



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

---

**ESCUELA POLITÉCNICA  
SUPERIOR DE JAÉN  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA  
ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA**

**TESIS DOCTORAL**  
**INFLUENCIA DE LA FOTOVOLTAICA EN EL  
MIX ENERGÉTICO. LÍMITE TEÓRICO DE  
COBERTURA DE LA DEMANDA DE  
ELECTRICIDAD MEDIANTE ESFV**

**PRESENTADA POR:  
FRANCISCO BAENA VILLODRES**

**DIRIGIDA POR:  
DR. D. GABINO ALMONACID PUCHE  
DR. D. JULIO TERRADOS CEPEDA  
DR. D. PEDRO GÓMEZ VIDAL**

**JAÉN, 6 DE JUNIO DE 2017**

**ISBN 978-84-9159-269-3**



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y**  
**AUTOMÁTICA**

TESIS DOCTORAL:

**Influencia de la Fotovoltaica en el Mix energético. Límite teórico de cobertura de la demanda de electricidad mediante ESFV.**

AUTOR:

Francisco Baena Villodres

DIRECTORES:

Gabino Almonacid Puche, Julio Terrados Cepeda y Pedro Gómez Vidal

**TRIBUNAL ENCARGADO DE JUZGAR LA TESIS DOCTORAL**

PRESIDENTE:

VOCALES:

SECRETARIO:

SUPLENTES:

Realizado el acto de lectura y defensa de la Tesis el día,    de    de 2017, en la Universidad de Jaén, este tribunal acuerda otorgar la calificación de:

-----



## Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a los directores de la tesis su apoyo y buen hacer en la dirección de la misma. En primer lugar a Gabino por aceptar la dirección de la misma a pesar de su escasez de tiempo y por sus siempre interesantes comentarios, a Pedro Gómez por sus valiosas contribuciones en el tramo final y a Julio por aceptar la dirección desde el principio.

Además quiero agradecer a Paco Muñoz por la dedicación en la revisión de los capítulos y comentarios siempre acertados que sin lugar a dudas han enriquecido el documento final.

Gracias Gustavo por tu gestión con Solar Jiennense para la obtención de los datos de la planta FV, Los Olivares, así como tu predisposición permanente a facilitarme cualquier fuente de información disponible por ti.

A Cati, Juan Domingo, Leo, Juan de la Casa, Flori, Diego, Vicente y Emilio por su apoyo, por su ánimo y por su disponibilidad de cuanto he necesitado de ellos.

A Pedro Perez y Jorge que como responsables del departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, y del grupo de investigación IDEA, respectivamente, siempre en contado con ellos en lo personal y en lo institucional.

A la empresa Solar Jiennense S.L. por facilitarme los datos de generación fotovoltaica. Y como no a la UJA, donde siempre he podido contar con todo tipo de medios e información necesaria para la tesis.

En general, quiero manifestar mi agradecimiento todos aquellos que han compartido y disfrutado o sufrido conmigo este camino de la tesis y que durante el mismo, me han dado su apoyo y consideración.



## Resumen

La presente tesis tiene como objetivo principal la determinación del límite de la cobertura de la demanda mediante fotovoltaica ( $CD_{PV}$ ) debida al acoplamiento entre la demanda de electricidad y la generación fotovoltaica (FV).

Para determinar este límite de la  $CD_{PV}$  el método utilizado por varios investigadores en la literatura citada en la tesis presenta el inconveniente de no permitir obtener un valor del mismo estable en el tiempo y generalizable, debido fundamentalmente a la variabilidad aleatoria de la potencia con respecto al tiempo tanto de la demanda como de la generación FV, especialmente de esta última.

Para resolver este problema se propone un nuevo método basado en el uso de la curva de duración de la carga (LDC) y en la curva de duración de la salida para FV ( $ODC_{PV}$ ). Estas curvas tienen la ventaja de eliminar la variabilidad aleatoria temporal de la potencia con respecto al tiempo.

Así mismo se define un escenario que plantea las condiciones mejores para alcanzar la máxima  $CD_{PV}$ , siempre manteniendo los perfiles de las curvas LDC y  $ODC_{PV}$  para redes eléctricas convencionales y sobre datos reales. Este escenario junto con el uso de las curvas LDC y  $ODC_{PV}$  nos permite obtener un límite un límite máximo de  $CD_{PV}$  para estos perfiles de demanda y generación FV.

Para poder realizar lo comentado en los párrafos anteriores, previamente se ha tenido que estudiar la demanda de electricidad y la generación FV de varias grandes redes eléctricas. De este estudio es de resaltar un nuevo concepto que se ha generado en el desarrollo de la tesis, la línea de energía mitad (LEM o HEL). Esta línea presenta la utilidad de poder usarse como parámetro de calidad en plantas FV o sistemas FV a gran escala como los estudiados en grandes redes eléctricas.

## Abstract /Summary

The main objective of this thesis is the determination of the limit of the coverage of demand by photovoltaic ( $CD_{PV}$ ) due to the coupling between electricity demand and photovoltaic (PV) generation.

The method used by several researchers in the literature to determine this limit of the  $CD_{PV}$  do not allow to obtain a generalized and time stable value, mainly due to the random variability of power over time for. Although this fact affects both the demand and the PV generation, it becomes especially relevant in the latter.

A new method is proposed to solve this problem based on the use of the load duration curve (LDC) and the duration curve of the output for PV ( $ODC_{PV}$ ). These curves manage to eliminate the temporal random variability of power with respect to time.

Moreover, a scenario is defined that poses the best conditions to reach the maximum  $CD_{PV}$ , always maintaining the profiles of the LDC and  $ODC_{PV}$  curves for conventional electrical networks and on real data. This scenario together with the use of the LDC and  $ODC_{PV}$  curves manage to obtain a maximum limit of  $CD_{PV}$  for these PV demand and generation profiles.

In order to carry out the aforementioned objectives, it has previously necessary to analyzed the electricity demand and the PV generation of several large electricity grids. From this study it must be highlighted a new concept that has been generated in the development of the thesis, *the half energy line* (LEM or HEL). This new concept can be used as a quality parameter in the performance analysis of PV plants or large scale PV systems.



## **Dedicatoria**

A mi familia en el sentido amplio

Ascendientes y descendientes

Consanguíneos y afines

Presentes y ausentes

A todos los que bien nos queremos y  
con los que deseamos compartir cualquier logro

Porque el logro y el tropiezo de cada uno  
es el logro y el tropiezo de todos



## Índice general de la tesis

Lista de símbolos / Nomenclatura.....	xiii
Termonología y Acrónimos .....	xv
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1. Planificación energética. Introducción al sector el.....	3
1.1.1. Planes energéticos en vigor.....	4
1.2. Mix eléctrico. Participación de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.....	7
1.3 Demanda de energía eléctrica.....	9
1.4 Generación fotovoltaica .....	11
1.5 Objetivos de la Tesis .....	13
1.6 Estructura de la Tesis .....	14
Referencias.....	14
Capítulo 2. Límites en la cobertura de la demanda de electricidad con ESFV. Situación y perspectivas.....	17
2.1 Evolución de la integración fotovoltaica en el mix eléctrico .....	19
2.2 Retos de la integración a gran escala de la energía solar fotovoltaica en los sistemas eléctricos .....	24
2.3 Cobertura de la demanda con FV .....	26
2.4 Revisión del método para determinar el límite de la CDPV .....	28
2.5 Conclusiones .....	29
Referencias.....	30
Capítulo 3. Análisis de la demanda de electricidad.....	35
3.1 Introducción. Conceptos previos .....	37
3.2 Conformación de la demanda de electricidad .....	38
3.3 Tipos de curvas de demanda de electricidad.....	39
3.3.1 Curvas de potencia diaria.....	40
3.3.2 Curvas de carga semanal, mensual y anual .....	42
3.3.3 Curvas de duración de la salida.....	43
3.3.4 Curvas de energía .....	44
3.4 Sistemas eléctricos analizados. Captura y preprocesado de datos.....	45
3.4.1 Sistemas eléctricos analizados .....	45

3.4.2 Datos utilizados: Obtención y preprocesado .....	47
3.5 Análisis de la demanda de electricidad en el dominio del tiempo .....	49
3.5.1 Análisis de la curva de carga representativa .....	50
3.5.2 Análisis de la curva de carga anual .....	52
3.5.3 Análisis de la curva de duración de la carga (LDC) .....	54
3.6 Análisis de la demanda de electricidad en el dominio de la frecuencia .....	57
3.6.1 FFT sobre las diferentes curvas de energía. ....	58
3.6.2 Modelado de la curva de carga.....	61
3.7 Conclusiones .....	63
Referencias.....	64
Capítulo 4. Análisis de la generación de electricidad fotovoltaica a gran escala.....	69
4.1 Introducción a la generación de electricidad FV.....	71
4.2 Curvas características de salida de una planta o sistema FV.....	73
4.2.1 Curva diaria de potencia en un sistema FV.....	74
4.2.2 Curva anual de potencia de un sistema FV .....	78
4.2.3 Curva de duración de la salida .....	79
4.3 Línea de energía mitad .....	81
4.4 Análisis de la generación de electricidad en plantas FV y sistemas FV-LSG.....	82
4.4.1 Plantas FV y sistemas FV-LSG analizados.....	83
4.4.1 Datos utilizados.....	83
4.5 ODC <sub>PV</sub> para plantas FV. Casos de aplicación.....	85
4.6 ODC <sub>PV</sub> de sistemas FV-LSG. Casos de aplicación.....	89
4.7 Conclusiones del capítulo.....	93
Referencias.....	94
Capítulo 5. Límite de la cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante ESFV. ....	97
5.1 Cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante ESFV.....	99
5.2 Limitaciones en la cobertura de la demanda de energía eléctrica de energía eléctrica mediante generación fotovoltaica.....	99
5.2.1 Factores más restrictivos en la CD <sub>PV</sub> .....	104
5.3 Determinación del límite de la CDPV: Métodos utilizados en la literatura citada.....	106
5.4 Determinación del límite de la CDPV: Método propuesto.....	110
5.5 Aplicación del método propuesto y resultados obtenidos .....	113
5.6 Aumento de la CD <sub>PV</sub> actuando sobre la ODC <sub>PV</sub> y la LDC .....	115
5.7 Conclusiones .....	119
Referencias.....	120

Capítulo 6. Conclusiones y líneas futuras. ....	123
6.1 Conclusiones .....	125
6.2 Líneas de investigación futuras .....	128
6.3 Publicaciones generadas en el marco de la tesis .....	129
Anexo A. Normas sobre escritura de símbolos. ....	131
A.1 Escritura de símbolos para separador decimal y miles.....	132
A.1 Normas ortográficas relativas a los símbolos de las unidades.....	132
Anexo B. Análisis realizados sobre la demanda eléctrica en redes a gran escala .....	133
B.1 Tipo de análisis realizados.....	134
B.2 Ejemplo: Análisis sobre la red Transnet BW de Alemania .....	135
Anexo C. Hora de salida y puesta de sol .....	145



## Lista de símbolos / Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
F <sub>s</sub>	Frecuencia de muestreo	Hz
F <sub>n</sub>	Frecuencia de los armónicos	Hz
G	Irradiancia global incidente sobre el generador	W/m <sup>2</sup>
H	Irradiación solar	Wh/m <sup>2</sup>
P <sub>max-a</sub>	Potencia horaria máxima anual	W
P <sub>med-a</sub>	Potencia horaria media anual	W
P <sub>min-a</sub>	Potencia horaria mínima anual	W
P <sub>max-d</sub>	Potencia horaria máxima diaria	W
P <sub>med-d</sub>	Potencia horaria media diaria	W
P <sub>min-d</sub>	Potencia horaria mínima diaria	W
pu	Partes por unidad	
T	Perido de tiempo analizado	s
tep	Toneladas equivalentes de petróleo. Unidad de energía	11.62 MWh
tp-a	Tiempo anual equivalente a potencia máxima anual para la demanda	
tvm	Tiempo anual equivalente a potencia máxima anual para la generación fotovoltaica	
Wh	Watio hora. Unidad de energía	3.6x10 <sup>3</sup> J
W	Watio. Unidad de potencia	
Wp	Watio pico. Potencia nominal DC de generador FV	
α	Elevación solar	rad
β	Inclinación de un panel fotovoltaico sobre la horizontal	rad
δ	Declinación solar	rad
Δt	Intervalo de tiempo del registro de una muestra	s
θ <sub>z</sub>	Ángulo de cenit	rad
φ	Latitud geográfica	rad
η	Rendimiento medio del campo fotovoltaico	s/u
Ψ	Acimut	rad
ω	Ángulo solar	rad
ω <sub>s</sub>	Ángulo solar del amanecer	rad

$\omega'_s$	Ángulo solar del amanecer sobre un plano inclinado	rad
$\omega_o$	Mínimo de $\omega_s$ y $\omega'_s$	rad
€	Euro. Unidad monetaria de la Unión Europea	



## Terminología y Acronimos

AcopD-FV	Acoplamiento entre la Demanda y la Generación Fotovoltaica
AC	Alternating Current
AEF	Asociación empresarial fotovoltaica
ASIF	Asociación de instaladores fotovoltaicos
AIE	Agencia Internacional de la Energía
CD <sub>PV</sub>	Coverage of Demand by Photovoltaic
CF	Capacity Factor. Indicador de uso de una tecnología de generación
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
CNE	Comisión Nacional de la Energía.
CPd	Curva de potencia diaria
DC	Direct Current
EC/CE	European Commission / Comisión Europea
EE.UU	Estados Unidos de América.
EERR	Energías Renovables
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ESFV	Energía Solar Fotovoltaica
EurObserv'ER	Observatorio Europeo de Energías Renovables
FFT	Fast Fourier Transform
FV	Fotovoltaico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	International Energy Agency
IEA-PVPS	IEA-Photovoltaic Power Systems Programme
IEC	International European Commission
IER	Instituto de Energías Renovables
IESO	Independent Electricity System Operator
IFV	Instalación Fotovoltaica
JRC	Joint Research Center
LDC	Load Duration Curve
LCoE	Levelized Costs of Energy
LSG	Large Scale Grid
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables.
NYISO	New York Independent System Operator
ODC	Output Duration Curve
ODC <sub>PV</sub>	Output Duration Curve by Photovoltaic
PANER / PER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
PR	Performance Ratio. Rendimiento energético de la instalación
PV	Photovoltaic
RD	Real Decreto
RE	Recurso Energético
REE	Red Eléctrica de España
REN	Redes Energeticas Nacionais
RLC	Representative Load Curve
RTE	Réseau de transport d'électricité
RTD	Red de Transporte y Distribución
SFV	Sistema Fotovoltaico
SE	Sistema Eléctrico
STC	Condiciones estándar de medida
TSO	Transmission System Operator
UE	Unión Europea
USD	United States Dollar

VER Variable Energy Resources

## **Capítulo1. Introducción**

## **Contenido**

1.1. Planificación energética. Introducción al sector eléctrico.....	3
1.1.1. Planes energéticos en vigor.....	4
1.2. Mix eléctrico. Participación de las diferentes tecnologías de generación eléctrica...	7
1.3. Demanda de energía eléctrica.....	9
1.4. Generación fotovoltaica.....	11
1.5. Objetivos de la Tesis .....	13
1.6. Estructura de la Tesis.....	14
Referencias .....	14

## 1.1. Planificación energética. Introducción al sector eléctrico

La disponibilidad y uso de la energía, en las sociedades avanzadas, se ha convertido en una pieza clave para su sostenibilidad, ya sea en el hogar, en la empresa, en la ciudad o en el transporte. En todos los ámbitos de la sociedad se necesita energía en condiciones adecuadas para su uso, con disponibilidad suficiente y a un precio asequible.

Por ello, algo tan importante para las sociedades avanzadas no se puede dejar al azar. De tal manera que, para conseguir una solución eficaz<sup>1</sup>, eficiente<sup>2</sup> y efectiva<sup>3</sup>, todo lo relacionados con la energía, como la generación, el transporte, la distribución o su almacenamiento, deben ser objeto de planificación en el espacio y el tiempo.

La planificación energética<sup>4</sup> trata de prever las necesidades de energía de un país, ciudad, empresa, etc., en un periodo de tiempo determinado, teniendo en cuenta las tecnologías y recursos disponibles, sus efectos medio-ambientales, su eficiencia económica y su efectividad estratégica (por ejemplo, el grado de autoabastecimiento, de seguridad de suministro, el empleo, etc.) [1] [2] [3].

Para que la energía pueda ser utilizada adecuadamente por los usuarios se necesita transformar la materia prima potencialmente energética (energía primaria o recurso energético) en energía utilizable por el usuario (energía final), en condiciones de garantía de suministro. Para ello se necesita tener diseñado e implantado un sistema energético. Los sistemas energéticos en general está compuesto por:

- Plantas Generadoras
- Sistema de Almacenamiento
- Red de transporte y distribución
- Receptores o consumidores

Para la optimización de recursos y la adaptación a nuestros usos, necesitamos transformar unas formas de energía en otras, cumpliéndose siempre los siguientes principios termodinámicos:

- “La energía no se crea ni se destruye, sólo se transforma”.
- “La energía se degrada continuamente hacia una forma de energía de menor calidad (energía térmica)”

Los sistemas energéticos más comunes para abastecer a poblaciones de millones de habitantes, mediante grandes redes de transporte y distribución, son:

- El sistema eléctrico

---

<sup>1</sup> Eficaz: indica que se ha alcanzado los objetivos deseados.

<sup>2</sup> Eficiente: Se alcanzan los objetivos deseados al menor coste posible (Coste=recursos usados)

<sup>3</sup> Efectivo: Se producen los efectos deseados o el balance adecuado entre efectos deseados e indeseados.

<sup>4</sup> La planificación energética consiste en la elaboración de un plan de actuación, diseñado como guía temporalizada y priorizada, que indica el comienzo a seguir para alcanzar los objetivos deseados en materia energética (ahorro, eficacia, diversificación, contaminación, etc.)

- El sistema gasista
- El sistema de combustible líquido

El sistema eléctrico es uno de los sistemas energéticos más importantes de un país por su nivel de uso y grado de penetración en todas las facetas de la actividad humana. En este sistema el fluido energético que se mueve por él es la electricidad. Pero el recurso energético de partida para obtener esta electricidad puede ser muy diverso, como por ejemplo, derivados del petróleo, el gas natural, el carbón, la energía potencial del agua, la radioactividad, el viento, la radiación solar, la biomasa, el calor de la Tierra, las mareas, etc. [4] [1]

El sistema eléctrico tiene como peculiaridad que el almacenamiento a gran escala de la electricidad es técnicamente difícil y económicamente costoso, por lo que su uso en la actualidad es muy escaso.

### 1.1.1. Planes energéticos en vigor

Actualmente una instalación que pudiera ponerse en una determinada localización por ejemplo en Andalucía estará afectada por la planificación vinculante en cuanto a las redes de transporte de la energía que existen o puedan existir en un futuro próximo. Así como por la planificación vinculante o indicativa, proveniente de diferentes organismos y ámbitos de aplicación, como son los objetivos de la UE, los planes energéticos del estado Español, la planificación energética de la comunidad autónoma de Andalucía, los planes existentes en la provincia y/o en el municipio. Esto se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 1.1 y a continuación, con algo más de detalle, se comentan los diferentes planes.



Figura 1.1 Planes energéticos a considerar en una instalación de energía

### **Unión Europea. Objetivo 20/20/20.**

El Consejo Europeo adoptó en la Cumbre de Primavera de 2007, el Plan de Acción del Consejo Europeo (2007 – 2009). Política Energética para Europa con base en los tres principios de seguridad en el suministro, eficiencia y compatibilidad ambiental. En dicha Cumbre se adoptaron los siguientes compromisos vinculantes (conocidos como objetivo 20/20/20):

1. Reducción del uso de energía primaria global en un 20% para 2020.
2. Ampliación del porcentaje de energías renovables, en la estructura de energía primaria, al 20% para 2020.
3. Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea en un 20% como mínimo, en 2020 con respecto a 1990.

El punto 2 relativo a promoción de las energía renovables se concretó mediante la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros.

### **España. Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-20**

Para dar cumplimiento a los objetivos plantados por la UE, el gobierno de España, a través del IDEA (Instituto para la diversificación y el ahorro de la Energía), desarrolló el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España 2011-20 (PANER 2011-20 o también conocido como PER 2011-20), cuyo objetivo, en cuanto a energía renovables, es que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 (mismo objetivo que para la media de la UE), junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año [5].

La Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de la Diputados, que el 21 de diciembre de 2010 aprobó un documento en el que se recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020. Y ese es el objetivo global que se recoge en este plan, que da respuesta, a su vez, al artículo 78 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

Así mismo, para la comunidad de Andalucía, el plan energético “Estrategia Energética 2014-2020”, prevé que para el año 2020 el 25 % del consumo final bruto de energía sea aportado por energías renovables [6] partiendo del 20,6% en 2013.

Para el caso más concreto del sector eléctrico y la energía solar FV, el PANER 2011-20 [5], prevé alcanzar en el año 2020 el 39% del consumo bruto (371 TWh) será aportado por EERR, y dentro de estas la generación FV que represente el 3.2 % del consumo bruto. Esto implicaría unos objetivos de potencia FV instalada de 7250 MW y una generación FV anual de 12356 GWh. Alcanzar este objetivo en España no debería representar problemas, al menos en cuanto a recurso energético, ya que en el mismo PANER 2011-20 se plantea que el potencial disponible<sup>5</sup> de generación eléctrica para la tecnología solar fotovoltaica es superior a 260000 kTep anuales (>3000 TWh), muy por encima de las necesidades del total de la generación eléctrica en España, lo cual es muy similar si se considera Europa y el resto del mundo [7] [8].

Este potencial, anteriormente mencionado, se basa en el límite impuesto por el recurso energético. Otras limitaciones en la integración de la fotovoltaica vienen dadas por los materiales necesarios para fabricar el sistema fotovoltaico [9] o por los requisitos eléctricos de la red [10]. Sin embargo puede haber una limitación más restrictiva impuesta por la curva de demanda [11] debido a que la energía solar fotovoltaica estaría dentro de las tecnologías de generación eléctrica denominadas no gestionables.

Las energías gestionables son aquellas que pueden producir electricidad en el momento que se les demanda. Para ello las plantas generadoras de electricidad tienen que ser capaces de almacenar el recurso energético (materia prima) y/o la electricidad generada (Figura 1.2). En general las plantas gestionables lo que almacenan es la materia prima.

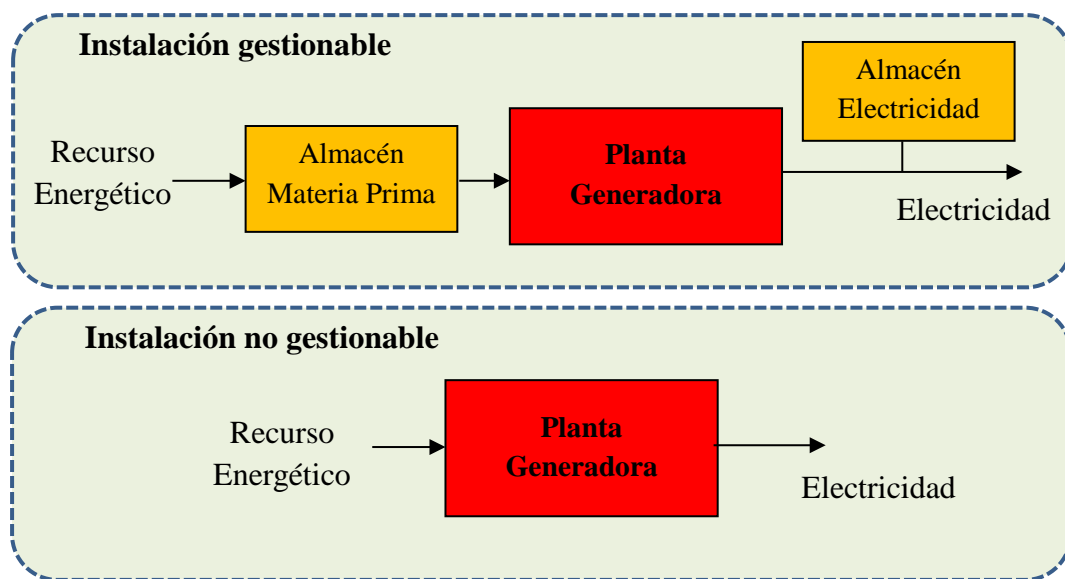


Figura 1.2 Diagrama de bloques para una planta generadora de electricidad gestionable y no gestionable

<sup>5</sup> Potencial disponible: toda la energía que es posible aprovechar técnicamente de un tipo concreto de fuente renovable teniendo en cuenta consideraciones económicas, sociales y de mercado. [PER 2011-20, pag. 420]. Hay que distinguir entre potencial total, potencia accesible o técnico y potencial disponible.



El RD 661/2007 establece la definición de gestionabilidad exponiendo: *“se define como generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa”*.

En el anexo XI, del mencionado Real Decreto, se definen las tecnologías no gestionables. En concreto incluye en este conjunto la tecnología eólica, solar (térmica y fotovoltaica), geotérmica, de las olas y mareas, de las rocas calientes y secas, océano-térmica, de las corrientes marinas, así como los generadores hidráulicos fluyentes con potencia instalada inferior a 50 MW.

La energía solar fotovoltaica, igual que otras renovables, no puede almacenar la materia prima (los fotones), ni tampoco, de manera fácil y/o económica, la electricidad producida, lo cual la hace no gestionable.

Para una acertada planificación energética sería necesario conocer con la mayor precisión posible cuales son los límites en la cobertura de la demanda a los que puede aspirar la FV y estudiar las posibles mejoras en el sistema que permitan su superación.

## **1.2. Mix eléctrico. Participación de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.**

La generación eléctrica de los grandes sistemas, por ejemplo los que atienden a países de millones de habitantes, usan una generación repartida entre varias tecnologías de generación (lo que se denomina mix eléctrico). Esto garantiza independencia con respecto a cada tecnología, así como permite el mayor aprovechamiento posible de las ventajas intrínsecas a cada una, tales como el coste, la garantía de suministro, la independencia del exterior, la menor contaminación, etc.

Por tanto, el mix eléctrico representa la mezcla de tecnologías que se usan en un periodo de tiempo determinado para cubrir las necesidades de generación eléctrica. A título de ejemplo, el mix eléctrico español está constituido por tres grandes grupos atendiendo a la materia prima utilizada para de producción de electricidad: combustibles fósiles (gas y carbón), material nuclear (uranio o plutonio) y fuentes renovables (hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa, residuos sólidos urbanos y otras) [4]. Con una participación en la cobertura de la demanda, en el año 2015, del 39.6%, el 21.8% y el 38.6% respectivamente. En la Figura 1.3 se muestra la participación de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la generación eléctrica neta de España en el año 2015 [12].

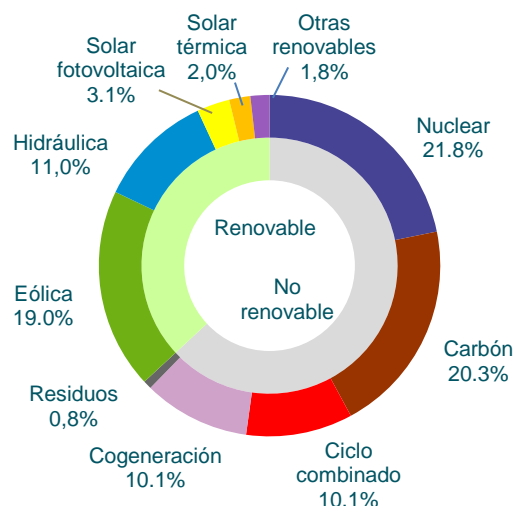


Figura 1.3 Mix eléctrico español durante 2015 (Fuente: REE. Informe 2015)

La partición de las diferentes tecnologías no es constante en el tiempo y para el caso de España en la Tabla 1-1 se muestra la evolución anual de los tres grandes grupos comentados anteriormente, resaltando el caso particular de la tecnología fotovoltaica, dentro de la EERR. En esta tabla se muestra la cobertura de la demanda en España (peninsular) desde 2007 a 2015.

Tabla1-1 Evolución de la demanda y generación anual en España, de 2007 a 2015 (datos REE: El sistema eléctrico Español. Informes del 2011 al 2015) (magnitudes en GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Combustibles fósiles</b>	165697	166515	142689	119315	121965	122156	93575	88066	101334
<b>Nuclear</b>	55102	58973	52761	61990	55104	58667	54307	54870	54755
<b>Fuentes renovables</b>	60572	62897	76207	98689	87834	87984	112445	110642	97947
EERR (%) <sup>(1)</sup>	22.2	22.5	28.8	36.1	33.1	32.7	43.2	43.6	38.6
Fotovoltaica	463	2406	5829	6140	7092	7830	7918	7802	7839
FV (%) <sup>(1)</sup>	0.17	0.86	2.2	2.25	2.68	2.91	3.04	3.08	3.09
<b>Generación neta</b>	<b>272619</b>	<b>280048</b>	<b>264540</b>	<b>273321</b>	<b>264903</b>	<b>268807</b>	<b>260327</b>	<b>253578</b>	<b>254036</b>
Consumo bombeo	-4432	-3803	-3794	-4458	-3215	-5023	-5958	-5330	-4520
Intercambios <sup>(2)</sup>	-5750	-11040	-8086	-8333	-6090	-11770	-8001	-4704	-1469
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>262436</b>	<b>265206</b>	<b>252660</b>	<b>260530</b>	<b>255597</b>	<b>252014</b>	<b>246368</b>	<b>243544</b>	<b>248047</b>

<sup>(1)</sup> Porcentaje sobre generación neta

<sup>(2)</sup> Saldo intercambios internacionales más enlace Península-Baleares

Como se puede observar en la tabla anterior el peso de la fotovoltaica ha mantenido un crecimiento constante en este periodo de 9 años, tanto en valor absoluto como en valor relativo, aumentando su peso en el mix eléctrico, aunque en los últimos 4 años se ha producido un estancamiento en este crecimiento debido al parón en nuevas instalaciones provocado por el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero y posteriores restricciones.

### 1.3. Demanda de energía eléctrica.

Dado que la electricidad no se puede almacenar a gran escala con tecnologías sencillas y/o económicas, la generación de energía eléctrica se debe producir en el mismo momento que esta energía se consume. Esto implica que, el sistema eléctrico en su conjunto tiene que estar preparado para suministrar en todo momento la electricidad que se está demandando [13].

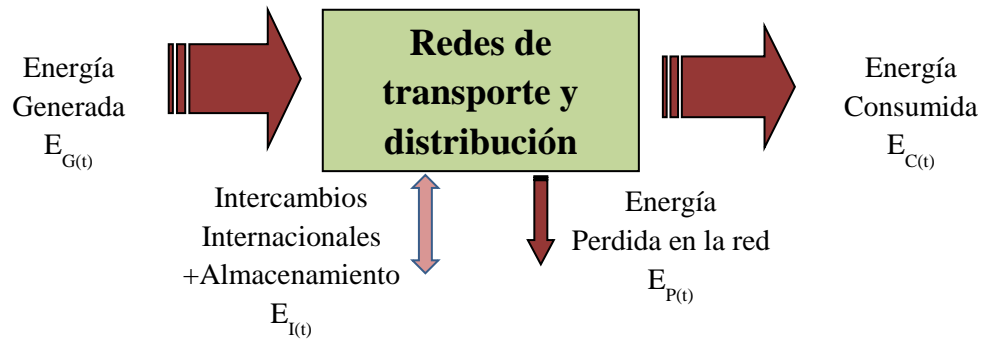


Figura 1.4 Flujo de energía sobre la red

El flujo de energía sobre las redes de transporte y distribución se puede representar por la ecuación:

$$E_{G(t)} = E_{C(t)} + E_{I(t)} + E_{P(t)} \quad (1.1)$$

En esta ecuación si  $E_{I(t)}$  se considera poco significativa<sup>6</sup> y si las pérdidas se aproximan a  $E_{P(t)} \approx B(t) \cdot E_{C(t)}$ , donde  $B(t)$  es una función de pérdidas en la red [14], esto nos da que la energía generada depende fundamentalmente de la energía consumida. De tal manera que la energía eléctrica generada tiene que seguir inevitablemente a la energía eléctrica demanda (Figura 3.15).

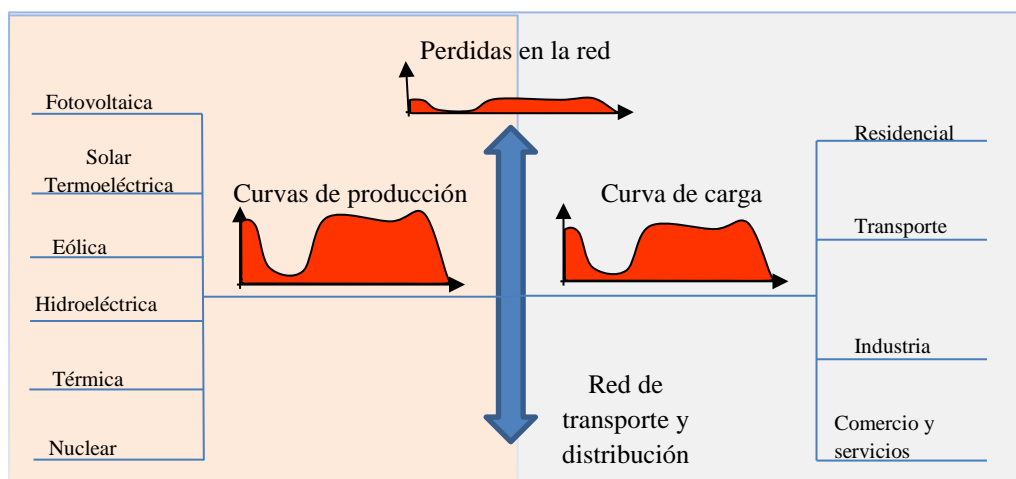


Figura 1.5 Curvas globales de generación, demanda y pérdidas en la red

<sup>6</sup> En 2015 la generación neta de energía eléctrica en España fue de 254036 GWh y los intercambios internacionales más el almacenamiento alcanzó una cifra de -6989 GWh lo que representó el 2.75 % de la generación neta [12].

Para la adecuada gestión del sistema eléctrico, es fundamental conocer las características de la demanda: consumo total de energía, pautas horarias de este consumo o curva de carga horaria y sus valores máximos o puntas de demanda.

En la Figura 1.6 se muestran las formas aproximadas de las curvas de demanda por sectores y las de las curvas de producción por tecnologías. En el caso de las curvas de producción hidráulica y térmica (gas, carbón, biomasa y residuos sólidos urbanos) se han dibujado con la misma forma que la curva de carga para indicar que se pueden adaptar totalmente a la demanda. En la hidráulica esto será posible siempre que haya materia prima almacenada (agua embalsada) y disponible para este uso.

