos 4 kW. Con esta información es posible reproducir la factura tipo de este cliente. Este cliente tiene un término fijo por potencia de 35.65 €/kW⁶ y un término variable por kWh de 0.133 €/kWh. Este cliente pagará 143€ por los 4 kW contratados y 333,2€ por la energía consumida. Estos costes son antes de los impuestos de la electricidad (≈5%) y sobre el valor añadido (21%). Finalmente este cliente paga unos 605€.

Potencia	35.65€/kW	143 €
Energía	0.133€/kWh	333 €
	Total	605 €

Figura 2.36: Ejemplo de costes de suministro eléctrico para consumidor domestico. Precios de finales 2013

Supongamos que este cliente realiza una inversión en una instalación fotovoltaica y que toda la energía que produce la autoconsume y por tanto reduce su consumo de 2.500 kWh. Las previsiones de coste para este tipo de instalaciones para el año 2013 están entre 2,47€ y 2,86€ por watio pico de la instalación. Supongamos que este cliente está situado en Andalucía y por tanto tiene como referencia 1750 horas de sol al año.

Se recoge a continuación la evolución de los costes e ingresos para 2 casos de estudio.

- Primer caso sin instalación PV. Representaría el consumidor normal
- Segundo caso con instalación PV. n consumidor que decide realizar la inversión.

Se calculara la diferencia entre ambas para calcular el ahorro y con este ahorro se podrá calcular al tasa de retorno de la inversión para medir la rentabilidad de la inversión. Como el rango de precios de las instalaciones puede variar, se toda un precio máximo, un precio mínimo y uno medio.

⁶ Precios de finales de 2013

Sin Instalación PV																					
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Consumo (kWh)	2500 kWh																				
Pagos																					
Potencia	143 €	145 €	148 €	151 €	154 €	157 €	161 €	164 €	167 €	170 €	174 €	177 €	181 €	184 €	188 €	192 €	196 €	200 €	204 €	208 €	212 €
Energía	333 €	340 €	347 €	354 €	361 €	368 €	375 €	383 €	390 €	398 €	406 €	414 €	423 €	431 €	440 €	448 €	457 €	467 €	476 €	485 €	495 €
Total	605 €	617 €	630 €	642 €	655 €	668 €	682 €	695 €	709 €	723 €	738 €	752 €	768 €	783 €	799 €	815 €	831 €	847 €	864 €	882 €	899 €

Con Instalación PV																					
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Produccion Kwh	0	875 kWh	866 kWh	858 kWh	849 kWh	840 kWh	831 kWh	823 kWh	814 kWh	805 kWh	796 kWh	788 kWh	779 kWh	770 kWh	761 kWh	753 kWh	744 kWh	735 kWh	726 kWh	718 kWh	709 kWh
Energía de la Red	2500 kWh	1625 kWh	1634 kWh	1643 kWh	1651 kWh	1660 kWh	1669 kWh	1678 kWh	1686 kWh	1695 kWh	1704 kWh	1713 kWh	1721 kWh	1730 kWh	1739 kWh	1748 kWh	1756 kWh	1765 kWh	1774 kWh	1783 kWh	1791 kWh
Pagos																					
Potencia	143 €	145 €	148 €	151 €	154 €	157 €	161 €	164 €	167 €	170 €	174 €	177 €	181 €	184 €	188 €	192 €	196 €	200 €	204 €	208 €	212 €
Energía	333 €	221 €	227 €	232 €	238 €	244 €	250 €	257 €	263 €	270 €	277 €	284 €	291 €	298 €	306 €	313 €	321 €	329 €	338 €	346 €	355 €
O&M	- €	16 €	17 €	17 €	17 €	18 €	18 €	18 €	19 €	19 €	20 €	20 €	20 €	21 €	21 €	223 €	22 €	22 €	23 €	23 €	24 €
Total	605 €	487 €	498 €	510 €	521 €	533 €	546 €	558 €	571 €	584 €	598 €	612 €	626 €	640 €	655 €	686 €	701 €	718 €	734 €	751 €	

Inversión	1,334 €															220 €					
Ahorro	- 1,334 €	131 €	132 €	133 €	134 €	135 €	136 €	137 €	138 €	139 €	140 €	141 €	142 €	143 €	143 €	- 112 €	145 €	146 €	147 €	148 €	148 €

	€/Wp	TIR
Prevision Minima	2.47 €	8.39%
Prevision Media	2.67 €	7.32%
Prevision Maxima	2.86 €	6.42%

Ilustración 2.1: Estudio de rentabilidad de un consumidor domestico del grupo de tarifa 2.0A

Los resultados que se obtiene muestran que a día de hoy para un consumidor andaluz, podría ser rentable realizar esta inversión para el caso en el que la inversión permita el ahorro completo del término variable de la energía.

Si se calcula con el mismo procedimiento, la rentabilidad para el resto de comunidades los resultados que se obtienen son los siguientes.

Provincia	Horas de ref	Prevision Minima	Prevision Media	Prevision Maxima
		2.47 €/Wp	2.67 €/Wp	2.86 €/Wp
Islas Canarias	1826.0	9.13%	7.85%	6.90%
Andalucía	1750.0	8.03%	6.90%	6.07%
Murcia	1716.0	7.92%	6.81%	5.99%
Extremadura	1681.0	7.68%	6.60%	5.81%
Madrid	1648.0	7.34%	6.31%	5.55%
Castilla la Mancha	1647.0	7.34%	6.31%	5.55%
C. Valenciana	1620.0	7.04%	6.05%	5.32%
Islas Baleares	1609.0	6.93%	5.95%	5.24%
Cataluña	1603.0	6.86%	5.89%	5.19%
Castilla y leon	1551.0	6.30%	5.41%	4.76%
La rioja	1457.0	5.26%	4.52%	3.98%
Aragon	1431.0	4.96%	4.26%	3.75%
Galicia	1340.0	3.87%	3.33%	2.93%
Cantabria	1258.0	2.84%	2.44%	2.15%
Asturias	1258.0	2.84%	2.44%	2.15%
Pais Vasco	1215.0	2.27%	1.95%	1.72%
Navarra	1215.0	2.27%	1.95%	1.72%

Figura 2.37: Rentabilidad de una inversión PV en 2013, sin peaje de respaldo.

Se observa que a los precios actuales de la electricidad para la mayoría de comunidades, la inversión en PV no es rentable con los precios actuales. Por ejemplo para un consumidor situado en Aragón la rentabilidad no llega al 5% en el caso más optimista de precios de la instalación.

Siguiendo la metodología, se podría intentar estimar el momento en el que empezaría a ser rentable este tipo de actuaciones para todas las comunidades. Para esto es necesario suponer un incremento del precio de la electricidad, que se supondrá igual al 3% anual. Se utilizan también las previsiones de precio que se comentaron en el capítulo 1 para considerar la evolución de precios de la instalación. Se entiende que estas instalaciones, año a año son más competitivas y por tanto más económicas. Llegaría un momento en el que el precio de la electricidad habrá subido lo suficiente y el precio del panel habrá bajado lo suficiente como para obtener una rentabilidad razonable a la instalación de placas fotovoltaicas. En el siguiente grafico se ha considerado que un proyecto es rentable cuando tiene una tasa de retorno del 7%.

Este grafico representa el momento en el que las inversiones empiezan a ser rentables por comunidades.

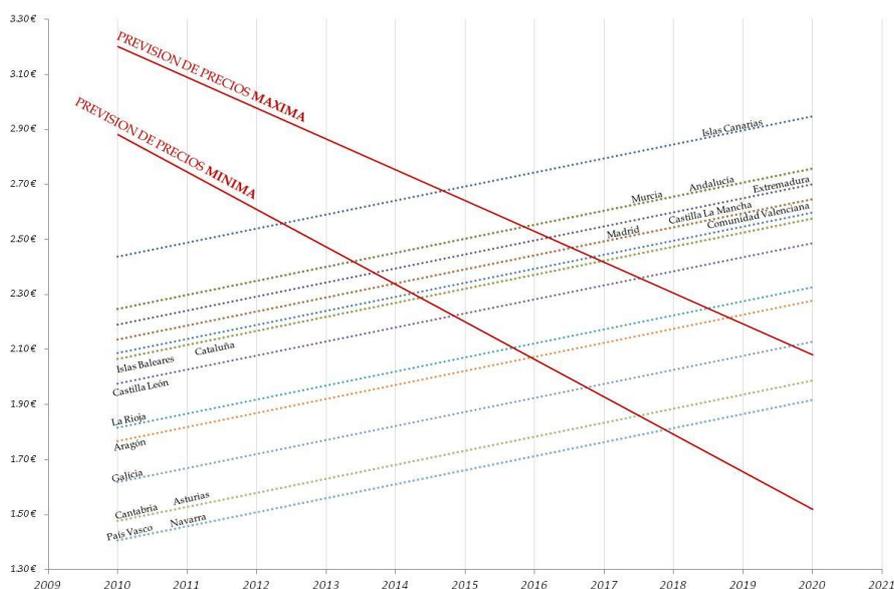


Figura 2.38: Estimación del momento óptimo de inversión en función de las Comunidades autónomas.

Un consumidor canario, que tiene muchas horas de sol, estaría dispuesto a pagar un precio alto por la instalación. En el gráfico se ve como a los precios de electricidad de 2012, este consumidor está dispuesto a pagar 2,5€/Wp por la instalación. Las previsiones más optimistas de precio indican que en 2012 se habrían dado estos precios, y por tanto podría ocurrir que se hiciera la inversión.

Sin embargo, para un consumidor gallego, que tiene menos horas de sol al año, el estaría dispuesto a pagar menos que el consumidor canario, ya que su instalación producirá menos energía y por tanto menos ahorro. El consumidor gallego en 2012, estaría dispuesto a pagar alrededor de 1,7€/Wp, precio que ni en las previsiones más optimistas se obtienen. Por tanto es difícil que este tipo de instalaciones se realicen en Galicia actualmente.

Conforme el tiempo pase y precio de la electricidad sube, el consumidor gallego, año a año estaría dispuesto a pagar un poco más por la instalación. Y año a año el precio de la instalación decrece. Llegará un momento, en el que precio que está dispuesto a pagar el consumidor gallego y las previsiones de precio se crucen y entonces empiece a ser rentable hacer estas instalaciones en Galicia. Esto ocurre a partir del año 2016.

Haciendo esto con todas las comunidades se obtiene que en el mejor de los casos a partir de 2018 se alcanzara la paridad en Navarra y País Vasco, comunidades con menor radiación en España.

1 El peaje de respaldo

En el verano de 2013, viendo que este tipo de actividades empezaban a tener interés, y que había colectivos interesados en realizar este tipo de inversiones, el gobierno español publico un borrador de regulación sobre las obligaciones y requisitos de las instalaciones de autoconsumo. La principal característica que incorporaba el borrador era la inclusión del peaje de respaldo, el cual determina un peaje por cada kWh que se produzca en las instalaciones de autoconsumo. Si retomamos el ejemplo anterior del consumidor andaluz que realiza la inversión en fotovoltaica y repetimos el estudio considerando también el pago del peaje de respaldo los resultados que se obtienen son.

Situación propuesta.

Potencia	35.65€/kW	143 €
Energía	0.133€/kWh	333 €
	Total	605 €

Peaje Respaldo	0.068 €/kWh
----------------	-------------

Figura 2.39: Propuesta de peaje de respaldo para los consumidores domesticos.

Sin Instalación PV																					
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Consumo (kWh)	2500 kWh																				
Pagos																					
Potencia	143 €	145 €	148 €	151 €	154 €	157 €	161 €	164 €	167 €	170 €	174 €	177 €	181 €	184 €	188 €	192 €	196 €	200 €	204 €	208 €	212 €
Energía	333 €	340 €	347 €	354 €	361 €	368 €	375 €	383 €	390 €	398 €	406 €	414 €	423 €	431 €	440 €	448 €	457 €	467 €	476 €	485 €	495 €
Total	605 €	617 €	630 €	642 €	655 €	668 €	682 €	695 €	709 €	723 €	738 €	752 €	768 €	783 €	799 €	815 €	831 €	847 €	864 €	882 €	899 €

Con Instalación PV																					
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Produccion Kwh	0	875 kWh	866 kWh	858 kWh	849 kWh	840 kWh	831 kWh	823 kWh	814 kWh	805 kWh	796 kWh	788 kWh	779 kWh	770 kWh	761 kWh	753 kWh	744 kWh	735 kWh	726 kWh	718 kWh	709 kWh
Energía de la Red	2500 kWh	1625 kWh	1634 kWh	1643 kWh	1651 kWh	1660 kWh	1669 kWh	1678 kWh	1686 kWh	1695 kWh	1704 kWh	1713 kWh	1721 kWh	1730 kWh	1739 kWh	1748 kWh	1756 kWh	1765 kWh	1774 kWh	1783 kWh	1791 kWh
Pagos																					
Potencia	143 €	145 €	148 €	151 €	154 €	157 €	161 €	164 €	167 €	170 €	174 €	177 €	181 €	184 €	188 €	192 €	196 €	200 €	204 €	208 €	212 €
Energía	333 €	221 €	227 €	232 €	238 €	244 €	250 €	257 €	263 €	270 €	277 €	284 €	291 €	298 €	306 €	313 €	321 €	329 €	338 €	346 €	355 €
O&M	- €	16 €	17 €	17 €	17 €	18 €	18 €	18 €	19 €	19 €	20 €	20 €	20 €	21 €	21 €	223 €	22 €	22 €	23 €	23 €	24 €
	- €	60 €	61 €	61 €	62 €	63 €	63 €	64 €	64 €	65 €	66 €	66 €	67 €	67 €	68 €	68 €	69 €	70 €	70 €	71 €	71 €
Total	605 €	563 €	575 €	588 €	600 €	613 €	626 €	640 €	653 €	667 €	681 €	696 €	711 €	726 €	741 €	1,014 €	773 €	790 €	807 €	824 €	841 €

Inversión	1,334 €																				220 €
Ahorro	- 1,334 €	54 €	54 €	54 €	55 €	55 €	55 €	56 €	56 €	56 €	56 €	57 €	57 €	57 €	57 €	- 199 €	57 €	58 €	58 €	58 €	58 €

	€/Wp	TIR	TIR anterior
Prevision Minima	2.47 €	-3.48%	8.39%
Prevision Media	2.67 €	-4.17%	7.32%
Prevision Maxima	2.86 €	-4.76%	6.42%

Ilustración 2.2: Estudio de rentabilidad de un consumidor domestico del grupo de tarifa 2.0A considerando el peaje de respaldo.

Se observa como ahora la rentabilidad se ha reduce considerablemente. La inclusión del peaje de respaldo, hace que este tipo de inversiones pase de unas tasas de retorno a interesantes a unas tasas muy desfavorables.

Se repite ahora el procedimiento para la obtención del gráfico XX, donde se reflejaba el momento en el que se cruza el precio que estaría dispuesto a pagar cada consumidor con las previsiones de precio de las instalaciones.