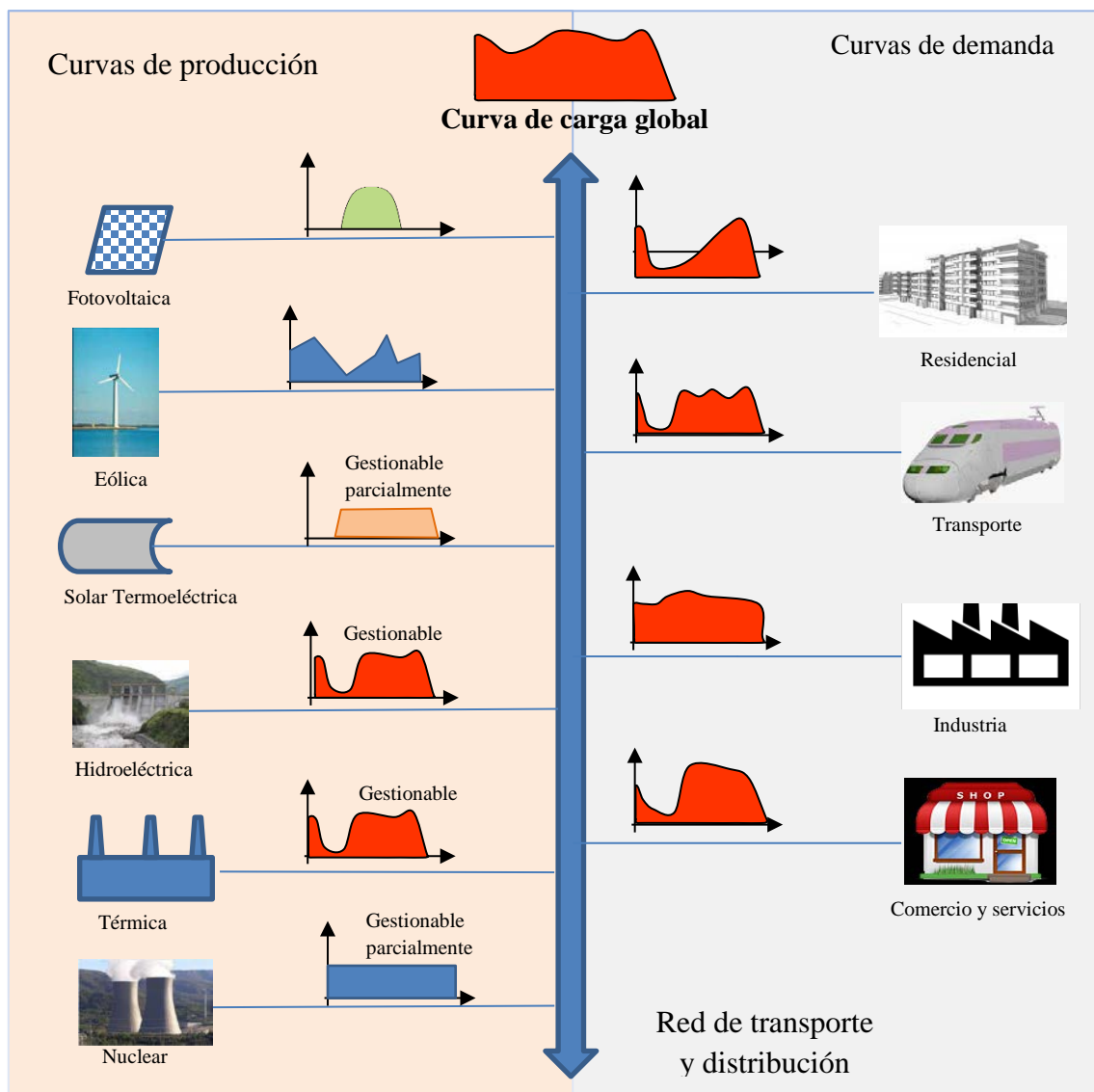


Figura 1.6 Curvas de demanda por sectores y de producción por tecnologías

La energía solar termoeléctrica se ha puesto parcialmente gestionable al considerar que incluye algún sistema de acumulación de calor (su materia prima), de lo contrario sería no gestionable. La energía nuclear se ha incluido también dentro de parcialmente

gestionable, porque aunque tiene almacenamiento de su materia prima, lo cual la convertiría en gestionable, tiene tiempos de respuesta a los cambios de potencia lentos.

La curva de carga<sup>7</sup> para un territorio está compuesta por la suma de la demanda de los diferentes sectores que consumen energía eléctrica, Residencial, Industria, Comercio y otros. Igualmente se verá afectada por la distribución espacial y temporal de los centros de consumo de la energía, así como por factores sociales o climatológicos [1].

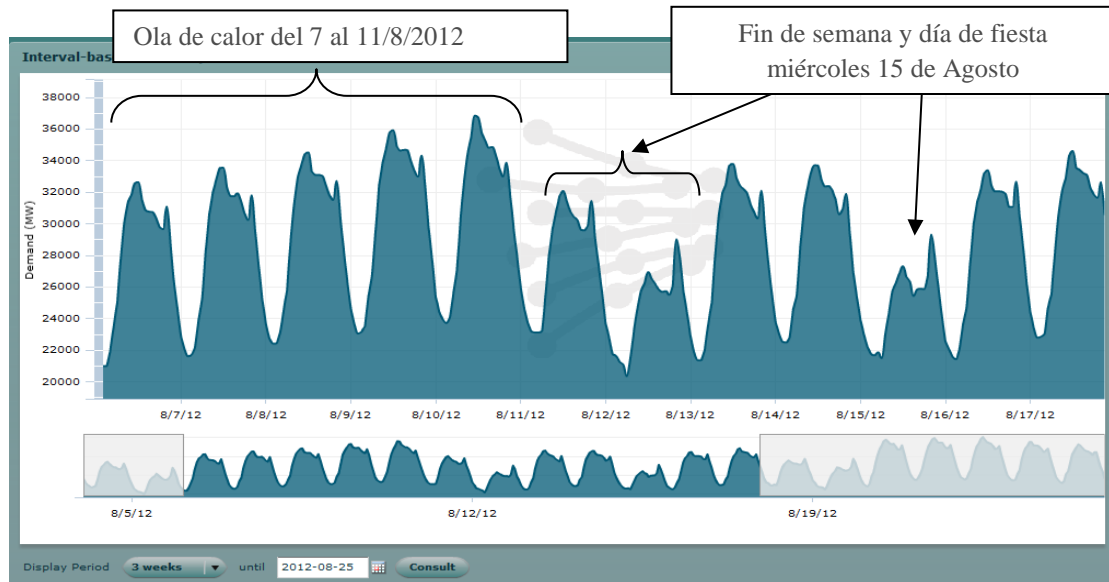


Figura 1.7 Curva de demanda en España peninsular (Fuente: REE-6 al 17 de agosto de 2012)

En la Figura 1.7 se muestra la curva de carga real para varios días del mes de agosto del año 2012. En ella se puede ver los efectos de la temperatura y muy especialmente los efectos de los días no laborables.

## 1.4. Generación fotovoltaica

La tecnología de generación fotovoltaica, como ya se ha mencionado, es del tipo no gestionable. Esto hace que la generación fotovoltaica no pueda seguir a la demanda, sino que sigue directamente a la radiación solar incidente sobre el generador fotovoltaico, lo que, independientemente del consumo, produce una variación en el tiempo de la potencia de salida tanto, a lo largo del día como del año [15]

En la figura 1.8 se muestra la curva de generación fotovoltaica para varios días del mes de agosto del año 2012, para el sistema eléctrico de Tenerife. En ella se observa que la misma ola de calor que produce un aumento de la demanda (Figura 1.7) en la generación FV produce una disminución por pérdidas. Así mismo en la generación fotovoltaica no aparece ningún efecto debido a los días no laborables, como era de esperar.

<sup>7</sup> Curva de Carga: Valor que toma la demanda eléctrica en un intervalo de tiempo y se representa como la potencia demandada en función del tiempo.

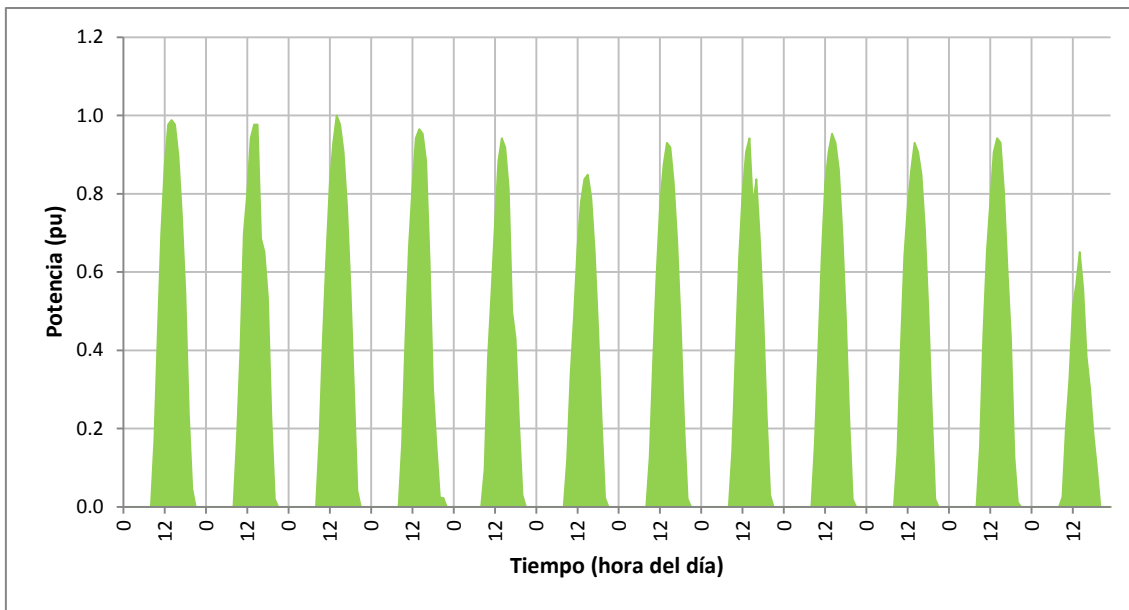


Figura 1.8 Curva de generación fotovoltaica. Sistema de Tenerife 2012 (del 7 al 17 de Agosto). Datos: REE

Este desacoplamiento entre la generación FV y la demanda de electricidad produce una dificultad importante en la integración a gran escala de la misma en las redes eléctricas. Sin embargo esta tecnología es muy regular en su funcionamiento, por lo que aunque presenta una gran incertidumbre en la generación a corto plazo (un día o menos), es muy predecible a medio y largo plazo (un mes o más), como se puede ver en la Figura 1.9. Además presenta otras ventajas como el hecho de estar presente en todo el planeta, de ser modular y de fácil acceso, por lo que algunos la consideran la energía más “democrática” [16] [17].

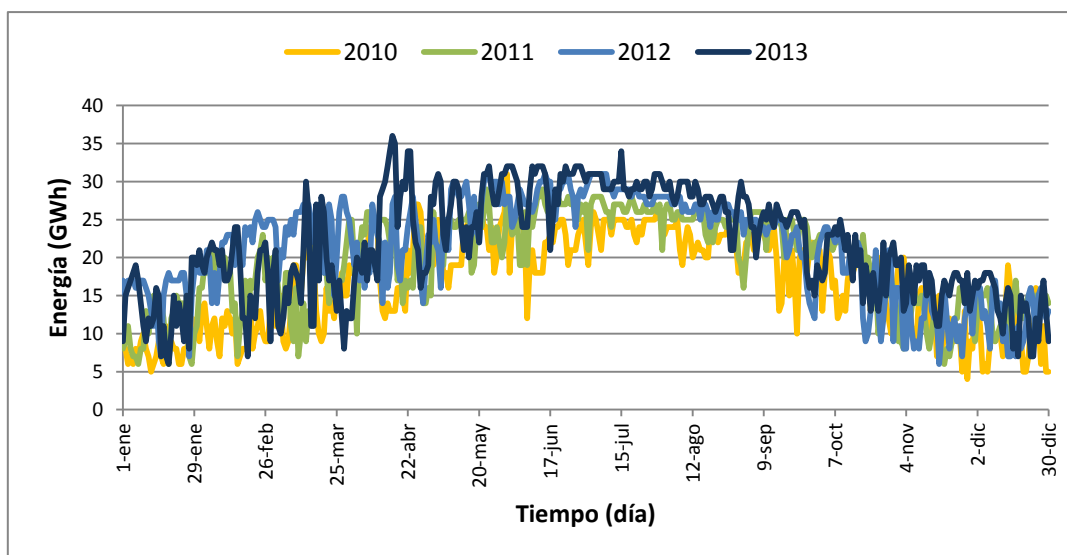


Figura 1.9 Generación fotovoltaica para España peninsular (años 2010 a 2013). Datos: REE

## 1.5. Objetivos de la Tesis

La curva de demanda o de carga, determina por sí misma un límite superior a la capacidad de generación útil de energía eléctrica para cualquier tecnología de generación, sin considerar el almacenamiento, ni los intercambios internacionales. Esto es aún más relevante para las tecnologías no gestionables, entre ellas la fotovoltaica, ya que se produce un claro desacople entre la demanda y la generación.

Como se ha mencionado anteriormente en el apartado 1.1, conocer el límite o los límites en la cobertura de la demanda a los que puede aspirar la FV y estudiar las posibles mejoras en el sistema que permitan superar estos límites es de gran interés en la planificación energética donde esta tecnología participe. Su conocimiento aportaría certidumbre en cuanto a la potencia FV que se debe programar en estos planes para que la energía generada sea asumible por la demanda.

En ese sentido, el objetivo de este trabajo está encaminado a identificar y determinar, si es posible, dicho límite así como los condicionantes más importantes que nos pueden llevar a determinarlo en cada caso. Adicionalmente trataremos de analizar las mejoras del sistema que permitan alcanzarlo o incluso superarlo. En concreto se plantea como objetivo principal de la tesis:

Determinar el límite máximo de participación de la energía solar fotovoltaica en la cobertura de la demanda de electricidad de una red eléctrica a gran escala, debido al acoplamiento entre la demanda y la generación fotovoltaica en dicha red.

Además como objetivo complementario se plantean el estudio de posibles mejoras para superar el límite o los límites anteriormente planteados.

Para conseguir estos objetivos se hará un estudio de la situación y perspectivas (estado del arte) de la energía solar fotovoltaica y del límite al que puede aspirar esta tecnología en la cobertura de la demanda de electricidad, así como de los métodos utilizados para su obtención.

Se estudiará la demanda eléctrica en diferentes redes, para diferentes periodos de tiempo con el objetivo de identificar sus principales características y comportamiento. Para ello se recopilarán datos de los TSOs de varias redes.

Paralelamente se estudiará las características y el comportamiento de la salida de la generación fotovoltaica, tanto en plantas fotovoltaicas, como en grandes redes. Igualmente se recopilarán los datos necesarios para posteriormente procesarlos y analizarlos.

Finalmente se determinará el método a utilizar para obtener el límite en la cobertura de la demanda mediante fotovoltaica.

## 1.6. Estructura de la Tesis

La presente tesis se ha estructurado en tres grandes bloques. En el primer bloque, capítulo 2, se hace un repaso de la evolución de la integración fotovoltaica en el mix eléctrico y los retos que esta integración a gran escala de la energía solar fotovoltaica presentan. Así mismo, en este capítulo se hace un repaso al estado del arte sobre la cobertura de la demanda con fotovoltaica y los métodos utilizados para su determinación.

En el segundo bloque se abarca el análisis de la demanda eléctrica y de la generación fotovoltaica, estructurado en los capítulos 3 y 4, respectivamente. En ellos se analizan las principales características tanto de la demanda como de la generación FV con vistas al propósito de la tesis.

En el capítulo 3, se analiza la demanda eléctrica partiendo de un estudio de los tipos de curvas de demanda y de los datos de demanda eléctrica de varias grandes redes de Europa y América. En el estudio de la demanda de energía eléctrica, entre otros datos de interés, se ha obtenido la RLC para cada sistema eléctrico y su descomposición armónica en el dominio de la frecuencia y la LDC para cada red.

Por otro lado, en el capítulo 4, se analiza el perfil de generación fotovoltaica partiendo de los datos de generación FV de 3 plantas FV en España y 6 sistemas eléctricos en Europa. En este capítulo, se muestran las curvas de generación FV diaria media y, principalmente, se hace énfasis en la  $ODC_{PV}$  de cada sistema.

El último bloque, capítulo 5, se dedica a determinar el límite en la cobertura de la demanda eléctrica mediante generación FV. En él se propone un método para obtener dicho límite usando las curvas de duración de la potencia para la demanda y para la generación fotovoltaica. En este mismo capítulo se incluyen los resultados obtenidos para las 6 redes estudiadas.

Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las conclusiones más destacadas de esta tesis y las posibles líneas de investigación que sobre este tema se podrían desarrollar en un futuro.

## Referencias

- [1] T. Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, Third edition ed., Boca Raton, Florida: CRC Press / Taylor& Francis Group, 2014.
- [2] Á. Ruiz de Apodaca Espinosa, «La planificación energética y su sometimiento a evaluación ambiental estratégica,» *Revista Catalana de Dret Ambiental*, vol. 1, nº 1, 2010.



- [3] J. Terrados Cepeda y G. Almonacid Puche, Las energías renovables en la provincia de Jaén. Recursos y estrategias para un desarrollo sostenible, Instituto de Estudios Giennenses, 2007.
- [4] P. Schavemaker y L. Van der Sluis, Electrical power system essentials, John Wiley & Sons, 2009.
- [5] IDAE, «PANER 2011-20. Plan de Acción Nacional de energías Renovables 2011-2020. España,» Madrid, 2009.
- [6] Agencia Andaluza de la Energía, «Estrategia Energética de Andalucía 2020,» 2014.
- [7] M. Súri, T. A. Huld, E. D. Dunlop y H. A. Ossenbrink, «Potencial of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries.,» *Solar Energy*, nº 81, pp. 1295-1305, 2007.
- [8] B. J. de Vries, D. P. van Vuuren and M. M. Hoogwijk, "Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach.," *Energy Policy*, no. 35, pp. 2590-2610, 2007.
- [9] A. Feltrin y A. Freundlich, «Material considerations for terawatt level deployment of photovoltaics,» *Renewable energy*, nº 33, pp. 180-185, 2008.
- [10] M. A. Eltawil y Z. Zho, «Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems. A review,» *Renewable and sustainable energy reviews*, nº 14, pp. 112-129, 2010.
- [11] P. Denholm and R. M. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power system," *Energy Policy*, no. 35, pp. 2852-2861, 2007a.
- [12] REE, «El sistema eléctrico Español. Informe 2015,» 2015.
- [13] REE, Proyecto Indel. Atlas de la Demanda Eléctrica Española, Madrid: Red Eléctrica de España S.A., 1998.
- [14] F. Barrero, Sistemas de energía eléctrica, Thomson, 2004.
- [15] G. M. Masters, Renewable and efficient electric, John Wiley & Sons, 2004.
- [16] H. Häberlin, Photovoltaics: System Design and Practice, Wiley, 2012.
- [17] H. Lund, Renewable Energy Systems, Second Edition ed., Elsevier - Academic Press, 2014.



## Capítulo 2.

Límites en la cobertura de la demanda de electricidad con energía solar fotovoltaica.  
Situación y perspectivas.

## Contenido

2.1. Evolución de la integración fotovoltaica en el mix eléctrico .....	19
2.2. Retos de la integración a gran escala de la ESFV en los sistemas eléctricos. ....	24
2.3. Cobertura de la demanda con FV .....	26
2.4. Revisión del método para determinar el límite de la $CD_{PV}$ .....	28
2.5. Conclusiones.....	29
Referencias .....	30

## 2.1. Evolución de la integración fotovoltaica en el mix eléctrico

La evolución y expansión de la energía solar fotovoltaica (ESFV) ha estado marcada por varios hitos en su historia que han producido impulsos fundamentales como el desarrollo de la célula solar basada en Silicio o del módulo fotovoltaico para aplicaciones terrestres, así como de la implantación de diferentes programas de primas o de incentivos (feed-in tariff) a la generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica [1], como se puede ver en la Figura 2.1.

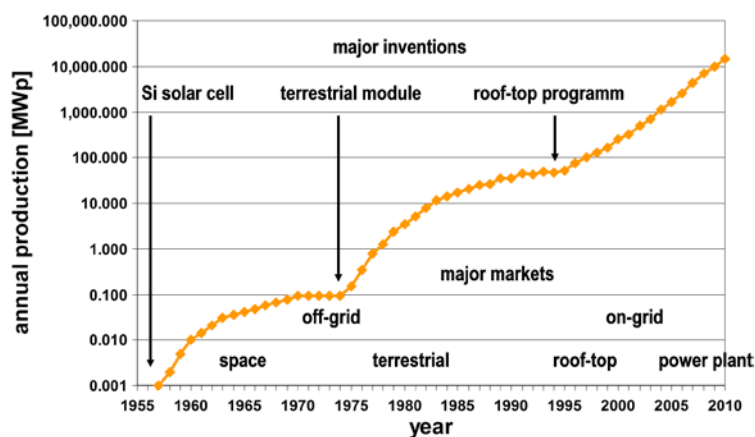


Figura 2.1 Hitos en la expansión de la energía fotovoltaica (Fuente: C. Breyer and A. Gerlach)

Sin lugar a dudas, para llegar al estado actual de desarrollo, otros muchos inventos, mejoras técnicas y legislativas se han ido produciendo desde el año 1839 con el descubrimiento del efecto fotovoltaico por Becquerel [2] hasta el año 2015 con más de 227.1 GW<sup>1</sup> de potencia fotovoltaica instalada y acumulada a nivel mundial [3].

La gran expansión de la fotovoltaica aparece con la incorporación de incentivos directos a la producción de electricidad (feed-in tariff) que diferentes países han ido aplicando. En el caso de Alemania, este tipo de programas comienzan en 1991 con la “Electricity Feed Law”, modificada por la “Renewable Energy Law” en el año 2000 que planteaba una prima de, aproximadamente, 51 c€/kWh con una reducción progresiva del 5 % anual. Este sistema ha continuado hasta la actualidad haciendo de Alemania el primer país del mundo en potencia fotovoltaica acumulada hasta 2014, con 38.2 GW [4], para posteriormente ceder este puesto a China en 2015, con 43.5 GW de potencia fotovoltaica acumulada [3] [5].

En España esta expansión comienza en 1998 con el RD 2818/98, que introduce primas de 66 pta/kWh (equivalentes a 40 c€/kWh), continua en 2004 con el RD 436/2004, que permite que se duplique, triplique y cuadruple la potencia instalada de un año con respecto al anterior en los años 2005, 2006 y 2007, respectivamente. En el año 2007 se

<sup>1</sup> Los datos de potencia que facilita tanto la IEA (International Energy Agency) como la SPE (Solar Power Europe, antigua EPIA) están dados sobre potencia DC. Para los países que facilitan los datos en AC (Canadá, Chile, Japón y España) estos son transformados en datos DC. Muchas plantas FV a gran escala construidas en 2015 tienen relaciones AC-DC entre 1.2 y 1.4 [3] [4].

le da un nuevo impulso con el RD 661/2007, que permite que se instalen en el año 2008 una cifra record de potencia en España, tanto instalada en un año 2708 MW, como acumulada 3398 MW. A partir del año 2009 cae bruscamente la potencia instalada debido a sucesivos reales decretos que frenan la expansión de la energía solar fotovoltaica. Estos decretos han sido el RD 1578/2008, el RD 1565/2010 y el RD-Ley 1/2012 por el que se suspenden los incentivos a la fotovoltaica entre otras fuentes de generación de energía renovable [6]. Actualmente está en vigor Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

A pesar de los altibajos, en diferentes países, la expansión de la fotovoltaica a nivel mundial ha seguido imparable con un crecimiento medio del 46 % anual de la potencia acumulada en los últimos años [7] [8], como se puede ver en la Figura 2.2. En este gráfico se puede ver como la capacidad FV acumulada ha tenido un crecimiento exponencial durante este periodo de tiempo (línea fina en la gráfica)<sup>2</sup>, pero donde se aprecia una ralentización en los últimos cinco años en el incremento relativo de nueva potencia instalada anual, no así en los incrementos absolutos que han seguido aumentando alcanzando los 50 GWp en el año 2015.

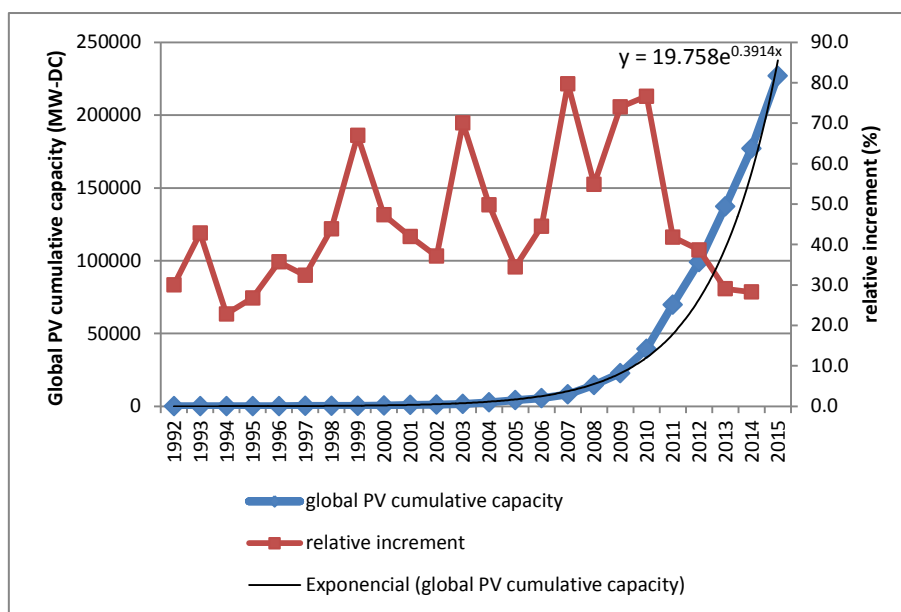


Figura 2.2 Evolución de la potencia FV mundial acumulada (1992-2015)(Fuente IEA PVPS)

Obviamente este espectacular crecimiento de la energía FV se tendrá que moderar en los próximos años, ya que con esta curva de crecimiento cada 6 años se multiplica por 10 la potencia acumulada y por ende la producción de energía eléctrica mediante FV en la misma proporción. Esto nos llevaría a un escenario inviable en cuanto la relación demanda-generación en pocos años, ya que si en 2015 la generación FV representó

<sup>2</sup> La ecuación que se muestra en la Figura 2.2, corresponde a la línea de tendencia. En ella “y” es la potencia acumulada y “x” el número de años transcurridos.

aproximadamente el 1 % de la demanda eléctrica mundial, con este crecimiento en tan solo 12 años la generación FV podría cubrir el 100 % de la demanda, lo que nos llevaría a una sobrecapacidad de generación con una situación económica y técnicamente insostenible.

Actualmente la potencia fotovoltaica acumulada a nivel mundial se situó en 227.1 GW en 2015, repartiéndose por todos los continentes del planeta y la mayoría de los países, aunque no de manera uniforme, ya que en solo 10 países se concentra 84.98 % del total de esta potencia fotovoltaica mundial acumulada, estos son: China, Alemania, Japón, EEUU, Italia, RU, Francia, España, Australia e India, todos ellos con más de 5 GW de potencia acumulada [3].

Durante este año 2015 la penetración de la energía solar fotovoltaica en la cobertura de la demandad superó el 7% en tres países en el mundo (Alemania: 7.1 %, Grecia: 7.4 % e Italia: 8 %)³ y 22 países en el mundo superaron el 1 % de cobertura de la demanda de electricidad con FV [3]. Para el conjunto de Europa está cobertura de la demanda de electricidad alcanzó el 3.5 %, lo que representa más de 105 TWh de electricidad, que equivale a la electricidad producida por 17 plantas térmica de carbón de 1 GW⁴ o por 12 reactores nucleares de 1 GW⁵ [4].

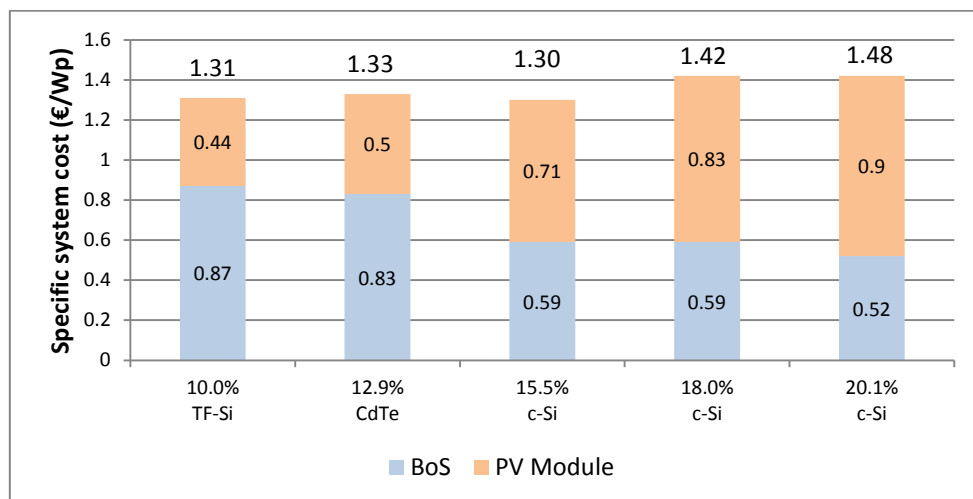


Figura 2.3 Coste del sistema FV para diferentes tecnologías y eficiencias (2012)

A parte de los incentivos a la generación, este estado de desarrollo de la energía solar fotovoltaica ha sido posible gracias a la actividad permanente en investigación y desarrollo, que ha permitido reducir los costes del kWp instalado y del kWh producido con energía fotovoltaica muy por debajo de las estimaciones más optimistas una década antes. Se puede ver en la Figura 2.3 como el coste del módulo se situó en 2012,

<sup>3</sup> La producción de electricidad FV facilitada por IEA es realizada mediante un cálculo teórico.

<sup>4</sup> Considerando un factor de capacidad de CF=0.62. CF viene dado por la relación entre la energía final producida en un periodo de tiempo y la energía que podría haberse producido si la planta hubiera trabajado a máxima potencia continuamente en ese periodo de tiempo.

<sup>5</sup> Considerando un factor de capacidad de CF=0.875.

claramente, por debajo de 1 €/Wp en todas las tecnologías y el coste de un sistema montado en suelo de 10 MW en Europa cayó por debajo de 1.5 €/Wp [9].

Así el coste (LCoE<sup>6</sup>) del kWh fotovoltaico ha continuado disminuyendo en los últimos años como se puede ver en la Figura 2.4. La estimación de 9,5 c€/kWh que se hizo para el año 2103 en el sur de Europa<sup>7</sup> no solo se alcanzó, sino que se superó. En la Figura 2.4, la línea discontinua representa el coste industrial de la electricidad, en este trabajo se considera que su precio se incrementa un 3.4% anual [9].

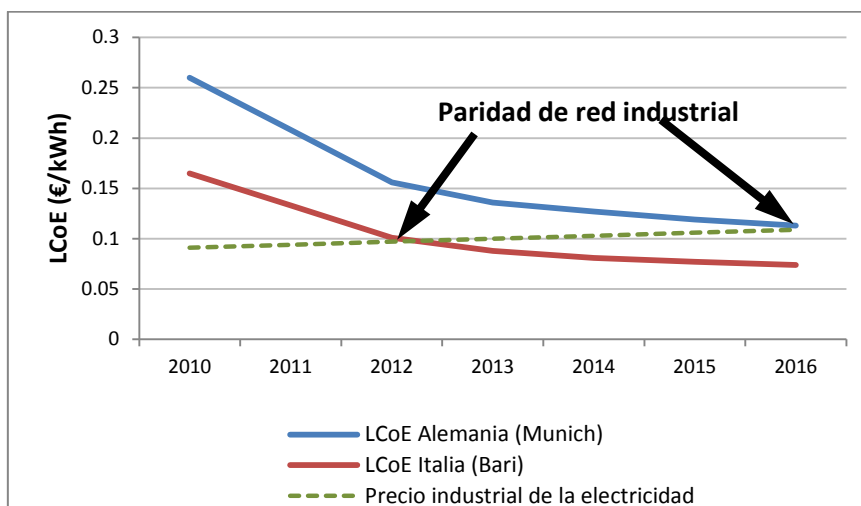


Figura 2.4 Evolución del coste LCoE del kWh para FV en Alemania (Munich) e Italia (Bari)

Esta tendencia a la baja del coste de la electricidad FV ha continuado en los últimos años de tal manera que se puede decir que en 2016 en muchas partes del mundo se ha alcanzado la paridad con la producción industrial de la electricidad, algunos datos que avalan esta afirmación son:

- En 2014 se adjudicó un proyecto en Dubai<sup>8</sup> por debajo de 60 USD/MWh, este mismo año en EEUU, Europa y países emergentes se hicieron adjudicaciones entre 67 y 80 USD/MWh [4].
- Perú adjudicó PPAs<sup>9</sup> al comienzo de 2016 tan bajos como 48 USD/MWh [3].
- En Alemania los procesos de adjudicación de PPAs en 2015 bajaron de 90 USD/MWh [3].
- La compañía eléctrica de Warren Buffett, Berkshire Hathaway Inc. NV Energy, acordó pagar 38.7 USD/MWh de energía de un proyecto de 100 MW que First Solar Inc. está desarrollando, según un documento presentado a los reguladores.

<sup>6</sup> LCoE se define como el valor neto actualizado de los costes de ciclo de vida total del proyecto PV dividido por la cantidad de energía producida durante la vida útil del sistema.

<sup>7</sup> En Bari (Italia) para una instalación de 10 MW en suelo con c-Si de 16 % de eficiencia.

<sup>8</sup> En la tercera fase del proyecto "Sheikh Mohamed Bin Rashid Al Maktown" se ha adjudicado a 29.9 USD/MWh en 2016 [37].

<sup>9</sup> PPA (Power purchase agreement): acuerdo de compra de energía.



Así mismo, acordó pagar 46 USD/MWh a otro proyecto también de 100 MW de SunPower Corp, ambos acuerdos por 20 años [10].

- En España, la compañía Endesa ha comprado 410 GWh a 39.6 €/MWh y 292.2 GWh a 48 €/MWh de electricidad a los productores fotovoltaicos, para el segundo y tercer trimestre del año 2016, respectivamente, mediante subasta de energía solar [11].

Así mismo, en la Figura 2.5 se puede ver como el coste LCoE de generación eléctrica de diferentes tecnologías ya consolidadas y *montadas* en Europa, como la eólica onshore, el gas, el carbón y la nuclear se situaron, en el año 2014, entre 6 y 10 c€/kWh. Mientras que la generación solar fotovoltaica en zonas con alta radiación<sup>10</sup> en Europa, para sistemas a gran escala<sup>11</sup> y con diferentes costes de capital (10%, 6.5% y 3% WACC<sup>12</sup>), el coste LCOE se situó entre 4 y 7 c€/kWh [4].

En la actualidad la tendencia al crecimiento de la energía solar fotovoltaica en el Mundo es imparable (aunque con diferentes ritmos de expansión), esto se sustenta en el hecho de esta reducción constante del coste del kWp instalado y del kWh producido de electricidad. El principal inconveniente en esta expansión progresiva de la generación fotovoltaica viene de la integración en el sistema eléctrico de esta forma de generación de electricidad no gestionable, por los problemas que ocasiona tales como la estabilidad de la red y la garantía de suministro eléctrico.

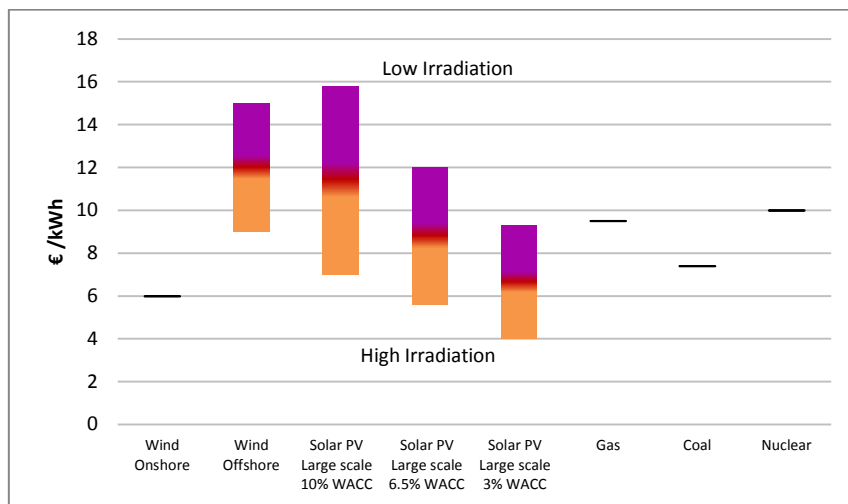


Figura 2.5 Coste de generación eléctrica FV en comparación con otras tecnologías de generación eléctrica y para diferentes escenarios de radiación y costes de capital.

Con el objetivo de potenciar la integración fotovoltaica en las redes eléctricas la Comisión Europea, dentro del programa Energía Inteligente para Europa, aprobó el proyecto PV GRID [12]. Este proyecto se desarrolló entre mayo de 2012 y octubre de

<sup>10</sup> Como referencia para alta radiación se considera Chipre y para baja radiación el Reino Unido.

<sup>11</sup> Mayores de 1 MW

<sup>12</sup> WACC: Weighted Average Cost of Capital (coste promedio ponderado del capital).

2014 y tenía como objetivo contribuir a superar las barreras burocráticas que frenan la integración de la energía fotovoltaica a gran escala dentro de los Sistemas de Distribución (DS) de la electricidad a través de Europa. En este proyecto participaron 16 países de la Unión europea.

Por otro lado diferentes organizaciones nacionales e internacionales trabajan para facilitar una mayor penetración de la energía solar fotovoltaica en las redes eléctricas, como por ejemplo la IEA-PVPS<sup>13</sup>-Task 14: High Penetration of PV Systems in Electricity Grids [13] [14] [15].

Por lo que es de esperar que las mejoras en la tecnología por un lado, la caída de precios por otro y los esfuerzos institucionales en facilitar la integración FV, al ser una energía limpia y autóctona, propicien un crecimiento notable de la generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica a nivel mundial y en un tiempo, a corto y medio plazo.

## 2.2. Retos de la integración a gran escala de la ESFV en los sistemas eléctricos.

En un sistema de suministro de energía eléctrica [16] a gran escala, tenemos que la capacidad de integración de una tecnología dentro del mismo depende, entre otras cuestiones, de la flexibilidad<sup>14</sup> del sistema para adaptarse a dicha tecnología.

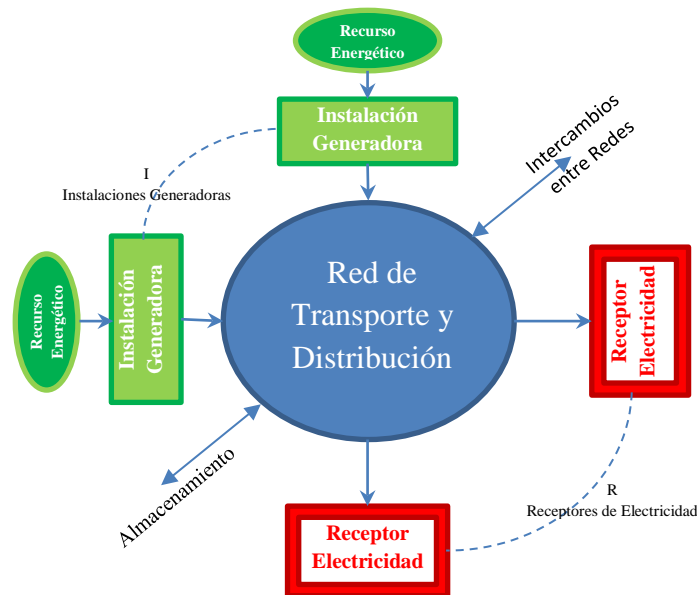


Figura 2.6 Diagrama de contexto de un sistema de suministro eléctrico

<sup>13</sup> IEA-PVPS: International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme (iea-pvps.org)

<sup>14</sup> Flexibilidad: capacidad de adaptación, a lo largo del tiempo, a los cambios en la generación, transmisión y recepción (demanda) de la electricidad.

Para que un sistema sea capaz de aceptar una nueva tecnología tiene que tener un mínimo de flexibilidad, es decir un sistema con flexibilidad cero no admitiría ningún cambio y por lo tanto ninguna nueva tecnología. Igualmente para las tecnologías de generación de electricidad intermitente (por ejemplo, eólica y fotovoltaica) para conseguir una alta penetración con una significativa cobertura de la demanda es necesario que el sistema presente una considerable flexibilidad, de tal manera que permita adaptarse a las intermitencias de esta generación.

Este grado de flexibilidad del sistema impondrá un límite en la integración de una tecnología y por ende de la capacidad de cobertura de la demanda de la misma. Este límite debido a la flexibilidad del sistema estará condicionado por el resto de tecnologías disponibles y su gestionabilidad.

La energía solar FV tiene incuestionables ventajas frente a otras fuentes de energía, tales como: la no generación de residuos; la modularidad; el recurso energético gratuito, abundante y globalmente distribuido; con garantía de suministro a largo plazo, etc. Pero para conseguir niveles de alta penetración de la energía fotovoltaica como los que se han comentado en el apartado anterior y mucho más los que se esperan en un futuro próximo, se necesitan producir ingentes cantidades tanto de módulos FV como del resto de equipos y materiales utilizados en una planta FV. En 2014 se instalaron en el mundo en torno a 40 GWp de nueva potencia FV y para el año 2019, en un escenario medio, se necesitaría producir entre 60 y 70 GWp anuales para atender la demanda de nuevas instalaciones [4]. A estos problemas de producción, hay que añadir el reto que representa la integración de toda esta potencia, en los sistemas eléctricos de los diferentes países [17].

La energía eléctrica de origen fotovoltaico está dentro de las fuentes de generación eléctrica conocidas como Recursos Energéticos Variables<sup>15</sup> (VERs: Variable Energy Resources) [16] [18]. El principal problema de estos recursos energéticos está en su adaptación a la curva de demanda con posibles problemas de **disponibilidad** y de excesos de electricidad en función de la irradiancia y demanda en un determinado momento.

Así mismo, esta disponibilidad se ve condicionada por la **intermitencia** intrínseca al recurso solar, todos los días luce el Sol pero solo parte de las 24 horas que tiene el día, la **variabilidad periódica** debida a la variación a lo largo del año de las posiciones relativas entre la Tierra y el Sol; y por último por la **variabilidad aleatoria** que introduce la atmosfera, fundamentalmente debido a las nubes y la actividad variable del Sol en mucha menor medida [19].

Además, la integración a gran escala de la energía solar fotovoltaica implica gran consumo de **materiales necesarios** para la producción de todos los elementos que constituyen una instalación fotovoltaica, tales como Silicio, Vidrio, Plata, Aluminio,

---

<sup>15</sup> VER: las integran las tecnologías solares y eólicas, las cuales presenta una salida del sistema con gran variabilidad e incertidumbre comparada con las fuentes clásicas de energía eléctrica.

Cobre, Acero, etc. En particular, algunos de estos materiales han representado en el pasado un cuello de botella en el desarrollo de la energía fotovoltaica como por ejemplo fue el caso, en la década de los años 90 del siglo pasado, del silicio purificado [20]. En esta misma línea, se estima que la disponibilidad de determinadas materias primas podría ser crítica en el futuro: este es el caso del cobre [21] usado en los conductores o la plata [22] usada en los electrodos.

Otros retos de gran importancia, sobre todo para la integración a gran escala, son los relacionados con la red eléctrica de transporte y distribución. Los sistemas fotovoltaicos suelen ser instalaciones de pequeña potencia<sup>16</sup>, comparadas con las plantas clásicas de generación eléctrica. En este sentido aparece el concepto de **Generación distribuida** donde cambia el modelo de red con pocos centros de generación y gran potencia a redes con muchos centros de generación de pequeña potencia y conectados muchos de ellos a baja tensión [23]. Este nuevo escenario presenta algunas ventajas como disminución de pérdidas en el transporte o el autoabastecimiento de energía, pero incorpora nuevos problemas como el replanteamiento de la **capacidad** de la red [24], la **estabilidad** de la red frente a sistemas conectados con inversores y la **flexibilidad** del sistema para absorber las diferentes tecnologías de generación atendiendo a sus peculiaridades.

Por último, otro problema de vital importancia está relacionado con la adaptación de la demanda y la generación, es decir, con la magnitud de ambas y con el momento en el que se producen. Este **acoplamiento, entre demanda y generación fotovoltaica**, es solucionable si existiera una demanda capaz de ajustarse a la curva de generación, pero esto no es posible y en los sistemas eléctricos en general es la generación la que se adapta a la demanda. Este problema se puede disminuir con el uso de **Redes inteligentes** que permitieran el almacenamiento de electricidad, intercambios entre redes y gestionabilidad de la demanda [25] [26].

De todos los problemas comentados anteriormente el acoplamiento demanda-generación fotovoltaica, es una de las más restrictivas en el uso de la energía solar fotovoltaica a gran escala.

### 2.3. Cobertura de la demanda con FV

La cobertura de la demanda de energía eléctrica con generación fotovoltaica ( $CD_{PV}$  : coverage of demand by photovoltaic) [27] [28] representa la porción de la demanda eléctrica que es cubierta con fotovoltaica en una determinada red eléctrica<sup>17</sup>. Este indicador se obtiene como el cociente entre la energía anual generada con instalaciones

---

<sup>16</sup> Esto ha ido cambiando en los últimos años ya que por economía de escala se han ido montado plantas FV de cientos de MW, conocidas como VLS-PV, con potencias que van de 10 MW hasta varios GW (0,1-20 km<sup>2</sup> de superficie total) [35] [36]

<sup>17</sup> El ámbito de influencia de un sistema eléctrico lo determina la red de transporte y distribución y no la organización política, geográfica o económica de un territorio.

fotovoltaica e inyectada a una red eléctrica, dividida por el total de la energía eléctrica demanda en el conjunto de dicha red.

La  $CD_{PV}$  está condicionada en primer lugar por el perfil de consumo de electricidad horaria, es decir la curva de carga a lo largo del día y sus fluctuaciones semanales, mensuales, anuales, etc. Pero además, la  $CD_{PV}$  está fuertemente condicionada por la respuesta temporal de la generación fotovoltaica la cual, sin almacenamiento, no puede hacer otra cosa que seguir la curva de radiación solar sobre la superficie de la tierra. El hecho de estar ligada la generación fotovoltaica a la existencia de radiación solar le da unas características temporales muy particulares, en cuanto al horario de producción, su evolución desde el mínimo al máximo diario, su confiabilidad o regularidad (todos los días sale el Sol) y su variabilidad (perturbaciones atmosféricas) [1] [12], todo lo cual le hace ser una generación que resulta poco flexible y adaptable a la demanda, aunque muy predecible para periodos de tiempo medios y largos, por ejemplo un año.

En la actualidad el nivel de  $CD_{PV}$  es bajo, pero con estimaciones de crecimiento muy significativos. En los países con mayor cobertura es ligeramente superior al 7 % (como se ha mencionado en el apartado 2.1 de este capítulo) y a nivel europeo fue del 3.5% en el año 2015. Pero las expectativas, para las próximas décadas, son que esta cobertura irá en aumento significativamente, pasando del 3.5 % de cobertura para la UE en 2015 al 10 % en el 2030, para el escenario más conservador [3] [4]. Es decir, la fotovoltaica como mínimo triplicará su peso en la cobertura de la demanda en Europa, pasando con ello a ser una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica.

Para obtener una alta  $CD_{PV}$  si no se puede adaptar la generación a la demanda, sería una alternativa adaptar la demanda a la generación fotovoltaica. Pero, como ya se ha mencionado en el apartado anterior, en grandes redes de suministro de electricidad, tales como la de países con millones de habitantes o incluso redes más pequeñas de miles de habitantes, la demanda no se adapta a la generación eléctrica en general y tampoco a la generación fotovoltaica, sino que viene impuesta por el consumo de millones de dispositivos que libremente sus usuarios los conectan y desconectan a la red, en hogares, industrias, comercios, transporte, etc., dando curvas de consumo que se mantienen durante todo el día y todos los días del año, oscilando entre unos mínimos durante la madrugada y máximos durante el día o primeras horas de la noche. Es más, las políticas de gestionabilidad de la demanda que plantean diferentes TSOs [16] [29] van en dirección opuesta a la curva de la generación fotovoltaica, es decir, proponen rellenar el valle durante la madrugada y suavizar el pico o los picos, yendo hacia una curva de carga más constante a lo largo del día.

Por lo tanto, ante esta dificultad en el acoplamiento de la generación FV y la demanda de electricidad se plantea cual será el techo en la  $CD_{PV}$  y por lo tanto si será posible alcanzar los incrementos en la  $CD_{PV}$  previstos para el futuro o incluso niveles mucho mayores.

## 2.4. Revisión del método para determinar el límite de la $CD_{PV}$

El límite de la cobertura de la demanda de electricidad por una determinada tecnología de generación eléctrica es un indicador del potencial de esta tecnología, por lo tanto, la  $CD_{PV}$  es un indicador del potencial de la energía solar fotovoltaica para cubrir la demanda eléctrica de una red. Puede ser de gran utilidad en la planificación energética de grandes redes, tal que nos permitiría saber hasta qué nivel se puede aumentar la potencia fotovoltaica instalada en un territorio con capacidad de absorber esta energía generada.

Hay que dejar claro que este límite es solo referido a la demanda eléctrica e impuesto por esta, independientemente de los límites impuestos por el recurso energético, las instalaciones fotovoltaicas y las redes de transporte.

Múltiples investigadores han explorado la integración de la generación eléctrica de origen fotovoltaico en las redes convencionales de suministro eléctrico, aunque solo unos pocos se han centrado en intentar determinar el límite técnico<sup>18</sup> de la penetración de la FV con respecto a la demanda:

Denholm y Margolis [27] investigaron el límite técnico de la penetración FV en la red de ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), red eléctrica que cubre la mayor parte del estado de Tejas y tiene un gran aislamiento del resto del sistema eléctrico de EEUU. Para determinar el límite de la cobertura de la demanda con energía solar fotovoltaica los investigadores usaron los datos de demanda horaria de la red para el año 2000 y los datos de generación FV<sup>19</sup> horaria obtenidos mediante simulación<sup>20</sup>. El análisis básico usado en este trabajo implica la comparación de la generación FV escalada con la curva de carga de red utilizando datos horarios para un año completo. La herramienta utilizada para la comparación (PVflex)<sup>21</sup> permite que la energía FV sea utilizada o rechazada en función de la flexibilidad del sistema eléctrico. En este trabajo se concluye que, con alta sobrecapacidad de producción de generación FV y total flexibilidad del sistema, el 50 % o más de la demanda podría ser cubierto con generación FV sin necesidad de almacenamiento. Este dato baja al 22 % si, con las mismas condiciones, no hay sobrecapacidad.

Si se considera almacenamiento de electricidad estos mismos investigadores en un segundo trabajo analizan nuevamente este límite usando el mismo método y considerando diferentes grados de almacenamiento y flexibilidad del sistema [30]. En

---

<sup>18</sup> Límite técnico: referido al recurso energético, a la instalación generadora, a la red de transporte y distribución o a la demanda. No se consideran aspectos económicos, ambientales, políticos, sociales, etc.

<sup>19</sup> Consideraron 9 sitios distribuidos por todo el territorio y combinadas con 7 orientaciones distintas del generador FV, obteniendo un total de 63 localizaciones-orientaciones.

<sup>20</sup> Para la simulación usaron la aplicación HOMER para convertir la radiación horizontal global en potencia horaria AC a la salida de la planta FV.

<sup>21</sup> PVflex es una herramienta basada en Excel para evaluar la interacción ente la energía FV y los sistemas eléctricos, considerando las limitaciones de la flexibilidad de generadores eléctricos tradicionales.

este caso llegan a la conclusión de que puede aumentarse sustancialmente este límite de la cobertura de la demanda con FV, muy por encima del 50 %, dependiendo de la flexibilidad del sistema [31], del grado de sobrecapacidad de generación fotovoltaica, de la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica y del coste asociado.

Nikolakakis y Fthenakis, realizan un estudio sobre la capacidad de penetración de la energía solar fotovoltaica en la red eléctrica del estado de Nueva York, considerándola sola o en combinación con la energía eólica para diferentes grados de flexibilidad de la red [32]. Esto lo hacen partiendo de los datos de demanda horaria para 2005 de esta red y de los datos de National Solar Radiation Database para este mismo año. Partiendo de estos datos y mediante Matlab simulan cual sería la máxima penetración fotovoltaica para diferentes casos. Ellos determinan que sin tener que desconectar ninguna potencia fotovoltaica y con la máxima flexibilidad (100 %) la máxima cobertura de la demanda sería del 14.83 %.

Por otro lado, Baumgartner hace un estudio para el área metropolitana de Zurich [33]. En este estudio usa los datos de perfil de carga eléctrica del año que va de Octubre de 2007 a Septiembre de 2008. Los datos de generación FV los obtiene mediante simulación a partir de la radiación solar medida en tierra en 41 estaciones de MeteoSwiss. Usando el mismo método que en los casos anteriores y considerando diferentes escenarios de flexibilidad del sistema eléctrico y de sobrecapacidad de generación FV, obtiene que se puede conseguir un 17 % de cobertura con FV, sin almacenamiento, para una flexibilidad del 100 % y una sobrecapacidad FV del 1 %.

Otra aproximación a este límite la aporta Häberlin, que para el caso de la red eléctrica de Suiza, plantea que se podría llegar hasta 24 % en la  $CD_{PV}$  para el año 2005 [5], con determinadas limitaciones en la carga base y flexibilidad del sistema. Sin embargo en este caso el método es distinto porque hace el estudio para un día ideal de generación FV y los resultados los extrapola al año completo para el perfil de carga de la red.

## **2.5. Conclusiones**

Del estudio de la literatura científica utilizada se desprende que en la actualidad no se conoce el límite, con precisión y generalizable, en la capacidad de cubrir la demanda eléctrica con energía solar fotovoltaica, debido al acoplamiento demanda-generación FV, sin usar almacenamiento, ni intercambios internacionales o tener que desconectar potencia FV.

Así mismo, aunque se han realizado estudios para diferentes escenarios de flexibilidad del sistema eléctrico, de sobrecapacidad y/o sobregeneración fotovoltaica, de almacenamiento e intercambios de energía entre redes, en ninguno de ellos se han utilizado curvas de demanda y generación fotovoltaica para el mejor de los casos, ni para varios años y varias redes, así como valores reales de generación FV. Por lo que realmente no se ha sistematizado el método y por lo tanto no se conocen los límites a los



que en realidad puede llegar la generación FV en la cobertura de la demanda debida al acoplamiento demanda-generación, en función de diferentes escenarios.

El conocimiento de estos límites permitiría tener una referencia clara, desde el punto de vista técnico, a la hora de implementar planificaciones del sector energético, así como dar certidumbre sobre la viabilidad de proyectos de futuro en cuanto a que su capacidad de producción de energía eléctrica será absorbida por la demanda.

## Referencias

- [1] C. Breyer and A. Gerlach, "Global overview on grid-parity," *Progress on Photovoltaics: Research and Applications*, no. 21, pp. 121-136, 2013.
- [2] S. S. Hegedus and A. Luque, "Status, Trends, Challenges and the Bright Future of Solar Electricity from Photovoltaics. Chapter 1 of Handbook of photovoltaic science and engineering.," in *Handbook of photovoltaic science and engineering*, John Wiley & Sons, 2003.
- [3] IEA PVPS, "2015 snapshot of global photovoltaic Markets. Report IEA PVPS T1-28:2016," 2016.
- [4] Solar Power Europe, "Global Market Outlook For Solar Power (2015-2019)," 2015.
- [5] H. Häberlin, *Photovoltaics: System Design and Practice*, Wiley, 2012.
- [6] J. V. Muñoz, Tesis doctoral: Contribución a la evaluación de la calidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de medio y gran tamaño. Capítulo 1, Universidad de Jaén, 2012.
- [7] IEA PVPS, "Trends 2015. In Photovoltaic Applications Executive Summary. 20th edition.," 2015.
- [8] IEA-PVPS, "2015. Snapshot of Global Photovoltaic Markets," 2016.
- [9] S. Ringbeck and J. Sutterlueti, "BoS costs: status and optimization to reach industrial grid parity.," *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 2013.
- [10] C. Martin, "Buffett Scores Cheapest Electricity Rate with Nevada Solar Farms," *Bloomberg*, 2015.
- [11] Europa PRESS, «Endesa compra 292 GWh de electricidad a los productores



- fotovoltaicos en la cuarta subasta solar,» *Expansión*, 2016.
- [12] B. Barth, G. Concas, E. Binda, O. Franz, P. Frías, R. Hermes, R. Lama, H. Loew, C. Mateo, M. Reking, P. M. Sonvilla y M. Vandenberg, «PV GRID. Final Project Report,» 2014.
- [13] K. Ogimoto, «Power system operation planning with PV integration (Task 14, subtask 3),» 2014.
- [14] IEA PVPS, «High Penetration of PV in Local Distribution Grids: Subtask 2: Case-Study Collection».
- [15] T. Stetz, M. Kraiczy, M. Diwold, M. Braun, B. Bletterie, C. Mayr, R. Bründlinger, B. Noone, A. Bruce, I. MacGill, B. Mather, K. Ogimoto, K. Washihara, Y. Ueda, A. Iaria, A. Gatti, D. Cirio, M. Reking, I. Theologitis, K. De Brabandere, S. Tselepis, C. Bucher y W. Yibo, «High Penetration PV in Local Distribution Grids Outcomes of the IEA PVPS Task 14 Subtask 2,» de *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2014.
- [16] MIT, "The future of the electric grid. An interdisciplinary MIT study (Chapter 3).," MIT, 2011.
- [17] M. A. Eltawil y Z. Zho, «Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems. A review,» *Renewable and sustainable energy reviews*, nº 14, pp. 112-129, 2010.
- [18] EPIA, "Conecting the Sun. Solar photovoltaic on the road to large-scale grid integration.," 2012.
- [19] E. O. Lawrence, «Understanding variability and uncertainty of photovoltaics for integration with the electric power system.,» Berkeley National Laboratory, 2009 (December).
- [20] B. Ceccaroli y O. Lohe, «Solar grade silicon feedstock. Chapter 5,» de *Handbook of photovoltaic science and engineering.*, 2nd ed., A. L. a. S. Hegedus, Ed., Wiley & Sons, 2010.
- [21] J. Harmsen, A. Roes y M. Patel, «The impact of copper scarcity on the efficiency of 2050 global renewable energy scenarios.,» *Energy*, nº 50, pp. 62-73, 2013.
- [22] A. Feltrin y A. Freundlich, «Material considerations for terawatt level deployment of photovoltaics,» *Renewable energy*, nº 33, pp. 180-185, 2008.
- [23] M. H. Bollen y F. Hassan, *Integration distributed generation in the power system.*, Wiley, 2011.

- [24] M. Braun, T. Stetz, R. Bründlinguer, C. Mayr, K. Ogimoto, H. Hatta, H. Kobayashi, B. Kroposki, B. Mather, M. Coddington, K. Lynn, G. Graditi, A. Woyte and I. MacGill, "Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress and future prospects.," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, no. 20, pp. 681-697, 2012.
- [25] A. Keyhani, Design of smart power grid renewable energy systems, Wiley, 2011.
- [26] J. Momoh, Smart Grid: Fundamentals of design and analysis., Wiley, 2012.
- [27] P. Denholm and R. M. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power system," *Energy Policy*, no. 35, pp. 2852-2861, 2007a.
- [28] F. Baena, J. Terrados, P. Gómez-Bueno, G. Almonacid, P. Vidal, P. Valera and L. Almonacid, "Output Duration Curve. An Useful Tool for PV Analysis and Grid Integration," in *European PV Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC2015*, Hamburg, Germany, 2015.
- [29] REE, Proyecto Indel. Atlas de la Demanda Eléctrica Española, Madrid: Red Eléctrica de España S.A., 1998.
- [30] P. Denholm and R. M. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems utilizing energy store and other enabling technologies.," *Energy Policy*, no. 35, pp. 4424-4433, 2007b.
- [31] P. Denholm and M. Hand, "Grid Flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity," *Energy Policy*, no. 39, pp. 1817-1830, 2011.
- [32] T. Nikolakis and V. Fthenakis, "The optimum mix of electricity from wind - and solar- sources in conventional power systems: Evaluating the case for New York State," *Energy policy*, no. 39, pp. 6972-6980, 2011.
- [33] F. P. Baumgartner, T. Achtnich, J. Remund, S. Gnos and S. Nowak, "Steps towards integration of PV-electricity into the Grid," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, no. 19, pp. 834-843, 2011.
- [34] NREL, «National Renewable Energy Laboratory,» [En línea]. Available: [http://www.nrel.gov/analysis/models\\_tools.html](http://www.nrel.gov/analysis/models_tools.html). [Último acceso: 2016].
- [35] IEA-PVPS, "Report IEA-PVPS T8-01:2015. Energy from the Desert: Very Large Scale PV Power Plants for shifting to Renewable Energy future," 2015.
- [36] k. Kurokawa, K. Komoto, P. van der Vleuten y D. Faiman, «Energy from the desert. Practical Proposals for Very Large Photovoltaic Systems,» Earthscan,

London, 2006.

- [37] J. A. Roca, «Dos empresas españolas construirán en Dubai el parque fotovoltaico que producirá la electricidad más barata del planeta,» *El periódico de la energía*, 28 Junio 2016.



## Capítulo 3.

### Análisis de la demanda de electricidad.

## **Contenido**

3.1. Introducción. Conceptos previos .....	37
3.2. Conformación de la demanda de electricidad .....	38
3.3. Tipos de curvas de demanda de electricidad .....	39
3.3.1 Curva de potencia diaria .....	40
3.3.2 Curva de carga semanal, mensual y anual .....	42
3.3.3 Curva de duración de la carga .....	43
3.3.4 Curvas de energía .....	44
3.4. Sistemas eléctricos analizados. Captura y preprocesado de datos. ....	45
3.4.1 Sistemas eléctricos analizados .....	45
3.4.2 Datos utilizados: Obtención y preprocesado .....	47
3.5. Análisis de la demanda de electricidad en el dominio del tiempo .....	49
3.5.1 Análisis de la curva de carga representativa .....	50
3.5.2 Análisis de la curva de carga anual .....	52
3.5.3 Análisis de la curva de duración de la carga (LDC) .....	54
3.6. Análisis de la demanda de electricidad en el dominio de la frecuencia .....	57
3.6.1 FFT sobre las diferentes curvas de demanda .....	58
3.6.2 Modelado de la curva de carga .....	61
3.7. Conclusiones del capítulo .....	63
Referencias .....	64

### 3.1. Introducción. Conceptos previos

La demanda de electricidad en una instalación o sistema es la carga eléctrica que recibe en sus terminales de promedio en un intervalo de tiempo específico [1] [2]. Este intervalo de tiempo  $\Delta t$  puede variar, normalmente, entre 10 minutos y una hora.

La demanda de energía eléctrica varía con el tiempo en función de la climatología, de las estaciones del año, de la estructura productiva de la economía, de los hábitos de consumo o del precio de la energía eléctrica. Estos factores son decisivos e influyen en lo que se denomina *curva de demanda de energía eléctrica*, que representa la variación de la demanda a lo largo de un periodo de tiempo.

Del análisis de la demanda se pueden obtener patrones de demanda que caracterizan a cada sistema. En un sistema eléctrico, con un número suficientemente elevado de consumidores, la variación de esta demanda no se produce de forma aleatoria, sino que lo hace dentro de ciertos parámetros conocidos por la experiencia. Estos parámetros suelen ser estables, no varían drásticamente y están asociados a las diferentes tipologías de consumo, como son el consumo residencial, el consumo terciario, el consumo industrial o el asociado al transporte.

La demanda no sólo tiene patrones diarios, sino que se observan además patrones de semana, mes, estación o año. Además, en cada periodo de referencia se ve más o menos afectado por la climatología, la actividad económica, los hábitos de consumo, etc. [3]

Hay que matizar que, con el estudio de la demanda de electricidad en esta tesis, no se persigue predecir la demanda, sino que se busca un modelo representativo de la misma en un sistema eléctrico convencional para así, poder estudiar la capacidad de penetración de la energía solar fotovoltaica con fines de planificación energética. Desde este punto de vista tanto la RLC (Representative Load Curve) [4], como la LDC (Load Duration Curve) [5] pueden ser unas adecuadas herramientas para el análisis de la demanda con vistas a la planificación energética en cuanto a la integración en la red de diferentes tecnologías de generación.

Como ya se ha visto en el capítulo 2 para poder estudiar el límite de la cobertura de la demanda con FV es necesario conocer el comportamiento tanto de la demanda de electricidad como de la generación FV. Por ello, en este capítulo se presentan los resultados obtenidos en la búsqueda de magnitudes, parámetros, curvas, modelos, etc., que caractericen el comportamiento de la demanda eléctrica de grandes redes para utilizarlas en la consecución del objetivo de esta tesis.

En ese sentido, en este capítulo se analizará el comportamiento de la demanda de grandes redes eléctricas. En los apartados 3.2 y 3.3 se analizará cómo se conforma la demanda y cómo se puede representar la misma mediante curvas. A continuación, en el apartado 3.4, se presenta el estudio realizado de la demanda de electricidad de 16 grandes redes eléctricas de Europa y Norte América para los años 2012 y 2013. Este estudio abarca tanto un análisis en el dominio del tiempo como de la frecuencia de los

datos de estas redes. Así mismo, partiendo de estos últimos, se muestra en el apartado 3.5 algunos de los análisis comparativos realizados entre los datos y curvas estudiadas de estas redes con la finalidad de buscar patrones de comportamiento y parámetros que las caractericen. Por último, en el apartado 3.6 se presenta un posible modelado de la curva de carga diaria media o representativa de una red mediante su descomposición en sus componentes de frecuencia usando la transformada rápida de Fourier. Será en este apartado donde se defina el concepto de curva de carga diaria ideal.

### 3.2. Conformación de la demanda de electricidad

La demanda en un Sistema eléctrico concreto viene dada por la agregación de los consumos de los diferentes receptores de electricidad conectados al sistema en cada momento. Este hecho implica un alto grado de aleatoriedad e incertidumbre en la conformación de la demanda. Sin embargo, como ya se ha comentado, para grandes sistemas eléctricos esta sumatoria de consumos aleatorios determina patrones de demanda eléctrica que se mantienen en el tiempo, lo cual permite predecir con bastante aproximación la demanda de un determinado sistema.

En la gráfica de la Figura 3.1 se puede observar la evolución de la demanda anual de electricidad en España, dada en Mtep<sup>1</sup>, para el periodo 1990-2014 [6]. Igualmente se aprecia que la demanda de electricidad a lo largo del tiempo está conformada por tres sectores básicos: Industria, Servicios y Residencial; más algunos complementarios.

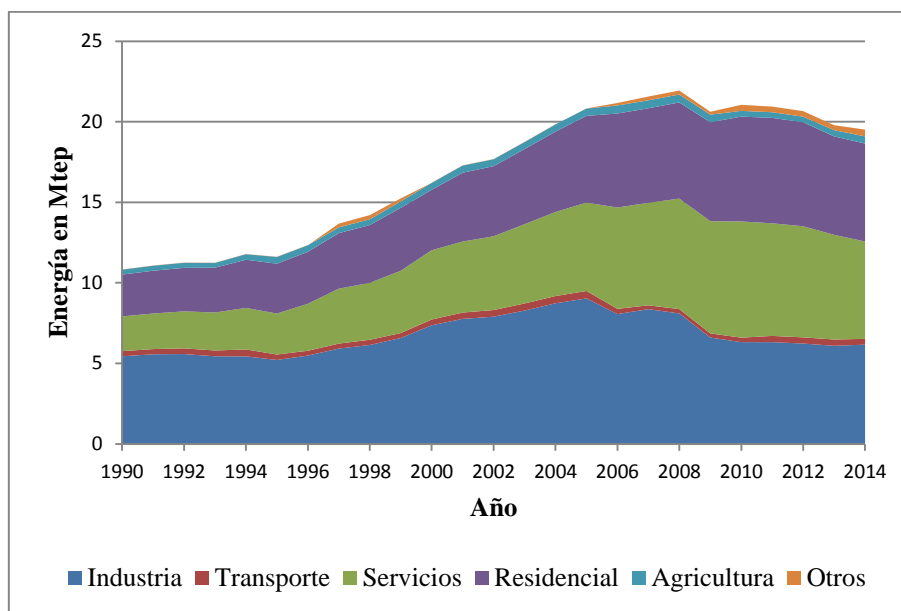


Figura 3.1 Demanda de electricidad en España 1990-2014 (Fuente IDAE)

La demanda ha mantenido una línea de crecimiento constante hasta el año 2008; a partir de ahí ha habido una reducción del consumo debido fundamentalmente a la crisis económica, que a partir de este año, se dejó sentir en España, Europa y EEUU, entre

<sup>1</sup> 1 Mtep=11 630 GWh



otras muchas regiones del mundo. Así mismo a esta reducción también ha contribuido la eficiencia energética. Como ejemplo de ella se puede mencionar la eficiencia en la iluminación.

En la Figura 3.1 se aprecia que el paso por la crisis ha implicado una disminución del peso relativo del sector Industria, que ha pasado de ser indiscutiblemente el sector más importante en la conformación de la demanda eléctrica a tener un peso parecido al sector Servicios y al Residencial.

Cada uno de estos sectores que conforman la demanda eléctrica total de un sistema eléctrico se puede descomponer en subsectores consumidores. Por ejemplo, atendiendo al tipo de uso en la tabla inferior se indica la conformación de la demanda para el sector Residencial en España para el año 2013 [7], Tabla 3-1.

Tabla 3-1 Conformación de la demanda Sector Residencial

Tipo de uso	Energía (ktep)
Calefacción	437
ACS	443
Cocina	552
Iluminación	697
Aire Acondicionado	139
Electrodomésticos	3670
consumo total de los hogares <sup>2</sup>	5938
Consumo total residencial	6236

Esta demanda, tanto residencial como la de cualquier otro sector, no se mantiene constante en el tiempo si no que varía aleatoriamente en función de la actividad de cada receptor de electricidad. Sin embargo la agregación de todos los receptores de cada subsector, de todos los subsectores de cada sector y de todos los sectores que conforman la demanda dan como resultado patrones de comportamiento de la demanda eléctrica del sistema global bastante estables y repetitivos en el tiempo que depende de diferentes factores: climatológicos, actividad económica, calendario laboral, hábitos de consumo y latitud.

### 3.3. Tipos de curvas de demanda de electricidad

A la hora de representar la demanda de electricidad de un determinado sistema se pueden utilizar diferentes gráficas y por ende, obtener diferentes curvas atendiendo a la variable a representar y al periodo de tiempo representado. Así tendremos curvas de potencia y de energía atendiendo a la variable a estudiar; y curvas diarias, semanales, mensuales, anuales, etc., atendiendo al periodo a representar.