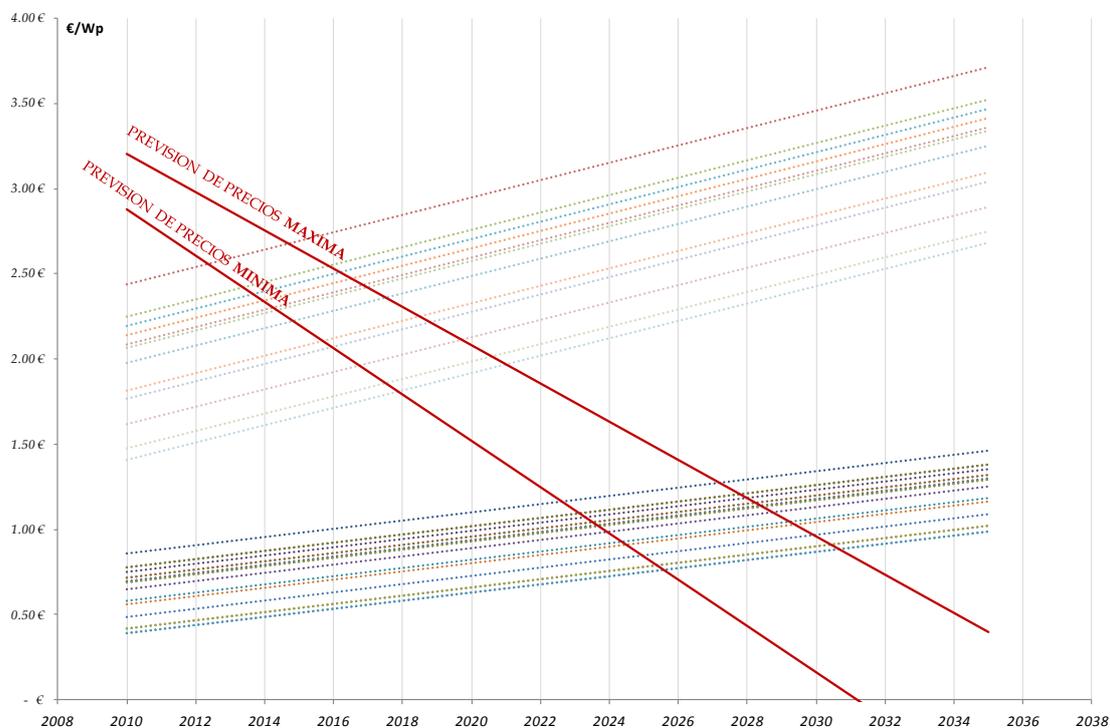


Ilustración 2.3: momento óptimo de inversión en función de las comunidades con peaje de respaldo.

Se observa como ahora el momento en el que empieza a ser rentable estas inversiones se cruzan más tarde. Para el consumidor canario, no sería rentable hasta el año 2022, 10 años más tarde que en caso de partida. Este retraso de 10 años se observa para todas las comunidades.

También se observa que el precio de la fotovoltaica, para que sea rentable en una comunidad como Navarra, tiene que bajar a precios cercanos al 0'5€/Wp, precios que difícilmente se alcanzarán, por lo que este tipo de instalaciones no serán rentables en comunidades con poca radiación.

5.2.- Resto de tarifas

Se recogen a continuación la estimación de rentabilidad para el resto de tarifas para el año 2013 para poder comparar la rentabilidad entre ellas. Se recoge también como varía la rentabilidad si se considera el peaje de respaldo.

1 Sin peaje de respaldo

	Prevision Mínima							Prevision Mínima							Prevision Mínima						
	2.47 €/Wp							2.67 €/Wp							2.86 €/Wp						
	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.xA	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.xA	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.xA
Islas Canarias	9.1%	10.1%	10.1%	11.4%	3.2%	3.9%	3.5%	8.0%	9.0%	9.0%	10.2%	2.3%	3.0%	2.6%	7.1%	8.0%	8.0%	9.2%	1.6%	2.2%	1.9%
Andalucía	8.4%	9.4%	9.4%	10.6%	2.5%	3.1%	2.8%	7.3%	8.2%	8.3%	9.5%	1.6%	2.3%	2.0%	6.4%	7.3%	7.3%	8.5%	0.9%	1.5%	1.2%
Murcia	8.0%	9.0%	9.0%	10.3%	2.2%	2.8%	2.5%	7.0%	7.9%	7.9%	9.1%	1.3%	1.9%	1.6%	6.1%	7.0%	7.0%	8.2%	0.6%	1.2%	0.9%
Extremadura	7.7%	8.6%	8.7%	9.9%	1.8%	2.4%	2.2%	6.6%	7.6%	7.6%	8.8%	1.0%	1.6%	1.3%	5.8%	6.6%	6.7%	7.8%	0.3%	0.8%	0.6%
Madrid	7.3%	8.3%	8.3%	9.5%	1.5%	2.1%	1.8%	6.3%	7.2%	7.2%	8.4%	0.7%	1.2%	1.0%	5.4%	6.3%	6.3%	7.5%	0.0%	0.5%	0.3%
Castilla la Mancha	7.3%	8.3%	8.3%	9.5%	1.5%	2.1%	1.8%	6.3%	7.2%	7.2%	8.4%	0.7%	1.2%	1.0%	5.4%	6.3%	6.3%	7.5%	0.0%	0.5%	0.3%
C. Valenciana	7.1%	8.0%	8.0%	9.2%	1.2%	1.8%	1.6%	6.0%	6.9%	7.0%	8.1%	0.4%	1.0%	0.7%	5.2%	6.0%	6.1%	7.2%	-0.3%	0.2%	0.0%
Islas Baleares	6.9%	7.9%	7.9%	9.1%	1.1%	1.7%	1.4%	5.9%	6.8%	6.8%	8.0%	0.3%	0.8%	0.6%	5.1%	5.9%	6.0%	7.1%	-0.4%	0.1%	-0.1%
Cataluña	6.9%	7.8%	7.8%	9.0%	1.1%	1.6%	1.4%	5.9%	6.8%	6.8%	7.9%	0.3%	0.8%	0.6%	5.0%	5.9%	5.9%	7.0%	-0.4%	0.1%	-0.1%
Castilla y leon	6.3%	7.2%	7.3%	8.5%	0.5%	1.0%	0.8%	5.3%	6.2%	6.2%	7.4%	-0.3%	0.2%	0.0%	4.5%	5.3%	5.4%	6.5%	-0.9%	-0.5%	-0.6%
La rioja	5.3%	6.2%	6.2%	7.4%	-0.5%	-0.1%	-0.2%	4.3%	5.2%	5.2%	6.3%	-1.3%	-0.9%	-1.0%	3.5%	4.4%	4.4%	5.5%	-1.9%	-1.5%	-1.6%
Aragon	5.0%	5.9%	5.9%	7.1%	-0.8%	-0.4%	-0.5%	4.0%	4.9%	4.9%	6.1%	-1.6%	-1.2%	-1.3%	3.2%	4.1%	4.1%	5.2%	-2.2%	-1.8%	-1.9%
Galicia	3.9%	4.8%	4.8%	6.0%	-1.9%	-1.6%	-1.6%	3.0%	3.8%	3.9%	5.0%	-2.6%	-2.3%	-2.3%	2.2%	3.1%	3.1%	4.2%	-3.3%	-3.0%	-3.0%
Cantabria	2.8%	3.7%	3.8%	4.9%	-3.0%	-2.8%	-2.7%	2.0%	2.8%	2.9%	4.0%	-3.7%	-3.5%	-3.4%	1.2%	2.1%	2.1%	3.2%	-4.3%	-4.1%	-4.0%
Asturias	2.8%	3.7%	3.8%	4.9%	-3.0%	-2.8%	-2.7%	2.0%	2.8%	2.9%	4.0%	-3.7%	-3.5%	-3.4%	1.2%	2.1%	2.1%	3.2%	-4.3%	-4.1%	-4.0%
Pais Vasco	2.3%	3.2%	3.2%	4.3%	-3.6%	-3.4%	-3.3%	1.4%	2.3%	2.3%	3.4%	-4.3%	-4.1%	-4.0%	0.7%	1.5%	1.6%	2.6%	-4.9%	-4.7%	-4.6%
Navarra	2.3%	3.2%	3.2%	4.3%	-3.6%	-3.4%	-3.3%	1.4%	2.3%	2.3%	3.4%	-4.3%	-4.1%	-4.0%	0.7%	1.5%	1.6%	2.6%	-4.9%	-4.7%	-4.6%

Figura 2.40: Rentabilidad de la inversión por comunidades y grupos de tarifa. (Año 2013).

Se obtiene que para los consumidores de 3 o 6 periodos la producción energética de una instalación fotovoltaica, no produce en los periodos de mayor coste de estos consumidores. Por ejemplo para un consumidor de 3 periodos, la mayor de la producción se produce en el periodo de llano un 55% y solo un 20% en la punta. El precio en el periodo de llano para este consumidor es de unos 9 c€/kWh, (Un consumidor domestico, en torno a los 13 c€/kWh). En la punta el consumidor de 3 periodos paga un 12 c€/kWh. La diferencia entre estos términos variables es consecuencia de la estructura de peajes que hay actualmente. Un consumidor domestico tiene unos peajes más altos que un consumidor de 3 o 6 periodos.

Para los consumidores de 6 periodos sucede algo parecido.

1 Sin peaje de respaldo

	Prevision Mínima							Prevision Mínima							Prevision Mínima						
	2.47 €/Wp							2.67 €/Wp							2.86 €/Wp						
	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.xA	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.xA	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.xA
Islas Canarias	-2.7%	-2.2%	-0.9%	0.2%	-1.9%	-1.4%	-0.4%	-3.4%	-3.0%	-1.6%	-0.6%	-2.6%	-2.1%	-1.1%	-4.0%	-3.6%	-2.3%	-1.3%	-3.2%	-2.8%	-1.8%
Andalucía	-3.5%	-3.0%	-1.6%	-0.6%	-2.6%	-2.1%	-1.1%	-4.2%	-3.7%	-2.3%	-1.3%	-3.3%	-2.9%	-1.8%	-4.8%	-4.3%	-3.0%	-2.0%	-3.9%	-3.5%	-2.4%
Murcia	-3.8%	-3.3%	-1.9%	-0.9%	-2.9%	-2.5%	-1.4%	-4.5%	-4.0%	-2.6%	-1.6%	-3.6%	-3.2%	-2.1%	-5.1%	-4.6%	-3.3%	-2.3%	-4.3%	-3.9%	-2.7%
Extremadura	-4.2%	-3.7%	-2.3%	-1.2%	-3.3%	-2.9%	-1.7%	-4.9%	-4.4%	-3.0%	-2.0%	-4.0%	-3.6%	-2.4%	-5.5%	-5.0%	-3.6%	-2.6%	-4.6%	-4.2%	-3.1%
Madrid	-4.6%	-4.0%	-2.6%	-1.6%	-3.6%	-3.3%	-2.1%	-5.2%	-4.7%	-3.3%	-2.3%	-4.3%	-4.0%	-2.8%	-5.8%	-5.3%	-4.0%	-2.9%	-5.0%	-4.6%	-3.4%
Castilla la Mancha	-4.6%	-4.1%	-2.6%	-1.6%	-3.7%	-3.3%	-2.1%	-5.3%	-4.7%	-3.3%	-2.3%	-4.3%	-4.0%	-2.8%	-5.8%	-5.3%	-4.0%	-2.9%	-5.0%	-4.6%	-3.4%
C. Valenciana	-4.9%	-4.4%	-2.9%	-1.9%	-4.0%	-3.6%	-2.3%	-5.6%	-5.0%	-3.6%	-2.6%	-4.6%	-4.3%	-3.0%	-6.1%	-5.6%	-4.2%	-3.2%	-5.3%	-4.9%	-3.6%
Islas Baleares	-5.0%	-4.5%	-3.0%	-2.0%	-4.1%	-3.8%	-2.5%	-5.7%	-5.2%	-3.7%	-2.7%	-4.8%	-4.5%	-3.2%	-6.2%	-5.7%	-4.4%	-3.3%	-5.4%	-5.1%	-3.8%
Cataluña	-5.1%	-4.6%	-3.1%	-2.0%	-4.1%	-3.8%	-2.5%	-5.7%	-5.2%	-3.8%	-2.8%	-4.8%	-4.5%	-3.2%	-6.3%	-5.8%	-4.4%	-3.4%	-5.4%	-5.1%	-3.8%
Castilla y leon	-5.7%	-5.2%	-3.7%	-2.6%	-4.8%	-4.5%	-3.1%	-6.4%	-5.8%	-4.4%	-3.3%	-5.4%	-5.2%	-3.8%	-6.9%	-6.4%	-5.0%	-3.9%	-6.0%	-5.8%	-4.3%
La rioja	-7.0%	-6.4%	-4.8%	-3.7%	-6.0%	-5.8%	-4.2%	-7.6%	-7.0%	-5.5%	-4.4%	-6.6%	-6.5%	-4.8%	-8.1%	-7.6%	-6.1%	-5.0%	-7.2%	-	-5.4%
Aragon	-7.4%	-6.8%	-5.2%	-4.0%	-6.3%	-6.2%	-4.5%	-8.0%	-7.4%	-5.8%	-4.7%	-7.0%	-	-5.1%	-8.5%	-7.9%	-6.4%	-5.3%	-7.5%	-	-5.7%
Galicia	-8.9%	-8.2%	-6.5%	-5.3%	-7.7%	-	-5.7%	-9.4%	-8.8%	-7.1%	-5.9%	-8.3%	-	-6.3%	-9.9%	-9.3%	-7.7%	-6.5%	-8.8%	-	-6.9%
Cantabria	-10.4%	-9.7%	-7.8%	-6.5%	-9.2%	-	-6.9%	-11.0%	-10.3%	-8.4%	-7.1%	-9.7%	-	-7.5%	-11.4%	-10.7%	-8.9%	-7.7%	-10.2%	-	-8.0%
Asturias	-10.4%	-9.7%	-7.8%	-6.5%	-9.2%	-	-6.9%	-11.0%	-10.3%	-8.4%	-7.1%	-9.7%	-	-7.5%	-11.4%	-10.7%	-8.9%	-7.7%	-10.2%	-	-8.0%
Pais Vasco	-11.4%	-10.6%	-8.6%	-7.2%	-10.0%	-	-7.7%	-11.9%	-11.1%	-9.2%	-7.8%	-10.6%	-	-8.2%	-	-11.6%	-9.7%	-8.4%	-11.1%	-	-8.7%
Navarra	-11.4%	-10.6%	-8.6%	-7.2%	-10.0%	-	-7.7%	-11.9%	-11.1%	-9.2%	-7.8%	-10.6%	-	-8.2%	-	-11.6%	-9.7%	-8.4%	-11.1%	-	-8.7%

Figura 2.41: Rentabilidad por comunidades y grupos de tarifa considerando el Peaje de respaldo.

Si se considera el peaje de respaldo, ya no hay ningún consumidor que a día de hoy obtenga una rentabilidad positiva a este tipo de inversiones. Se observa que ahora las diferencias entre la rentabilidad entre grupos de tarifa, son menores y los valores son más homogéneos.

Efectos de la PV en el mercado eléctrico.

1.- Introducción

El objetivo de este capítulo es poder reflejar los posibles efectos del desarrollo de la tecnología fotovoltaica en el mercado diario. Este estudio se ha realizado mediante el uso del modelo numérico del sistema eléctrico español MORSE de Endesa, realizado por el IIT.



Los efectos que aquí se recogen se han dividido en 2 apartados. Efectos en la estructura generación y efectos en los precios.

1.1.- Descripción del estudio.

Partiendo de una demanda prevista para el año 2020 de 283 TWh, se busca conocer como sería la cobertura energética de esta demanda a lo largo del año y cuáles serían los costes asociados. Este estudio se realiza para 4 escenarios distintos de microgeneración fotovoltaica. (1.300, 5.000, 12.000 y 24.000 MW).

Los resultados obtenidos de este estudio son las series cronológicas de producción de cada una de las tecnologías y las series cronológicas de precios.

Con objetivo de tener en cuenta la meteorología en cada uno de los escenarios, cada escenario se repite teniendo en cuenta 9 posibles escenarios de forma de la demanda. Estos 9 perfiles se corresponden con perfiles anteriores de consumo del sistema español. A cada uno de estos se asocia unos perfiles de producción de las distintas tecnologías de régimen especial, separadas en Energía Eólica, hidráulica del Régimen especial y resto del régimen especial.

Estos 9 escenarios de perfil de demanda, con un régimen especial asociado, son combinados con 3 posibles escenarios hidráulicos, (Húmedo, medio y seco). Los escenarios hidráulicos se han simulado tomando los escenarios de hidraulicidad de 3 años del pasado. Se ha escogido un perfil de año seco, en los que se produjeron unos 15 TWh, otro como perfil de año medio, en el que se produjeron 26 TWh y por perfil de año húmedo uno en el que se produjeron 36 TWh.

Como se desconoce el alcance que pueda tener la penetración fotovoltaica en materia de necesidades de secundaria se contemplan 2 posibles escenarios. Uno más conservador que otro.

En total para cada nivel de penetración de fotovoltaica se obtienen, para cada variable estudiada, 54 series cronológicas. En la figura siguiente se representa gráficamente la combinatoria de escenarios.

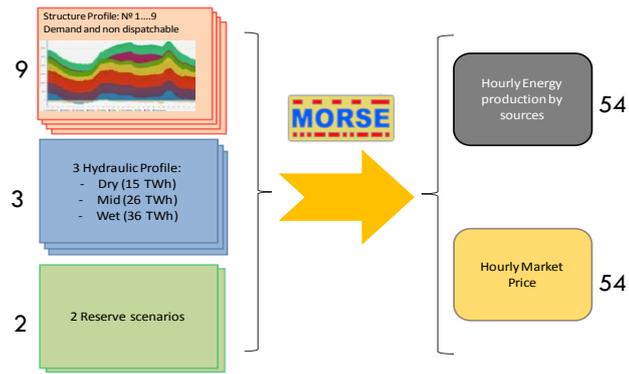


Figura 3.42: Descripción del estudio realizado. (4 escenarios de penetración PV).

El objetivo de este estudio es poder detectar tendencias y posibles cambios en la forma de producción del sistema eléctrico español afectas únicamente por circunstancias climatológicas.

Como este estudio produce una enorme cantidad de datos, (8760 x 54 x n° de Variables), se calcula para cada uno de los 54 escenarios cual es el precio medio de cada mes y el precio medio de cada hora diaria a lo largo del año 2020.

Algunos ejemplos de los resultados obtenidos de este estudio son:

- 1) El precio medio de la energía en el mes de enero, para un año húmedo, con un perfil de demanda tipo 9, con una penetración fotovoltaica de 1.300 MW y con una reserva de potencia moderada, ha sido de 27'72 €/MWh.
- 1) La producción media anual de las centrales de ciclos combinados a las 15 horas de la tarde, para un año seco, con un perfil tipo 5, una alta penetración fotovoltaica de 24.000 MW y una reserva conservadora ha sido de 1.975 MW.

Para cada mes y cada hora, por cada nivel de fotovoltaica, se obtiene 54 valores medios. (9 Perfiles x 3hidraulicidades x 2 tipos de reserva). Se calcula la media y la desviación, dando distintos pesos a las distintos años hidráulicos, para caracterizar cada mes o cada hora. Un ejemplo:



Figura 3.43: Representación a modo de ejemplo del tratamiento de los datos.

Del estudio se obtiene que la producción térmica para el mes de marzo de 2020, en los 54 escenarios de demanda - régimen especial, hidráulicidades y tipos de reserva, es de 7.073 MW con una desviación de 1.427 MW.

Si se añaden los valores de media y desviación para los otros 3 escenarios de penetración fotovoltaica el grafico queda:

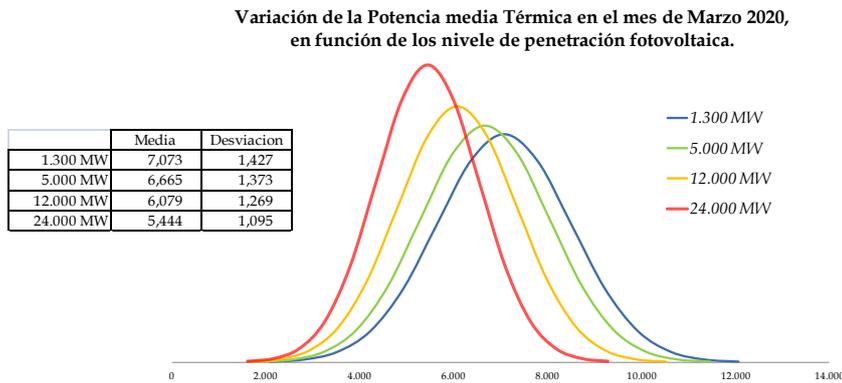


Figura 2.44: Evolución de la potencia térmica media del mes de marzo en función de la penetración PV.

De este gráfico ya se puede deducir una primera idea, la cual es que a medida que se incrementa la potencia fotovoltaica, la producción térmica para el mes de marzo (En el resto de los meses ocurre un efecto muy parecido) disminuye y también se reduce su desviación. Esto significa que la producción térmica disminuye y al mismo tiempo esta menos influenciada por la meteorología.

Análogos a este ejemplo se puede obtener distintos gráficos para conocer la media y desviación de la variable que se necesite para el escenario deseado. A continuación, se recogen los resultados obtenidos de este estudio.

2.- Cambios en la estructura de generación.

De los 283 TWh previstos de demanda para el año 2020, la cobertura media para los 4 escenarios de penetración fotovoltaica es la siguiente:

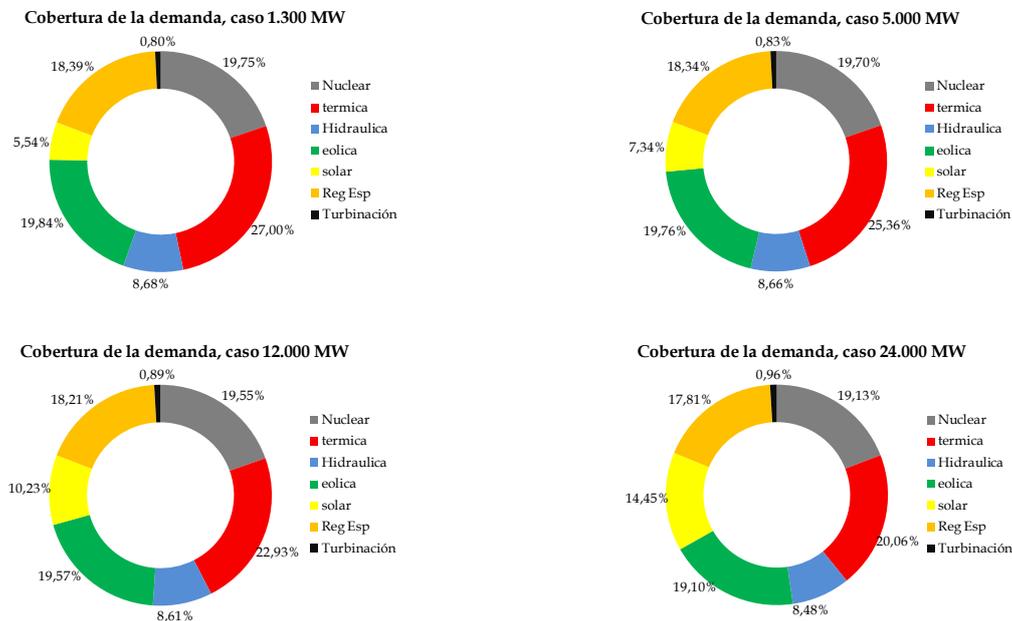


Figura 3.45: Cobertura de la demanda del año 2020 para 4 escenarios de penetración fotovoltaica.

Se puede como la energía producida por la nuclear no varía entre los distintos escenarios y siempre produce entorno a los 56 TWh. Lo mismo ocurre para las producciones eólica, hidráulica y las producciones del régimen especial, produciendo sobre los 130 TWh entre todas. Por lo tanto se puede deducir como conforme aumenta la producción solar la producción sustituida son las tecnologías térmicas.

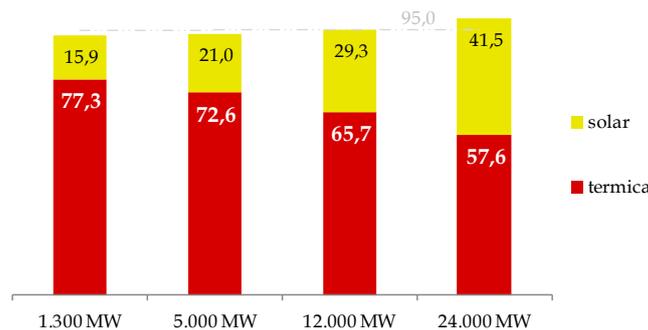


Figura 3.46: Producción conjunta de las tecnologías térmica y fotovoltaica.

La suma de ambas tecnologías permanece prácticamente constante, en torno a los 95 TWh, habiendo un ligero aumento con el incremento de la penetración fotovoltaico. En el caso de una muy alta penetración fotovoltaica de 24.000MW, la energía solar empieza a sustituir a otras tecnologías, como pueda ser la eólica. Sin embargo esta disminución es relativamente pequeña en comparación con la disminución de la producción térmica en el sistema.

Como el aumento de la penetración fotovoltaica afecta sobre todo a la producción térmica se recoge a continuación la variación de esta ante los aumentos de penetración fotovoltaica.

PRODUCCION TERMICA.

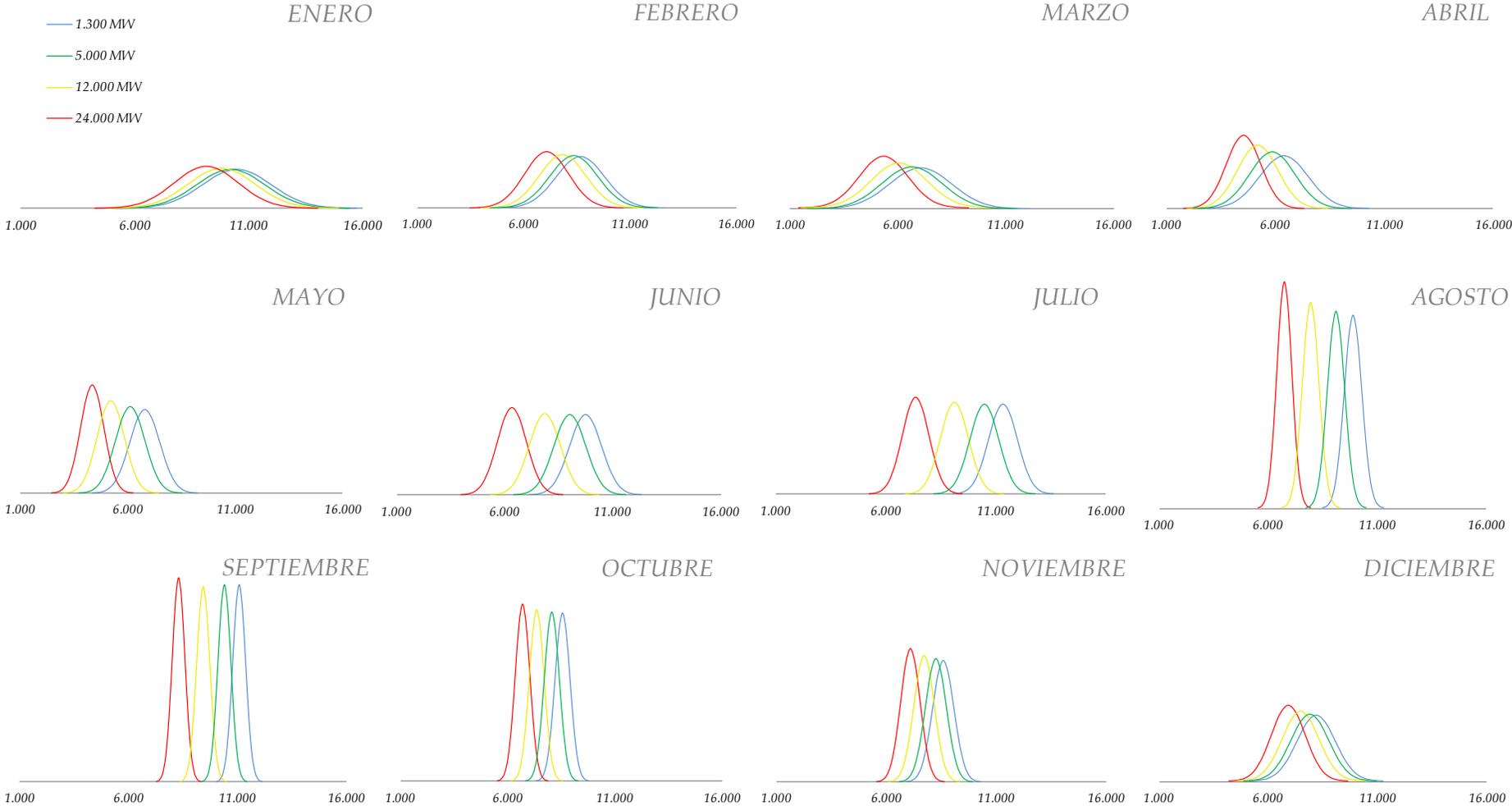
1) Estudio mensual:

A continuación se recogen la evolución mensual de la potencia media térmica para cada mes.

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1.300 MW	media	10.480	8.674	7.054	6.384	6.783	9.737	11.324	9.899	11.070	8.533	8.594	8.178
	Desviación	1.502	1.135	1.444	1.115	700	735	656	405	300	349	485	881
5.000 MW	media	10.223	8.339	6.638	5.857	6.112	9.009	10.475	9.104	10.410	8.035	8.242	7.903
	Desviación	1.488	1.119	1.393	1.040	684	734	654	397	300	348	479	867
12.000 MW	media	9.804	7.810	6.034	5.178	5.203	7.858	9.119	7.949	9.419	7.361	7.716	7.476
	Desviación	1.460	1.088	1.295	924	634	725	641	380	302	344	468	835
24.000 MW	media	9.146	7.071	5.339	4.524	4.346	6.349	7.348	6.727	8.304	6.687	7.079	6.902
	Desviación	1.399	1.029	1.127	795	545	674	608	344	290	333	443	775

Tabla 3.9: Evolución de la potencia térmica media mensual, para los 4 niveles de PV.

Figura 3.47: Evolución Mensual de la potencia térmica para los 4 casos estudiados.



De las gráficas, se observa como en todos los meses la potencia media disminuye. Sin embargo esta disminución es más pronunciada en unos meses que otros. Por ejemplo en los meses de enero o diciembre, las diferencias entre los casos de penetración de 1.300 MW y 24.000MW es de unos 1.300 MW, mientras que en los meses de verano son entorno a los 3.000 MW, incluso en el mes de Julio la diferencia es de casi 4.000 MW. En consecuencia se comprueba que la disminución de producción de las centrales térmicas se produce sobre todo en los meses de verano.

En cuestión de volatilidad los meses de mayor incertidumbre por efectos de meteorología son los meses de invierno, siendo enero el mes más volátil.

1) Estudio horario:

En caso de abordar el estudio desde el punto de vista horario, los resultados obtenidos son:

1) Caso de 1.300MW.

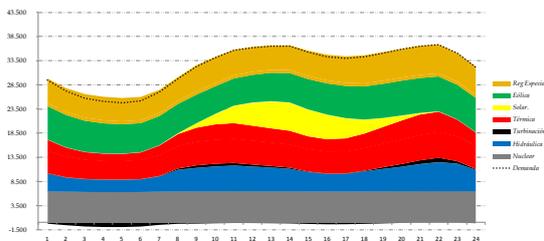


Figura 3.48: Cobertura horaria media para una penetración de 1.300 MW

1) Caso 24.000 MW.