<sup>2</sup> El consumo por usos ha sido estimado en base a la metodología del Proyecto SECH-SPAHOUSEC por el IDAE incluido en el *Informe Análisis del Consumo Residencial (SPAHOUSEC)*

Las curvas de potencia representan la potencia media en un intervalo de tiempo<sup>3</sup> ( $\Delta t$ ) de la demanda eléctrica de un sistema a lo largo de un periodo de tiempo determinado (T). Las curvas de potencia representan en el eje de ordenadas la potencia media en un intervalo de tiempo y en el eje de abscisas un determinado periodo de tiempo. Debido a que la demanda eléctrica, en grandes redes, presenta tres frecuencias de repetición [8] (diaria, semanal y anual), tal como se verá en el apartado 3.6, debido a las condiciones físico-meteorológicas del lugar donde se ubica el sistema, tales como la duración del día, la temperatura o la climatología, estos periodos de tiempo son los más utilizados en su representación y los más interesantes en cuanto a la información que aportan.

En las curvas de energía se representa la energía consumida<sup>4</sup> durante un periodo de tiempo. Las representaciones más comunes son el día, el mes y el año para la muestra y el mes, el año y varios años para el periodo. A continuación se exponen con más detalle las principales curvas objeto de estudio en esta tesis.

### 3.3.1 Curva de potencia diaria

Esta curva representa la potencia media en el intervalo  $\Delta t$  y se representará a lo largo de un día. Esta curva se suele conocer como *curva de carga*. Es la curva de demanda de electricidad más representativa de un sistema eléctrico ya que las curvas para periodos mayores de un día, una semana, un mes o un año, no son más que la concatenación de la correspondientes curvas de carga diaria a lo largo de ese periodo.

En las curvas de potencia se pueden distinguir tres rangos de potencias demandadas o características de la demanda [1] [9]:

- **Carga base:** es el rango de potencia de la demanda que va desde 0 W a la potencia mínima demandada durante el periodo en estudio. Representa la potencia demanda que está presente en todo momento es decir en el 100 % del periodo.
- **Carga pico:** Es el rango de potencias que incluye los picos de potencia, la parte de la carga de pico generalmente dura menos del 15 % del tiempo total del periodo.
- **Carga intermedia:** es el rango de potencias que va desde la potencia mínima hasta el comienzo de la carga pico, se extiende aproximadamente sobre un 85 % del periodo en estudio.

En la Figura 3.2 se pueden ver varias curvas de potencia diarias (CPd) o curvas de carga, para España peninsular, en los días en torno a los solsticios y equinoccios del año 2011. El área bajo la curva será la energía demandada a lo largo del día. Para facilitar los análisis comparativos de diferentes sistemas y periodos de tiempo se normalizará la potencia por lo que se representará normalmente este eje en partes por unidad (p.u.) [1],

---

<sup>3</sup> El intervalo de la muestra puede ser una hora o submúltiplos de esta, por ejemplo 10 o 15 minutos.

<sup>4</sup> El intervalo de la muestra para la energía es normalmente de un día, pero puede ir desde una hora a un año.

es decir la potencia real dividida por la potencia base, siendo la potencia base en este caso la potencia máxima. En la figura 3.2 se ha normalizado con respecto a la potencia máxima anual demandada.

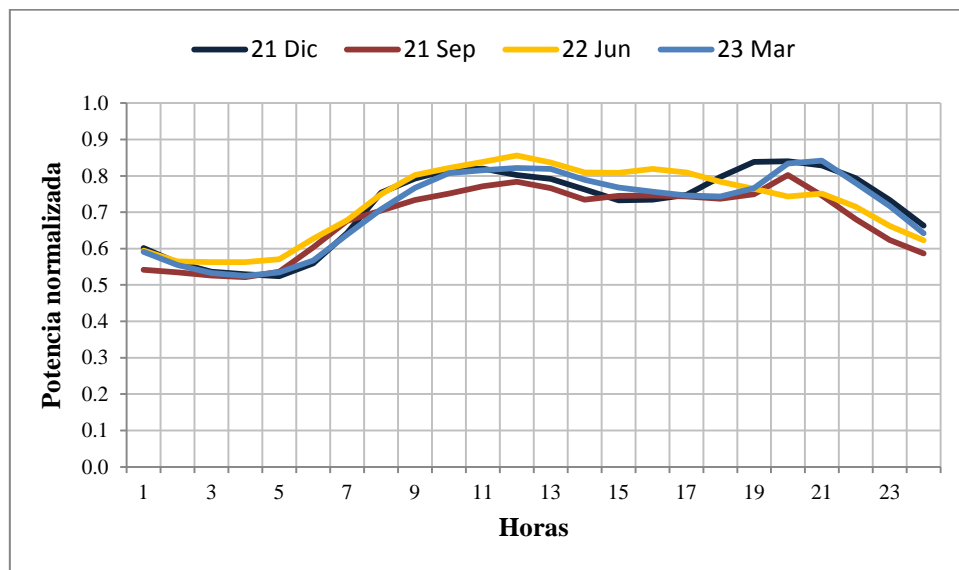


Figura 3.2 Ejemplo de curva de carga diaria para la red España-Peninsular (Fuente REE)

El periodo diario en la demanda eléctrica viene determinado por el ciclo de actividad humana a lo largo del día, con mayor demanda durante las horas diurnas y primeras de la noche y baja en las horas nocturnas, especialmente en la madrugada. Este comportamiento está condicionado por una variable física, que es la luz solar y por las horas habituales de descanso de las personas.

En esta se pueden distinguir los siguientes parámetros básicos:

- **Potencia mínima:** mínima potencia horaria durante un periodo de tiempo. En la curva de carga diaria se suele denominar **potencia valle**.
- **Potencia media:** Valor promedio de la potencia durante un periodo de tiempo.
- **Potencia máxima:** Máxima demanda horaria durante un periodo de tiempo. En la curva de carga diaria se suele denominar **potencia pico**.
- **Factor de carga:** Cociente entre la potencia media y la potencia máxima en un periodo determinado.
- **Amplitud pico-valle:** Diferencia entre la potencia máxima y la mínima.

Esta curva presenta un mínimo en torno a las horas de la madrugada, entre las 4 y las 7 horas aproximadamente, y uno o dos máximos, en torno al mediodía y/o primeras horas de la noche. Las oscilaciones diarias entre el máximo y el mínimo de potencia (Amplitud) son, aproximadamente, del 30 % del valor máximo anual, como se puede ver en el apartado 3.5, aunque con importantes oscilaciones dependiendo del sistema eléctrico.

La curva de potencia diaria es diferente para cada día del año, por lo que para obtener una CPd que sea representativa de un sistema eléctrico se puede recurrir a la RLC

(Representative Load Curve) o curva de potencia diaria obtenida como la media de las diferentes CPd de un sistema eléctrico para un periodo dado o para tipologías de días concretos en un periodo dado (por ejemplo los fines de semana o los días entre semana).

### 3.3.2 Curva de carga semanal, mensual y anual

Las curvas de carga semanal, mensual o anual, como ya se ha dicho anteriormente, no son más que la concatenación de la curva de potencia diaria durante el periodo en cuestión. En las gráficas siguientes se muestran ejemplos de curvas de carga para diferentes periodos de tiempo.

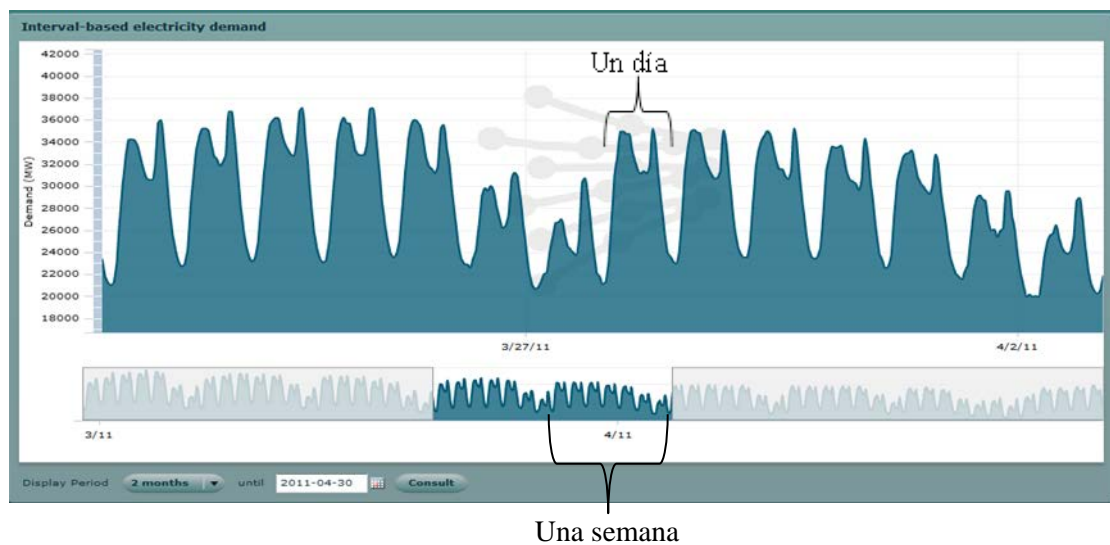


Figura 3.3 Ejemplo de curva de potencia semanal, para España-Peninsular, año 2011 (Fuente REE)

Entre otras utilidades estas curvas permiten obtener los máximos y mínimos durante el periodo objeto de estudio y observar si hay algún otro tipo de periodicidad en la demanda.

La periodicidad semanal que se observa en la en la curva de potencia de la Figuras 3.3 y 3.4, es habitual en la mayoría de los sistemas. Esta es de tipo cultural y está asociado a los días de fiesta o descanso semanal que cada comunidad, asentada en el territorio que la red eléctrica cubre, tiene y de la intensidad en el uso de la electricidad. En los países de la Unión Europea, por ejemplo, hay una clara disminución de la demanda los sábados, domingos, y con más intensidad los domingos. En la Figura 3.4 se representa la línea de tendencia (media móvil de periodo 2) para resaltar esta periodicidad semanal.

Por otro lado, la curva de demanda también presenta un periodo de repetición anual asociado a las estaciones del año, que está condicionado, principalmente, por dos variables físicas la temperatura y las horas de luz solares.

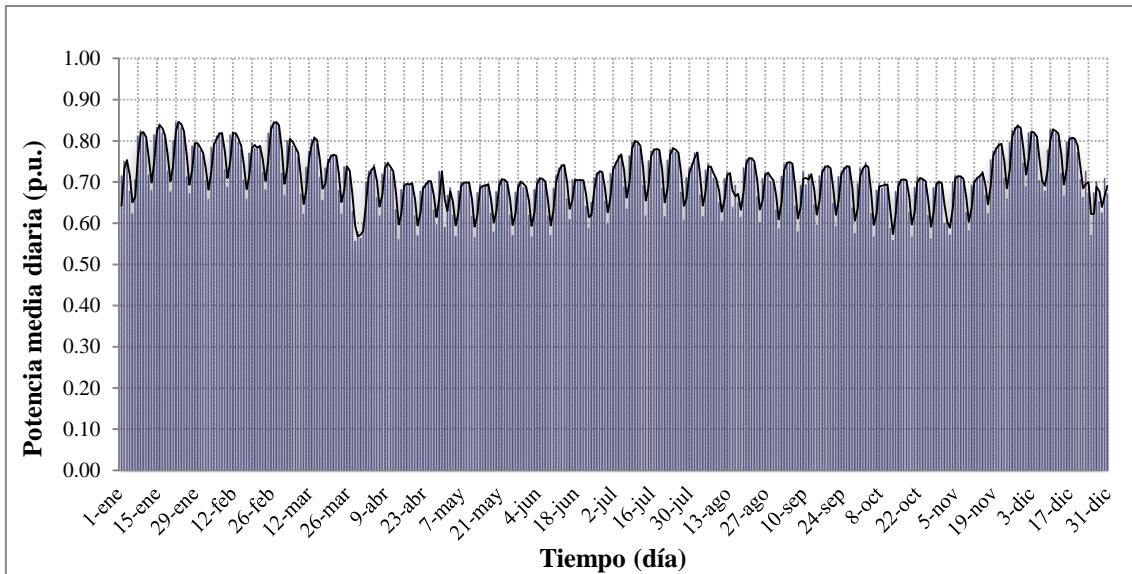


Figura 3.4 Ejemplo de curva de potencia anual (valor medio diario), para España-Peninsular y para el año 2013 (Fuente REE.)

### 3.3.3 Curva de duración de la carga

La curva de duración de la carga es una representación de la intensidad horaria de la demanda. Representa el número de horas en el que se alcanza (como máximo) una determinada potencia en la demanda [1] [5]. Su representación es el de una curva monótona decreciente en cuanto a la potencia, suele utilizarse un año como periodo de análisis y la hora como intervalo de la muestra (Figura 3.5).

Hay que aclarar que en este tipo de curvas el eje de tiempos no se ordena siguiendo la flecha del tiempo del pasado al futuro, sino atendiendo al valor de la potencia de cada muestra temporal. En esta curva se ordenan la potencia media horaria desde su máximo valor a su mínimo valor, independientemente del momento temporal en el que se haya producido [10].

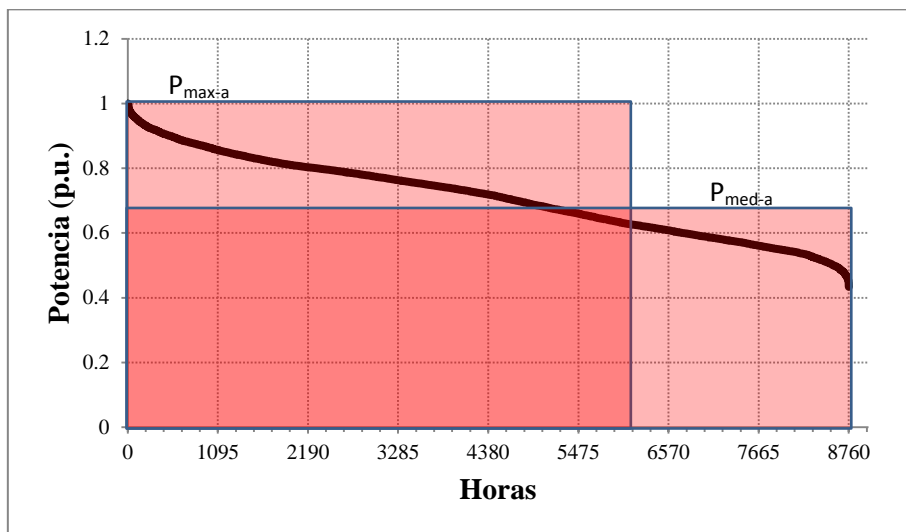


Figura 3.5 Ejemplo de curva de duración de la carga. España peninsular 2012 (Fuente REE)

La superficie bajo la curva representa la energía consumida. Cuando se representa en forma normalizada o en partes por unidad (p.u.), tomando como base la máxima potencia anual consumida, el área bajo la curva normalizada representa el número total de horas ( $t_{p-a}$ ) a la potencia máxima anual ( $P_{max-a}$ ) que se habrían necesitado para consumir toda la energía demandada en el año. Esta área bajo la curva se puede poner como superficies rectangulares usando la potencia máxima anual o la potencia media anual, lo cual permite obtener el valor del área como el producto de la base por la altura.

$$E = \sum_{i=1}^L P_i \Delta t = P_{max-a} \cdot t_{p-a} = P_{med-a} \cdot t_{max-a} \quad (3.1)$$

### 3.3.4 Curvas de energía

Esta curva representa la evolución temporal de la energía consumida en una red a lo largo de un periodo de tiempo. En el caso particular de que el intervalo de la muestra considerado en la representación sea de una hora la curva de potencia horaria y la de energía son iguales. El periodo más común de representación es el año y la unidad de tiempo el día, por lo que este tipo de curva representaría la energía diaria consumida a lo largo de un año, esta es la que se representa en la Figura 3.6, donde se muestra la energía diaria y la energía media anual (línea continua en negro).

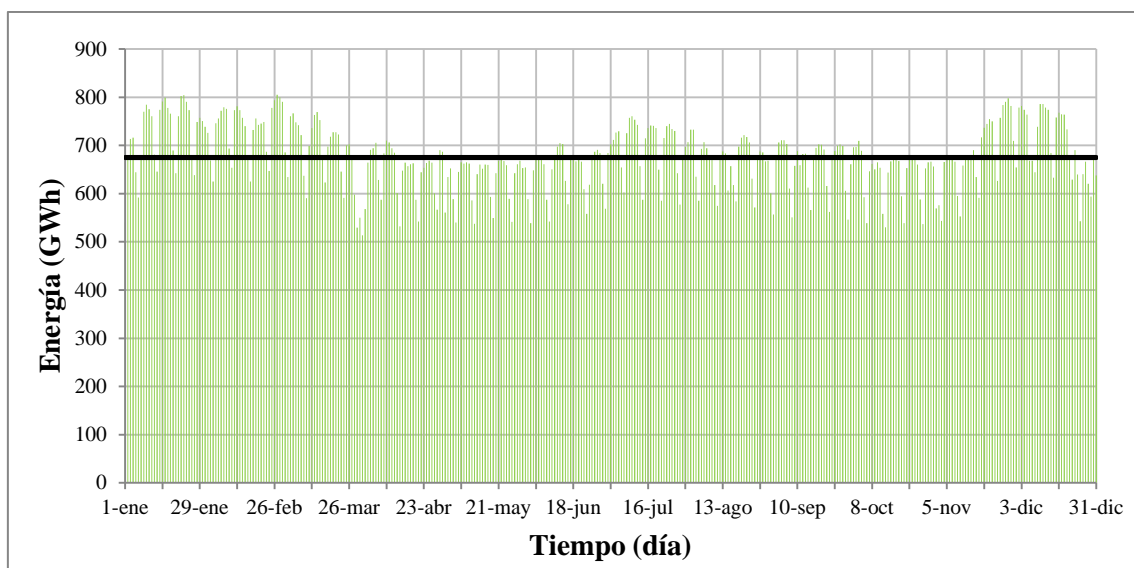


Figura 3.6 Energía diaria a lo largo de un año (Fuente REE).

Este tipo de curvas se usarán poco, en el desarrollo de esta tesis, debido a que la información contenida en ellas es la misma que se puede obtener con las curvas de potencia. Por ejemplo el perfil de demanda anual que se obtiene con la curva de energía diaria para un año es el mismo que se obtiene con la de potencia media diaria para un año.

### 3.4. Sistemas eléctricos analizados. Captura y preprocesado de datos.

Para estudiar la demanda de grandes redes eléctricas primero hay que definir la redes a estudiar y los datos necesarios para su estudio. En este caso, se han estudiado un total de 16 grandes redes con diferentes tipologías, en cuanto a latitud, aislamiento y tamaño. De todas ellas hay disponibilidad de datos a través de las páginas WEB de los respectivos gestores de red.

Este apartado se descompone en dos subapartados, el primero para exponer los sistemas eléctricos analizados y el segundo para tratar la captura de datos y su necesario preprocesado.

#### 3.4.1 Sistemas eléctricos analizados

Los datos de la demanda de energía eléctrica son proporcionados por los operadores del sistema de transmisión de la red, conocidos como TSO (Transmission System Operator). Los TSOs entre otras muchas funciones tienen la de conocer y facilitar los datos de demanda de sus respectivas redes eléctricas. Por ello, el primer paso, antes de empezar la recopilación de datos, es determinar los TSO y las redes que se van a analizar. A continuación, se enumeran las redes que finalmente se han estudiado, ordenadas por país (Europa-América) y nombre del TSO (se indica el área geográfica de la red cuando esta no cubre todo el país):

Alemania: **Amprion**: cubre la franja occidental de Alemania de norte a sur sobre una extensión de 73100 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 27 millones de habitantes [11].

**TransnetBW**: cubre el sur de Alemania sobre una extensión de 34600 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 11 millones de habitantes [12].

**Tennet**: cubre la franja centro de Alemania de norte a sur sobre una extensión de 138780 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 20 millones de habitantes [13].

**50-Hertz**: cubre el este de Alemania (básicamente la antigua RDA) sobre una extensión de 109360 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 18 millones de habitantes [14].

Bélgica: **Elia**: cubre toda Bélgica sobre una extensión de 30528 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 10.4 millones de habitantes [15].

España: **REE (Península)**: cubre España peninsular sobre una extensión de 492175 km<sup>2</sup>, débilmente interconectada y atiende aproximadamente a 43.6 millones de habitantes [16].



**REE (El Hierro):** cubre la isla canaria de El Hierro sobre una extensión de 268.71 km<sup>2</sup>, totalmente aislada y atiende aproximadamente a 10960 habitantes [17].

**REE (Lanzarote):** cubre la isla canaria de Lanzarote sobre una extensión de 845.94 km<sup>2</sup>, totalmente aislada y atiende aproximadamente a 141938 habitantes [17].

**REE (Tenerife):** cubre la isla canaria de Tenerife sobre una extensión de 2034 km<sup>2</sup>, totalmente aislada y atiende aproximadamente a 900 000 habitantes [17].

Francia: **RTE:** cubre Francia continental sobre una extensión de 547104 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 63 millones de habitantes [18].

Italia: **Terna:** cubre Italia peninsular sobre una extensión de 301338 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 59.8 millones de habitantes [19].

Portugal: **REN:** cubre Portugal peninsular sobre una extensión de 89015 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 10.2 millones de habitantes [20].

Reino Unido: **National Grid (Inglaterra-Gales):** cubre Inglaterra y Gales sobre una extensión de 151174 km<sup>2</sup>, débilmente interconectada y atiende aproximadamente a 56 millones de habitantes [21].

Canadá: **IESO (Ontario):** cubre gran parte de la provincia de Ontario sobre una extensión de 1076395 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 13.5 millones de habitantes [22].

EEUU: **ERCOT (Texas):** cubre la mayor parte del estado de Tejas sobre una extensión de 522180 km<sup>2</sup>, débilmente interconectada y atiende aproximadamente a 24 millones de habitantes [23].

**NYISO (New York):** cubre el estado de Nueva York sobre una extensión de 141299 km<sup>2</sup>, fuertemente interconectada y atiende aproximadamente a 19.3 millones de habitantes [24] [25].

En definitiva se ha recogido información de 16 grandes redes eléctricas (13 en Europa y 3 en Norte América), donde se incluyen redes totalmente aisladas (0 % de intercambios), débilmente interconectadas (los intercambios representan menos del 5 % de la energía consumida o generada) y fuertemente interconectadas (los intercambios representan más del 5 % de la energía consumida o generada) con otras redes [26].



### 3.4.2 Datos utilizados: Obtención y preprocesado

Con respecto a los datos utilizados hay que resaltar que todos han sido obtenidos directamente de los TSOs correspondientes a través de sus páginas WEBs, los cuales tienen la obligación de hacer públicos estos datos de acuerdo con el Reglamento (UE) n° 543/2013 [27]. Los datos a descargar han sido la potencia media en el intervalo de muestreo, el valor de este intervalo y la hora y fecha de cada muestra.

En la preparación de los datos, como paso previo necesario para realizar el estudio de los mismos, cabe resaltar dos fases importantes: la **captura de los datos** y el **pre-procesado de los datos** para ponerlos en el formato adecuado a los intereses del análisis que posteriormente se ha realizado.

Como se ha indicado, todos los datos de demanda utilizados en esta tesis han sido capturados directamente de las páginas WEBs de los respectivos TSOs, para ello se ha elaborado una base de datos, basada en Excel 2010, donde se han capturado los datos: Fecha, hora y Potencia demandada.

Estos datos en origen presentan intervalos de muestreo de 10, 15, 30 y 60 minutos, dependiendo del TSO, por lo que se ha normalizado el intervalo de muestreo a un mismo valor para todos los sistemas eléctricos. Además, debido a la notable diferencia de tamaño entre las diferentes redes, las magnitudes de potencia de pico o máximo anual varían desde los 8MW a los 100 GW, por lo que son difícilmente comparables y hace necesaria su normalización.

Por otro lado, hay que destacar que en los datos originales aparecen dos anomalías que hay que corregir:

- El cambio horario: en toda la Comunidad Europea [28] el horario oficial se adelantará una hora en el último domingo de marzo (a las 2 de la madrugada hora peninsular serán las 3 y en Canarias a las 1 de la madrugada serán las 2) y retrasará una hora en el último domingo de octubre (en la península a las 3 serán las 2 y en Canarias a las 2 será la 1). En Norte América es similar, adelantando una hora el segundo domingo de marzo (a las dos serán las tres) y retrasándola el primer domingo de noviembre (a las dos será la una).
- Falta de datos y datos incoherentes: tanto la ausencia de datos, como los datos incoherentes (relación de 2:1, o más, entre dos muestras consecutivas y datos de valor cero). Estos últimos se consideran técnicamente imposibles y por lo tanto implican datos incorrectos. Para subsanar estas anomalías se ha hecho uso de las técnicas de estimación, en concreto se ha utilizado el método cuantitativo de las series temporales denominado “Proyección de tendencia” [29]

Una vez capturados los datos se ha realizado un pre-procesado de los mismos para ponerlos en la forma adecuada para ser analizados. Por un lado se ha procedido a

corregir las anomalías mencionadas en el párrafo anterior y por otro lado se han normalizado los datos.

La normalización de los datos ha consistido tanto en ajustar los datos de todas las redes a un mismo intervalo de muestreo como en poner la magnitud de la potencia en partes por unidad (pu) [1] tomando como base la potencia máxima anual. Para normalizar la potencia en partes por unidad se ha utilizado la siguiente expresión:

$$P_{i(pu)} = \frac{P_i}{P_{max}} \quad (3.2)$$

donde,

$P_{i(pu)}$ : Potencia normalizada en partes por unidad

$P_i$ : Potencia media en el intervalo final normalizado (una hora)

$P_{max}$ : Potencia máxima horaria en el periodo de un año

En la elección del intervalo de muestra final se ha optado por un intervalo de 60 minutos por ser el mínimo común múltiplo de todos los intervalos disponibles y ser adecuado a las necesidades del análisis de datos de esta tesis. Para pasar los datos de todas las redes a este intervalo de muestreo común, se ha utilizado la ecuación:

$$P_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{i=24} P_{ij} \quad \text{para } N = \frac{60 \text{ min}}{\Delta t} \quad (3.3)$$

donde,

$P_i$ : Potencia media en el intervalo final normalizado

$P_{ij}$ : Potencia media en el intervalo original del TSO

$\Delta t$ : intervalo de muestreo original en minutos

$N$ : Número de intervalos originales por cada intervalo final normalizado

Realizado este pre-procesado de los datos se han obtenido los datos en las condiciones adecuadas para ser analizados, a título de ejemplo se muestra en la Figura 3.7 los datos finales, tras la fase de pre-procesado, para una de las redes estudiadas.

	A	B	C	D	E
1	Sistema:	50Hertz (Alemania)		Demanda máx. horaria anual (MW)	13234.75
2	Origen datos:	<a href="http://www.50hertz.com/en/50Hertz/Grid-overview">http://www.50hertz.com/en/50Hertz/Grid-overview</a>		Adelanto de hora:	31/03/2013
3	Área cubierta:	109360 km <sup>2</sup>		Atraso de hora:	27/10/2013
4	Población atendida:	18.2 M			
5	Periodo:	2013			
6	Muestreo:	15 minutos			
7					
8	Fecha	Hora	Demanda (MW)	Demanda (p.u.)	Demanda máx. diaria (p.u.)
9	01/01/2013	0:00	6734.75	0.508868698	0.571809063
10	01/01/2013	1:00	6424.00	0.485388844	0.571809063
11	01/01/2013	2:00	5974.50	0.451425225	0.571809063
12	01/01/2013	3:00	5737.50	0.433517822	0.571809063
13	01/01/2013	4:00	5909.50	0.446513912	0.571809063
14	01/01/2013	5:00	5764.50	0.435557906	0.571809063
15	01/01/2013	6:00	5134.25	0.38793706	0.571809063
16	01/01/2013	7:00	5319.25	0.401915412	0.571809063
17	01/01/2013	8:00	5268.75	0.3980997	0.571809063
18	01/01/2013	9:00	5598.75	0.423034058	0.571809063
19	01/01/2013	10:00	6158.75	0.465346909	0.571809063
20	01/01/2013	11:00	6917.25	0.522658154	0.571809063
21	01/01/2013	12:00	7100.00	0.536466499	0.571809063
22	01/01/2013	13:00	6850.00	0.517576834	0.571809063
23	01/01/2013	14:00	6764.75	0.511135458	0.571809063

Figura 3.7 Ejemplo de base de datos con intervalo de una hora y potencia en partes por unidad.

Como se ha mencionado anteriormente la base de datos de la demanda de electricidad está realiza en Excel, incluyendo 35 archivos, cada uno de los cuales contiene 8 hojas de Excel (Datos originales, Demanda\_hora\_(pu), Demanda diaria típica, Monótona decreciente, ...) y cada hoja se estructura en: encabezado general de la hoja, datos analizados y obtenidos y gráficos obtenidos.

### 3.5. Análisis de la demanda de electricidad en el dominio del tiempo

En este apartado se incluyen los resultados obtenidos tras el estudio de la demanda agregada de diferentes grandes redes eléctricas de Europa y América mediante el análisis en el dominio del tiempo. Así mismo, se ha realizado análisis comparativos entre las diferentes redes objeto de estudio.

El análisis de los datos que conforman la demanda de energía eléctrica de las redes estudiadas persigue conocer los parámetros básicos del comportamiento de esta demanda y a través de ellos caracterizar la demanda eléctrica en las diferentes redes, buscando patrones de referencia del comportamiento de la demanda que se puedan utilizar junto con el comportamiento de la generación eléctrica de origen fotovoltaico para determinar el límite en la cobertura de la demanda mediante energía solar fotovoltaica y desde ese punto de vista se prioriza el tipo de datos y curvas que se analizan.

En el dominio del tiempo se ha estudiado la RLC (Representative Load Curve) o curva de carga diaria media, la curva de carga anual y la LDC (Load Duration Curve) o curva de duración de la carga, todas ellas curvas de potencia, para cada sistema eléctrico.

### 3.5.1 Análisis de la curva de carga representativa

Para la planificación de los sistemas eléctricos es importante disponer de curvas de carga típicas o representativas del comportamiento del sistema eléctrico, que permitan conocer, si lo hubiera, el patrón de consumo diario de energía [30].

En este apartado se va a definir la curva de carga representativa diaria (RLC) o curva de carga media como la curva de carga diaria representativa de un periodo de tiempo, un mes, una estación del año o un año. Esta curva estará formada por N muestras a lo largo del día (normalmente 24 o múltiplos de este valor), cada muestra  $P_i$  se obtiene determinando el valor medio de la potencia instantánea de cada punto  $i$  de las curvas de carga en ese periodo. El valor de la potencia en cada punto de la RLC viene dado por:

$$\overline{P}_{[i]} = \frac{1}{L} \sum_{j=1}^L P_{ij} \quad (3.4)$$

Donde L es el número de días del periodo (normalmente un año)

La RLC o curva de carga diaria media estudiada a lo largo de un año permite obtener una curva representativa del comportamiento de la demanda eléctrica diaria para cada red [30] (ya comentada en el apartado 3.3.1) y que se obtiene como el valor medio de todos las muestras del año para la misma hora. Esta curva merece especial atención ya que nos da el patrón básico del consumo de electricidad a lo largo del día.

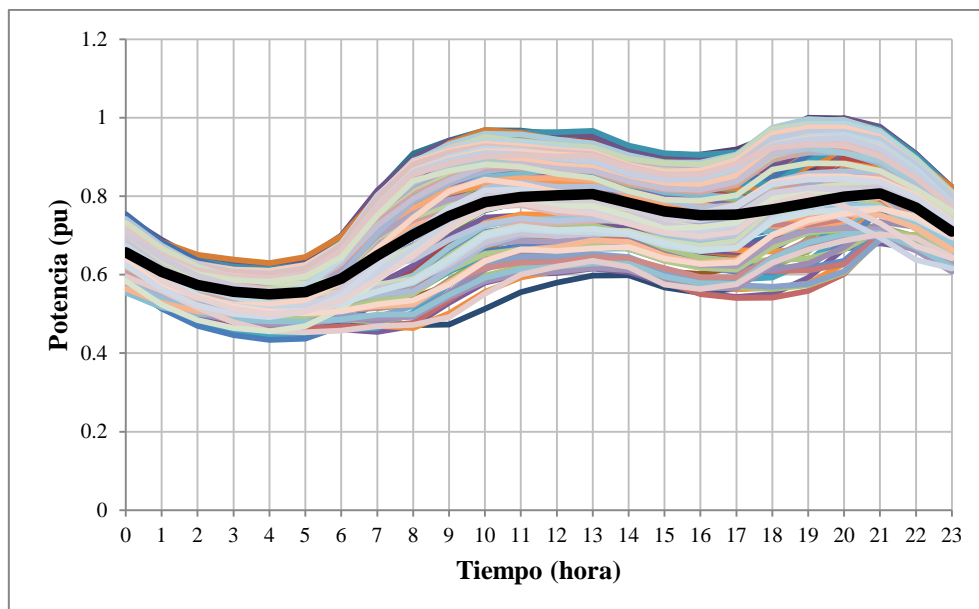


Figura 3.8 Ejemplo de curva de carga diaria media (línea negra) superpuesta sobre el conjunto de curvas de carga diarias para el año 2013 en España-Peninsular (Datos REE)

El grado de dispersión de la curva de carga diaria a lo largo del año se puede apreciar en la Figura 3.8. En esta gráfica se representan todas las curvas de carga para el año 2103

para la red de España peninsular y sobre ellas la RLC correspondiente. Como se puede ver en dicha gráfica el conjunto de curvas de carga para todo el año representa una banda de potencias cuya anchura cambia a lo largo del día, entre, aproximadamente, 0.2 pu y 0.5 pu en la zona de valle y de pico respectivamente.

También se puede ver que dicha RLC es representativa del sistema eléctrico en cuanto a la forma y en cuanto a los valores si se tiene en cuenta que estos pueden variar dentro de la banda mencionada. Sobre esta figura se observa una frecuencia de repetición diaria y presenta frecuencias tanto mayores como menores que se pondrán de manifiesto en el análisis en el dominio de la frecuencia que se hará más adelante.

Lo comentado para el caso de España-Peninsular es extrapolable al resto de sistemas estudiados. A continuación, en la Figura 3.9 se muestran los resultados obtenidos para las RLCs de los 16 sistemas estudiados. Como era de esperar todos los sistemas presentan valles por la noche y picos (uno o dos) durante el día.