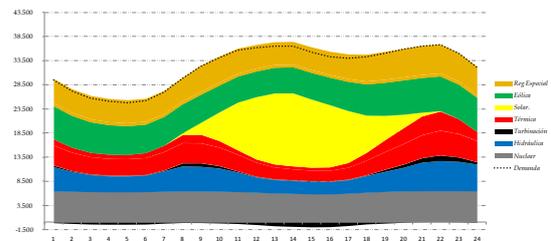


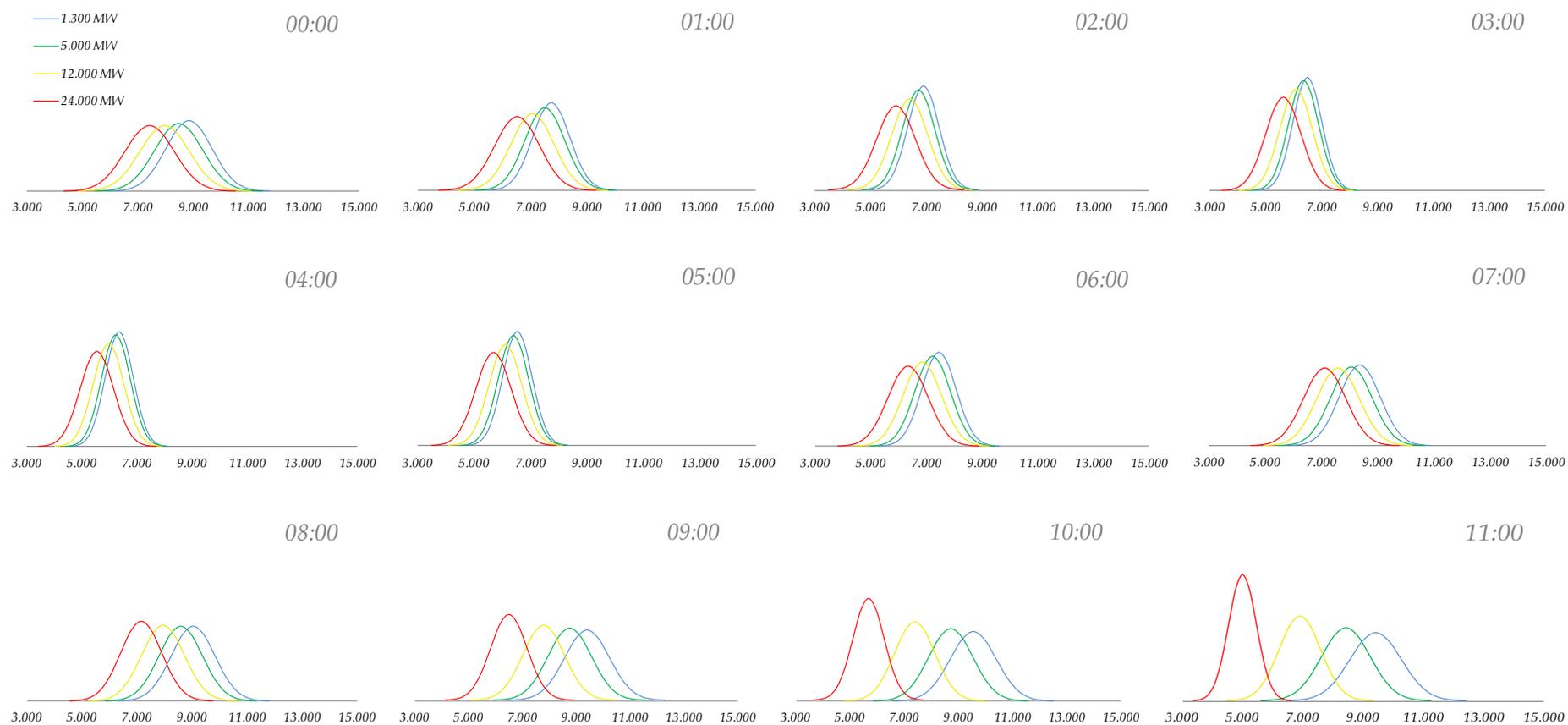
Figura 3.49: Cobertura horaria media para una penetración de 24.000 MW

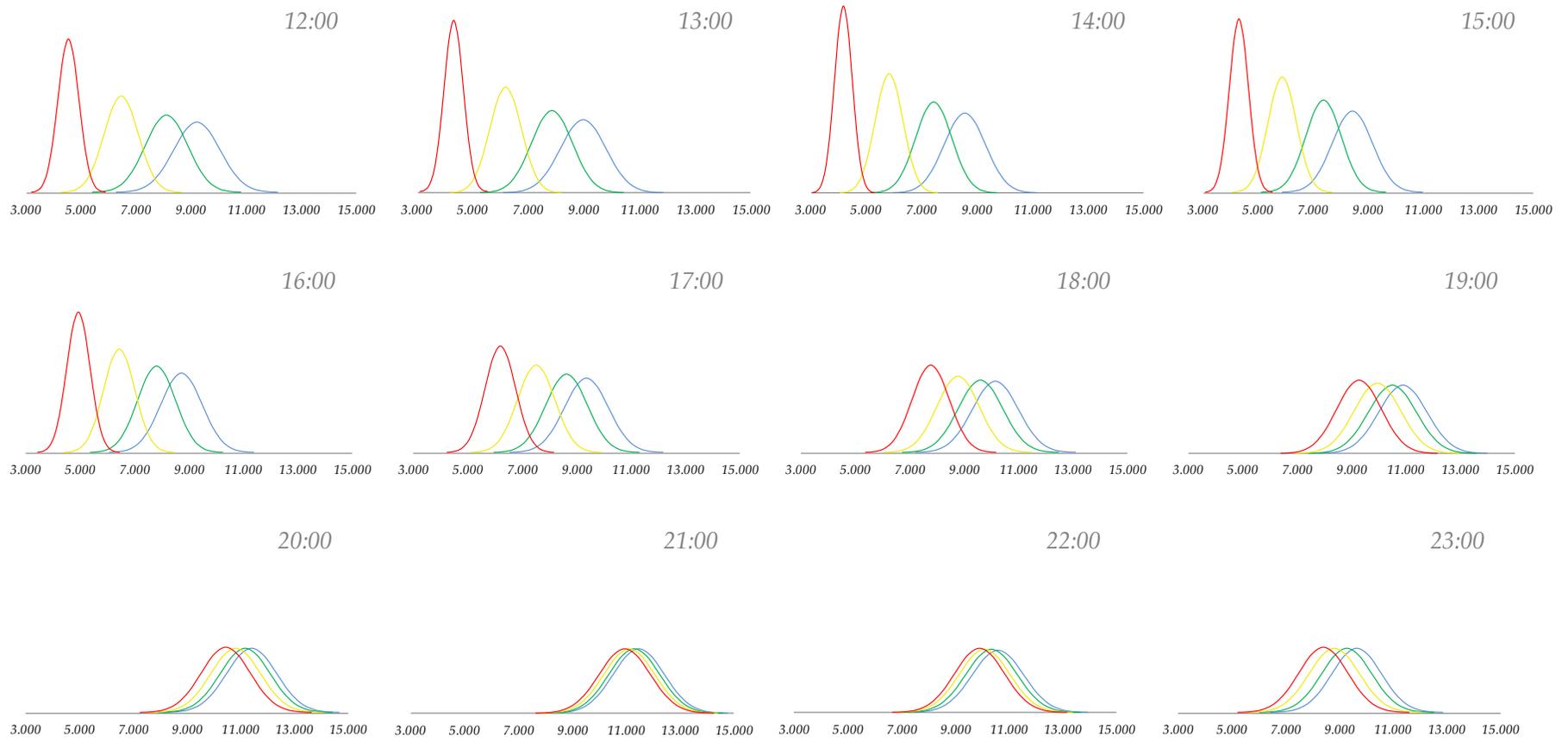
		0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
1.300 MW	media	8.851	7.740	6.889	6.498	6.364	6.538	7.434	8.358	9.021	9.397	9.548	9.423
	Desviación	833	667	562	520	509	518	619	734	792	831	851	855
5.000 MW	media	8.488	7.505	6.726	6.358	6.227	6.392	7.213	8.054	8.588	8.752	8.695	8.419
	Desviación	866	707	586	537	522	536	647	748	790	813	818	805
12.000 MW	media	7.962	7.078	6.408	6.081	5.961	6.112	6.832	7.595	7.937	7.766	7.387	6.899
	Desviación	894	767	639	581	563	581	688	759	780	773	743	689
24.000 MW	media	7.441	6.520	5.929	5.648	5.542	5.683	6.341	7.101	7.144	6.479	5.676	4.978
	Desviación	890	799	691	633	611	629	726	758	742	680	577	464

		12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1.300 MW	media	9.203	8.975	8.546	8.420	8.716	9.355	10.149	10.887	11.408	11.473	10.595	9.647
	Desviación	844	821	748	732	756	802	840	886	930	942	953	920
5.000 MW	media	8.105	7.842	7.424	7.361	7.793	8.607	9.590	10.500	11.153	11.294	10.341	9.268
	Desviación	774	734	657	648	692	764	821	879	927	936	944	929
12.000 MW	media	6.465	6.179	5.825	5.858	6.438	7.511	8.768	9.953	10.820	11.105	10.087	8.805
	Desviación	621	569	503	517	576	686	776	861	920	935	936	930
24.000 MW	media	4.530	4.316	4.149	4.289	4.926	6.179	7.751	9.273	10.453	10.950	9.898	8.414
	Desviación	388	347	321	344	426	559	684	816	914	940	932	912

Tabla 3.10: Evolución de la potencia térmica media horaria, para los 4 niveles de PV.

Figura 3.50: Evolución horaria de la potencia térmica para los 4 casos estudiados.





Comparando ambos escenarios, se observa como durante el día, la potencia media de la producción térmica disminuye drásticamente, pasando por de los 9.203 MW medios del caso de 1.300 MW a 4.530 MW en el caso de 24.000MW, la mitad. Esto ocurre para todas las horas del día. La producción media disminuye y si hace menos volátil, es menos dependiente de la meteorología. Las desviaciones en los escenarios de alta penetración para estas horas, son menores.

Se observa cómo, sin embargo a las horas de demanda alta durante la noche, de 20:00 a 22:00, durante estas 3 horas las producciones térmicas no disminuyen con el nivel de penetración fotovoltaica, y se siguen necesitando alrededor de 11.000 MW térmicos.

Durante la noche se observa también una disminución de la potencia térmica media, siendo la disminución de alrededor de los 1.000 MW. Esto es debido a que la tecnología hidráulica cambia su comportamiento y desplaza parte de su producción diaria a producción nocturna.

PRODUCCION HIDRAULICA.

La hidráulica, conforme aumenta el nivel de fotovoltaica, va cambiando su comportamiento. En los 4 escenarios la hidráulica proporciona alrededor de 24 TWh. Si se estudia en que horas esta la tecnología hidráulica produciendo, se observa como de un caso a otro, la hidráulica traspasa parte de esta producción del día a la noche. La diferencia entre ambos escenarios, es de 2'3 TWh, un 30% más.

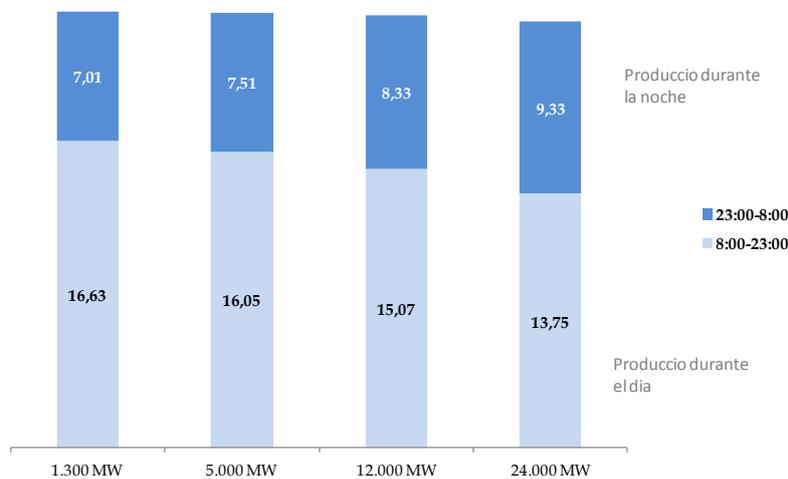


Figura 3.51: Producción hidráulica en los diferentes escenarios.

En relación a la hidráulica un efecto importante es que el bombeo aumenta su producción y cambia su modo de funcionamiento. En relación a la energía el bombeo, la penetración fotovoltaica provoca que se incremente en 0'8 TWh la energía utilizada en el bombeo. Esta energía se utiliza en la turbinación para dar cobertura en las últimas horas del día de las 23:00 a las 2:00. Este se ve claramente en la grafica del bombeo, donde la turbinación

durante el día, permanece prácticamente constante y sin embargo crece la turbinación en las horas nocturnas, sobre todo en las primeras horas de la noche.

El momento en el que se decide bombear el agua para la turbinación cambia de un escenario a otro, En el gráfico superior se puede observar como en el caso del bombeo, este pasa de bombear agua en las horas durante la noche, el valle, a bombear agua en las horas centrales del día, en las horas de máxima producción solar.

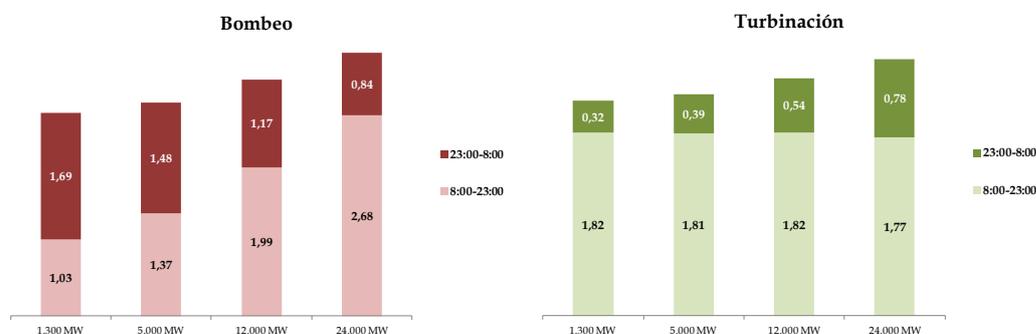


Figura 3.52: Cambios en la conducta del bombeo en los diferentes escenarios.

3.- Evolución de los precios.

La introducción de generación distribuida produce un cambio en los precios de mercado. Se recogen a continuación los cambios de precios que se producen.

EL PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA.

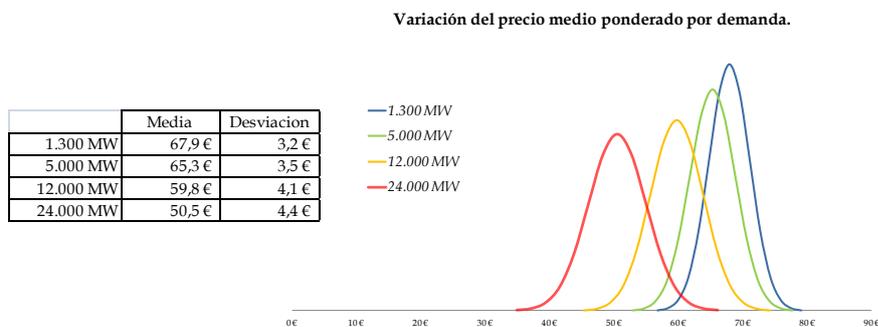


Figura 3.53: Evolución del precio medio de la energía.

El precio de la energía disminuye, pasando de los 67,9€ a 50,5€, una disminución de 17,4€. Esto supondría una disminución del coste de generación de energía de unos 5.000 millones de € (El consumo previsto para 2020 es de 283 TWh). Otro efecto que se observa es que el precio pasa a ser más volátil, es decir, depende más de los efectos de la meteorología.

- 1) Evolución de los precios medios mensuales

Figura 3.54: Evolución mensual del precio medio de la electricidad en los 4 casos estudiados.



		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1.300 MW	media	71,3 €	65,9 €	60,5 €	58,6 €	64,6 €	74,7 €	76,8 €	73,2 €	74,4 €	66,5 €	65,5 €	62,0 €
	Desviación	5,6 €	3,9 €	10,5 €	9,6 €	3,7 €	1,2 €	0,4 €	0,8 €	0,5 €	1,0 €	1,6 €	4,5 €
5.000 MW	media	70,4 €	64,2 €	57,5 €	54,0 €	58,8 €	72,8 €	75,4 €	69,7 €	72,4 €	63,0 €	63,4 €	60,1 €
	Desviación	6,0 €	4,3 €	11,1 €	10,2 €	4,6 €	1,5 €	0,7 €	1,1 €	0,6 €	1,3 €	1,9 €	5,0 €
12.000 MW	media	68,6 €	60,7 €	52,0 €	46,7 €	48,4 €	66,9 €	70,7 €	61,3 €	66,6 €	56,4 €	59,4 €	56,6 €
	Desviación	6,6 €	4,8 €	11,7 €	9,9 €	6,2 €	2,9 €	1,8 €	1,7 €	1,0 €	1,6 €	2,2 €	5,5 €
24.000 MW	media	64,8 €	54,5 €	43,9 €	38,5 €	36,2 €	52,8 €	54,6 €	48,2 €	56,2 €	48,9 €	52,9 €	50,7 €
	Desviación	7,3 €	5,5 €	11,4 €	8,7 €	5,4 €	4,4 €	3,5 €	1,9 €	1,2 €	1,5 €	2,5 €	5,9 €

Tabla 2.11: Evolución del precio medio mensual, para los 4 niveles de PV.