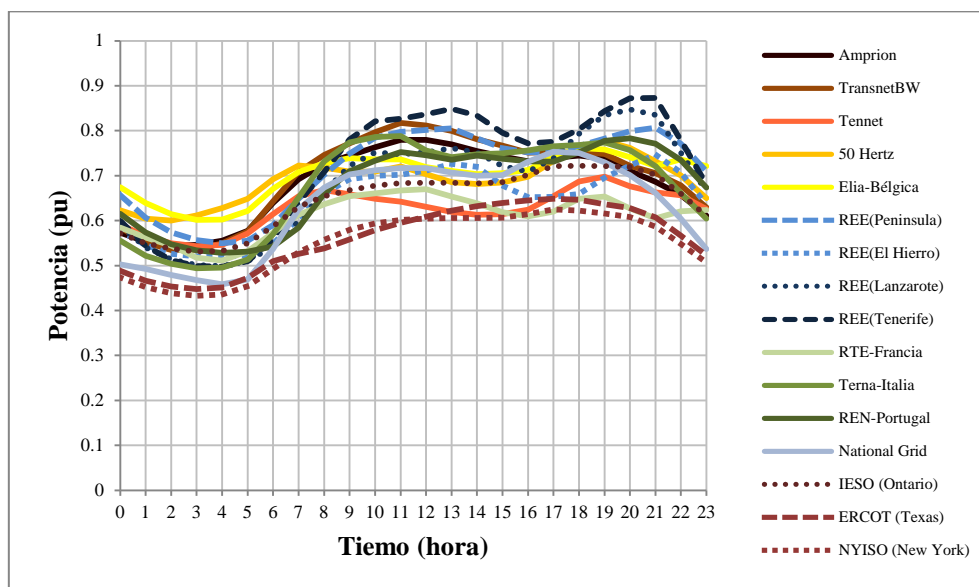


Figura 3.9 RLCs de los 16 sistemas estudiados

A continuación, en la Tabla 3-2, se muestran los valores de los parámetros asociados a estas RLCs. Estos parámetros están todos normalizados tomando como base la potencia máxima anual, siendo estos:

- $P_{\max-d}$ : Potencia horaria máxima diaria, también conocida como potencia pico.
- $P_{\min-d}$ : Potencia horaria mínima diaria o potencia valle.
- $P_{\text{med-d}}$ : Potencia horaria media diaria.
- **Amplitud**: Diferencia entre el valor de la potencia pico y el valor de la potencia valle.
- **FC**: Factor de carga. Ratio entre la potencia media y potencia pico.

Tabla 3-2 Parámetros de potencia (pu) de la RLC anual de los 16 sistemas estudiados

País	Sistema	Parámetro (pu)				
	RED	$P_{\max-d}$	$P_{\min-d}$	$P_{\text{med-d}}$	Amplitud	FC
Alemania	Amprion	0.7796	0.5442	0.6818	0.2354	0.8745
	TransnetBW	0.8175	0.5350	0.6965	0.2825	0.8520
	Tennet	0.6978	0.5435	0.6257	0.1543	0.8967
	50Hertz	0.7772	0.6005	0.6898	0.1768	0.8876
Bélgica	Elia	0.7616	0.6020	0.7002	0.1596	0.9194
España	REE(Peninsula)	0.8070	0.5500	0.7110	0.2570	0.8810
	REE(El hierro)	0.7466	0.5201	0.6429	0.2265	0.8611
	REE(Lanzarote)	0.8474	0.4992	0.6808	0.3482	0.8034
	REE(Tenerife)	0.8731	0.4974	0.7171	0.3757	0.8213
Francia	RTE	0.6701	0.5114	0.6104	0.1588	0.9108
Italia	Terna	0.7883	0.4943	0.6745	0.2940	0.8556
Portugal	REN	0.7831	0.5284	0.6763	0.2547	0.8636
Reino unido	National Grid	0.7536	0.4581	0.6305	0.2955	0.8366
Canada	IESO (Ontario)	0.7220	0.5313	0.6445	0.1907	0.8927
EEUU	ERCOT(Texas)	0.6603	0.4181	0.5484	0.2421	0.8306
	NYISO(New York)	0.6253	0.4328	0.5497	0.1925	0.8791

Como se puede ver en la Figura 3.9 todos las RLCs se mueven en una franja de valores entre 0.4 y 0.9 pu. Con más detalle en la Tabla 3-2 se ve que las amplitudes de las RLCs varían entre 0.15 y 0.38 pu para el sistema eléctrico con menos amplitud y más amplitud respectivamente. Por otro lado, sus valores medios oscilan entre 0.55 y 0.72 pu.

### 3.5.2 Análisis de la curva de carga anual

La curva de carga anual es la secuencia temporal de la potencia horaria representada a lo largo de un año, ver Figura 3.10. Es igualmente la concatenación de la curva de carga diario a lo largo del año. Sobre ella se puede observar las variaciones de la carga para periodos mayores de un día e inferiores a un año. Un diagrama simplificado de la misma<sup>5</sup> consiste en reducir las 24 muestras horarias de cada día a cuatro parámetros por día: Potencia horaria máxima diaria (Pico), Potencia horaria mínima diaria (Valle), Amplitud pico-valle y Potencia media diaria. Esto reduce el número de intervalos del eje de tiempos de 8760 horas a 365 días, sin que haya una pérdida significativa de información.

<sup>5</sup> Este tipo de curva se ha desarrollado expresamente para esta tesis para facilitar la visión global de un año sin perder mucha información de interés, al no haberse encontrado entre las fuentes consultadas ninguna adecuada a los objetivos perseguidos.

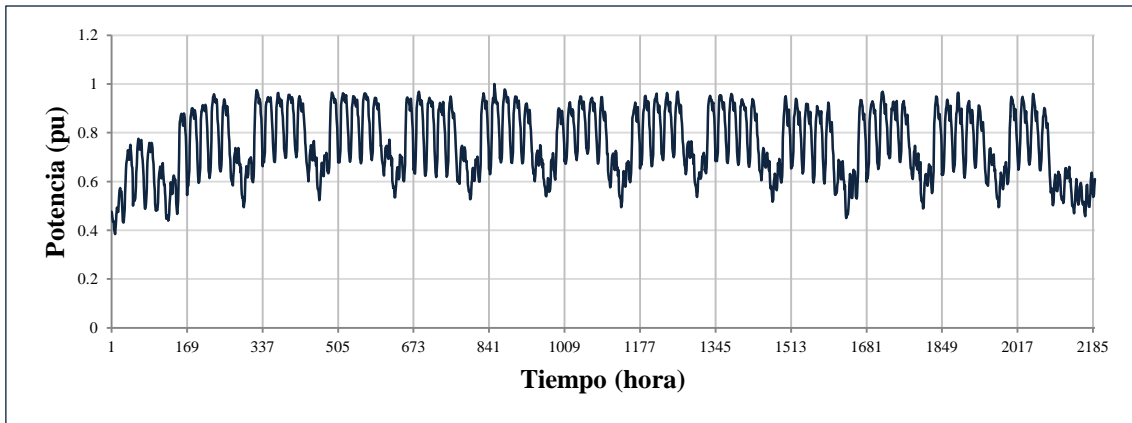


Figura 3.10 Curva de carga anual (solo un cuarto del año, 2190 horas) de la red TransnetBW de Alemania para el año 2013. (Datos TransnetBW)

Esta curva es de interés porque sobre en ella podemos ver cuando la curva de carga diaria está en la parte alta de su banda o en la parte baja. En la Figura 3.11 se muestra la curva de carga anual simplificada para el sistema eléctrico de Portugal-Península. Como se ha mencionado anteriormente, para cada día no se representan todos los valores horarios, sino solo cuatro valores.

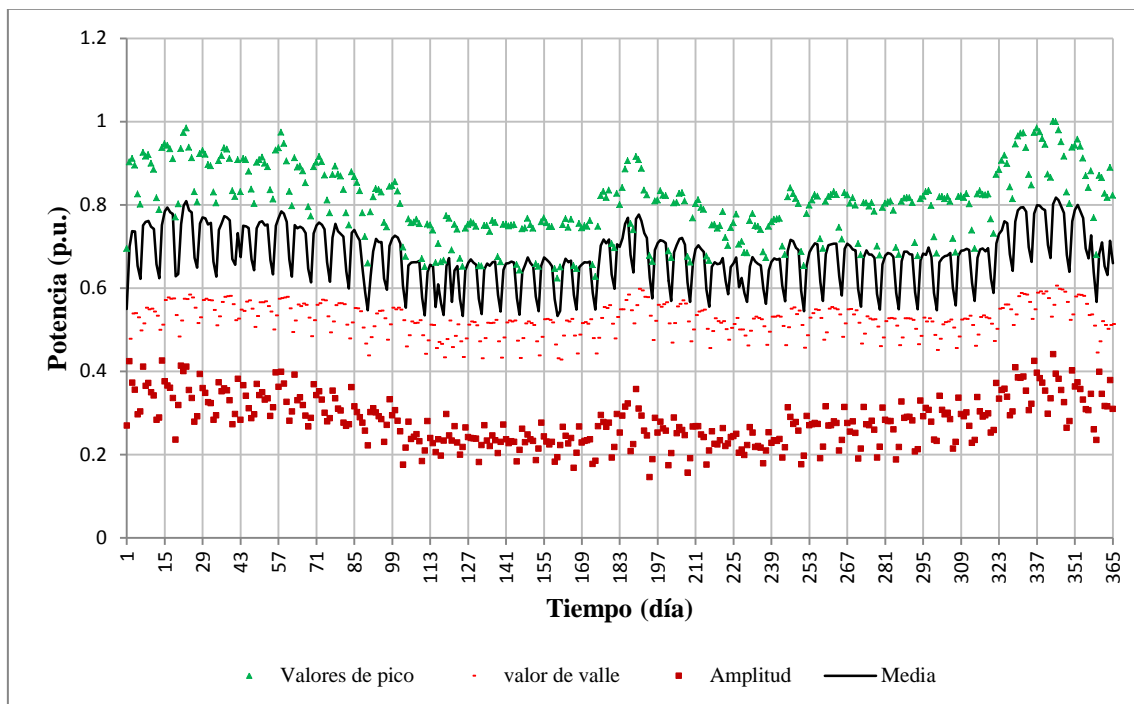


Figura 3.11 Curva de carga anual basada en cuatro parámetros de potencia (Pico, Valle, Amplitud y Media), para el sistema eléctrico de Portugal-Península (2013)

En todos los sistemas se aprecia un pico anual de demanda sobre el invierno y además, en los sistemas de climas cálidos-continentales europeos (Portugal-Península, España-Península e Italia-Península), así como en los tres americanos se observa un segundo pico anual sobre el verano. Igualmente, en todos los sistemas se aprecia claramente una frecuencia semanal, especialmente visible en el valor medio.

Una curva de carga anual que es de interés para la energía solar en general y la fotovoltaica en particular es la que se ha obtenido para el sistema eléctrico de EEUU-ERCOT (Texas), ver Figura 3.12. Esta curva presenta un máximo de demanda de electricidad en los meses de verano y además con mayor Amplitud pico-valor que en invierno, lo que implica que el aumento de demanda es mayor día que de noche.

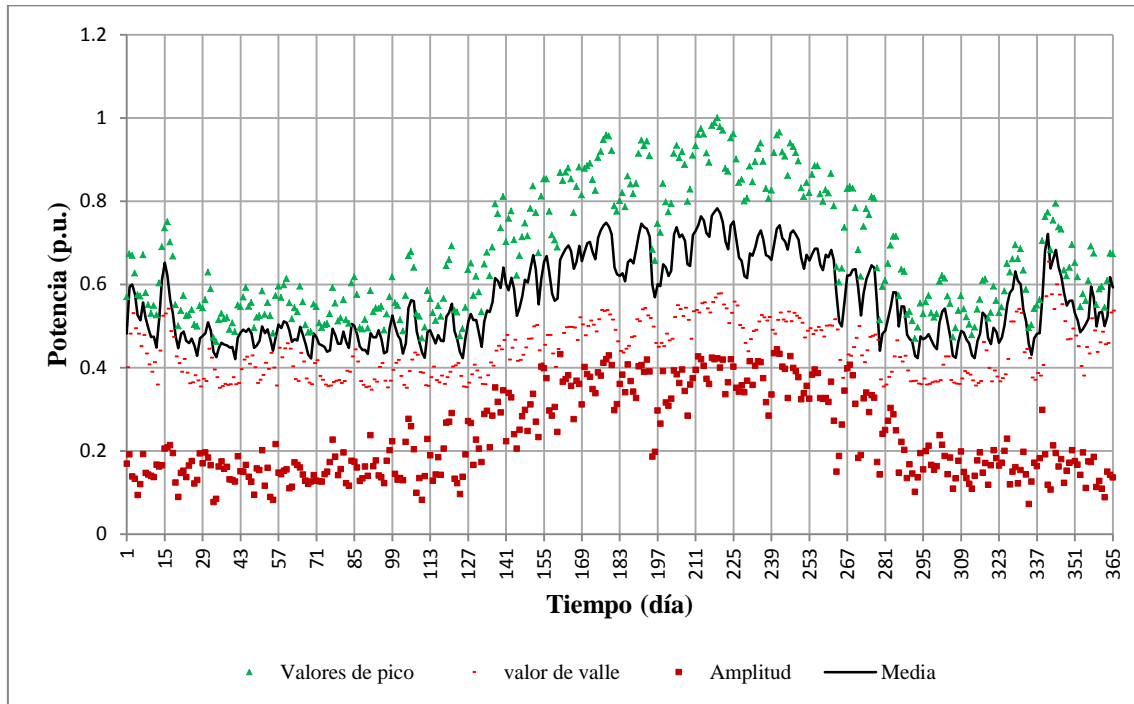


Figura 3.12 Curva de carga anual para el sistema eléctrico de EEUU-ERCOT (Texas) para el año 2013

El otro sistema de Estados Unidos estudiado es el más parecido a este último y por tanto más compatible con el uso de la energía solar. Por el contrario los sistemas de Alemania, Francia, Bélgica y Reino Unido son los que menos se acomodan a este tipo de energía, en cuanto a su comportamiento anual.

### 3.5.3 Análisis de la curva de duración de la carga (LDC)

Una vez visto el comportamiento diario de la demanda eléctrica mediante la curva RLC y el comportamiento anual de la misma mediante la curva de carga anual, se ha estudiado este mismo comportamiento anual de la demanda usando otra herramienta, la curva de duración de la carga o LDC, la cual nos dará información de la cantidad de horas que se mantiene demandada una determinada potencia y de la que previamente se ha hecho una introducción en el apartado 3.3.1.

Esta curva de duración de la carga aunque representa la potencia con respecto al tiempo, en ella el tiempo no sigue una secuencia cronológica de los acontecimientos, por lo que esta curva elimina la variabilidad de la potencia con respecto a la secuencia temporal de las muestras. Esto reduce la información disponible, pero a cambio permite concentrar la atención en el resto de las características de la demanda anual.



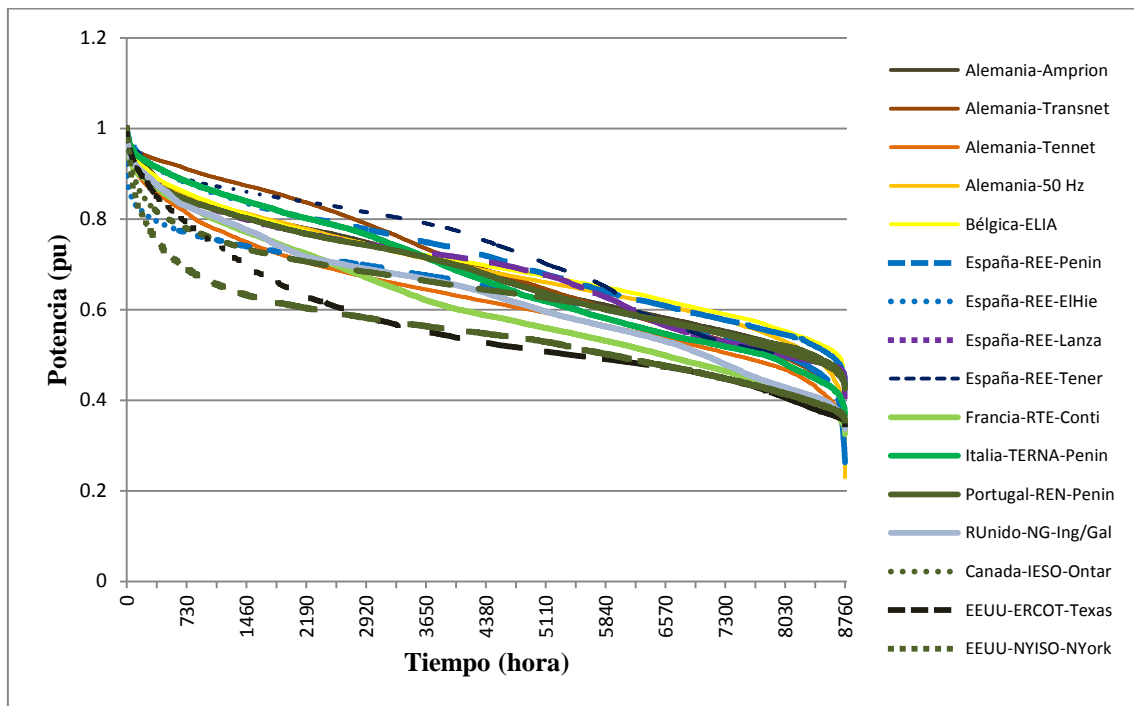


Figura 3.13 Curvas de duración de la carga para los 16 sistemas estudiados (2013)

En todos los sistemas estudiados se observa un comportamiento similar de la LDC, como se ve en la Figura 3.13, destacando los dos de EEUU que presentan un número menor de horas a altas potencias, una curva con menor pendiente en su parte central y menor número de horas equivalentes a potencia pico anual.

Una característica a tener en cuenta es que la forma de la LDC presenta pocas variaciones al comparar varios años. En los sistemas donde se ha podido estudiar más de un año, como los casos mostrados en la Figuras 3.14 y 3.15, se ha obtenido una gran estabilidad en la forma de la LDC, tal que la desviación típica máxima entre las muestras de las curvas de un mismo sistema, es de  $\sigma = 0.0567$  y  $\sigma = 0.0455$  para los sistemas de las Figuras 3.14 y 3.15, respectivamente, y un valor de la desviación típica media, en valor porcentual, de 3.67 % y 2.75 % con respecto a la media de las muestras.

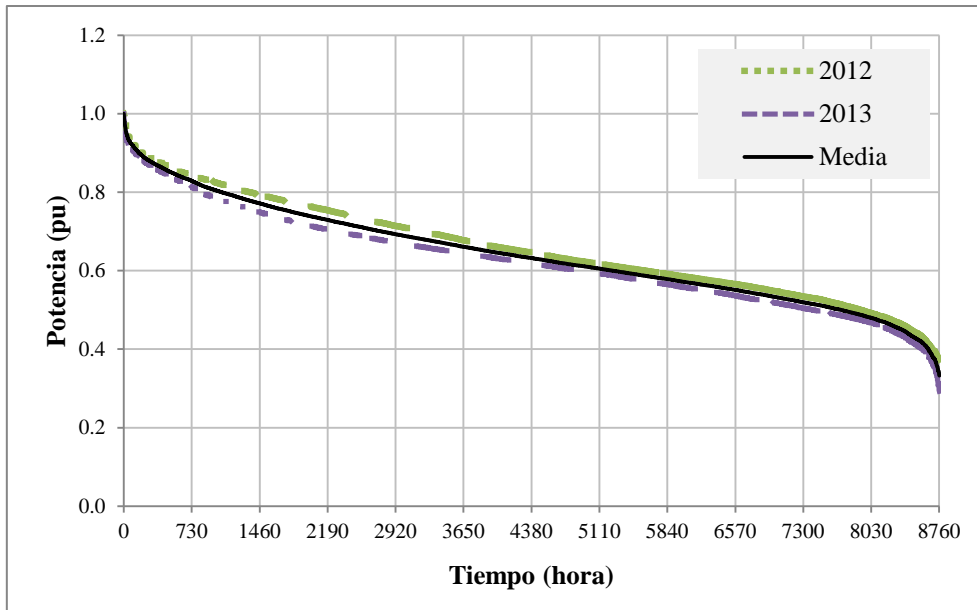


Figura 3.14 LDC para Alemania-Tennet

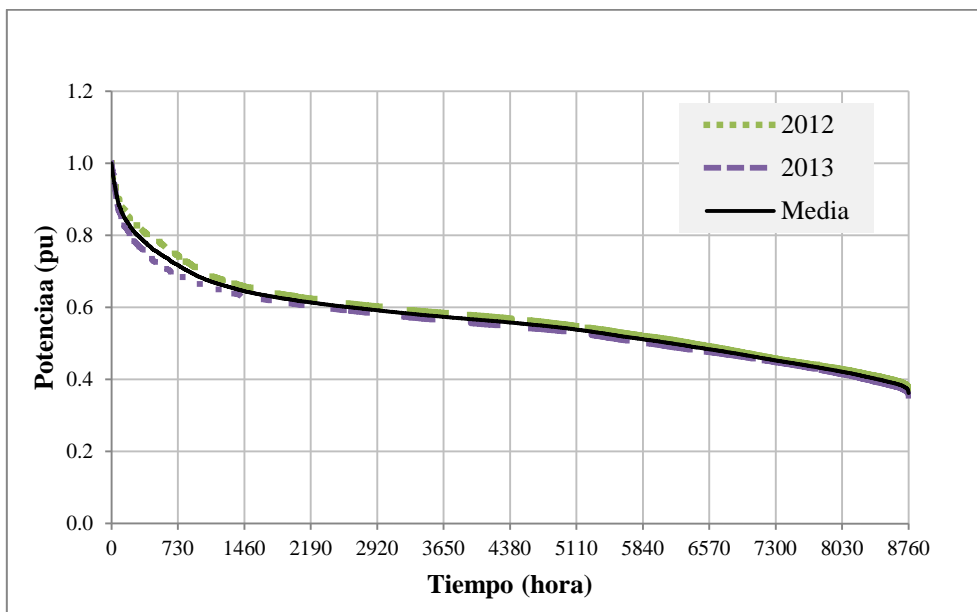


Figura 3.15 LDC para EEUU-NYISO-New York

En la tabla 3-3 se muestran los principales parámetros de las LDCs de los 16 sistemas estudiados. Estos datos son válidos tanto para las curvas de carga anual como para las LDCs. Sobre estas curvas se han determinado los siguientes parámetros:

- $t_{p-a}$  (tiempo anual equivalente a potencia máxima anual): representa el tiempo en horas equivalentes de la demanda eléctrica, si esta se hubiera producido de forma constante, a la potencia máxima anual de la demanda. Cuando la potencia está normalizada (pu) este parámetro equivale al área bajo la curva LDC. El  $t_{p-a}$

está relacionado con el Factor de Carga anual<sup>6</sup> (FC), ya que es igual al FC por el número de horas de un año.

- $P_{\min-a}$ : es la potencia mínima anual
- $P_{\text{med-a}}$ : es la potencia media anual. Viene dada por la energía anual dividida por el tiempo en horas de un año.
- Amplitud: es la diferencia entre la potencia máxima anual (1 en p.u.) y la potencia mínima anual.

Tabla 3-3 Parámetros de las LDCs para los 16 sistemas eléctricos estudiados

Año 2013		Parámetro (pu)			
Sistema		$t_{p-a}$	$P_{\min-a}$	$P_{\text{med-a}}$	Amplitud
Alemania	Amprion	5972.02	0.3651	0.6817	0.6349
	Tennet	5481.28	0.2929	0.6257	0.7071
	TransnetBW	6101.32	0.3522	0.6965	0.6478
	50Hertz	6042.63	0.2293	0.6898	0.7707
Bélgica	Elia	6133.93	0.4586	0.7002	0.5414
España	REE(El Hierro)	5631.45	0.2629	0.6429	0.7371
	REE(Lanzarote)	5964.16	0.3806	0.6808	0.6194
	REE(Peninsula)	6228.33	0.4336	0.7110	0.5664
	REE(Tenerife)	6281.55	0.4372	0.7171	0.5628
Francia	RTE(Continente)	5346.76	0.3250	0.6104	0.6750
Italia	Terna(Peninsula)	5908.49	0.3651	0.6745	0.6349
Portugal	REN(Peninsula)	5924.54	0.4251	0.6763	0.5749
Reino unido	National Grid	5522.87	0.3364	0.6305	0.6636
Canada	IESO (Ontario)	5645.96	0.4319	0.6445	0.5681
EEUU	ERCOT(Texas)	4923.43	0.3468	0.5620	0.6532
	NYISO(New York)	4815.51	0.3550	0.5497	0.6450

Con el análisis en el dominio del tiempo se ha podido analizar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica mediante las curvas de potencia diaria y anual, así mismo estas curvas queda caracterizadas por los parámetros expuestos en las tablas 3-2 y 3-3.

### 3.6. Análisis de la demanda de electricidad en el dominio de la frecuencia

Una vez analizada la curva de carga en el dominio del tiempo, se ha analizado la misma en el dominio de la frecuencia para obtener sus componentes en frecuencia y con ello determinar las periodicidades presentes en la curva de carga. Para conseguir este objetivo se ha utilizado la FFT (Fast Fourier Transform) de Excel y de Matlab.

<sup>6</sup> Factor de carga anual: es igual a la energía demanda en un año dividido por la potencia horaria pico anual multiplicada por el tiempo en horas de un año [1].

Se ha aplicado la FFT a la curva de carga diaria media (RLC) y a la curva de carga anual completa de cada sistema. De tal manera que sobre la primera se obtiene la componente de frecuencia cero y las componentes de frecuencia cuyo periodo es menor de un día. Así mismo, sobre la segunda se obtienen la componente de frecuencia cero y las componentes de frecuencia cuyo periodo es tanto mayor como menor que un día, siendo la de menor frecuencia obtenible la correspondiente al periodo de un año [31] [8].

### 3.6.1 FFT sobre las diferentes curvas de demanda

Para el caso del análisis en el dominio de la frecuencia sobre la RLC diaria, el uso de la misma implica la eliminación de las variaciones de periodo superior a 1 día (semanales, estacionales, etc.), o lo que es lo mismo, la eliminación de las frecuencias bajas, es decir, equivale a la aplicación de un filtro pasa alta cuya frecuencia de corte inferior será (exceptuando la componente de frecuencia cero) la correspondiente al periodo de representación de la señal, es decir un día.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la RLC se ha obtenido como el promedio de todos los valores para una misma muestra en la secuencia de un día a lo largo del año, por lo que esto implica el suavizado de la curva de carga diaria, ya que este promediado equivale a la aplicación de un filtro pasa baja y para una frecuencia de muestreo  $f_s$ , tenemos que la frecuencia máxima que se obtendrá con la FFT, de acuerdo con el teorema de Nyquist-Shannon, es  $f_{max} < (1/2) f_s$ , (para este caso  $f_s = 1/60$  minutos).

De esta manera al realizar la FFT sobre la RLC, la cual se mantiene constante para todos los días, se tiene una frecuencia mínima que viene impuesta por el periodo de duración de la RLC (24 horas) y una frecuencia máxima, que viene impuesta por la frecuencia de muestreo. Todo esto implica que las frecuencias de los armónicos ( $F_n$ ) obtenibles con la FFT estarán, comprendidas entre:

$$f_{min} \leq F_n \leq f_{max} \quad (3.5)$$

$$f_{min} = \frac{1}{24h \cdot 60' \cdot 60''} = 1.1574 \cdot 10^{-5} Hz \quad (3.6)$$

$$f_{max} = \frac{1}{2} f_s = \frac{1/2}{60' \cdot 60''} = 1.39 \cdot 10^{-4} Hz \quad (3.7)$$

En la Figura 3.16 se muestra un ejemplo del resultado obtenido para el análisis de la RLC usando la FFT.

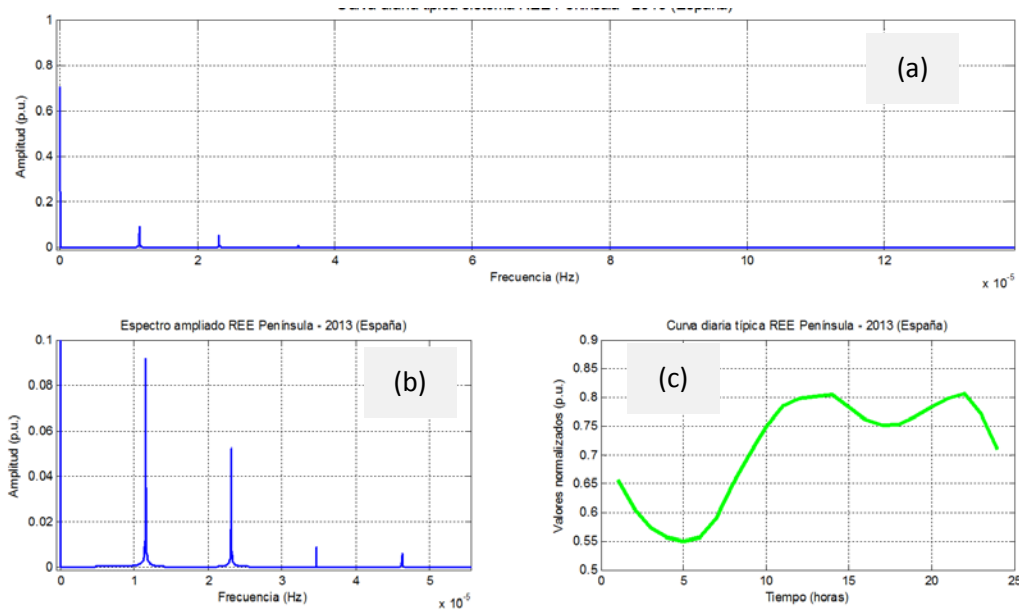


Figura 3.16 FFT aplicada al sistema España-Peninsular para el año 2013. Componentes armónicas (a), sobre la curva de carga típica (c) y ampliación de las componentes armónicas (b)

Los resultados obtenidos al aplicar la FFT a las RLC estudiadas, están incluidos en la Tabla 3-4. En estos resultados, se pueden observar varias características de interés:

1. En todos los sistemas la componente de frecuencia cero ( $f_0$ ) es muy relevante, como ya se había visto en el análisis temporal, igual o mayor a 0,50 (valor medio=componente  $f_0$ ), como se puede ver en la Tabla 3-4.
2. Todos los sistemas presentan una frecuencia del armónico principal ( $f_1$ ), aproximadamente, igual a 1/24 horas y armónicos a frecuencias, aproximadas, en múltiplos del principal ( $2f_1, 3f_1, 4f_1, \dots$ ).
3. En todos los sistemas, los armónicos 1º y 2º predominan sobre el resto siendo los armónicos superiores al segundo muy poco relevantes y en particular insignificante el peso de los armónicos superiores al 5º (<0,75%).

Igualmente al realizar el análisis de la FFT sobre la curva de potencia anual completa según el ejemplo mostrado en la Figura 3.17, se obtienen una serie de resultados de los que caben destacar:

- Los componentes de alta frecuencia más allá de la correspondiente al periodo de 0.5 días son poco significativos, como ocurre al aplicar la FFT sobre la RLC.
- Aparecen múltiples armónicos menores en amplitud a altas y bajas frecuencias debido a la ausencia de filtrado.
- Aparecen las componentes principales obtenidas con la RLC ( $f_0$ , 1 día y 0.5 día)
- Aparecen, además, componentes relevantes a frecuencias correspondientes a los periodos de un año, medio año, una semana y media semana.

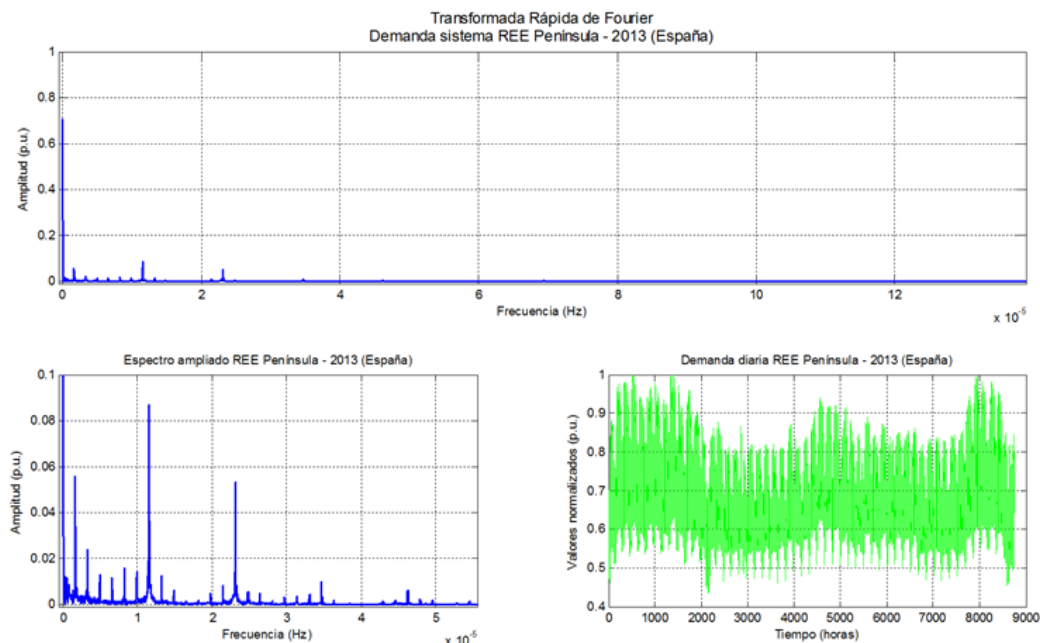


Figura 3. 17 FFT para la curva de carga anual

En la Tabla 3-4 se muestran los valores obtenidos con la FFT para la componente  $F_0$  y para los tres primeros armónicos más significativos. En esta tabla están integrados los valores correspondientes a cada sistema para la RLC normalizada y para la curva de potencia anual completa normalizada. El valor de la amplitud mostrada en la Tabla 3-4 representa el valor de pico del armónico en pu. En esta tabla las componentes en frecuencia  $f_a$ ,  $f_b$ ,  $f_c$  y  $f_d$ , representan las correspondientes a los periodos de un año, una semana, un día y medio día, respectivamente.

Tabla 3- 4 Componentes de frecuencia para los sistemas estudiados

Año 2013		Componentes de Frecuencia								
Sistema		$f_0$	$f_a$		$f_b$		$f_c$		$f_d$	
País	RED	Amplitud	Amplitud	Frecuencia	Amplitud	Frecuencia	Amplitud	Frecuencia	Amplitud	Frecuencia
Alemania	Amprion	0.6830	0.0417	3.18E-08	0.0626	1.66E-06	0.0830	1.16E-05	0.0367	2.32E-05
	Tennet	0.6253	0.1040	3.39E-08	0.0567	1.66E-06	0.0245	1.16E-05	0.0439	2.32E-05
	TransnetBW	0.6981	0.0613	3.39E-08	0.0926	1.66E-06	0.0978	1.16E-05	0.0453	2.32E-05
	50Hertz	0.6916			0.0564	1.66E-06	0.0391	1.16E-05	0.0506	2.32E-05
Bélgica	Elia	0.6989	0.0930	3.39E-08	0.0513	1.66E-06	0.0352	1.16E-05	0.0406	2.32E-05
España	REE(Península)	0.7096	0.0300	3.39E-08	0.0559	1.66E-06	0.0867	1.16E-05	0.0533	2.32E-05
	REE(El Hierro)	0.6468	0.0444	3.39E-08	0.0178	1.66E-06	0.0654	1.16E-05	0.0500	2.32E-05
	REE(Lanzarote)	0.6805	0.0386	3.39E-08	0.0156	1.66E-06	0.1056	1.16E-05	0.0682	2.32E-05
	REE(Tenerife)	0.7179			0.0387	1.66E-06	0.1258	1.16E-05	0.0730	2.32E-05
Francia	RTE	0.6031	0.1613	3.39E-08	0.0379	1.66E-06	0.0449	1.16E-05	0.0307	2.32E-05
Italia	Terna	0.6761			0.0738	1.66E-06	0.1038	1.16E-05	0.0583	2.32E-05
Portugal	REN	0.6732	0.0378	3.39E-08	0.0527	1.66E-06	0.0855	1.16E-05	0.0471	2.32E-05
Reino Unido	National Grid	0.6289	0.0978	3.39E-08	0.0454	1.66E-06	0.1047	1.16E-05	0.0452	2.32E-05
Canadá	IESO (Ontario)	0.6409	0.0243	3.18E-05	0.0353	1.66E-06	0.0702	1.16E-05	0.0331	2.32E-05
EEUU	ERCOT(Texas)	0.5620	0.1143	3.39E-08	0.0192	1.66E-06	0.0958	1.16E-05	0.0163	2.32E-05
	NYISO(New York)	0.5490	0.0404	3.39E-08	0.0276	1.66E-06	0.0767	1.16E-05	0.0267	2.32E-05

### 3.6.2 Modelado de la curva de carga.

A partir del análisis en el dominio de la frecuencia expuesto en el apartado anterior, se observa que en todos los sistemas eléctricos estudiados, la curva de carga diaria representativa o media (RLC) del año presenta tres principales componentes de frecuencia: frecuencia cero, armónico fundamental de frecuencia  $f_1 = 1.1574 \times 10^{-5}$  Hz (periodo de un día) y un segundo armónico de frecuencia  $2f_1 = 2.3148 \times 10^{-5}$  Hz (periodo de 0.5 días). Además, dependiendo de la red, aparecen armónicos superiores pero de mucho menor peso. Partiendo de esta realidad podríamos descomponer la curva de carga en sus componentes en frecuencia y obtenerla de nuevo como la suma de las mismas, tal que esto nos permitiría representar la curva de carga diaria mediante una ecuación usando el desarrollo en serie de Fourier [32] [33] [31] [34].

$$P_t = P_0 - \frac{P_1}{2} \sin(\omega_1 t + \varphi_1) \pm \frac{P_2}{2} \sin(2\omega_1 t + \varphi_2) + \frac{P_3}{2} \sin(3\omega_1 t + \varphi_3) \dots \quad (3.8)$$

O de forma más general

$$P_{(t)} = P_0 + \sum_{n=1}^{\infty} P_n \sin(n\omega_1 t + \varphi_n) \quad (3.9)$$

Donde:

$P_{(t)}$ : es la potencia instantánea en función del tiempo

$P_0$ : es la amplitud de la componente de frecuencia cero. La cual es igual a la potencia media en la curva de carga diaria representativa o media

$P_n$ : amplitud de cada armónico

$\omega_1$ : Frecuencia del armónico fundamental

$t$ : variable tiempo

$\varphi$ : Fase del armónico

$n$ : orden del armónico

Así mismo mediante el uso de estas componentes en frecuencia podemos obtener aproximaciones a la curva real usando más o menos términos. Como se puede ver, tanto en la Tabla 3-4 como en la Figura 3.16, la componente de más peso en todas las redes estudiadas es la de frecuencia cero, por lo que la primera aproximación la haremos partiendo de esta componente y se obtendrán aproximaciones sucesivas a la curva real al ir añadiendo las siguientes componentes en orden de importancia por su peso.

#### **Primera aproximación**

Considerando solo la componente de frecuencia cero se obtiene que la potencia demandada se mantendrá constante en todo momento. Este es el caso al que tratan de aproximarme los TSO con las políticas de gestión de la demanda donde plantean rellenar el valle y recortar los picos,

que para el caso límite nos daría una demanda constante. Por ello a la curva resultante de esta aproximación la llamamos *Curva de carga ideal* (carga constante durante todo el día todos los días del año,  $P_t = P_0 = P_{med-d}$ )

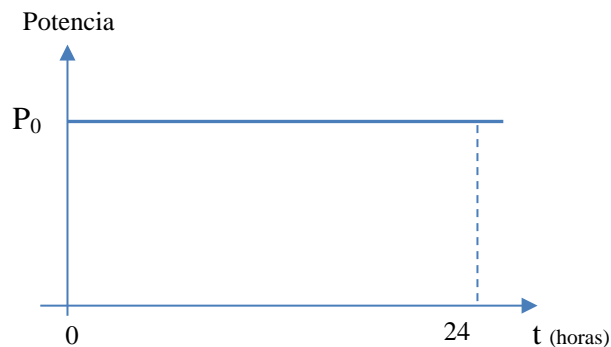


Figura 3.18 Curva de carga ideal. Primera aproximación a la curva de carga diaria con la componente de frecuencia cero

### Segunda aproximación

Una segunda aproximación se obtiene añadiendo el armónico fundamental a la *curva de carga ideal*, esto equivale al efecto que produce el día y la noche sobre la curva de carga diaria. La potencia instantánea viene dada por la ecuación:

$$P_{(t)} = P_0 - \frac{P_1}{2} \sin(\omega_1 t + \varphi) \tag{3.10}$$

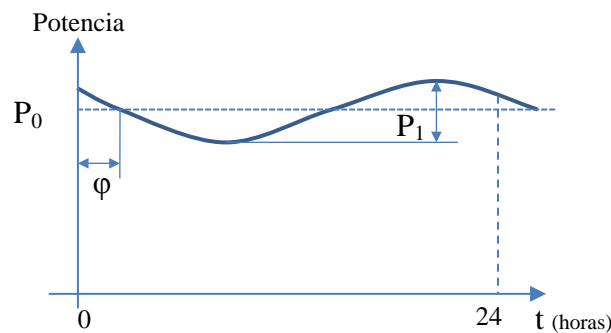


Figura 3.19 Aproximación con  $f_0$  y  $f_1$

### Tercera, cuarta y quinta aproximación

La tercera y cuarta aproximación se consiguen añadiendo a la segunda aproximación una componente sinusoidal de frecuencia  $2\omega_1$  y de amplitud  $-P_2/2$  o  $P_2/2$ , para la tercera y cuarta aproximación, respectivamente. Así mismo añadiendo una nueva componente en frecuencia se obtiene la quinta aproximación, que viene dada por la expresión:

$$f_{min} \leq F_n \leq f_{max} \tag{3.11}$$



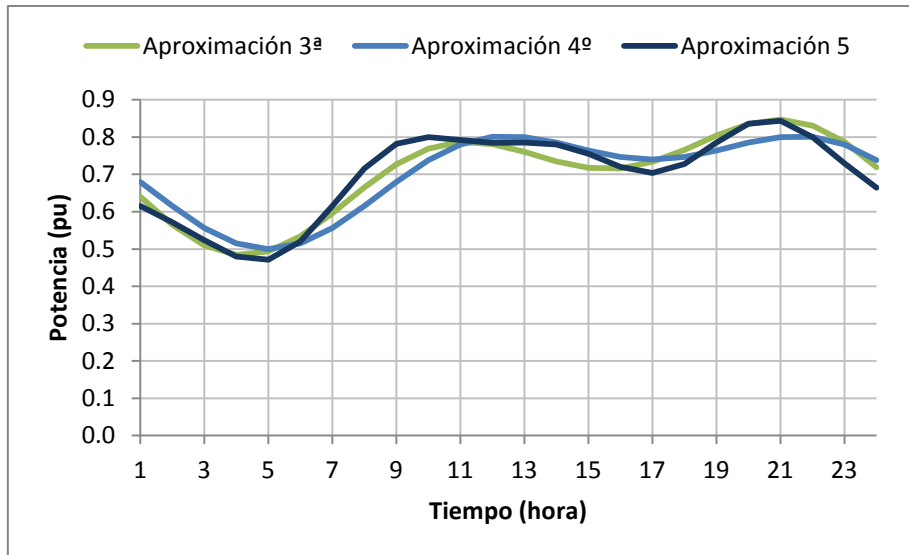


Figura 3.20 Aproximaciones tercera, cuarta y quinta

### Reconstrucción de la curva real

En la Figura 3.21 se puede ver una curva de carga real y su reconstrucción por aproximaciones sucesivas. La primera aproximación es mediante la componente de frecuencia cero, en la segunda se añade el armónico principal ( $f_1$ ) y en la tercera se añade el armónico de frecuencia  $2f_1$ .

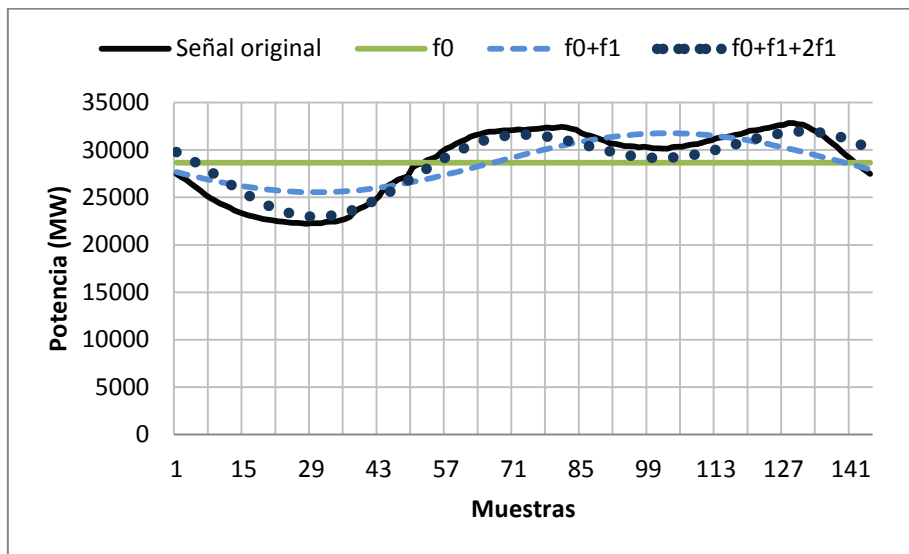


Figura 3.21 Reconstrucción de la curva de carga original (RLC anual) por aproximaciones sucesivas (REE-España Peninsular. 2012)

### 3.7. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se ha analizado la demanda de electricidad sobre 16 sistemas eléctricos a gran escala usando varias herramientas, tanto en el dominio del tiempo (RLC, curva de potencia anual, LDC) como en el dominio de la frecuencia (la FFT sobre las curvas de potencia diaria y anual). Todo esto se ha hecho para tratar de caracterizar la demanda

eléctrica en grandes redes con el objetivo de obtener patrones de comportamiento de la misma y/o herramientas que permitan determinar el límite al que puede aspirar la ESFV en la cobertura de la demanda de electricidad. Tras este análisis se puede extraer algunas conclusiones de interés para los objetivos de esta tesis:

- La RLC para la curva de carga diaria puede ser una herramienta útil para estudiar el comportamiento diario de un sistema eléctrico, aunque se pierde información referente a su evolución anual.
- La potencia horaria anual da una información completa del comportamiento de un sistema eléctrico en cuanto a la evolución anual de la demanda, aunque es de difícil manejo por su extensión de 8760 muestras (8784 en años bisiestos) y complica la comparación entre sistemas y entre años por la variabilidad en el tiempo. Por este motivo se ha desarrollado y expuesto la denominada curva de potencia anual simplificada, que representa la demanda de cada día solo por cuatro parámetros, potencia pico, potencia valle, potencia media y amplitud pico-valle.
- Otra opción para simplificar el estudio de la demanda eléctrica anual es la LDC, la cual elimina la variabilidad de la potencia en la secuenciación de las muestras, ya que estas se ordenan por la magnitud de la potencia y no por su secuenciación cronológica. Esta herramienta consigue un alto grado de simplificación sin pérdida relevante para el objetivo de esta tesis.
- Por otro lado, se ha estudiado la demanda de electricidad en el dominio de la frecuencia para obtener las componentes de frecuencia incluidas tanto en la curva de potencia diaria como en la anual. Habiéndose obtenido por un lado, que en la curva de potencia diaria media las componentes principales son las de frecuencia cero, la de frecuencia fundamental  $f_1 = 1.1574 \times 10^{-5}$  Hz (periodo de un 1 día) y un segundo armónico de frecuencia  $2f_1 = 2.3148 \times 10^{-5}$  Hz (periodo de 0.5 días) y por otro lado que en la curva de potencia horaria anual las frecuencias más comunes son las correspondientes a los periodos de: 1 año, 1 semana, 1 día y 0.5 días. También aparece frecuencias para los periodos de medio año, un tercio de año y media semana, entre otras, aunque todas ellas con magnitud menos significativas.
- Conocidas estas componentes en frecuencia de la demanda eléctrica, se pueden utilizar para caracterizar la misma mediante una función matemática en serie de Fourier. Lo cual para el caso de reconstruir y caracterizar la RLC es relativamente sencillo, pero mucho más complejo para la potencia horaria anual completa.

## Referencias

- [1] T. Gönen, Electric Power Distribution Engineering, Third edition ed., Boca Raton, Florida: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2014.

- [2] International Electrotechnical Commission, «Electropedia: The World's Online Electrotechnical Vocabulary,» 2015. [En línea]. Available: [www.electropedia.org](http://www.electropedia.org). [Último acceso: Diciembre 2015].
- [3] C. Mallo González, «Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales,» *Journal Article: Rect@ 01/2004*, 2004.
- [4] P. Balachandra and V. Chandru, "Modelling Electricity Demand with Representative Load Curves," *Energy*, vol. 24, no. 3, pp. 219-230, 1999.
- [5] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric*, Jonh Wiley & Sons, 2004.
- [6] IDAE. Balances de energía final 1990-2014, «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, energía y Turismo,» [En línea]. Available: <http://www.idae.es/index.php/idpag.802/relcategoria.1368/relmenu.363/mod.pags/mem.detalle>. [Último acceso: 20 Julio 2016].
- [7] IDAE. Detalle de consumos del sector Residencial/Hogares (2013), «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, energía y Turismo,» [En línea]. Available: <http://www.idae.es/index.php/idpag.802/relcategoria.1368/relmenu.363/mod.pags/mem.detalle>. [Último acceso: 15 Diciembre 2015].
- [8] S. Papas, L. Ekonomou, P. Karampelas, D. Karamousantas, S. Katsikas, G. Chatzarakis and P. Skafidas, "Electricity demand load forecasting of the Hellenic power system using an ARMA model," *Electric Power Systems Research*, no. 80, pp. 256-264, 2010.
- [9] T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, 6ª ed., México: Pearson Educación, 2007.
- [10] A. Soyster and R. Eynon, "The conceptual basis of the Electric Utility Sub-Model of Project Independence Evaluation System.," *Applied Mathematical Modelling*, vol. 3, no. 4, pp. 242-248, 18 Noviembre 1979.
- [11] "Amprion," [Online]. Available: <http://www.amprion.net/en>. [Accessed 12 .03 .15].
- [12] «Tansnet BW,» [En línea]. Available: <https://www.transnetbw.com/en/key-figures/load-data/total-load>. [Último acceso: December 2014].
- [13] "Tennet," [Online]. Available: <http://www.tennetso.de/site/en/>. [Accessed 14 .05 .14].
- [14] "50hertz," [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/en/>. [Accessed 10 .05 .15].
- [15] «Elia,» [En línea]. Available: <http://www.elia.be/en/grid-data/Load-and-Load-Forecasts/total-load>. [Último acceso: December 2014].

- [16] "REE," [Online]. Available: <https://demanda.ree.es/demanda.html>. [Accessed December 2014].
- [17] "REE\_Sistema Canario," [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario>. [Accessed December 2015].
- [18] RTE, "RTE-France," 2014. [Online]. Available: [http://www.rte-france.com/sites/default/files/rte\\_rapportannuel2014\\_gb\\_bat.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/rte_rapportannuel2014_gb_bat.pdf).
- [19] Terna Group, «Terna-Italy,» 2015. [En línea]. Available: [http://integrated.terna-reports.it/2014/sites/default/files/pdf-header/Terna\\_Annual\\_Report\\_2014.pdf](http://integrated.terna-reports.it/2014/sites/default/files/pdf-header/Terna_Annual_Report_2014.pdf).
- [20] REN- Redes Energéticas Nacionais, «REN,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.ren.pt/>.
- [21] NationalGrid, «nationalgrid,» 2015. [En línea]. Available: <file:///D:/Datos%20de%20Usuario/UJA/Downloads/Performance%20Report%202013-14.pdf>.
- [22] IESO Ontario, "Introduction to the IESO: Our Roles and Responsibilities in the Electricity Sector," Ontario, 2013.
- [23] «ERCOT,» [En línea]. Available: [http://www.ercot.com/gridinfo/load/load\\_hist/index.html](http://www.ercot.com/gridinfo/load/load_hist/index.html). [Último acceso: December 2014].
- [24] NYISO , «Annual Report 2013,» New York, 2014.
- [25] NYISO, «POWER TRENDS 2013,» New York, 2013.
- [26] ENTSO, "Electricity in Europe 2013," 2013.
- [27] *Reglamento (UE) nº 543/2013 de la Comisión de 14 de junio de 2013 sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo.*, 2013.
- [28] *Directiva 2000/84/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de enero de 2001, relativa a las disposiciones sobre la hora de verano.*, 2001.
- [29] B. R. Jay Heyzer, Dirección de la producción y operaciones: Decisiones estratégicas, 8 ed., Prentice Hall, 2007.
- [30] P. Balachandra and V. Chandru, "Modelling Electricity Demand with Representative Load Curves," *Energy*, vol. 24, no. 3, pp. 219-230, 1999.
- [31] S. Papas, L. Ekonomou, D. Karamousantas, G. Chatzarakis, S. Katsikas and P. Liatsis, "Electricity demand load modeling using Autogressive Moving Average (ARMA) models,"

*energy*, no. 33, pp. 1353-1360, 2008.

- [32] A. Grandjean, J. Adnot and G. Binet, "A review and an analysis of the residential electric load curve models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 16, pp. 6539-6565, 2012.
- [33] M. Manera and A. Marzullo, "Modelling the Load Curve of Aggregate Electricity Consumption Using Principal Componentes," *Nota de Lavoro*, no. 95, 2003.
- [34] K. V. Zuñiga, I. Castilla and R. Aguilar, "Using fuzzy logic to model the behavior of residential electrical utility," *Applied Energy*, no. 115, pp. 384-393, 2014.



## Capítulo 4.

Análisis de la generación de  
electricidad fotovoltaica a gran escala.

## Contenido

4.1 Introducción a la generación de electricidad FV .....	71
4.2 Curvas características de salida de una planta o sistema fotovoltaico.....	73
4.2.1 Curva diaria de potencia en un sistema FV .....	74
4.2.2 Curva anual potencia de un sistema FV .....	78
4.2.3 Curva de duración de la salida .....	79
4.3 Línea de energía mitad .....	81
4.4 Análisis de la generación de electricidad en plantas FV y sistemas FV-LSG.....	82
4.4.1 Plantas FV y Sistemas FV-LSG analizados .....	83
4.4.2 Datos utilizados .....	83
4.5 $ODC_{PV}$ para plantas FV. Casos de aplicación. ....	85
4.6 $ODC_{PV}$ de sistemas FV-LSG. Casos de aplicación. ....	89
4.7 Conclusiones del capítulo.....	93
Referencias .....	94



## 4.1 Introducción a la generación de electricidad FV

La generación de electricidad fotovoltaica es aquella que se produce aprovechando el efecto fotovoltaico. Este efecto consiste en la conversión directa de la radiación electromagnética, en la longitud de onda de la luz, en electricidad y se produce en determinados materiales con los que se fabrican células solares.

Debido a que este tipo de generación de electricidad se basa en la luz incidente en el material activo, que constituye el generador, su producción está directamente condicionada por las variaciones que sufre esta luz incidente. De tal manera que la potencia instantánea de salida de una planta FV, a lo largo del tiempo, no hace más que seguir la radiación de la luz incidente en el generador, descontando las pérdidas internas en los elementos que constituyen la instalación.

La radiación solar<sup>1</sup> en la superficie del generador depende de la radiación solar sobre la Tierra, de la disminución que sobre esta produce la atmósfera y de la orientación del generador con respecto al Sol. Todo esto hace que en una planta FV, sin almacenamiento, la potencia de salida varíe en cada instante del día y para cada día del año.

Adicionalmente, en este trabajo enfocado en la influencia de esta energía en el mix de generación eléctrica, nos ceñimos a generadores FV conectados a red. Así que la potencia de salida estará también afectada por todo el proceso de conversión y conexión a la red y por las pérdidas que ello conlleva (inversor, elementos de protección y seguridad, normativa que afecte a valores de magnitudes, etc.). En nuestro caso, podemos hablar tanto de plantas FV conectadas e individualmente consideradas, como de sistemas FV constituidos por un conjunto de plantas conectadas a una misma red eléctrica y dispersas geográficamente. Ambos casos serán diferentes a la hora de estudiar las características de la potencia de salida.

Para estudiar el comportamiento global, en el ámbito que nos ocupa, de un sistema fotovoltaico a gran escala, las variables a estudiar son: las de la entrada (irradiancia<sup>2</sup> e irradiación<sup>3</sup> solar incidente), las de la salida (tensión, intensidad, potencia y energía eléctrica) y la función de transferencia del sistema (rendimiento del generador, rendimiento del inversor, pérdidas, condiciones impuestas por normativa, etc.). Entre las variables de salida la tensión y la corriente eléctrica son las variables independientes, mientras que la potencia y la energía son variables derivadas de las anteriores. Estas últimas, por tanto, incluyen a las primeras y serán las variables de interés en este trabajo, en particular el estudio de la potencia de salida.

---

<sup>1</sup> Radiación solar: energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas [22].

<sup>2</sup> Irradiancia: potencia de la radiación incidente por unidad de superficie. Se mide en  $W/m^2$  y se representa por la letra  $G$  [24] [22].

<sup>3</sup> Irradiación: densidad de energía incidente en una superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en  $kWh/m^2$ , o bien en  $MJ/m^2$ , por día, mes, etc.. Se representa por la letra  $H$  [24] [22] [3].

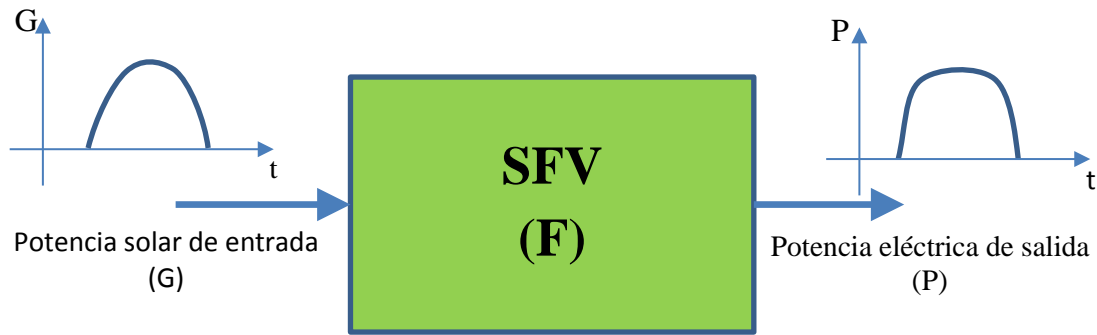


Figura 4.1 Salida de un sistema fotovoltaico como función de la entrada y de la función de transferencia del sistema

La potencia de salida de un SFV viene dada por:

$$P_{i(t,T,G)} = G_{i(t)} \cdot F_{i(t,T,G)} \quad (4.1)$$

Donde  $P_{i(t,T,G)}$  (W) es la potencia eléctrica instantánea en la salida del sistema FV como una función de la irradiancia, del tiempo y de la temperatura,  $G_{i(t)}$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) es la irradiancia incidente en el generador FV como una función del tiempo y  $F_{i(t,T,G)}$  ( $\text{m}^2$ ) es la función de transferencia del sistema fotovoltaico como una función del tiempo, de la irradiancia y de la temperatura. Esta expresión se puede desarrollar en:

$$P_{i(t,T,G)} = G_{i(t)} \cdot S \cdot \eta_{i(t,T,G)} \cdot PR_{i(t,T,G)} \quad (4.2)$$

En un sistema fotovoltaico la potencia instantánea a su salida dependerá de la Irradiación (G) incidente en el generador en cada momento, del Performance Ratio (PR), de la Eficiencia de Conversión del generador ( $\eta$ ) y de la Superficie del mismo (S). Las tres últimas representan la función de transferencia del sistema que ciertamente no es invariable en el tiempo, ya que además de estar afectada por la radiación solar (intensidad y espectro) en los módulos [1] y la temperatura, le afecta otros múltiples factores que varían con el tiempo, como: la suciedad, el envejecimiento general del sistema, el sombreado del generador, etc.

Sin embargo, la influencia en la potencia de salida, de la variabilidad en el tiempo de la función de transferencia F es un efecto de segundo orden en relación con la influencia de la variabilidad de la irradiancia G. Por lo que si aproximamos la expresión de la potencia de salida considerando solo los efectos de primer orden (el sistema se consideraría invariable en el tiempo) y la ecuación quedaría simplificada a:

$$P_{i(t)} = G_{i(t)} \cdot S \cdot \eta_{STC} \cdot PR_{(med-a)} \quad (4.3)$$

Donde se utiliza la eficiencia en condiciones estándar de medida (STC)<sup>4</sup> y las pérdidas globales, en promedio, están incluidas en un PR medio anual ( $PR_{med-a}$ ).

Así mismo la energía obtenida a la salida del sistema en un determinado periodo de tiempo T, será:

$$E_{(t)} = \int P_{i(t)} \cdot dt = S \cdot \eta_{STC} \cdot PR_{(med-a)} \cdot \int G_{i(t)} \cdot dt \quad (4.4)$$

En estas condiciones tanto la potencia de salida del sistema FV como la energía inyectada en la red son una función directa de la irradiancia.

## 4.2 Curvas características de salida de una planta o sistema fotovoltaico

Las gráficas de potencia y energía, en la salida del sistema, en función del tiempo representan unas **curvas características del comportamiento de los sistemas de generación de energía eléctrica**. Llamadas también **curvas de salida**, son de gran interés para el análisis de estos sistemas, tanto en su forma analítica como en su representación gráfica cartesiana. En función del periodo de tiempo representado podemos tener curvas diarias, semanales, anuales, etc.

Adicionalmente, hay otra grafica característica de interés para estudiar el comportamiento de estos sistemas que es la **curva de duración de la salida**, dónde la potencia de salida está representada en orden de magnitud decreciente y no cronológicamente. Esta curva nos indica el tiempo durante el cual se supera un determinado valor de potencia en la salida.

En el caso de los sistemas FV, la tensión de salida tiende a mantenerse constante condicionada por la tensión de la red<sup>5</sup>, mientras que la corriente de salida sigue a la radiación solar incidente en todo momento. Como la potencia es el producto de la tensión por la corriente, aquella sigue a la corriente, y por lo tanto es proporcional a la irradiancia solar. Debido a la posición relativa del Sol con respecto a la Tierra y a la variación de las condiciones climatológicas y meteorológicas que haya en cada momento, la irradiancia solar cambia a lo largo del día y del año, por lo que es especialmente representativo el comportamiento diario y anual de la potencia de salida. Así las curvas objeto de estudio en este capítulo son la curva diaria de potencia, la curva anual de potencia y especialmente la curva de duración de la salida.

<sup>4</sup>STC (Standar Test Condition): G=1000 W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, T cell=25 °C)

<sup>5</sup> La planta FV funciona como fuente de corriente

### 4.2.1 Curva diaria de potencia en un sistema FV

La curva diaria de potencia (curva  $PT_d$ ) de generación fotovoltaica representa la potencia instantánea de la salida del sistema fotovoltaico en función del tiempo. Realmente la potencia instantánea implicaría un intervalo de muestreo que tiende a cero, en la práctica se considera como potencia instantánea el valor medio de la potencia en el intervalo de muestreo<sup>6</sup> considerado. Debido a que registrar los intervalos de muestreo implicaría un excesivo uso de memoria, se registra la potencia de salida a intervalos iguales de tiempo denominados *intervalos de registro* ( $\tau_r$ )<sup>7</sup> (su valor será de una hora o tal que una hora sea un múltiplo entero del intervalo de registro, valores muy comunes son 10 o 15 minutos) [2]. La potencia instantánea global de un sistema FV compuesto por múltiples plantas FV viene dada por la expresión:

$$P_i = \sum_{j=1}^N P_{ij} \quad (4.5)$$

Dónde:

$P_i$ : es la potencia instantánea global del sistema en cada intervalo de tiempo (i),

$P_{ij}$ : es la potencia instantánea de cada planta FV,

(j) para cada intervalo de tiempo (i) y

N: número total de plantas FV del sistema.

Por otro lado, esta curva de potencia-tiempo diaria variará para cada día del año, no solo debido a los efectos de la atmósfera, sino también por la declinación solar que afectará a la potencia máxima diaria y al número de horas de generación fotovoltaica diaria. El tiempo que dura la generación fotovoltaica a lo largo del día es función directa del tiempo que dura la radiación solar sobre el generador (definido en la norma EN61725:1997, como *Duración del día Solar*), el cual es solo parte de las 24 horas del día. Sin embargo hay que dejar claro que el tiempo que dura la generación FV puede ser menor o mayor que la Duración del día Solar, por ejemplo, puede ser menor en una planta FV por una orientación no adecuada y puede ser mayor en un sistema FV en grandes redes al tener una gran dispersión geográfica las plantas FV entre sí.

<sup>6</sup> Según la norma EN 61724:1998 "El intervalo de muestreo para parámetros que varía directamente con la irradiancia será de 1 min o inferior."

<sup>7</sup> Los intervalos de registro se obtendrán a partir de los intervalos de muestreo como medias ponderadas en el tiempo.

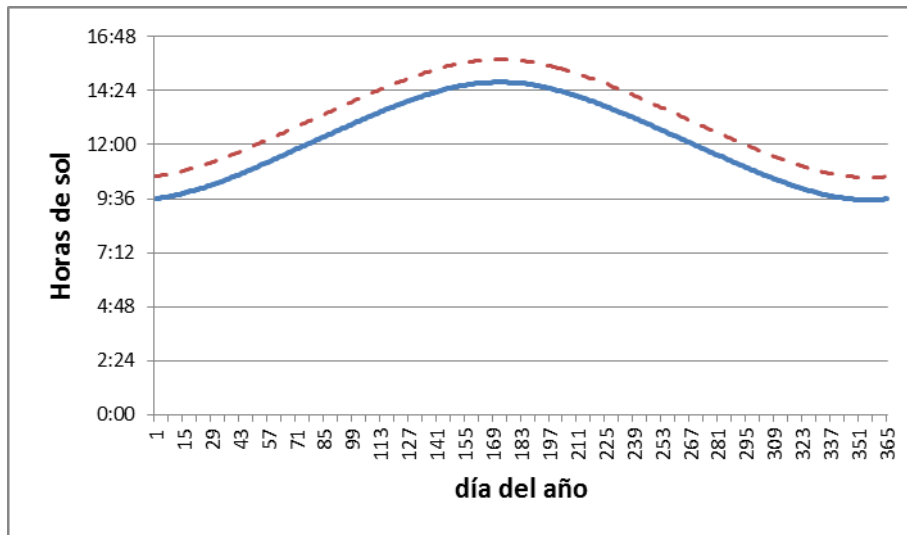


Figura 4.2 Horas diarias de sol a lo largo del año para una planta FV ubicada en Jaén-España (línea continua) y para un sistema FV compuesto por al menos dos planta FV con un dispersión longitudinal entre ellas de 15° (línea discontinua).

Para estudiar en más detalle esta curva PT<sub>d</sub> vamos a ver a continuación sus características, los factores que influyen en ella y los tipos de curva PT<sub>d</sub> posibles.

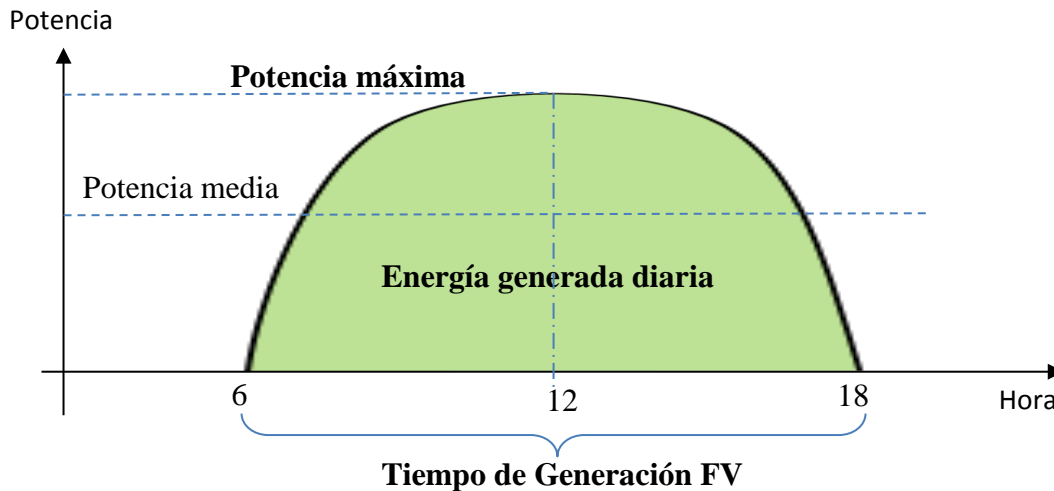


Figura 4.3 Perfil de la curva de Potencia-Tiempo diaria y sus parámetros característicos

El perfil característico de esta curva PT<sub>d</sub> es el que se obtendría de la curva de irradiancia solar en un punto sobre la superficie de la Tierra, a lo largo del día, modificada por el sistema fotovoltaico y para un día claro. En la norma UNE-EN 61725:1997 (Expresión analítica para los perfiles solares diarios) se define una ecuación normativa para obtener analíticamente una curva de irradiancia en función de la hora del día para un día solar sintético. Los coeficientes de esta ecuación vienen dados por la irradiancia solar máxima, la irradiancia solar diaria y el número de horas de sol al día. Estos parámetros,

del perfil solar diario, determinan los parámetros que caracterizan la curva  $PT_d$ : la potencia de salida máxima, la energía generada diaria y la franja horaria de generación.

**Potencia máxima diaria ( $P_{max,d}$ ):** es la máxima potencia, en un intervalo de registro, a lo largo del día, que la planta fotovoltaica entrega a su salida, en AC normalmente, incluyendo por tanto todas las pérdidas del sistema y las condiciones meteorológicas. Esta no tiene por qué coincidir, y normalmente no coincidirá, con la potencia nominal de la planta la cual se producirá en condiciones estándar de medida y será dada a la salida de generador FV en DC ( $P_0$ ). La potencia nominal también se puede dar en AC y a la salida de la planta la cual estará relacionada con la  $P_0$  a través de las pérdidas de la planta, e igualmente no coincidirá con la  $P_{max,d}$ .

Para un sistema a gran escala, con múltiples plantas FV dispersas sobre un determinado territorio, la potencia máxima de la curva  $PT_d$  depende de la potencia máxima de cada una de las plantas FV conectadas al sistema eléctrico y de sus pérdidas, de su distribución geográfica (distribución longitudinal y latitudinal) y de las condiciones climatológicas (Nubosidad y temperatura). En este caso la potencia máxima del sistema a gran escala no será igual a la sumatoria de las potencias máximas de cada planta, ya que estas se producirán en intervalos de tiempo distintos, debido a la dispersión y a las condiciones meteorológicas.

**Franja horaria de Generación FV:** representa el número de horas que se inyecta energía fotovoltaica a la red y su distribución a lo largo del día. Esta franja horaria variará para cada día del año y depende del número de horas de sol al día. En menor medida también se verá afectada por la orientación de la instalación y su sombreado.