En todos los meses se produce una reducción de los precios medios, siendo los meses de verano en los que más se disminuye el precio. También se ve como todos los meses se hacen más volátiles con el incremento de la generación fotovoltaica. Llama especial atención el caso del mes de Julio que pasa de tener un precio muy cierto de 74€ a tener un precio medio de 54€ con una incertidumbre mucho mayor.

Se observa como los meses de marzo y abril son muy volátiles y el precio puede ser muy distinto en función de las condiciones climatológicas. Con respecto a las variaciones del precio horario se observa como el precio, donde baja, es en las horas centrales de precio, donde está la producción solar.

1) Evolución de los precios medios horarios

		0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
1.300 MW	media	67,6 €	58,1 €	49,4 €	44,7 €	42,7 €	45,0 €	56,5 €	66,2 €	71,6 €	72,0 €	72,5 €	69,7 €
	Desviación	4,0 €	3,7 €	3,2 €	2,8 €	2,7 €	2,7 €	3,5 €	3,9 €	2,8 €	2,8 €	3,0 €	3,4 €
5.000 MW	media	66,2 €	57,2 €	49,0 €	44,8 €	43,1 €	45,3 €	55,8 €	66,1 €	72,1 €	69,2 €	67,7 €	63,6 €
	Desviación	4,6 €	4,2 €	3,6 €	3,2 €	3,0 €	3,1 €	4,0 €	4,2 €	3,0 €	3,4 €	3,7 €	4,0 €
12.000 MW	media	63,5 €	55,1 €	47,5 €	43,8 €	42,4 €	44,3 €	53,7 €	66,7 €	72,5 €	63,7 €	58,6 €	50,7 €
	Desviación	5,6 €	5,4 €	4,6 €	4,1 €	3,9 €	4,0 €	5,1 €	5,0 €	3,6 €	4,4 €	4,7 €	4,7 €
24.000 MW	media	60,2 €	51,4 €	44,4 €	41,1 €	40,0 €	41,4 €	49,4 €	68,8 €	70,2 €	52,7 €	40,2 €	25,5 €
	Desviación	6,6 €	6,7 €	5,8 €	5,4 €	5,1 €	5,2 €	6,5 €	5,3 €	4,7 €	5,4 €	5,1 €	3,9 €

		12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1.300 MW	media	66,99 €	64,90 €	59,91 €	58,10 €	60,05 €	64,46 €	74,74 €	86,91 €	94,33 €	100,61 €	78,75 €	71,51 €
	Desviación	3,47 €	3,68 €	3,39 €	3,28 €	3,33 €	3,49 €	2,64 €	2,69 €	2,92 €	2,26 €	3,59 €	4,07 €
5.000 MW	media	59,30 €	56,23 €	50,35 €	49,18 €	53,25 €	59,68 €	72,64 €	86,35 €	95,57 €	105,57 €	79,99 €	69,93 €
	Desviación	3,96 €	3,80 €	3,25 €	3,24 €	3,53 €	3,88 €	2,90 €	2,99 €	3,39 €	2,80 €	3,97 €	4,52 €
12.000 MW	media	43,08 €	38,51 €	31,75 €	32,04 €	39,22 €	50,92 €	68,49 €	84,92 €	97,54 €	113,53 €	83,59 €	67,23 €
	Desviación	4,06 €	3,61 €	3,04 €	3,07 €	3,51 €	4,54 €	3,17 €	3,54 €	4,40 €	3,77 €	4,22 €	5,39 €
24.000 MW	media	16,63 €	13,02 €	9,28 €	11,62 €	18,76 €	33,75 €	60,34 €	81,10 €	98,42 €	121,48 €	89,53 €	64,17 €
	Desviación	2,92 €	2,33 €	1,81 €	2,06 €	3,20 €	4,60 €	3,23 €	3,91 €	5,70 €	5,07 €	4,45 €	6,24 €

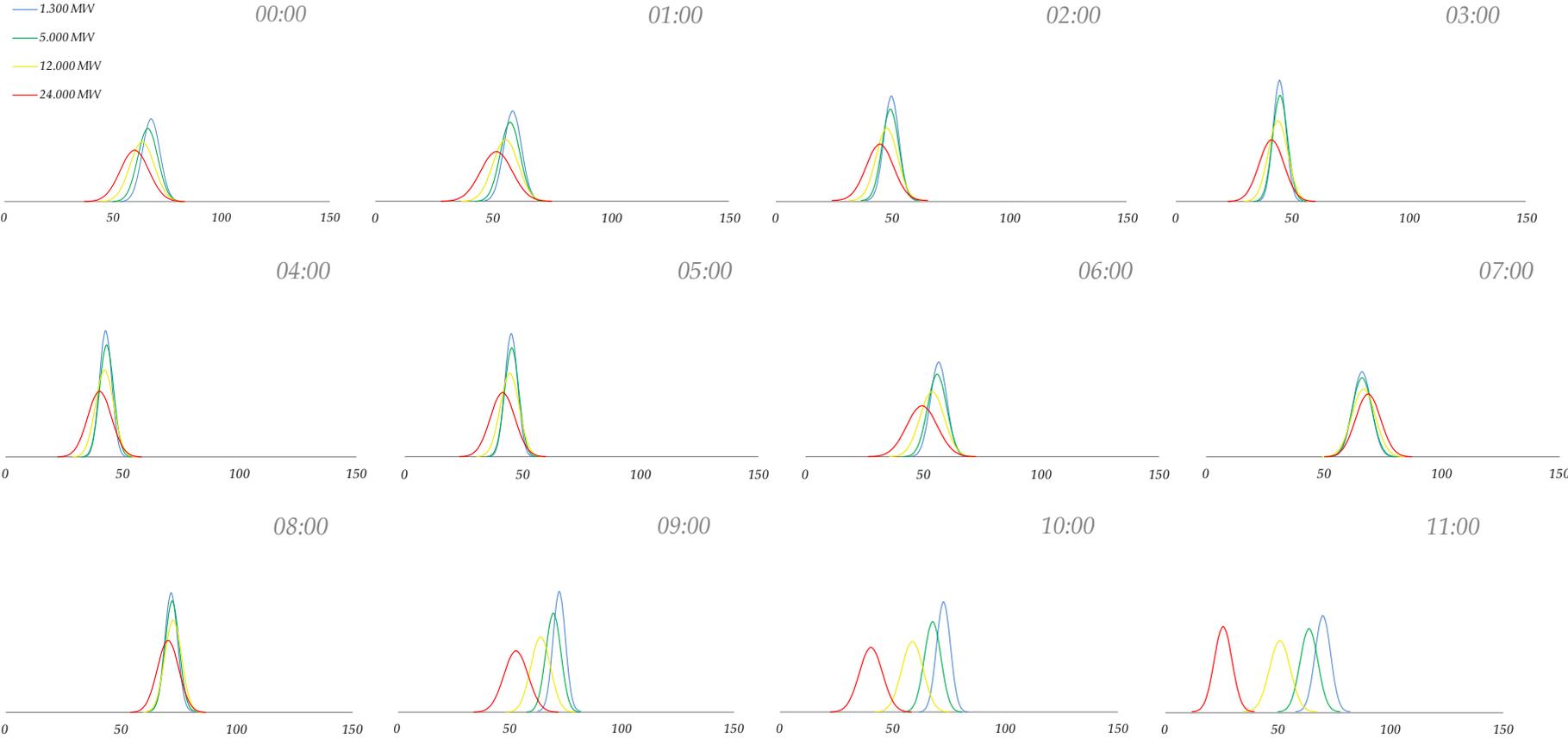
Tabla 2.12: Evolución del precio medio horario, para los 4 niveles de PV.

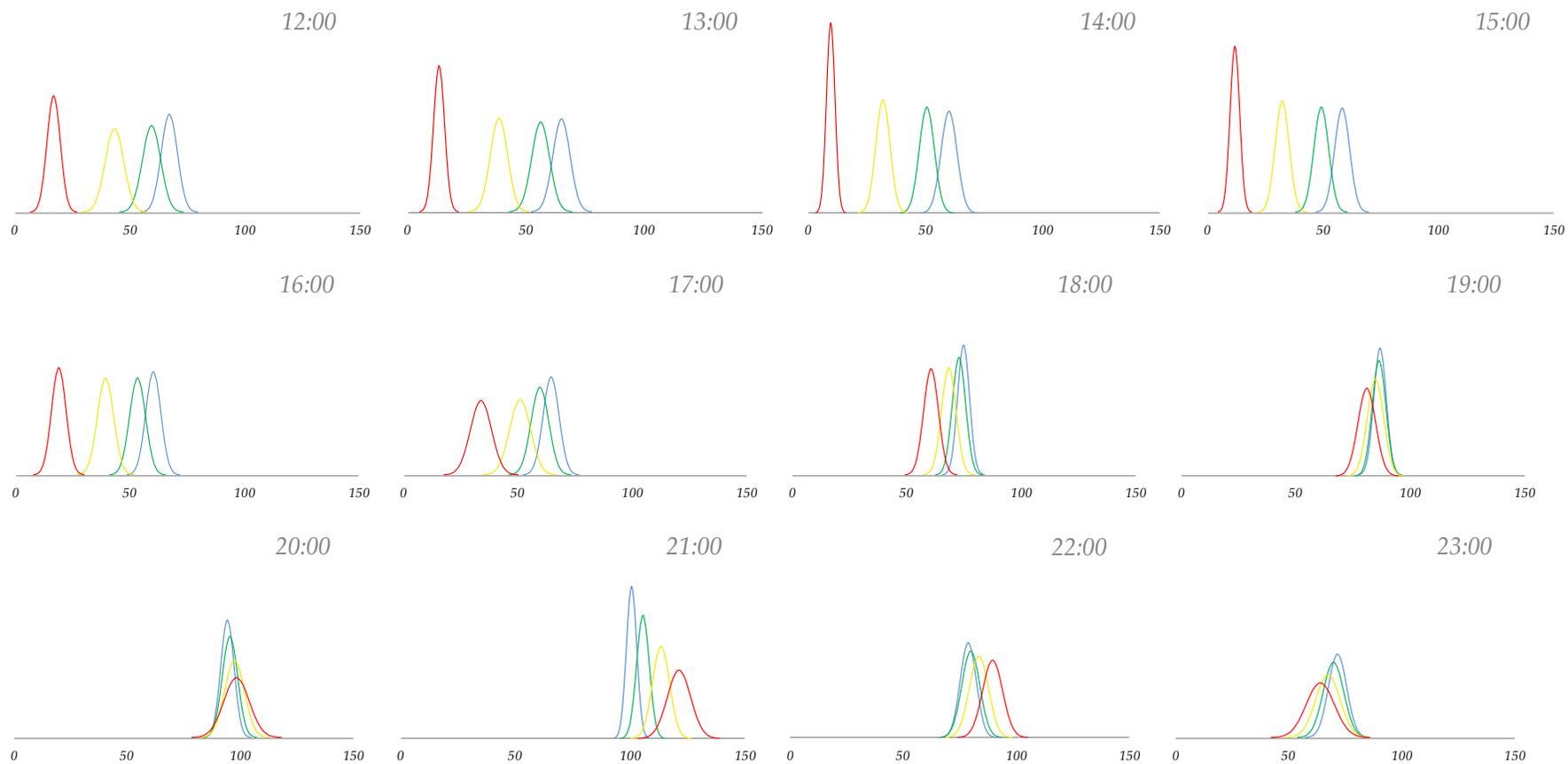
Si se observa por ejemplo la hora 14:00, se puede ver como el precio pasa de 59€ a 9€, e incluso este precio de 9€ es más probable que el precio de 59€. Algo parecido ocurre durante las horas comprendidas entre las 9:00 y las 18:00. En muchas de estas horas es el sol, con un coste variable prácticamente nulo.

Se observa también como el precio de las horas comprendidas entre las horas 20:00 y las 22:00, el precio de la energía sube conforme aumenta en nivel de penetración fotovoltaica. Esto es debido a que para que las unidades térmicas que son necesarias para cubrir la demanda punta que se produce en estas horas, recuperen los costes de arranque y parada, el precio es necesariamente mayor.

Durante las horas de la noche, el precio varía poco a consecuencia de la generación fotovoltaica. Si que se observa una disminución en los precios, que es debido a que se reduce la producción térmica en estas horas y es sustituida por tecnología hidráulica.

Figura 2.55: Evolución horaria del precio medio de la electricidad en los 4 casos estudiados.





INGRESOS UNITARISOS POR TECNOLOGÍAS:

Se recoge a continuación el ingreso medio por MWh, que percibiría cada tecnología en los distintos escenarios.

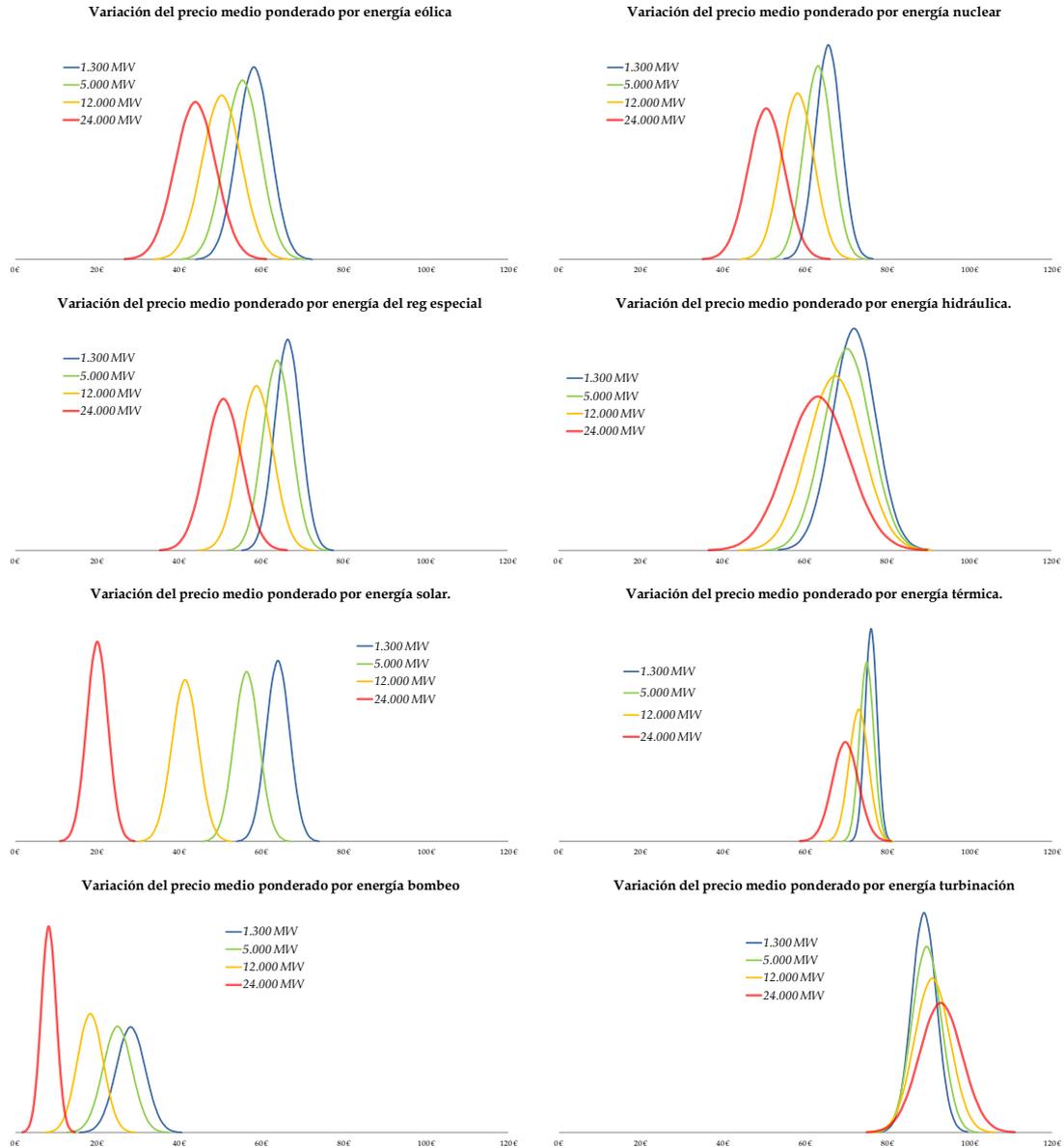


Figura 3.56: Evolución del ingreso medio por tecnologías.