Para un sistema a gran escala, con múltiples plantas FV dispersas sobre un determinado territorio, la franja horaria de generación FV depende de la franja horaria de cada una de las plantas FV conectadas al sistema eléctrico y de su distribución geográfica, tanto longitudinal como latitudinal, como se ha comentado al comienzo de este apartado. En el caso de gran dispersión geográfica de las plantas esta franja horaria se verá incrementada con respecto a una localización más puntual o centralizada.

En la franja horaria de generación FV hay que distinguir dos parámetros el **Tiempo de Generación (TG)** y el **Distribución de la Generación** a lo largo del día. En cualquier caso siempre se moverá desde un mínimo en el solsticio de invierno y un máximo en el solsticio de verano, alcanzando el valor medio en los equinoccios donde la franja horaria de generación será de 12 horas al día centrada sobre el mediodía solar. Esta franja horaria está limitada por la hora de salida del Sol (Amanecer) y de puesta del Sol (Ocaso) para cada día del año, como se puede ver con más detalle en el anexo B.

**Energía generada diaria:** Este parámetro viene dado por el área bajo la curva  $PT_d$  y junto a los dos anteriores nos permite determinar la forma de la curva o el perfil de generación FV diaria, para una curva simétrica sobre el mediodía solar. La energía

generada diaria en un sistema eléctrico y por lo tanto la forma de la curva  $P_{TD}$  depende de múltiples variables, pero es especialmente sensible al tipo de seguimiento solar que se utiliza, además de la orientación e inclinación en las instalaciones que componen el sistema. A esto hay que añadir el efecto producido por la distribución geográfica de las plantas fotovoltaicas y las condiciones climatológicas.

**Potencia media de generación diaria:** viene dada por el valor medio de la potencia durante la franja horaria de generación FV ( $P_{med-g}$ ).

$$P_{med-g} = \frac{1}{t_2 - t_1} \sum_{t=t_1}^{t=t_2} P_i \Delta t \quad (4.6)$$

Donde:

$t_1$ : es la hora de comienzo de generación (próxima a la salida del Sol) para un día dado, y

$t_2$ : es la hora de cierre de generación (próximo a la puesta del Sol) para el mismo día.

**Potencia media diaria:** viene dada por el valor medio de la potencia durante todo el día ( $P_{med-d}$ ).

### Tipos de curvas diaria

Como se puede ver en la Figura 4.4, una planta FV sin seguimiento solar, para un día claro y sin pérdidas que alteren la forma de la curva de potencia de salida, dará una curva de potencia de salida que se aproximará a una forma de tipo sinusoidal, de acuerdo con lo comentado anteriormente sobre el perfil característico de la PTd.

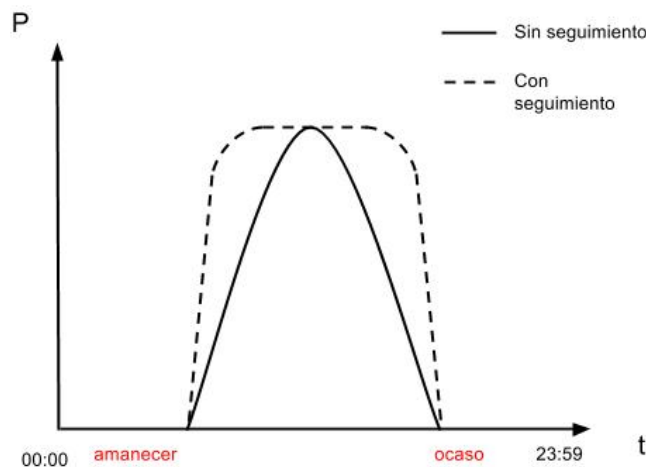


Figura 4.4 Comparación entre la curva de potencia diaria de una instalación con seguimiento y otra instalación sin seguimiento para un día claro.

Sin embargo, si la planta FV está dotada de seguimiento solar a dos ejes se producirá un aumento el área bajo la curva de potencia diaria y con ello la energía generada, aproximándose a una forma más rectangular. Un efecto similar se puede conseguir con sobrecapacidad de generación FV, es decir limitando la potencia de salida de la planta FV a una potencia muy inferior a la potencia nominal del generador fotovoltaico.

Entre ambas tipos de curvas se pueden encontrar múltiples combinaciones considerando diferentes tipos de seguimiento y/o sobrecapacidad de generación FV e incluso en sistemas FV en grandes redes eléctricas el efecto de la dispersión de las plantas.

En todas las grandes redes, que se han estudiado, se ha obtenido que la forma de la curva P<sub>Td</sub> media anual se aproxima a la forma sinusoidal, lo cual se puede ver en el Anexo D.

#### 4.2.2 Curva anual potencia de un sistema FV

La curva de potencia-tiempo puede representarse en un margen de tiempo mayor de un día mediante una concatenación de curvas diarias. El periodo de representación puede ser cualquier múltiplo de un día, aunque en la práctica los más comunes son la semana, el mes y el año. Cuando el tiempo de representación es un año la llamamos curva anual de potencia (PTa). Esta incluye a las anteriores y aporta más información, ya que incorpora tanto las variaciones de potencia semanales, como las mensuales y anuales.

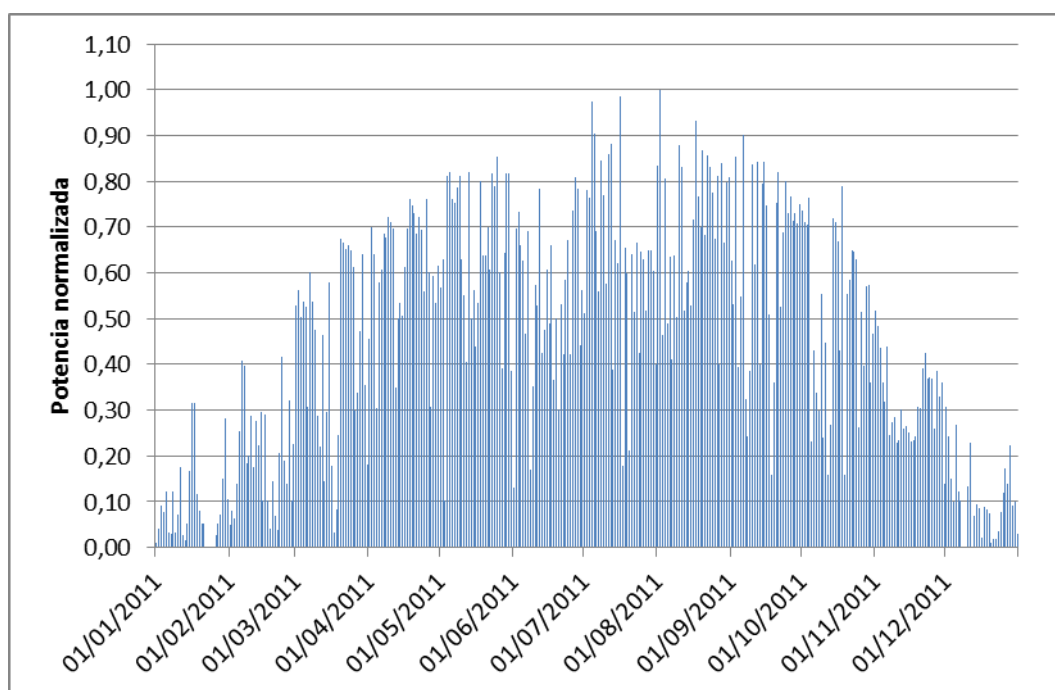


Figura 4. 5 Ejemplo de curva anual de potencia-tiempo según su secuencia temporal

Un ejemplo de curva anual de potencia representada según su secuenciación temporal se muestra en la Figura 4.5. Esta curva se corresponde con la potencia entregada por el sistema FV de la red de TransnetBW en Alemania para el año 2011.



Los parámetros más importantes en esta curva son: La potencia máxima anual ( $P_{\max-a}$ ), la potencia mínima anual ( $P_{\min-a}$ ), la potencia media anual ( $P_{\text{med-a}}$ ) y la forma de la curva. La línea de tendencia de la PTA presenta un máximo anual (sobre verano), excepto en los sistemas FV situados entre los trópicos que presentará dos máximos anuales.

### 4.2.3 Curva de duración de la salida

Otra forma de representar la potencia de salida de un generador eléctrico es la curva de duración de la salida ODC (de las siglas de Output Duration Curve). Esta curva representa la magnitud alcanzada por esta potencia –en un intervalo de tiempo fijado– ordenada de forma decreciente, independientemente de cuando se generó, eliminando con ello la variabilidad diaria. La curva de duración de la salida [3] [4] para una planta o sistema fotovoltaico es una herramienta útil para evaluar y analizar el rendimiento de dicha planta. Aunque el uso de ODC no está muy extendido en sistemas fotovoltaicos, ni siquiera en sistemas conectados en red, esta curva nos puede suministrar una amplia e interesante información, reunida en un solo gráfico, del funcionamiento de un sistema FV (por ejemplo, la potencia máxima y mínima anual, la energía producida, las horas de generación, etc.).

En el caso de un generador fotovoltaico, la  $ODC_{PV}$  representa la potencia de salida de un sistema de generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica tomada en intervalos de una hora y generalmente a lo largo de un año, es decir, el eje de abscisas tendrá un rango entre 0 y 8760 horas [4] (para años bisiestos entre 0 y 8784 horas). La potencia generada es colocada en orden decreciente, de ahí que también se denomine a la misma curva monótona decreciente, de tal manera que la primera y última muestra, son la máxima y mínima potencia alcanzada, respectivamente. La  $ODC_{PV}$  indica el número de horas en que la potencia de salida, de la planta o el sistema FV, ha mantenido un determinado valor. El área bajo la curva representa la cantidad de energía producida por el sistema [3] [5], de acuerdo con la ecuación 11.

$$E = \sum_{i=1}^N P_i \Delta t \quad (4.7)$$

Donde:

$N$ : es el número de horas,

$P_i$  : es la potencia horaria media generada y

$\Delta t$  :es el intervalo de tiempo (1 hora).

La  $ODC_{PV}$  tiene algunas características específicas, por lo que a continuación se exponen algunas consideraciones sobre la misma (ver figura 4.6):

- El rango del eje de abscisas con valores de potencia se sitúa sobre la mitad de las

horas de un año para sistemas FV sin almacenamiento (4380 horas en un año no bisiesto). Esto es, sin considerar ningún tipo de almacenamiento de la energía producida, aproximadamente, una planta FV puede generar electricidad durante 12 horas de media cada día del año.

- El área bajo la  $ODC_{PV}$ , normalizada con respecto a la potencia máxima anual, se corresponde con la productividad final anual referida a la máxima potencia AC medida en la salida del sistema y dada en horas/año ( $t_{vm}$ )<sup>8</sup> [3]. Esta se define como la relación entre la energía anual inyectada en la red y la potencia máxima anual medida en AC, como potencia efectiva agregada del conjunto de plantas del sistema FV.

$$t_{vm} = \frac{E_{AC}}{P_{ACmax}} \quad (4.8)$$

- Se pueden definir dos parámetros son importantes sobre la  $ODC_{PV}$ : la disponibilidad horaria para  $0.5 P_{max-a}$  y la potencia para 2190 horas, es decir la cuarta parte del tiempo total de un año.

En la sección 4.6 se muestran las  $ODC_{PV}$  de diferentes plantas FV<sup>9</sup> tanto fijas, como con seguimiento solar, y en la sección 4.7 las  $ODC_{PV}$  de varios sistemas FV para redes eléctricas a gran escala (sistema FV-LSG)<sup>10</sup> [6] [7] [8].

En las diferentes gráficas mostradas en estos apartados y en los sucesivos, se utiliza la potencia normaliza en partes por unidad (p.u.) [9]. El valor en p.u. queda definiendo como la potencia en cada muestra dividiva por la potencia máxima anual. Es una forma fácil de poder comparar sistemas con magnitudes ampliamente diferentes.

Por otro lado, al manejar años con diferente duración (años bisiestos y no bisiestos) se ha optado por normalizar también el eje de tiempos y sobre este se han definido los tiempos de generación **TG24**, **TG12** y **TG6**, que corresponde a una generación FV, a lo largo de todo el año, de 24 horas, 12 horas y 6 horas de media para cada día del año a potencia máxima anual o lo que es lo mismo **TG<sub>max-a</sub>**, **0.5 TG<sub>max-a</sub>** y **0.25 TG<sub>max-a</sub>**, respectivamente (TG<sub>max-a</sub>, tiempo de generación máximo anual, se obtiene como el producto del número de días del año por 24 horas). Se introducen estos conceptos de tiempo de generación porque son útiles en el manejo de la  $ODC_{PV}$  con el eje de tiempos normalizado, como se verá en los apartados siguientes. En la figura 4.6 se muestran algunos de estos tiempos de generación.

<sup>8</sup>  $t_{vm}$  : número de horas anuales equivalente trabajando a potencia máxima anual para generar la energía anual producida (pag. 373 de Häberlin).

<sup>9</sup> Se considera una **planta FV** a aquella instalación o grupo de instalaciones fotovoltaicas que tienen un solo punto de conexión a la red de transmisión o distribución de energía eléctrica.

<sup>10</sup> Un **Sistema FV-LSG (Large Scale Grid)**: es el compuesto por todas las plantas FV que inyecta su energía generada en la misma red transporte y distribución de energía eléctrica.

### 4.3 Línea de energía mitad

Sobre la curva  $ODC_{PV}$  vamos a introducir un nuevo concepto, la línea de energía mitad (LEM usando sus siglas en español o HEL usando las siglas de Half Energy Line). Se va a usar la segunda simplificación debido a que este concepto y estas siglas ya se introdujeron en una publicación por el autor de esta tesis y sus directores [8]. Esta línea de energía mitad se utilizará como referencia para el análisis de plantas y sistemas FV.

Al analizar varias  $ODC_{PV}$  se observó que la forma de este tipo de curvas se mueven alrededor de una línea recta que conecta la unidad (en p.u.) en el eje de potencias normalizadas con el punto 4380 horas en el eje de tiempo. El área bajo esta línea representa la mitad de la energía que una planta FV o un sistema FV-LSG podría generar durante un año si estuviera funcionando a la potencia máxima anual de salida durante todas las horas de sol de cada día y para todo el año. Por ello, esta línea ha sido denominada HEL (Half Energy Line) [8].

Este interesante nuevo concepto relacionado con la  $ODC_{PV}$  es mostrado en la figura 4.6. Como puede verse en dicha figura, el área bajo la HEL representa la mitad del área bajo la  $ODC_{PV, max}$  (área coloreada). Esta última corresponde a la energía generada por una planta FV donde la potencia se mantiene a su pico máximo anual durante 4380 horas. Esto es, la máxima energía que una planta FV podría generar durante un año si se mantiene funcionando a la potencia máxima anual durante un tiempo de 12 horas diarias de media.

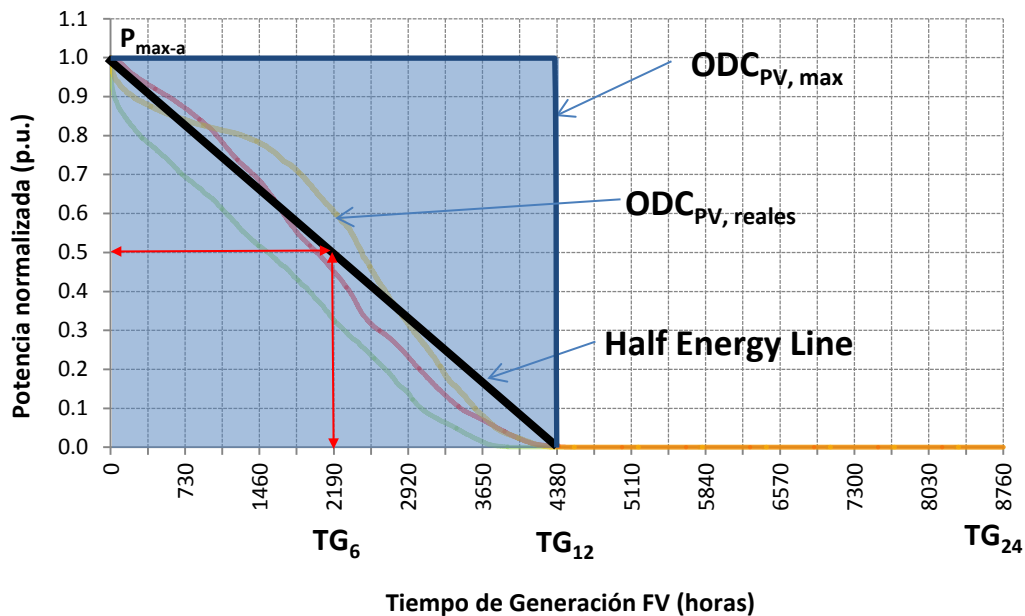


Figura 4. 6Curva  $ODC_{PV, max}$  y HEL. Sobre ella se representa la  $ODC_{PV}$  reales de varias plantas FV, así como los tiempos de generación  $TG_6$ ,  $TG_{12}$ ,  $TG_{24}$ . También se muestra la potencia a  $TG_6$  y el tiempo de generación a potencia 0.5  $P_{max,a}$

La ecuación de la HEL (2) se puede obtener por medio de un análisis de regresión lineal [9], obteniéndose la ecuación:

$$p_{pu(t)} = \frac{p(t)}{P_{max-a}} = 1 - \frac{t}{4380 h} \quad (4.9)$$

Dónde:  $p_{pu(t)}$  es la potencia horaria normalizada (en p. u.),  $p(t)$  y  $P_{max-a}$  son la potencia horaria y la potencia horaria máxima anual generada por una planta FV, respectivamente, y  $t$  es el tiempo expresado en horas.

Debe resaltarse que el área bajo la HEL es siempre 2190 horas para años no bisiestos, que equivale a un TG6, si no hay almacenamiento, ni una significativa dispersión longitudinal entre las plantas FV de un mismo sistema eléctrico (aproximadamente, 15° de dispersión longitudinal puede incrementar el área bajo la HEL en 182.5 horas) (ver franja horaria de generación, apartado 4.3).

La importancia de este nuevo concepto, Half Energy Line, radica en que puede ser utilizada, junto con la  $ODC_{PV}$ , como parámetro de calidad para evaluar el comportamiento general de la salida de una planta FV o de un sistema.

Este nuevo concepto será manejado en los siguientes apartados donde tanto la  $ODC_{PV}$  como la HEL, para diferentes plantas FV y sistemas FV en redes a gran escala, serán utilizadas en el análisis de las mismas.

#### **4.4 Análisis de la generación de electricidad en plantas FV y sistemas FV-LSG.**

Para estudiar el comportamiento general de la potencia de salida de un sistema FV y su influencia en una red eléctrica se han realizado diferentes estudios y análisis sobre los datos de diferentes grandes redes eléctricas y plantas FV individuales, como: la determinación de la curva de potencia diaria media, la curva de potencia anual, la curva de duración de la salida, la curva de energía anual, todas ellas en el dominio del tiempo, pero también se han realizado estudios en el dominio de la frecuencia de la potencia de salida diaria. De todas estas curvas, para el objetivo de esta tesis, hay que resaltar la curva de duración de la salida, ya que ésta, combinada con la curva de duración de la carga permite, como se verá en el capítulo 5, alcanzar uno de los objetivos que persigue esta tesis, determinar el límite de la cobertura de la demanda eléctrica mediante generación FV y desde ese punto de vista se prioriza el tipo de datos y curvas que se analizan.

Las plantas y los sistemas FV-LSG estudiados, así como los datos manejados y su procesamiento, se exponen en los subapartados siguientes.

#### 4.4.1 Plantas FV y Sistemas FV-LSG analizados

Se han estudiado tres plantas FV, todas ubicadas en el municipio de Jaén (España), a una latitud de 37°47' N, una longitud de 3°47'W y una elevación de 450 msnm, aproximadamente. Estas plantas FV a las que se ha analizado la potencia de salida son:

- P1. **Univer-Aparcamiento:** Planta de 140 kWp de potencia nominal DC. Propiedad de la Universidad de Jaén.
- P2. **Olivares:** Planta FV de 9.1 MWp de potencia nominal DC. Propiedad de la compañía Solar Jienense. Se ha estudiado solo un sub-generador de 100 kWp.
- P3. **El Girasol:** Planta FV de 9.6 kWp de potencia nominal DC. Propiedad de la Universidad de Jaén.

Se han estudiado siete sistemas FV-LSG, los cuales se enumeran a continuación, ordenados por país y nombre del TSO (se indica el área geográfica de la red cuando esta no cubre todo el país).

- S1. **Amprion:** cubre la franja occidental de Alemania de norte a sur sobre una extensión de 73 100 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 47.3° N y 52.5° N y las longitudes de 5.9° E y 11.1° E.
- S2. **Tennet:** cubre la franja centro de Alemania de norte a sur sobre una extensión de 138 780 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 47.3° N y 55.1° N y las longitudes de 6.7° E y 13.8° E.
- S3. **TransnetBW:** cubre el sur de Alemania sobre una extensión de 34 600 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 47.5° N y 49.8° N y las longitudes de 7.5° E y 10.5° E.
- S4. **50-Hertz:** cubre el este de Alemania (básicamente la antigua RDA) sobre una extensión de 109 360 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 50.2° N y 54.7° N y las longitudes de 9.9° E y 15° E.
- S5. **Elia:** cubre toda Bélgica sobre una extensión de 30528 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 49.5° N y 51.5° N y las longitudes de 2.6° E y 6.4° E.
- S6. **REE (Gran Canaria):** cubre la isla canaria de Gran Canaria sobre una extensión de 1 560 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 27.7° N y 28.2° N y las longitudes de 15.4° O y 15.8° O.
- S7. **REE (Tenerife):** cubre la isla canaria de Tenerife sobre una extensión de 2 034 km<sup>2</sup>. El área que cubre se sitúa entre las latitudes de 28° N y 28.6° N y las longitudes de 16.1° O y 16.9° O.

#### 4.4.2 Datos utilizados

Los datos utilizados han sido facilitados por los propietarios de las plantas FV y para los sistemas FV-LSG por los TSO's a través de sus páginas WEBs.

Los datos que se han descargado han sido los siguientes: la potencia media en el intervalo de registro<sup>11</sup>, el valor de este intervalo y la hora y fecha de cada muestra. En la preparación de los datos, como paso previo necesario para realizar el estudio de los mismos, cabe resaltar dos fases importantes: la **captura de los datos** y el **pre-procesado de los datos**. Ambas fases han permitido ponerlos en el formato adecuado a los intereses del análisis que posteriormente se ha realizado, tal y como se ha hecho en el capítulo 4, con los datos de demanda eléctrica.

Los datos en origen presentan intervalos de registro de 10 y 15 minutos, por lo que se ha normalizado el intervalo a 1 hora para todos. Además, debido a la notable diferencia de tamaño entre los diferentes sistemas FV-LSG analizados y las plantas FV entre sí, por lo que son difícilmente comparables y hace necesaria su normalización.

Por otro lado, hay que destacar que en los datos originales aparecen dos irregularidades que hay que corregir (como ya se vio en el capítulo 3, referente a los datos de la demanda):

- El cambio horario: en toda la Comunidad Europea [10] el horario oficial se adelantará una hora en el último domingo de marzo (a las 2 de la madrugada hora peninsular serán las 3 y en Canarias a la 1 de la madrugada serán las 2) y retrasará una hora en el último domingo de octubre (en la península a las 3 serán las 2 y en Canarias a las 2 será la 1).
- Datos incoherentes: los datos incoherentes se consideran aquellos que son técnicamente imposibles y por lo tanto implican datos incorrectos. Para subsanar estas anomalías se ha hecho uso de las técnicas de estimación, en concreto se ha utilizado el método cuantitativo de las series temporales denominado “Proyección de tendencia” [11].
- Falta de datos: solo se ha considerado cuando la falta de datos es de un día completo o más, este caso se ha recurrido a la técnica de estimación denominada “Enfoque simple” basada en series temporales, que consiste en suponer que la generación en el periodo próximo será igual a la generación en el periodo siguiente.

Una vez capturados los datos se ha realizado un pre-procesado de los mismos para ponerlos en la forma adecuada para ser analizados. Por un lado se ha procedido a corregir las anomalías mencionadas en el párrafo anterior y por otro lado se han normalizado los datos.

La normalización de los datos ha consistido tanto en ajustar los datos de todas las redes a un mismo intervalo de registro como en poner la magnitud de la potencia en partes por unidad. Realizado este pre-procesado de los datos se han puesto éstos en las condiciones adecuadas para ser analizados.

---

<sup>11</sup> De acuerdo con la norma CEI 61724:1998, sobre Monitorización de sistemas FV, donde se diferencia entre intervalo de registro e intervalo de muestreo.

## 4.5 ODC<sub>PV</sub> para plantas FV. Casos de aplicación.

En este apartado se incluyen los resultados obtenidos tras el estudio de la potencia de salida de varias plantas FV individuales. En el apartado 4.7 también se incluyen los resultados de la generación FV agregada de diferentes grandes redes eléctricas de Europa. La finalidad de este estudio ha sido obtener patrones de referencia del comportamiento de la generación FV, en particular conocer el comportamiento y las características de la ODC<sub>PV</sub> que se pudieran utilizar junto con el comportamiento de la demanda eléctrica vista en el capítulo 3 para determinar el grado de cobertura de la demanda mediante energía solar fotovoltaica.

Las ODC<sub>PV</sub> para tres plantas FV diferentes son mostrados en la Figura 4.7. La primera de ellas es una instalación fija (Univer) [12], la segunda está provista de seguimiento solar estacional (Olivares) y la tercera es una instalación con seguimiento solar a dos ejes (Girasol) [13]. Todas estas plantas FV están localizadas en Jaén (España) (37°47'N; 3°47'W; 450 msnm). La primera y tercera plantas pertenecen a la Universidad de Jaén con 140 kWp<sup>12</sup> y 10 kWp de potencia nominal, respectivamente. La segunda planta, con una potencia nominal de 100 kWp<sup>13</sup>, es propiedad de la compañía Solar Jiennense.

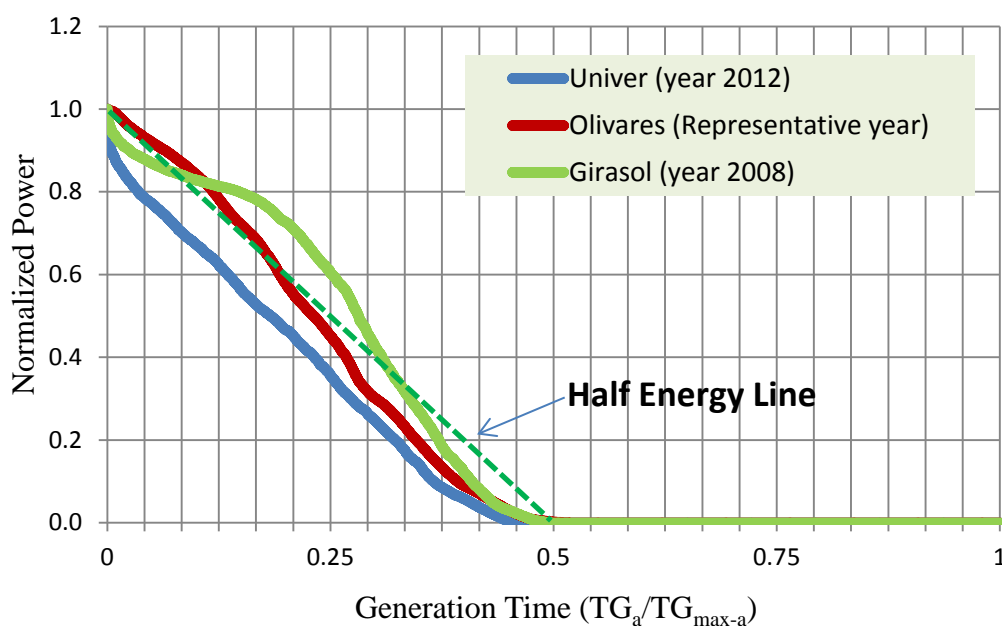


Figura 4. 7 ODC<sub>PV</sub> para diferentes tipos de plantas FV: una fija y dos con seguimiento solar

Algunos datos de rendimiento de las plantas mencionadas anteriormente son mostrados en la Tabla 4-1. En esta tabla,  $P_{\max-a}$  es la potencia horaria máxima anual medida en AC en la salida de la planta FV;  $TG_a$  corresponde a las horas de generación FV anual, este parámetro da el número total de horas a lo largo de un año que la planta FV ha estado suministrando energía a la red y por último,  $t_{vm}$  representa el número de horas por año

<sup>12</sup> kWp ( kWpico): es la potencia nominal del generador FV (DC) en condiciones estándar de medida.

<sup>13</sup> Aquí se estudia solo un subgenerador que forma parte de una planta FV de 9.1 MWp.



que la planta FV necesitaría estar funcionando a su potencia horaria máxima anual ( $P_{max}$ ) para producir la misma cantidad de energía anual.

Tabla 4- 1 Datos de rendimiento de Plantas FV estudiadas

PV plant	Pmax-a (kW)	TGa (hours)	t <sub>vm</sub> (hours)
Univer	78.4	3959	1625.7
Olivares	99.7	4483	2025.5
Girasol	9.1	4326	2250.2

A pesar de que las tres plantas FV se encuentran en la misma ciudad la significativa diferencia de tiempo de generación T<sub>Ga</sub> de la planta Univer se justifica, principalmente, por su integración arquitectónica que implica cierto grado de sombreado. Más adelante en este apartado se analizan cada una de estas plantas FV incorporando algunos datos adicionales y comentando los resultados obtenidos.

### Estabilidad en el tiempo de la ODC<sub>PV</sub>

Varias ODC<sub>PV</sub> de la planta FV Olivares (con seguimiento estacional) son mostradas, en la Figura 4.8, para diferentes años de funcionamiento (2009-2011). Además, una ODC<sub>PV</sub> media para estos años es también representada (Representative Year).

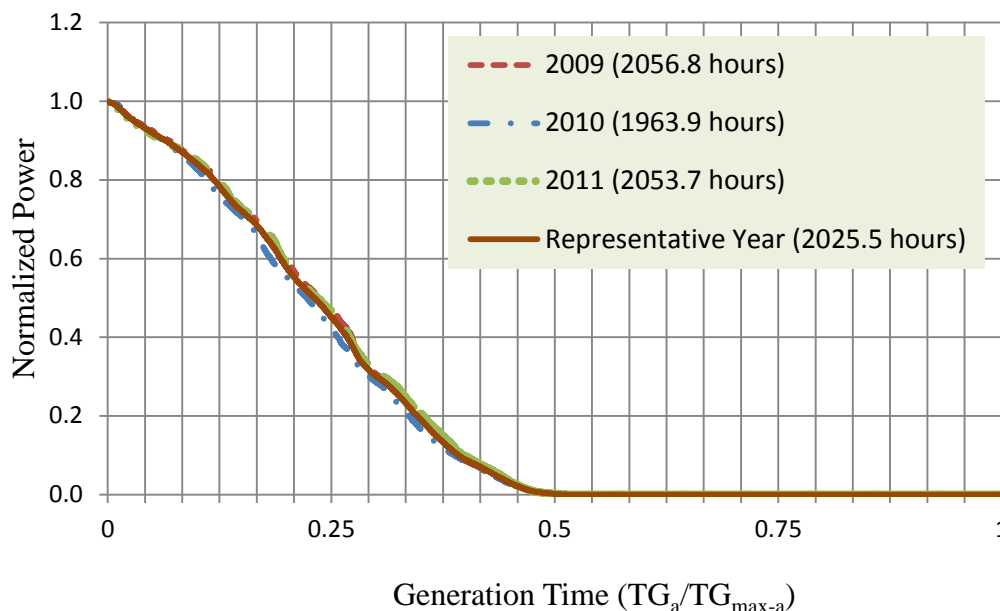


Figura 4. 8 Varias ODC<sub>PV</sub> para la planta FV Olivares con seguimiento estacional (años 2009 al 2011).

Se debe resaltar que el grado de desviación entre las ODC<sub>PV</sub> de cada año es muy bajo, tal que la desviación típica máxima entre las muestras de las curvas de esta planta, es de  $\sigma = 0.0354$ , por lo que se puede afirmar que para los datos estudiados la ODC<sub>PV</sub> media es representativa de la planta FV en cuanto a la forma de la curva. Esto quiere decir que



la  $ODC_{PV}$  es estable en el tiempo.

### $ODC_{PV}$ para cada planta FV por separado

La  $ODC_{PV}$  y la HEL para las plantas FV mencionadas anteriormente, así como el valor de  $t_{vm}$  son mostradas en las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11. Se debe recordar que el área bajo la  $ODC_{PV}$  se corresponde con la productividad final anual referida a la potencia horaria máxima anual medida en AC y entregada a la red ( $t_{vm}$ ). Además, es interesante resaltar que la  $ODC_{PV}$  obtenida para una determinada planta FV permite agrupar en una sencilla gráfica los siguientes datos:

- La potencia máxima anual de la planta FV.
- El número de horas de generación de la planta FV por año (TGa).
- El grado de seguimiento solar de la instalación, dado por la forma de la  $ODC_{PV}$ .
- La energía anual generada, si la potencia está en valor absoluto o la productividad  $t_{vm}$ , si la potencia está normalizada. Lo cual viene dado por el área bajo la curva.
- La disponibilidad horaria de un determinado nivel de potencia de salida, por ejemplo, para una potencia  $\geq 0.5 P_{max-a}$ ; o la disponibilidad de potencia para un determinado tiempo de generación, por ejemplo para  $0.25 TG_{max-a}$ .

La **planta FV Univer** sin seguimiento solar, de carácter experimental, montada sobre la marquesina de un aparcamiento en la Universidad de Jaén con algo de sombreado al atardecer, produjo una  $ODC_{PV}$  que se puede observar en la Figura 4.9 que para el año 2012. Esta planta tuvo un tiempo de generación anual TGa de 3959 horas, alcanzando una potencia horaria máxima anual de 78.4 kW, una productividad final anual en horas ( $t_{vm}$ ) de 1625.7 horas y una energía generada anual de 127.5 MWha.

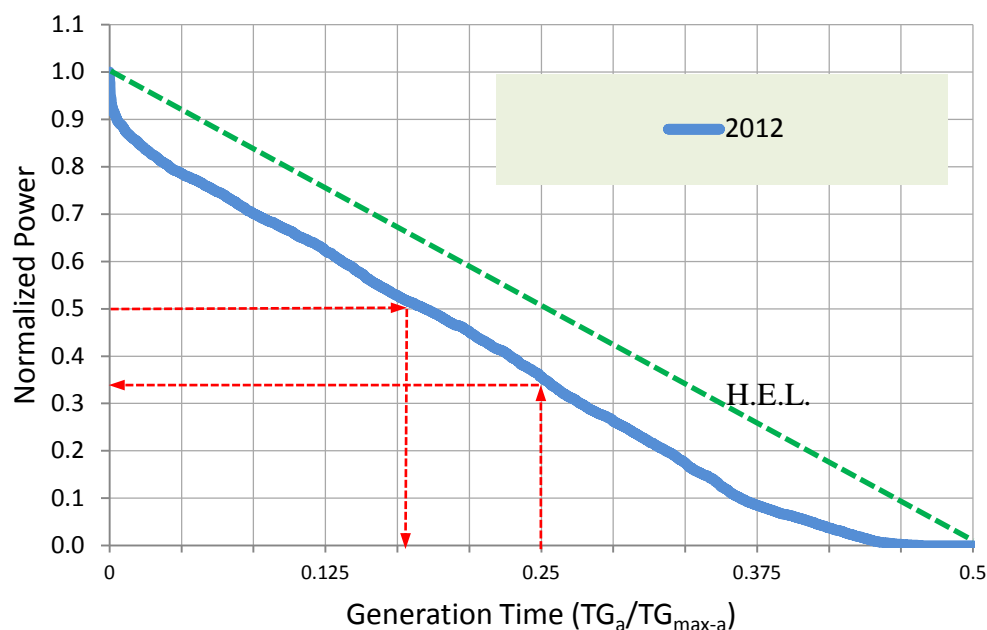


Figura 4. 9 HEL y  $ODC_{PV}$  para una planta FV fija, UNIVER (Jaén, España), año 2012.