Se observa como todas las tecnologías ven reducido el ingreso medio, siendo la solar la tecnología que mas ve reducida su precio medio. Se “canibaliza” su propio beneficio.

La térmica ve reducido ligeramente su precio, siendo la tecnología que menos lo reduce, pero como vimos anteriormente, esta tecnología ve también muy reducido el volumen de energía que producía, por lo que los ingresos se verían muy afectados.

La única tecnología que aumenta su precio medio de venta es la turbinación. Este aumento se produce junto a un descenso del coste del bombeo, lo cual se puede entender como un incentivo al bombeo.

4.- Estudio simple de rentabilidad de la inversión.

A continuación se realiza un pequeño análisis sobre la rentabilidad que se obtendría por la inversión en instalación de energía fotovoltaica. Lo primero que se observa es que los ingresos se reducen conforme aumenta la potencia fotovoltaica.

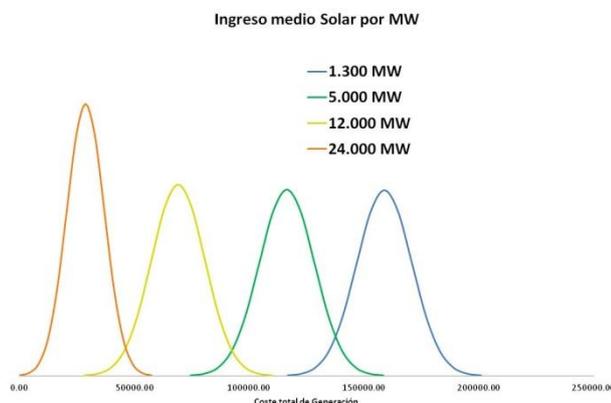


Figura 3.57: Ingreso medio anual por MW para la tecnología fotovoltaica.

Si suponemos unos costes de instalación se podría calcular el tiempo simple de retorno de la inversión, (sin tener en cuenta tasas de descuentos, impuestos, costes de explotación, etc...). Se puede obtener una señal sencilla de rentabilidad y una orientación de la cantidad óptima de fotovoltaica que sería rentable en el sistema.

	1.300 MW	5.000 MW	12.000 MW	24.000 MW
Ingreso Medio	158,841 €	116,325 €	69,116 €	28,782 €
Desviación	12,020 €	11,982 €	11,648 €	8,199 €
	TR simple	TR simple	TR simple	TR simple
Coste Inversion	1.300 MW	5.000 MW	12.000 MW	24.000 MW
2.000.000 €	12.59 años	17.19 años	28.94 años	69.49 años
1.500.000 €	9.44 años	12.89 años	21.70 años	52.12 años
1.000.000 €	6.30 años	8.60 años	14.47 años	34.74 años
800.000 €	5.04 años	6.88 años	11.57 años	27.80 años

Tabla 2.13: Tiempo de retorno de inversión en los distintos escenarios.

Observando los datos, lo primero que se puede deducir es que para el escenario de mayor penetración fotovoltaica, los periodos de retorno que se obtienen son entre los 27 años para el caso de más optimista de coste de la instalación y de 70 años para el caso más pesimista. Considerando que la vida útil de una instalación de este tipo es de 20 años, estos tiempos de retorno son excesivos.

En el lado contrario en el caso de menor penetración fotovoltaica, los tiempos de retorno simple que se obtienen van de los 5 a los 12 años. Estos periodos de retorno dan una señal de que si podría ser interesante este tipo de inversiones.

Finalmente, se podría concluir (A falta de un estudio en mayor profundidad) que para el año 2020, sobre los ≈ 8.000 MW que existen de fotovoltaica y solar termoelectrico, podrían ser rentables una cantidad entre 3.000 MW y 5.000MW. Cantidades mayores que estas carecerían de interés desde el punto de vista económico.

Financiación de las actividades reguladas

1.- Descripción de los costes de las actividades reguladas

En España, los peajes se determinan en base a los costes de las actividades reguladas del sistema. Por lo tanto, los costes comprendidos en los peajes no sólo contienen conceptos relacionados con las redes de transporte y la distribución de electricidad, sino que se establece reglamentariamente que deben incluir otras partidas de costes que no guardan relación alguna con estas actividades, ya que se utiliza la tarifa de peajes como mecanismo para apoyar el desarrollo de las nuevas formas de generación e incentivar el uso de tecnologías más respetuosas con el medio ambiente.

Los peajes de acceso también incorporan el componente conocido como costes permanentes del sistema. La partida económica más relevante destinada a la compensación de los sistemas extrapeninsulares.

Finalmente, los peajes también incluyen otros conceptos como los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores que atienden a suministros de consumidores cualificados, y en su caso, los ingresos o pagos resultantes de transportes intracomunitarios y/o conexiones internacionales.

Los costes recogidos en la tarifa de acceso son los siguientes:

- 1) Costes de la red de transporte.
- 2) Costes de la red de distribución.
- 3) Gestión comercial de clientes a tarifa.
- 4) Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- 5) Costes permanentes.
- 6) Anualidades del déficit.

Costes de la red de transporte

La LSE fija que la retribución de la actividad de transporte se establece reglamentariamente y permite fijar la retribución correspondiente, atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como otros costes necesarios para desarrollar esta actividad. El método retributivo, cubre todos los costes de prestación del servicio y, a su vez, incentivar una gestión eficiente. Anualmente se calcula como la suma de:

- a) Un término de remuneración ligado al valor actualizado de las inversiones.
- b) Un término que permite recuperar los costes de operación y mantenimiento.
- c) Unos incentivos a la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones.

En definitiva, para la remuneración de la actividad de transporte se aplican dos regímenes retributivos diferentes, en función de la puesta en servicio de la instalación de transporte. Ascendiendo el importe total para el año 2013 a 1.596.136 miles de €.

Costes de la red de distribución

El régimen retributivo de la actividad de distribución está determinado reglamentariamente del mismo modo que ocurre con la actividad de transporte. Con el fin de incentivar la mejora de la calidad de suministro se incorporan a la tarifa de acceso los incentivos de mejora de la calidad. Se realiza una remuneración independiente para cada empresa que tiene en cuenta parámetros tan importantes como son la calidad del suministro o las pérdidas en las redes de distribución.

Se establece un año de referencia, para el que se calcula la retribución de la inversión y del coste de operación y mantenimiento de cada empresa distribuidora. Obtenida la retribución para el año de referencia, se obtiene la retribución anual de cada empresa distribuidora actualizando dicha retribución de referencia. La actualización se calcula de forma anual como la suma de:

- 1) Un término que actualiza la retribución del año anterior en función del IPC y del factor de eficiencia publicado por el Gobierno.
- 1) Un término que retribuye los costes asociados al incremento de la actividad de distribución.
- 1) Un incentivo o penalización asociado a la calidad del servicio de la empresa distribuidora, en función del grado de cumplimiento de los objetivos establecidos en el año anterior de los índices de calidad del servicio.
- 1) Un incentivo asociado a la reducción de pérdidas, referido a la remuneración del año anterior.

Los costes destinados a retribuir esta actividad para el año 2013 se estiman en 5.069.743 miles de €.

Gestión comercial de clientes a tarifa.

Esta partida se destina a compensar a las compañías distribuidoras, por los costes de gestión comercial en que incurren para atender a sus clientes a tarifa y a los consumidores cualificados conectados a sus redes, tales como, la contratación y atención al cliente relacionados con el acceso, conexión de los consumidores a las redes eléctricas, la lectura de contadores y equipos de medida, así como los relativos a la planificación de las redes y la gestión de la energía.

El importe global de dicha retribución se calcula actualizando una cifra inicial mediante el mismo procedimiento que se utiliza para determinar la anualidad total que le corresponde a la actividad de distribución, y la cuantía que recibe cada empresa se determina aplicando unos parámetros que reflejan sus costes de gestión comercial.

De este modo para el año 2013 se establece un coste de gestión comercial estimado en 56.701 miles de €.

Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

- 1) Primas al Régimen Especial:

La mayoría de los países desarrollados tienen establecidos ambiciosos objetivos respecto al desarrollo e implantación de las energías renovables. Debido a que el coste de producción de estas tecnologías es todavía más alto que los de las convencionales, el éxito de éstas depende de las ayudas (incentivos o primas) del Gobierno.

El objetivo que fija la UE para el año 2020 es obtener una cuota del 20% del consumo de energía primaria proceda de fuentes de energía renovable. Dicho objetivo sería imposible de alcanzar si los productores de estas energías no percibieran un incentivo por su producción.

De este modo para el año 2013 se establece un coste de primas am régimen especial estimado en 10.000.500 miles de €.

1 Servicio de interrumpibilidad:

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda, con la cual se pretende dar una respuesta de forma rápida y eficiente a las posibles necesidades del sistema eléctrico. Este servicio se basa en una reducción de la potencia activa demandada hasta el valor de la potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia ordenada el Operador del Sistema en los términos del contrato formalizado entre el consumidor y éste.

Para sufragar este servicio se incluye una estimación de costes en el año 2013 de 748.900 miles de €.

Costes permanentes.

1 Compensación extrapeninsular:

En el marco normativo europeo, se establece que debe considerarse la posibilidad de recurrir a determinadas excepciones para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas. Esta excepción, es lo que ocurre en los sistemas eléctricos insular y extrapeninsular, producto del aislamiento geográfico que presentan y de su tamaño eléctrico, compuesto principalmente por grupos térmicos de fuel, motores diesel y turbinas de gas de pocas decenas de MW.

Es por ello que, teniendo en cuenta lo peculiar de estos sistemas, la actividad de la producción eléctrica desarrollada en esos territorios puede estar excluida del mercado eléctrico, es decir, pierde sentido establecer un mercado de ofertas similar al peninsular. Así, se establece que cuando los costes de estas actividades no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, deben considerarse como costes permanentes.

No obstante y aunque estos costes fueron considerados en su totalidad como permanentes, existe en la actualidad un mecanismo de traspaso de este concepto a los Presupuestos Generales del Estado (PGE), así en el año 2013, el 50% de estos costes recaen sobre los PGE, mientras que el 50% restante, esto es, 925.000 miles de € se cubren mediante la recaudación de los peajes de acceso.

Anualidades del déficit.

El marco normativo vigente en España prevé que las tarifas eléctricas sean establecidas a priori, lo que requiere el empleo de estimaciones de costes, demanda y otros factores. Por lo tanto, es lógico que se produzcan desvíos entre los ingresos previstos y los recaudados vía tarifa de acceso, como consecuencia de diferencias o errores entre la previsión y el valor real de los costes.

En relación con la evolución de los costes de acceso, los componentes que han contribuido en mayor medida al aumento de estos costes, son aquellos no directamente relacionados con las redes. La partida más relevante, es la destinada a las primas del régimen especial, la compensación extrapeninsular y las anualidades del déficit, y su peso respecto al total de costes de acceso ha ido aumentando con el paso del tiempo.

Para el año 2013 se establece una anualidad del déficit estimado en 2.628.517 miles de €. En mayo de 2013 la deuda viva del déficit de tarifa es superior a los 26.000 millones de €.

Resumen:

A modo de resumen se recoge en el siguiente cuadro el balance de los costes regulados.

Coste de acceso (Miles €)	
Coste Transporte	1.596.136
Retribución transporte	1.588.636
Incentivo disponibilidad	7.500
Coste Distribución	5.069.743
Retribución distribución	4.905.539
Incentivo pérdidas y calidad	164.204
Coste Gestión Comercial	56.701
Costes de diversificación	10.825.000
Prima RE	10.000.500
Servicio de interumpibilidad	748.900
Resto	75.600
Costes Permanentes	945.997
Cuotas	20.997
Compensación extrapeninsular	925.000
Anualidades déficit actividades reguladas	2.628.517
Exceso déficit años anteriores	
Otros	
Costes de acceso (A)	21.122.094

Figura 4.58: Resumen de los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico, año 2013

2.- Ingresos regulados. Estructura de los peajes de acceso.

Analizados los costes incluidos en la tarifa de acceso, se examinan los peajes que fueron diseñados para permitir recuperar dichos costes.

El punto de partida para clasificar las tarifas de acceso, es por medio de niveles de tensión. Dicha estructura se clasifica en tarifas de baja y alta tensión. Esta diferenciación, se realiza según que la tensión del suministro sea inferior o igual a 1 kV para la primera y superior a 1 kV para la segunda. En este sentido, la frontera entre ambas la marcan los peajes 3.0A y 3.1A; siendo, el primero el de baja y el segundo el de alta tensión.

Dentro de cada nivel de tensión se realiza una estructuración según la potencia que contrate el consumidor. De esta forma el consumidor contratará la potencia que más se ajuste a sus condiciones y será la empresa distribuidora quién fije el escalón tarifario correspondiente.

Componentes de las tarifas de acceso

las tarifas de acceso están compuestas de un término de facturación de potencia, un término de facturación de energía activa.

Término de facturación de potencia: Para cada periodo tarifario, se contrata una potencia, los costes de acceso se calculan como el sumatorio del producto de los términos de potencia por la potencia contratada en cada periodo. (€/kW)

Término de facturación de energía: El término de facturación de la energía activa resulta del sumatorio del producto de la energía consumida (medida por el contador en cada periodo), y el precio del término de energía del periodo correspondiente. (€/kWh)

En Julio 2013 se realiza una publicación de la estructura de peajes siendo esta la siguiente.

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0A	31,590425 €						2.0A	0,053156 €					
2.0DHA	31,590425 €						2.0DHA	0,074419 €	0,002658 €				
2.0DHS	31,590425 €						2.0DHS	0,074419 €	0,003721 €	0,001329 €			
2.1A	39,903601 €						2.1A	0,060668 €					
2.1DHA	39,903601 €						2.1DHA	0,078868 €	0,013953 €				
2.1DHS	39,903601 €						2.1DHS	0,078868 €	0,018837 €	0,006976 €			
3.0A	39,614059 €	23,768434 €	15,845625 €				3.0A	0,018249 €	0,012231 €	0,004543 €			
3.1A	57,497750 €	35,457318 €	8,130767 €				3.1A	0,013929 €	0,012393 €	0,007584 €			
6.1	38,031047 €	19,031047 €	13,928252 €	13,928252 €	13,928252 €	6,354968 €	6.1	0,025919 €	0,019357 €	0,013140 €	0,005133 €	0,003315 €	0,002076 €
6.2	21,509911 €	10,764263 €	7,877654 €	7,877654 €	7,877654 €	3,594295 €	6.2	0,015131 €	0,011300 €	0,006023 €	0,002996 €	0,001935 €	0,001211 €
6.3	18,362639 €	9,189267 €	6,725018 €	6,725018 €	6,725018 €	3,068388 €	6.3	0,014608 €	0,010909 €	0,005813 €	0,002891 €	0,001868 €	0,001171 €
6.4	13,296137 €	6,653825 €	4,869496 €	4,869496 €	4,869496 €	2,221779 €	6.4	0,008212 €	0,006813 €	0,003905 €	0,002219 €	0,001431 €	0,000987 €

Figura 4.59: Peajes de acceso del termino de potencia y de energía, año 2013 (Publicación Verano)

Con estos peajes se hace una estimación de los ingresos regulado para el año en cuestion. Para el año 2013 los ingresos serian.

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0A	3.271.491.966 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.0A	3.374.260.754 €	- €	- €	- €	- €	- €
2.0DHA	191.856.138 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.0DHA	213.070.230 €	12.230.811 €	- €	- €	- €	- €
2.0DHS	10.899 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.0DHS	2.456 €	212 €	27 €	- €	- €	- €
2.1A	384.651.720 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.1A	400.777.965 €	- €	- €	- €	- €	- €
2.1DHA	88.161.580 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.1DHA	86.338.692 €	30.193.525 €	- €	- €	- €	- €
2.1DHS	3.711 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.1DHS	315 €	132 €	14 €	- €	- €	- €
3.0A	1.119.015.047 €	671.110.053 €	446.849.350 €	- €	- €	- €	3.0A	133.835.520 €	260.263.840 €	41.289.165 €	- €	- €	- €
3.1A	448.737.223 €	291.377.815 €	71.064.782 €	- €	- €	- €	3.1A	49.456.001 €	85.101.157 €	49.029.369 €	- €	- €	- €
6.1	615.101.338 €	313.598.674 €	232.265.803 €	233.592.010 €	234.739.739 €	124.509.831 €	6.1	134.025.412 €	128.887.055 €	47.313.618 €	29.853.667 €	25.756.463 €	58.562.521 €
6.2	76.588.705 €	39.482.477 €	29.135.566 €	29.460.417 €	29.614.859 €	15.722.827 €	6.2	19.460.130 €	20.353.933 €	5.443.298 €	4.515.140 €	4.025.708 €	11.575.308 €
6.3	27.013.811 €	16.211.760 €	11.886.429 €	12.197.037 €	12.265.942 €	6.502.206 €	6.3	7.139.616 €	8.325.716 €	2.326.735 €	1.995.579 €	1.787.893 €	5.905.545 €
6.4	48.814.706 €	26.588.186 €	20.767.013 €	21.640.620 €	21.819.554 €	11.084.978 €	6.4	11.210.407 €	14.452.471 €	4.144.029 €	4.211.394 €	3.912.617 €	13.389.020 €

Figura 4.60: Estimación de los ingresos por tarifas de acceso.

En resumen:

	Ingresos Potencia	Ingresos Energia	
2.0A	3.271.491.966 €	3.374.260.754 €	6.645.752.720 €
2.0DHA	191.856.138 €	225.301.041 €	417.157.178 €
2.0DHS	10.899 €	2.695 €	13.593 €
2.1A	384.651.720 €	400.777.965 €	785.429.684 €
2.1DHA	88.161.580 €	116.532.217 €	204.693.797 €
2.1DHS	3.711 €	461 €	4.172 €
3.0A	2.236.974.450 €	435.388.525 €	2.672.362.975 €
3.1A	811.179.819 €	183.586.527 €	994.766.347 €
6.1	1.753.807.395 €	424.398.737 €	2.178.206.132 €
6.2	220.004.851 €	65.373.517 €	285.378.368 €
6.3	86.077.185 €	27.481.084 €	113.558.268 €
6.4	150.715.056 €	51.319.938 €	202.034.994 €
	9.194.934.769 €	5.304.423.460 €	14.499.358.229 €

Figura 4.61: Resumen de los ingresos por peajes.

Comparando la estimación de ingresos regulados y costes del sistema calculado en el apartado anterior se observa una diferencia de más de 5.000 millones de €. Esta diferencia es aportada por otras partidas. Se comenta a continuación el origen de estas partidas y el balance final.

3.- Balance entre ingresos y costes regulados.

Según las necesidades financieras del sistema para 2013 ascienden a 20.581,2 millones de €. Los ingresos por peajes de acceso aportarán 14.677 millones de €. El resto de ingresos, externos a los peajes de acceso, deberán aportar 5.922 millones € a efectos de lograr la suficiencia ingresos del sistema eléctrico en 2013. Dichos ingresos se corresponden a los ingresos provenientes de la subastas de emisiones de CO₂ (150 millones €), los ingresos por la aplicación

de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (2.647,5 millones €), ingresos del crédito extraordinario al sistema eléctrico para 2013 (máximo 2.200 millones €) y financiación del 50% de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (925 millones €).

Gráfico 3. Costes del sistema eléctricos previstos para 2013 y su financiación

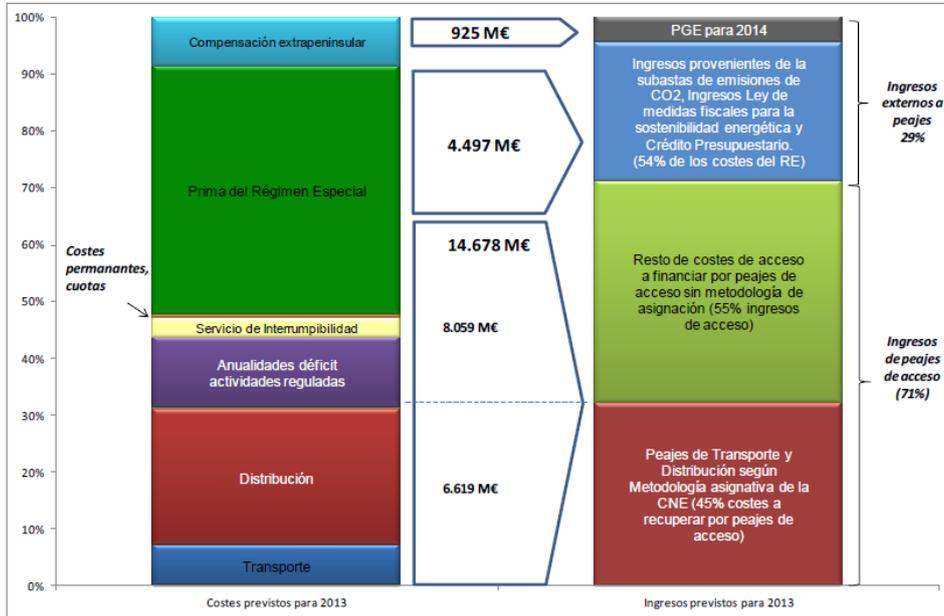


Figura 4.62: Balance entre ingresos regulados y costes de las actividades reguladas. Año 2013

NOTA: Estos valores aquí expuestos tienen el fin académico de explicar brevemente el balance de los costes regulados y ingresos por peajes. Este balance está muy sujeto a regulación de caja año. Este estudio fue realizado a finales del año 2013. Para años posteriores la metodología propuesta debería ser parecida pero con valores diferentes.

Aspectos regulatorios relacionados con la GD.

1.- Introducción

En el futuro a medio plazo, parece obvio que se producirán cambios importantes en el sector eléctrico. Un cambio significativo será la llegada de la "competitividad fotovoltaica" como alternativa a la generación. Esta tecnología alcanzará podrá competir con el resto de tecnologías de generación en algunos países sin necesidad de mecanismos de apoyo a la inversión. Por las posibilidades técnicas de esta tecnología que permite la instalación de sistemas de pequeña potencia, se prevé que llegará el momento en el que parte de la demanda eléctrica de los consumidores, podría ser producida in situ en las instalaciones de estos consumidores. Este tipo de generación eléctrica se les suele llamar instalaciones de autoconsumo.

Por el momento, este tipo de instalaciones no están muy extendidas y su presencia no es significativa por el momento. Pero si las previsiones de evolución de coste sobre la tecnología se cumplen, y el desarrollo de estas actividades se extiende, es necesario que el sistema este preparado para este cambio de paradigma, en el que los consumidores podrán generar electricidad. Es necesario desarrollar una regulación adecuada para adaptar esta actividad en el sistema permitiendo que este se beneficie reduciendo los costes globales del sistema.

Hoy en día las instalaciones de autoconsumo no están reguladas completamente en la UE. Regulaciones muy diversas han surgido en los estados miembros. Las principales dudas surgen a la hora de determinar cómo debe remunerarse este tipo de instalaciones. En un primer momento sería intuitivo pensar que la remuneración que deben recibir este tipo de instalaciones debe ser igual al coste de suministro eléctrico tradicional, y considerar a las instalaciones de autoconsumo como una alternativa al suministro tradicional. Sin embargo, esto no es tan sencillo. En la inmensa mayoría de los sistemas eléctricos, en el pago del suministro, se incluyen otros costes del sistema a parte del coste "puro" de producción de la electricidad. Un ejemplo de otros costes sería ser el pago de las actividades de transporte de distribución⁷. Los futuros clientes que realicen la actividad de autoconsumo, seguirán utilizando la red y por tanto es lícito que asuman parte de estos costes.

También, las actividades de autoconsumo podrán tener ciertos beneficios adicionales en el sistema a parte de reducir los costes de generación. Un ejemplo claro sería la reducción de las pérdidas de energía en el transporte de la electricidad. Si el desarrollo de este tipo de actividades va a llevar asociados unos beneficios adicionales, es lógico pensar que estos beneficios sean reconocidos y por tanto sean remunerados en este tipo de actividades.

En este capítulo se comenta brevemente algunos los posibles beneficios adicionales de la generación distribuida. No se cuantifica económicamente estos beneficios de la generación distribuida tan solo se comentan. Por último se propondrá unos principios básicos regulatorios para la remuneración de este tipo de actividades.

⁷ !Hay más costes adicionales!

2.- Beneficios de la GD

La GD puede proporcionar beneficios muy significativos en los sistemas eléctricos. En el caso concreto de la UE, la GD ayudará a conseguir cumplir con sus objetivos de protección climática de política energética, consiguiendo al mismo tiempo otros objetivos adicionales, como puede ser el desarrollo de nuevas actividades relacionadas con la energía y la innovación. Algunos de estos beneficios son:

A) Reducción de las pérdidas energéticas en el sistema

En la mayoría de los sistemas eléctricos los puntos de mayor consumo no coinciden con los puntos de mayor generación. En la generación distribuida como la generación estaría en el mismo punto en el que se consume la energía, se podrían conseguir importantes reducciones de las pérdidas de transporte y distribución. Cabe recordar que la relación de las pérdidas con el consumo es cuadrático por lo que una reducción del consumo tiene un impacto cuadrático en la reducción del consumo.

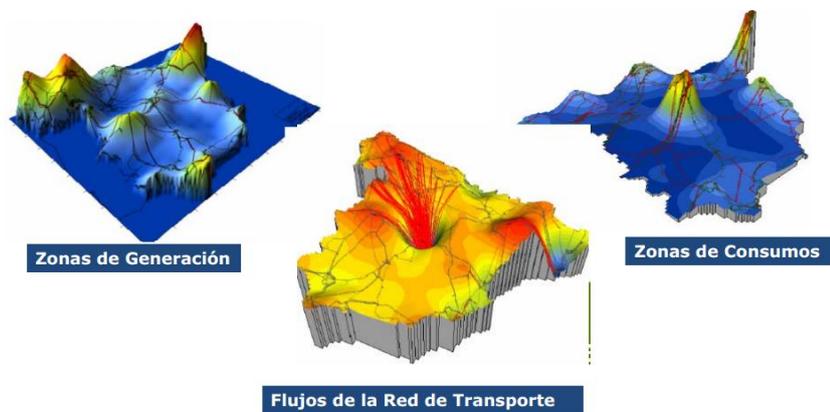


Figura 5.63: Ejemplo del desacoplamiento entre la generación y el consumo.

B) Retraso o reducción de las inversiones en las redes de transporte y distribución.

En la literatura existen multitud de estudios en los que se demuestra con una inversión bien desarrollada de las inversiones en generación distribuida se pueden reducir las inversiones necesarias en las redes de transporte y distribución.

C) Mejora de la estabilidad de la red.

También se recoge que se puede mejorar la estabilidad la red e incluso en situaciones extrema como puedan ser catástrofes naturales se podría dar el caso de continuar con el suministro eléctrico con las instalaciones de generación distribuida.

D) Impulsar el uso razonado de la energía.

Al introducir la generación distribuida en manos del consumidor final, se espera que este mejore su conducta y realice un mejor uso de la energía.

E) Reducción de la dependencia energética de un país.

Con el desarrollo de la generación distribuida se podría reducir la dependencia energética de un país. En el caso del sistema energético español, la pobreza de recursos, en concreto la carencia de hidrocarburos líquidos y gaseosos y la mala calidad y carestía del carbón existente. La escasez de recursos ha condenado tradicionalmente al sistema energético nacional a una situación

de déficit y dependencia exterior. El grado de autoabastecimiento exterior se sitúa en las dos últimas décadas entre el 20 y el 25%, en 2010 fue del 26,1%.

F) Impulso de la inversión privada.

Conseguir los objetivos 20/20/20 de la UE en el ámbito de la protección del clima, la eficiencia energética y las energías renovables requerirá una inversión sustancial de capital. Por motivos financieros la mayoría de las empresas del sector no está en disposición de realizar inversiones de este tipo. Tienen niveles de apalancamiento muy elevados y no están dispuestas a realizar inversiones de este tipo a corto plazo. Esto afecta a los planes nacionales de eficiencia y desarrollo de renovables. La generación distribuida, como sería realizada por el cliente final, ayudaría al desarrollo de dichos planes y a conseguir los objetivos.

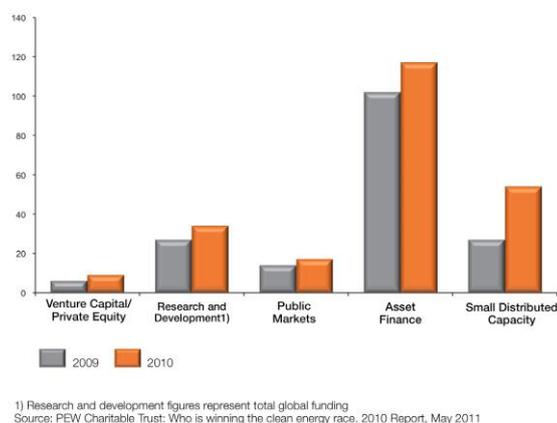


Figura 5.64: Desglose de inversiones de capacidad por grupos de inversión

En la figura anterior se muestra como este efecto ya se está produciendo y en 2010 la inversión privada tuvo un peso importante en el desarrollo de las inversiones en renovables, siendo el segundo sector en peso. Este estudio está realizado para el G-20. Alemania fue el país donde más se desarrolló este efecto, gracias al desarrollo de la energía fotovoltaica en inversiones privadas.

D) Desarrollo de nuevos modelos de negocio

La generación distribuida podrá brindar oportunidades de negocio a nuevas empresas para desarrollar una servicios o aplicaciones a las necesidades de los consumidores finales.

3.- Propuesta de principios regulatorios.

Con lo visto durante los capítulos de este proyecto y las reflexiones realizadas durante el estudio de estos se propone 2 principios regulatorios a la hora de realizar la regulación futura sobre la remuneración de esta actividad.

1.- Participación de la generación distribuida en el mercado.

En muchas de las publicaciones que se han realiza con respecto a este tema se habla del concepto de balance neto, autoconsumo, créditos compensables para posterior consumo, o de conceptos parecidos. Buscando motivos de simplicidad podría parecer que este tipo de regulaciones sería las más sencilla, sin embargo la mayoría de sistemas eléctricos no funcionan así.

Durante las últimas décadas, en los sectores eléctricos se han producido desarrollos regulatorios buscando conseguir desacoplar las distintas actividades en las que se puede descomponer los sistemas eléctricos. La propuesta de balance neto, de alguna forma vuelve a proponer la mezcla de dos actividades distintas, la comercialización y la generación. Esto corre el peligro de que se produzcan subsidios cruzados entre actividades.

Para evitar esto, la generación distribuida debería asumir las mismas funciones del resto de generadores, participando en el mercado como el resto de tecnologías. Si bien este tipo de actividades representara el desarrollo de instalaciones de pequeña potencia, en su desarrollo se realizaran en un número importante de instalaciones, permitiendo la agregación y asociación para participar en el mercado.

Si se participa en los mercados, será el funcionamiento de este el que determine la capacidad óptima a instalar de cada tecnología.

2.- Reconocimiento de los beneficios adicionales de esta actividad.

Si el desarrollo de estas actividades conlleva una serie de mejoras al sistema, estas deben ser reconocidas y remuneradas. Si bien esto no es tarea sencilla, no es imposible. Se podría plantear la remuneración como un sobre ingreso por la energía producida.

$$\lambda + \varphi$$

Donde λ representa el precio de mercado y φ el sobre ingreso por el beneficio que produce en el sistema.

La estructura de este φ puede ser muy versátil, pudiendo depender de múltiples variables. Algunos ejemplos podrían ser, el tipo de generación, premiar el autoconsumo, por grupos de tarifa, incentivos geográficos, etc....

Conclusiones

1.- Introducción

Actualmente, los países industrializados generan la mayoría de su electricidad en grandes instalaciones centralizadas. Estas centrales son excelentes a escala de rendimientos económicos, pero transmiten la electricidad normalmente a muy grandes distancias y el rendimiento energético y medioambiental es bajo.

La generación distribuida da otro enfoque. Reduce la cantidad de energía que se pierde en la red de transporte de energía eléctrica ya que la electricidad se genera muy cerca de donde se consume, a veces incluso en el mismo edificio. Esto hace que también se reduzcan el tamaño y número de las líneas eléctricas que deben construirse y mantenerse en óptimas condiciones.

En este proyecto se ha buscado tratar de recoger algunos de los aspectos más relevantes sobre la generación distribuida. Se Busca también tratar de despejar algunas dudas y cuestiones que surgen a la hora de estudiar el posible desarrollo de la generación distribuida. Debido a que actualmente la tecnología que parece tener más capacidad de desarrollo son las instalaciones fotovoltaicas, se ha focalizado el estudio en esta tecnología. Los resultados obtenidos se resumen en los siguientes puntos:

- Previsión de evolución de costes de la fotovoltaica.
- Los puntos de visión de distintos actores relacionados con el desarrollo PV.
- Estudio de rentabilidad en función de:
 - Las distintas comunidades autónomas.
 - Grupos de tarifa.
- Algunas consecuencias de la generación distribuida en el sector eléctrico.
 - En las actividades reguladas.
 - En el mercado eléctrico.
- Realización de un principio de propuesta regulatoria para la GD.

2.- Conclusiones sobre las previsiones de costes de la PV

Estudiando las previsiones de costes que realizan distintas agencias y consultorías, se recoge los precios de la tecnología fotovoltaica ha descendido considerablemente en los últimos años, llegando a un punto en que en unas determinadas condiciones, esta tecnología podría ser rentable sin necesidad de ayudas.

Las previsiones de costes muestran prevén que aun puede bajar los costes de la tecnología, llegando a ser competitiva en la mayoría de los mercados eléctricos. La agencia internacional de la energía prevé la instalación, a nivel mundial, de 3.000 GW de aquí al año 2050.

Si se compara el “full Cost” de la tecnología con los precios comercialización, se observa que se están equiparando en varias ciudades del mundo. A este efecto se le suele llamar, alcance de la paridad de red.

3.- Conclusiones sobre la rentabilidad de la Inversión.

En el caso concreto del sector eléctrico español, a finales del año 2012, principios del 2013 se alcanza la paridad de red, para las tarifas domesticas, en las comunidades con mayor radiación solar.

A consecuencia de este fenómeno, en el verano de 2013 el ministerio publico un borrador sobre la regulación de las instalaciones de generación distribuida en la que introducía el concepto de peaje de respaldo, por el que los consumidores que generasen parte de su consumo eléctrico pagarían un peaje por la energía producida.

La introducción de este peaje de respaldo, desincentiva la inversión. De los estudios de rentabilidad se recoge la rentabilidad no sería atractiva hasta (aproximadamente) el año 2022.

Antes de la introducción del peaje de respaldo, las tarifas que mayor interés podrían tener en este tipo de proyectos eran las tarifas domesticas. Esto ocurre porque son estas tarifas las que mayor peajes paga. Con la introducción del peaje de respaldo, los grupos de tarifa de alta tensión son los que podría tener mayor interés en este tipo de instalaciones, aunque a los precios actuales de la electricidad y de costes de la inversión sigue sin ser rentables.

4.- Conclusiones sobre los efectos de la GD.

El desarrollo de la generación fotovoltaica tendrá efectos tanto en los mercados como de la recaudación, vía peajes, para la retribución de las actividades reguladas.

- 1) En las actividades reguladas.

Cuando se hace el estudio de rentabilidad de la inversión, considerando que los ahorros económicos que se consiguen son el ahorro completo del término de energía de la factura eléctrica, se obtiene las mayores rentabilidades en los grupos de tarifa de baja tensión. En especial

las tarifas domesticas. Esto es debido a que estas tarifas son las que más aportan vía peajes a la recaudación para la financiación de las actividades reguladas.

Si se realiza el estudio de rentabilidad considerando el peaje de respaldo, las rentabilidades que se obtienen son mas homogéneas entre comunidades y grupos de tarifa.

Si se permitiera el ahorro completo del termino de peaje de las tarifas de baja tensión, la recaudación para las actividades reguladas se vería muy afectada.

1 En el mercado eléctrico.

Conforme se desarrolla el crecimiento de la tecnología fotovoltaica, la tecnología que más sufre su desarrollo son las tecnologías de producción térmica. A consecuencia de esto el precio medio de cada hora disminuye con el desarrollo fotovoltaico, acentuándose la bajada en las horas centrales del día. Una consecuencia importante es que en las horas posteriores al pico de demanda, a partir de las 20:00 h, en las que ya no hay producción solar, el precio medio de estas horas sube. Las tecnologías térmicas son necesarias para dar estos picos de potencia y tienen menos horas para recuperar los costes de arranque y parada.

La hidráulica cambia su patrón de explotación y pasar producir más en las horas de llano y valle. Este comportamiento afecta también a las tecnologías térmicas que ven menos hueco térmico en las horas valle.

El juego bombeo - turbinación, también modifica su perfil de producción pasando, incluso si el desarrollo fotovoltaico fuese extremo a bombear agua en horas de alta demanda. Esto es debido por que se desacopla la relación entre los precios altos y altos niveles de demanda.

Conforme se desarrolla la tecnología todas las demás tecnologías ven reducir sus ingresos medios por MWh. La tecnología que más reducido sus ingresos es la propia fotovoltaica, intuyéndose un punto optimo de inversión. La tecnología que menos ve reducido su ingreso medio es la térmica. También se observa señales a la inversión en bombeo, por el aumento del spread entre el coste de bombeo y el ingreso por turbinación.

Estudiando la rentabilidad de la inversión fotovoltaica se deduce que para el año 2020, la inversión óptima estaría entre los 4.000 MW y 6.000 MW como máximo, en el caso del sistema eléctrico español.

5.- principios de propuesta regulatoria.

Se considera que la generación distribuida debería como una tecnología de generación mas, y funcionar como el resto de generadores, participando en el mercado. Debido al pequeño tamaño de las instalaciones, se deberá establecer las medidas y/o cambios administrativos para que esta pueda funcionar en el mercado.

Si esta actividad, tendría consecuencias positivas en el sistema, se debería reconocer de forma económica los beneficios que esta actividad tendría en el sistema. Algunos efectos en el sistema serian: Reducción de pérdidas, fomento de las renovables, disminución o retraso de las inversiones necesarias en las redes de transporte y distribución, nuevas actividades economicas, etc....

Lista de Figuras

Figura 1.1: Estaciones del año.....	5
Figura 1.2: Bóveda celeste y trayectorias solares.	6
Figura 1.3: Posicionamiento de un panel, θ inclinación, Φ azimut.	6
Figura 1.4: Ratios típicos de las tecnologías.....	8
Figura 1.5: Estudio de los rendimientos de las tecnologías fotovoltaicas	9
Figura 1.6: Producción máxima e inclinación optima mensual para un 1kW localizado en Madrid	11
Figura 1.7: Ejemplo criterios de dimensionado	12
Figura 1.8: Estimación de crecimiento de PV en el mundo. (2010-2050) Source: IEA	17
Figura 1.9: IEA roadmap.	19
Figura 1.10: Evolución del precio de la instalación, periodo 2000 - 2010	21
Figura 1.11: Previsiones de evolución de precios. Años 2010, 2011 y 2020	21
Figura 1.12 Previsión de precios de instalación fotovoltaica.....	22
Figura 13 Previsión EPIA de LCOE por sectores.....	22
Figura 1.14: Estudio de la paridad de red en Berlín y Múnich	24
Figura 1.15: Estudio de la paridad de red en París y Marsella	24
Figura 1.16: Estudio de la paridad de red en Madrid y Las Palmas	25
Figura 1.17: Estudio de la paridad de red en Roma y Palermo.....	25
Figura 1.18: Estudio de la paridad de red en Londres y Plymouth	25
Figura 1 19: Resumen de la previsión de evolución de la Tecnología Fotovoltaica.....	26
Figura 2.1: Consumo eléctrico en España. Año 2011.	27
Figura 2.2: Numero de clientes y consumo por grupos de tarifa y clientes.	28
Figura 2.3: Distribución de clientes 2.0A por comunidades y por niveles de consumo.	29
Figura 2.4: Distribución del consumo de los clientes 2.0A por comunidades y por niveles	29
Figura 2.5: Clientes 2.0A con una potencia contratada entre 9 y 10 kW	30
Figura 2.6: Consumo de los clientes 2.0A con una potencia contratada entre 9 y 10 kW.....	30
Figura 2.7: Consumo medio por tramos de potencia y consumo nivel de consumo (2.0A).....	30
Figura 2.8: Consumo de los clientes 2.0DHA con una potencia contratada entre 9 y 10	32
Figura 2.9: Consumo medio por tramos de potencia y consumo nivel de consumo (2.0DHA) ..	32
Figura 2.10: Desglose del consumo de los clientes del grupo 2.1A.....	33
Figura 2.11: Desglose del consumo de los clientes del grupo 2.1A.....	33
Figura 2.12: Desglose del consumo de los clientes del grupo 3.0A.....	34
Figura 2.13: Desglose del consumo de los clientes del grupo 3.1A.....	34
Figura 2.14: Desglose del consumo de los clientes del grupo 3.1A.....	35
Figura 2.15.- Potencia media contratada en 2013.....	36
Figura 2.16.- Potencia media contratada en 2013.....	36
Figura 2.17: Ejemplo de costes de suministro eléctrico para consumidor domestico.....	37
Figura 2.18: Rentabilidad de una inversión PV en 2013, sin peaje de respaldo.	39
Figura 2.19: Estimación del momento óptimo de inversión en función de las comunidades	39
Figura 2.20: Propuesta de peaje de respaldo para los consumidores domesticos.....	40
Figura 2.21: Rentabilidad de la inversión por comunidades y grupos de tarifa. (Año 2013).	43
Figura 2.22: Rentabilidad por comunidades y grupos de tarifa considerando el Peaje de respaldo.	43
Figura 3.1: Descripción del estudio realizado. (4 escenarios de penetración PV).	45
Figura 3.2: Representación a modo de ejemplo del tratamiento de los datos.	45

Figura 2.3: Evolución de la potencia térmica media del mes de marzo en función de la PV.	46
Figura 3.4: Cobertura de la demanda del año 2020 para 4 escenarios de penetración fotovoltaica.	47
Figura 3.5: Producción conjunta de las tecnologías térmica y fotovoltaica.	47
Figura 3.6: Evolución Mensual de la potencia térmica para los 4 casos estudiados.....	49
Figura 3.7: Cobertura horaria media para una penetración de 1.300 MW	50
Figura 3.8: Cobertura horaria media para una penetración de 24.000 MW	50
Figura 3.9: Evolución horaria de la potencia térmica para los 4 casos estudiados.	51
Figura 3.10: Producción hidráulica en los diferentes escenarios.	53
Figura 3.11: Cambios en la conducta del bombeo en los diferentes escenarios.	54
Figura 3.12: Evolución del precio medio de la energía.	54
Figura 3.13: Evolución mensual del precio medio de la electricidad en los 4 casos estudiados. ..	55
Figura 2.14: Evolución horaria del precio medio de la electricidad en los 4 casos estudiados.	57
Figura 3.15: Evolución del ingreso medio por tecnologías.	59
Figura 3.16: Ingreso medio anual por MW para la tecnología fotovoltaica.	60
Figura 4.1: Resumen de los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico, año 2013.....	64
Figura 4.2: Peajes de acceso del termino de potencia y de energía, 2013.....	65
Figura 4.3: Estimación de los ingresos por tarifas de acceso.	65
Figura 4.4: Resumen de los ingresos por peajes.	65
Figura 4.5: Balance entre ingresos regulados y costes de las actividades reguladas. Año 2013.....	66
Figura 5.1: Ejemplo del desacoplamiento entre la generación y el consumo.	68
Figura 5.2: Desglose de inversiones de capacidad por grupos de inversión	69

Lista de Tablas

Tabla 1.1: Tabla de rendimientos típicos por tecnología de PV	10
Tabla 1.2: F.U. de 1 kW localizado en Madrid, variando la inclinación y el azimut.	11
Tabla 1.3: Factores de utilización de distintas ciudades europeas	12
Tabla 1.4: Previsión de crecimiento PV por sectores. IEA	17
Tabla 1.5: Factores de utilización para el sector residencial. IEA	18
Tabla 1.6: Factores de utilización para el sector comercio. IEA	18
Tabla 1.7: Factores de utilización para el sector utilities. IEA.....	18
Tabla 1.8: paridades por países.....	23
Tabla 3.1: Evolución de la potencia térmica media mensual, para los 4 niveles de PV.	48
Tabla 3.2: Evolución de la potencia térmica media horaria, para los 4 niveles de PV.	50
Tabla 2.3: Evolución del precio medio mensual, para los 4 niveles de PV.....	56
Tabla 2.4: Evolución del precio medio horario, para los 4 niveles de PV.	56
Tabla 2.5: Tiempo de retorno de inversión en los distintos escenarios.	60

Lista de ilustraciones

Ilustración 2.1: Estudio de rentabilidad de un consumidor domestico del grupo de tarifa 2.0A..	38
Ilustración 2.2: Estudio de rentabilidad de un consumidor domestico del grupo de tarifa 2.0A considerando el peaje de respaldo.	41
Ilustración 2.3: momento optimo de inversión en función de las comunidades con peaje de respaldo.	42

Referencias.

- [NREL] *Manual for the economical evaluation of Energy Efficiency and Renewable.*
- [NREL] *Manual for the economical evaluation of Energy Efficiency and Renewable.*
- [Seth B. Darling] *Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics*
- [EPIA] *Competing in the energy sector*
- [IEA] *Solar PV Roadmap*
- [NREL] *2010 Solar Technologies Market Report.*
- [ECLAREON] *PV grid parity monitor*
- [SUN EDISON] *Enabling the European consumer for self-consumption*
- [IDAE] *Plan Nacional de Energía Renovables 2011-2020*
- [CNE] *Información sobre el número de consumidores con derecho a tur por tramos de potencia contratada*
- [CNE] *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad enero y febrero 2012*
- [CNE] *Informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*
- [CNE] *Informe 14/2013 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica*
- [CNE] *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad primer semestre de 2011*
- [CNE] *Metodología de asignación de costes a los peajes de acceso eléctricos consulta pública*
- [Ignacio J. Perez Arriaga] *Regulation of the power systems*
- [Raúl Ruiz Luna] *Peajes de acceso a la red eléctrica (Proyecto final de carrera)*
- [Jose Miguel Asensio] *Impacto de la aplicación de precios nodales en el mercado eléctrico ibérico y gestión de las no-convexidades asociadas*
- [Javier Martín Jiménez] *Sistemas solares fotovoltaicos: fundamentos, tecnología y aplicaciones*