Por otro lado en la gráfica se obtiene que tuvo una disponibilidad horaria, para una potencia  $\geq 0.5 P_{\max-a}$ , de 1602 Horas (0.182 TG<sub>max-a</sub>) y si consideramos el tiempo de generación de 0.25 TG<sub>max-a</sub> (2196 horas) la potencia de salida ha sido  $\geq 0.3547 P_{\max-a}$ .

Para la **planta FV Olivares** con seguimiento solar estacional, es una planta de carácter industrial, cuya misión es la generación y venta de electricidad, montada sobre suelo en un espacio abierto sin sombreados significativos. Se puede observar en la Figura 4.10 que para el año representativo (visto en la Figura 4.8), generó energía eléctrica durante un tiempo TG<sub>a</sub> de 4483 horas, alcanzando una potencial horaria máxima anual de 99.7 kW, con una energía anual generada de 201.94 MWha, y una productividad de  $t_{vm}$  2025.5 horas.

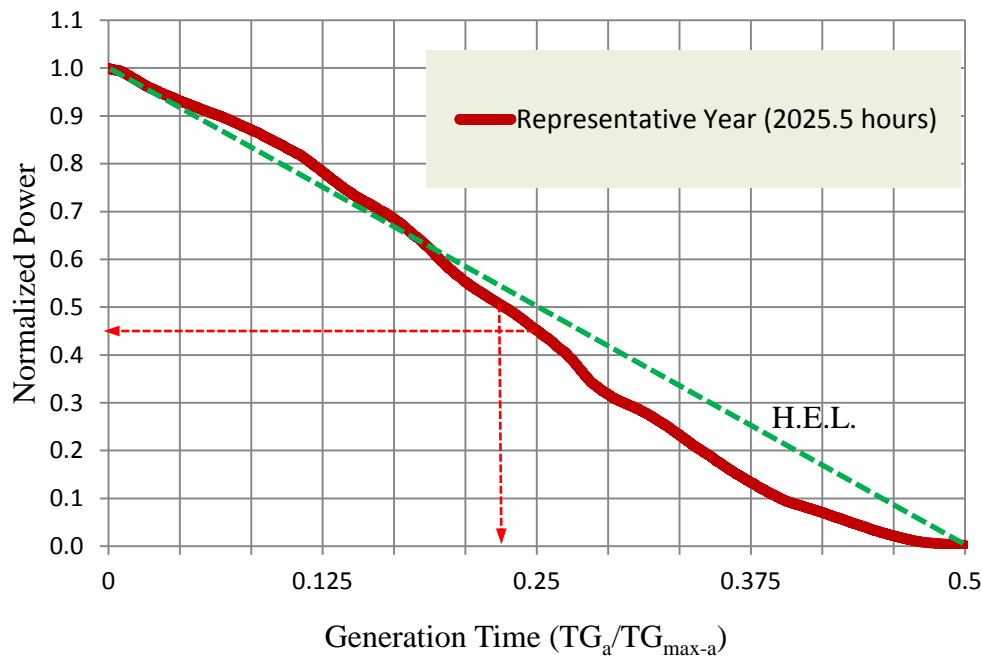


Figura 4. 10 HEL y ODCPV para una planta FV con seguimiento estacional, OLIVARES (Jaén, España)

De la ODC<sub>PV</sub> se obtiene una disponibilidad horaria de 2024 horas (0.23 TG<sub>max-a</sub>), para una potencia  $\geq 0.5 P_{\max-a}$ . Mientras que para un tiempo de generación de 0.25 TG<sub>max-a</sub> (2190 horas) se obtiene que la potencia de salida será  $\geq 0.4517 P_{\max-a}$ .

La **planta FV Girasol** con seguimiento solar a dos ejes, montada en pedestal sobre suelo, es de carácter experimental, con sombreados parciales al amanecer y al atardecer. En la Figura 4.11 se puede observar la ODC<sub>PV</sub> de la misma para el año 2008. En este año tuvo una potencia horaria máxima anual de 9.1 kW, con un tiempo de generación TG<sub>a</sub> de 4357 horas, una energía anual generada de 20.48 MWha, una productividad  $t_{vm}$  de 2250.2 horas. Sobre esta gráfica se puede obtener que la disponibilidad horaria fué 2466 horas (0.28 TG<sub>max-a</sub>) para una potencia  $\geq 0.5 P_{\max-a}$  y para un tiempo de generación de 0.25 TG<sub>max-a</sub> (2196 horas) la potencia de salida fué  $\geq 0.6021 P_{\max-a}$ .

En este Figura 4.11, se puede observar que las flechas que indican la disponibilidad horaria para 0.5 P<sub>max-a</sub> y potencia de salida para 0.25 TG<sub>max-a</sub> no se cruzan algo que no

pasaban en las anteriores plantas. Ello es debido a que la curva  $ODC_{PV}$  con seguimiento a dos ejes se vuelve concava en su parte central aumentando con ello el área bajo la misma y por consiguiente su productividad.

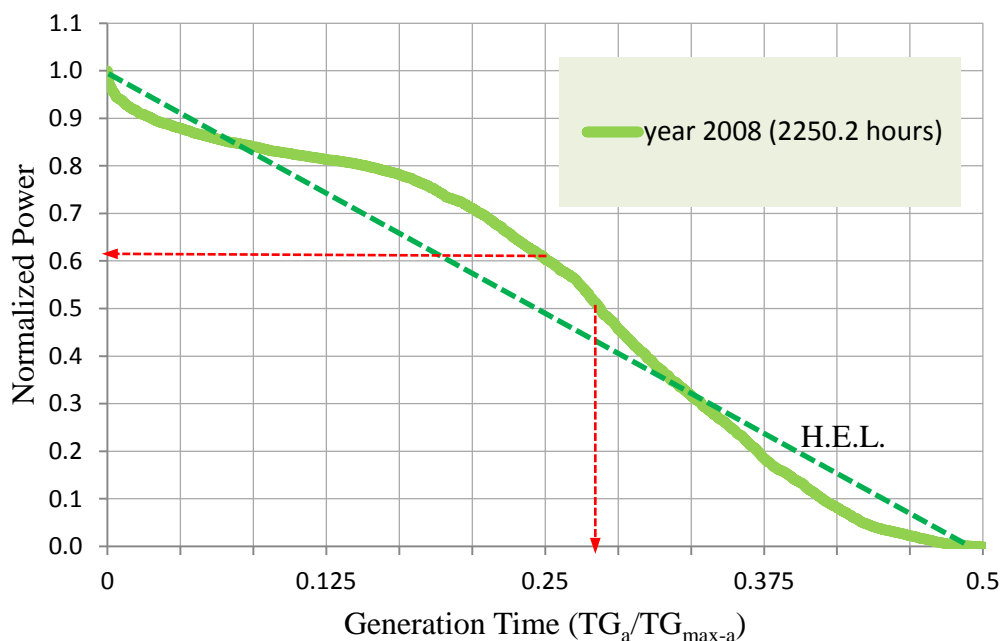


Figura 4. 11 HEL y  $ODC_{PV}$  para una planta FV con seguimiento solar a dos ejes, GIRASOL (Jaén, España).

Una característica común a todos los tipos de plantas estudiados es que la  $ODC_{PV}$  de todas ellas termina en la forma de una función exponencial decreciente.

#### 4.6 $ODC_{PV}$ de sistemas FV-LSG. Casos de aplicación.

El comportamiento de la  $ODC_{PV}$  de sistemas FV pertenecientes a redes eléctricas a gran escala ha sido estudiado mediante el análisis de los datos de siete sistemas de energía eléctrica “convencionales” (50Hertz, Tennet, Amprion y TransnetBW en Alemania; Elia en Bélgica, REE-Tenerife y REE-Gran Canaria en España). Estos datos están relacionados con la energía eléctrica generada mediante fotovoltaica e inyectada en la correspondiente red de transporte y distribución en cada uno de estos sistemas y han sido obtenidos de las websites de los respectivos TSO’s (Transmission System Operator) [14] [15] [16] [17] [18] [19].

Hay que mencionar que los datos facilitados por los TSO’s sobre fotovoltaica no incluyen el cien por cien de la potencia fotovoltaica instalada acumulada y en operación para un año determinado. Pero esta información es suficientemente representativa del sistema FV-LSG para realizar estudios y análisis fiables de la misma donde el valor absoluto de la potencia no sea decisivo.

Así por ejemplo, la potencia FV acumulada en Alemania durante 2013, paso de 32411 MWp a 35715 MWp (DC), mientras que la potencia máxima anual obtenida para los

cuatro TSO's de Alemania ha sido de 24249 MW (AC) durante el año 21013. Para Bélgica la potencia instalada acumulada para este año paso de 2768 MW a 2983 MW (DC), frente a la potencia horaria máxima anual obtenida de los datos facilitados por Elia (TSO de Bélgica) de 2055 MW (AC) [20]. Por otro lado para el sistema eléctrico canario la potencia fotovoltaica paso, en 2013, de 162 MW a 165 MW (AC) frente a una potencia horaria máxima anual de 132 MW (AC) [21].

Además, hay que mencionar que en los sistemas FV-LSG los datos agregados de la potencia de salida, producen una potencia máxima anual del sistema menor que la suma de las potencias máximas anuales de cada planta FV que conforman el sistema. Esto es debido a que los máximos anuales de cada planta no coincidirán en el tiempo.

$$P_{max-a}^{Sistema\ FV} < \sum_{i=1}^n P_{max-a, i}^{Planta\ FV} \quad (4.10)$$

Las  $ODC_{PV}$  normalizadas, tanto en la potencia como en el tiempo, de los siete sistemas mencionados en el párrafo anterior, son mostradas en Figura 4.12 para el año 2013. Como se puede ver, en esta figura, las  $ODC_{PV}$  de todos los sistemas se sitúan por debajo de la línea de energía mitad (HEL).

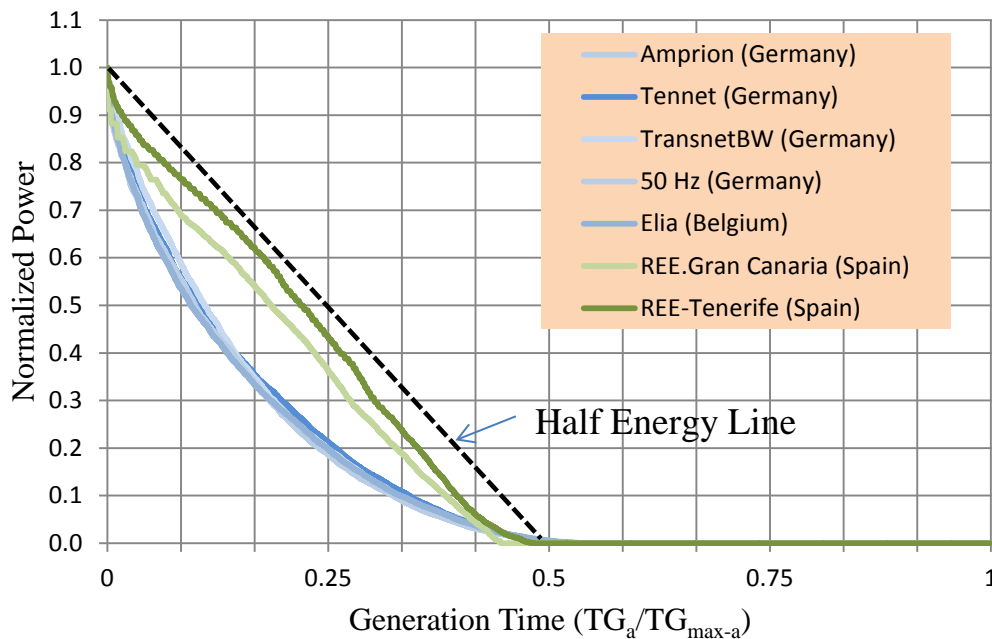


Figura 4. 12  $ODC_{PV}$  para sistemas FV de redes a gran escala (Alemania, Bélgica e Islas Canarias), año 2013.

La Tabla 4-2 muestra información general de estos sistemas FV-LSG, cuyas  $ODC_{PV}$  son representadas en la Figura 4.12. El valor entre paréntesis en la columna del tiempo de generación  $TG_a$  representa el mismo parámetro eliminando las colas donde la

potencia es menor que el 0.6%<sup>14</sup> de la potencia horaria máxima anual. Estas colas pueden ser producidas por la dispersión geográfica de las plantas FV que constituye el sistema FV-LSG dentro de red eléctrica y/o por almacenamiento de la energía FV generada. En cualquier caso las colas que sobrepasan las 4380 horas (máximo valor de la HEL en el eje de tiempo) representan un peso poco significativo sobre la energía FV total generada por el sistema FV (menos del 0.05%).

Tabla 4- 2 Datos de sistemas FV de grandes redes

PV power grid	Pmax-a (MW)	TGa (hours)	t <sub>vm</sub> (hours)
Amprion	5805	4691 (4290)	1217
Tennet	9485	4685 (4281)	1243
Transnet	3655	4575 (4228)	1245
50Hertz	5304	4759 (4283)	1127
Elia	2055	4641 (4354)	1185
REE-G.Canaria	34	4260 (3863)	1646
REE-Tenerife	98	4590 (4120)	1877

Es importante señalar que desde la ODC<sub>PV</sub> de sistemas FV pertenecientes a grandes redes se puede obtener la misma información que la indicada en el apartado 4.5 para plantas FV.

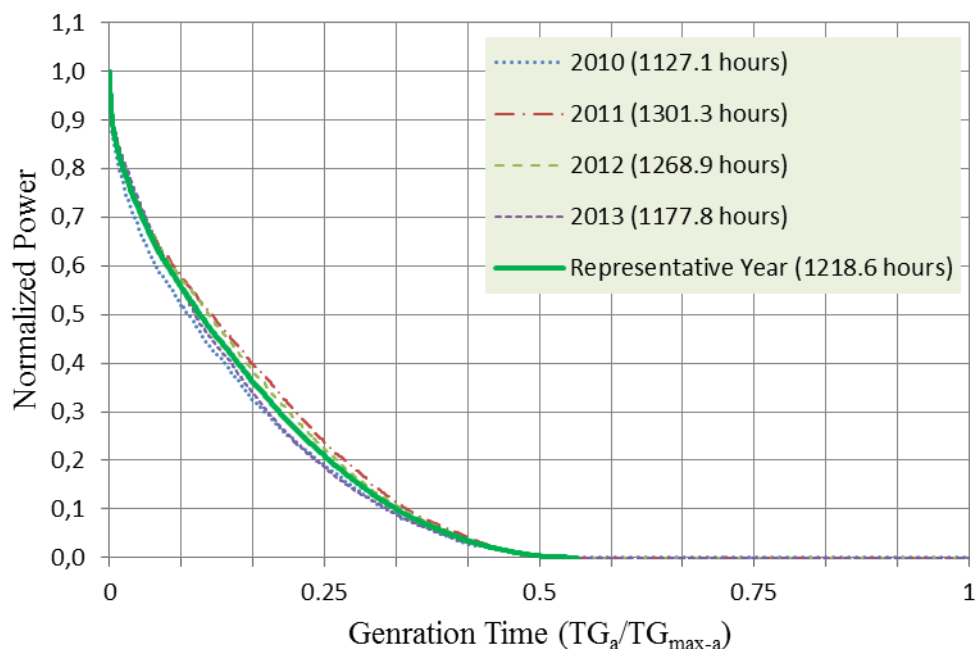


Figura 4. 13 ODC<sub>PV</sub> para la red de 50Hertz (2010-2013). Se incluye la ODCPV media denominada como Representative Year y el valor t<sub>vm</sub> entre paréntesis para cada año.

Las curvas representadas en la Figura 4.12 son obtenidas para el año 2013, aunque,

<sup>14</sup> 0.6 % es el mínimo valor común que puede ser discriminado en las colas de varias ODC<sub>PV</sub> estudiadas en sistemas FV de grandes redes.

como ya ha sido tratado en el apartado 4.5, la  $ODC_{PV}$  normalizada de una misma planta FV mantiene su forma bastante estable para diferentes años, lo cual es de aplicación a sistemas FV-LSG. Este hecho puede ser visto, claramente, en la Figura 4.13. En esta figura se muestra la  $ODC_{PV}$ , para el Sistema FV-LSG de la red de 50 Hertz, correspondientes a cuatro años consecutivos (2010-2013), así como la  $ODC_{PV}$  media.

Igualmente también se puede ver en la Figura 4.12, que las  $ODC_{PV}$ , normalizadas, de las cinco grandes redes localizadas en Europa Central presenta un comportamiento muy parecido (sistemas FV-LSG grandes en extensión geográfica y potencia instalada, situados alrededor del paralelo  $50^{\circ}$  N y de climatología similar) mientras que las dos  $ODC_{PV}$  de las Islas Canarias son claramente diferentes de las anteriores y parecidas entre sí (sistemas FV-LSG relativamente pequeños en extensión geográfica y potencia instalada, a la altura del trópico y con climatología similar entre sí).

Con el objetivo de mostrar estas  $ODC_{PV}$  con más detalle se ha seleccionado una de cada grupo (Europa Central e Islas Canarias), en concreto se han elegido las de mayor potencia máxima anual de cada grupo, Figuras 4.14 y 4.15. Para estos dos sistemas FV-LSG seleccionados, igual que para el resto de sistema FV-LSG, su  $ODC_{PV}$  se mantiene siempre por debajo de la HEL, habiéndose obtenido para cada una de ellas una  $t_{vm}$  igual a 1243 horas y 1877 horas, respectivamente.

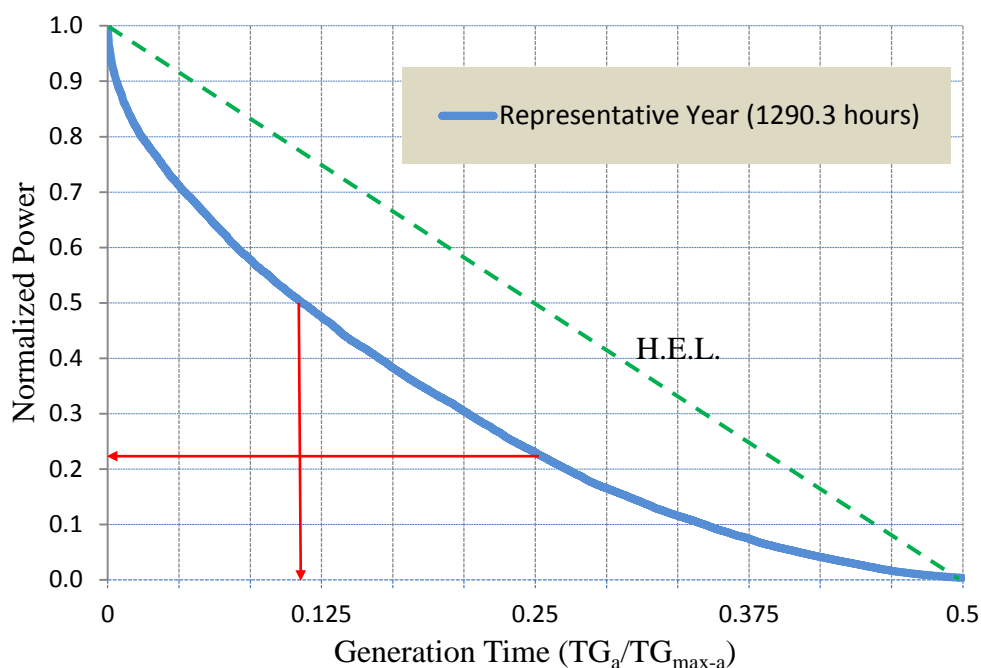


Figura 4. 14  $ODC_{PV}$  media para la red de Tennet (2011-2013).

Para el **sistema FV-LSG de la red de Tennet** se ha obtenido la  $ODC_{PV}$  que se muestra en la Figura 4.14, donde la potencia máxima anual que en su representación normalizada toma el valor 1, como hemos visto anteriormente se corresponde en la Tabla 4-2 con 9485 MW y en esta misma tabla se han dado los valores de  $TG_a = 4685$  horas (aunque se representa solo hasta  $0.5 TG_{max-a}$  o  $TG_{12}$ ) y una productividad  $t_{vm} = 1243$  horas,

obteniéndose una energía anual generada de 11789.85 GWh<sub>a</sub> (dada por el producto entre  $t_{vm}$  y  $P_{max-a}$ ).

Sobre esta gráfica se han obtenido los valores de la disponibilidad horaria a potencia mitad ( $0.5 P_{max-a}$ ) igual a 997 horas ( $0.1138 TG_{max-a}$ ) y la potencia mínima de  $0,23 P_{max-a}$  a un tiempo de generación de  $0.25 TG_{max-a}$  o  $TG_6$ .

Para el sistema FV-LSG de la red de REE-Tenerife se ha representado la  $ODC_{PV}$  en la Figura 4.15, y de la Tabla 4-2 se obtienen,  $P_{max-a} = 98$  MW,  $TG_a = 4590$  horas (se representa solo hasta  $0.5 TG_{max-a}$ ) y el valor de productividad de  $t_{vm} = 1877$  horas, dando una energía anual generada de 183.95 GWh<sub>a</sub>.

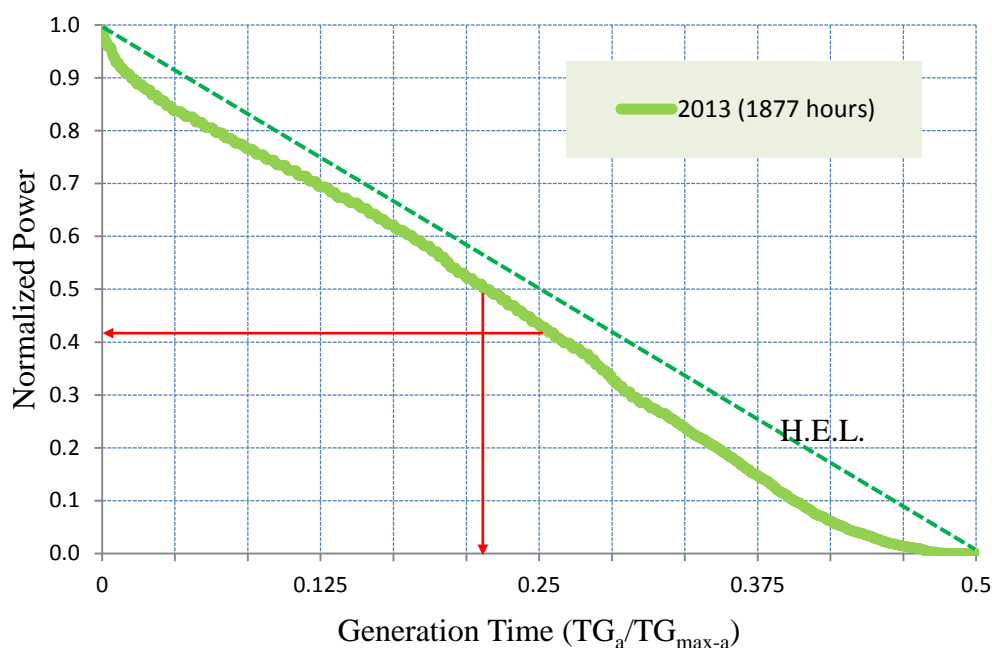


Figura 5.14  $ODC_{PV}$  para REE-Tenerife, H.E.L., disponibilidad horaria para  $0.5 P_{max-a}$  y potencia a  $T_6$

Sobre esta gráfica se han obtenido los valores de la disponibilidad horaria a potencia mitad ( $\geq 0.5 P_{max-a}$ ) igual a 1938 horas ( $0.2212 TG_{max-a}$ ) y la disponibilidad de potencia a  $0.25 TG_{max-a}$  o  $TG_6$ , la cual es de  $0,43 P_{max-a}$ . Ambos son superiores a la obtenida sobre la  $ODC_{PV}$  de la red Tenneset, debido a estar la  $ODC_{PV}$  de Tenerife más cerca de la HEL.

Esto a su vez viene determinado por la latitud de Tenerife frente a la de Tenneset, su  $ODC_{PV}$  está más cerca de la HEL y su forma se aproxima más a una línea recta, esto es debido a una mayor y más constante irradiación.

## 4.7 Conclusiones del capítulo.

La curva de duración de la salida es una herramienta gráfica muy útil en el análisis del

comportamiento de un sistema de generación de electricidad. Sin embargo, el uso de esta herramienta no está muy extendido en el análisis de sistemas FV en general. En este capítulo se ha utilizado la  $ODC_{PV}$  en el análisis tanto de plantas FV como en sistemas FV-LSG.

La  $ODC_{PV}$  proporcionar, en una sola gráfica, información de interés para la evaluación de la una planta FV o sistema FV-LSG, tal como: la potencia máxima, el número de horas de generación de electricidad, el nivel de seguimiento solar, la energía eléctrica generada o la productividad global a la salida en AC. Además ha sido demostrado que la forma de la  $ODC_{PV}$  normalizada se mantiene estable a lo largo de varios años.

Como aportación a resaltar, en este capítulo, un nuevo concepto ha sido introducido relacionado con la  $ODC_{PV}$ , la línea de energía mitad (HEL), el cual ha sido creado en esta tesis. La HEL es resaltada porque puede ser utilizada como elemento de referencia para evaluar los sistemas fotovoltaicos en general. Todas las  $ODC_{PV}$  correspondientes a las plantas estudiadas se mueven alrededor de la HEL, como se ha mostrado, en el apartado 4.5. La HEL es parcialmente sobrepasada en plantas FV con algún tipo de seguimiento solar (más sobrepasamiento a mayor seguimiento solar). O dicho de otra manera, en instalaciones fijas (sin seguimiento) su  $ODC_{PV}$  se mantiene siempre por debajo de la HEL (cuanto más cerca esté la  $ODC_{PV}$  de la HEL mayor será su productividad anual).

Sobre la  $ODC_{PV}$  tiene especial interés la disponibilidad horaria para la potencia  $0.5 P_{\max-a}$ , y la disponibilidad de potencia para un tiempo de generación de  $0.25 TG_{\max-a}$ .

Para la HEL la disponibilidad horaria a la potencia  $0.5 P_{\max-a}$ , es de  $0,25 TG_{\max-a}$  y viceversa. En la  $ODC_{PV}$  de plantas FV esta disponibilidad horaria puede ser mayor o menor de  $0.25 TG_{\max-a}$ , dependiendo del seguimiento solar o la sobrecapacidad de la planta, pero en sistemas FV-LSG siempre es menor que  $0.25TG_{\max-a}$ .

## Referencias.

- [1] E. Lorenz, T. Scheidsteger, J. Hurka, D. Heinemann and C. Kurz, "Regional PV power prediction for improved grid integration," *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS:RESEARCH AND APPLICATIONS*, no. 19, pp. 757-771, 2011.
- [2] CENELEC., *EN 61724:1998. Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guía para la medida, el intercambio de datos y el análisis (CEI 61724:1998)*, Madrid: AENOR, 1998.
- [3] H. Häberlin, *Photovoltaics: System Design and Practice*, Wiley, 2012.
- [4] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric*, Jonh Wiley & Sons, 2004.



- [5] P. Balachandra and V. Chandru, "Modelling Electricity Demand with Representative Load Curves," *Energy*, vol. 24, no. 3, pp. 219-230, 1999.
- [6] A. Wiskich, "Implementing a Load Duration Curve of Electricity Demand in a General Equilibrium Model.," *Energy Economics*, no. 45, pp. 373-380, 2014.
- [7] P. Denholm and R. M. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems utilizing energy store and other enabling technologies.," *Energy Policy*, no. 35, pp. 4424-4433, 2007b.
- [8] F. Baena, J. Terrados, P. Gómez-Bueno, G. Almonacid, P. Vidal, P. Valera and L. Almonacid, "Output Duration Curve. An Useful Tool for PV Analysis and Grid Integration," in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC2015*, Hamburg, Germany, 2015.
- [9] T. Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, Third edition ed., Boca Raton, Florida: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2014.
- [10] *Directiva 2000/84/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de enero de 2001, relativa a las disposiciones sobre la hora de verano.*, 2001.
- [11] B. R. Jay Heyzer, *Dirección de la producción y operaciones: Decisiones estratégicas*, 8 ed., Prentice Hall, 2007.
- [12] M. Drif, "Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, pp. 670-683, May 2007.
- [13] G. Almonacid, E. Muñoz, F. Baena, P. J. Perez, J. Terrados and M. J. Ortega, "Analysis and performance of two-axis PV tracker in southern Spain," *Journal of solar energy engineering*, vol. 133, no. 1, pp. 110041-110047, 2011.
- [14] "50hertz," [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/en/Grid-Data/Photovoltaics/Archive-Photovoltaics>. [Accessed 10 .05 .15].
- [15] "Tennet," [Online]. Available: [http://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/network-figures/actual-and-forecast-photovoltaic-energy-feed-in\\_land?lang=en\\_EN](http://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/network-figures/actual-and-forecast-photovoltaic-energy-feed-in_land?lang=en_EN). [Accessed 14 .05 .15].
- [16] "Amprion," [Online]. Available: <http://www.amprion.net/en/photovoltaic-infeed>. [Accessed 22 .03 .15].
- [17] "TrnasnetBW," [Online]. Available: <http://www.transnetbw.de/en/key-figures/renewable-energies/photovoltaic>. [Accessed 24 .04 .15].
- [18] "Elia," [Online]. Available: <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/Solar->

power-generation-data/Graph. [Accessed 15 .02 .15].

- [19] "Red Eléctrica de España," [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/demanda-de-energia-en-tiempo-real>. [Accessed 20 .03 .15].
- [20] EPIA, «Global Market Outlook for Photovoltaics. 2014-2018,» 2014.
- [21] REE, «El sistema eléctrico español.,» 2011, 2012, 2013.
- [22] IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía,» Julio 2011. [En línea]. Available: [www.idae.es](http://www.idae.es).
- [23] J. Remund, C. Calhau, L. Perret y D. Marcel, «Characterization of the spatio-temporal variations and ramp rates of solar radiation and PV,» 2015.
- [24] CENELEC, *EN 60904-3:1993. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.*, AENOR, 1994.

## Capítulo 5

### Límite de la cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante ESFV

## Contenido del capítulo 5

5.1 Cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante ESFV .....	99
5.2 Limitaciones en la cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante generación fotovoltaica.....	99
5.2.1 Factores más restrictivos en la $CD_{PV}$ .....	104
5.3 Determinación del límite de la $CD_{PV}$ : Métodos utilizados en la literatura citada. ....	106
5.4 Determinación del límite de la $CD_{PV}$ : Método propuesto.....	110
5.5 Aplicación del método propuesto y resultados obtenidos .....	113
5.6 Aumento de la $CD_{PV}$ actuando sobre la $ODC_{PV}$ y LDC .....	115
5.7 Conclusiones .....	119
Referencias.....	120

## 5.1 Cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante ESFV

Como ya se ha introducido en el capítulo 2, la cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante generación fotovoltaica ( $CD_{PV}$ ) representa la porción de la demanda eléctrica que es cubierta con fotovoltaica en una determinada red eléctrica. Este indicador se obtiene como el cociente entre la energía eléctrica fotovoltaica generada e inyectada a una red, dividida por el total de la energía eléctrica demandada en el conjunto de dicha red, para un mismo periodo de tiempo.

$$CD_{PV} = \frac{E_{PV}}{E_{Dem}} \quad (5.1)$$

Donde:  $E_{PV}$ , es la energía eléctrica fotovoltaica generada e inyectada en la red eléctrica y  $E_{Dem}$ , es la energía eléctrica demanda a la misma red eléctrica.

La  $CD_{PV}$  se puede definir para cualquier periodo de tiempo (T), aunque los periodos más usuales son: el intervalo de registro del operador de la red<sup>1</sup> (denominado valor instantáneo de la demanda), una hora, un día y un año. A estos periodos de tiempo les corresponde las  $CD_{PV}$  instantánea, horaria, diaria y anual, respectivamente [1]. En el resto de este capítulo, y en los siguientes, solo se hará mención a la  $CD_{PV}$  anual.

## 5.2 Limitaciones en la cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante generación fotovoltaica.

Los factores limitantes en la cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante fotovoltaica están asociados a los bloques básicos que constituyen un sistema de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, como se muestra en la Figura 5.1.

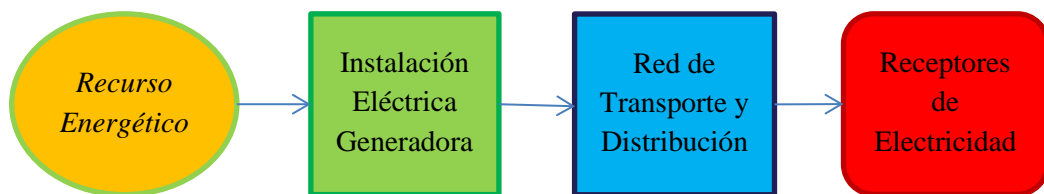


Figura 5.1 Diagrama de bloques de un sistema eléctrico para una tecnología de generación.

Cualquiera de estos bloques podría ser más o menos limitante dependiendo de la tecnología de generación eléctrica y de la flexibilidad del sistema para admitir esta tecnología.

<sup>1</sup> Tiempo mínimo de registro donde se promedia el valor de la demanda.

La energía solar fotovoltaica conectada a la red como cualquier otra tecnología de generación eléctrica necesita los cuatro bloques comentados anteriormente y dentro de cada uno de ellos hay una serie de factores que determinarán un límite de máxima de capacidad de generación eléctrica mediante FV.

En una primera aproximación se podría pensar que la máxima potencia instalable fotovoltaica en una determinada zona, y por ende de energía generable, depende de la superficie disponible para montar instalaciones y de la radiación solar en esta zona. Pero si no hubiera materiales suficientes para fabricar estas instalaciones o la red de transporte y distribución y/o la demanda fueran incapaces de absorber la energía FV generada, serían estos últimos bloques del sistema los que determinarían la máxima energía FV que se puede generar de forma aprovechable.

Por lo tanto, a continuación se exponen los factores limitantes de la energía solar fotovoltaica asociados a cada uno de los bloques del sistema eléctrico. Estos factores se pueden resumir en los siguientes:

**Asociados al recurso energético (RE) [2]**

- La radiación solar sobre el territorio.
- La superficie disponible para uso fotovoltaico.
- La disponibilidad temporal de la radiación solar.

**Asociados a la instalación generadora de electricidad (IFV) [2] [3] [4]**

- Eficiencia de conversión de la instalación.
- Los materiales necesarios para la fabricación de dicha instalación.
- Los costes de fabricación y operación de la instalación.
- La fiabilidad y calidad de la generación eléctrica.

**Asociados al sistema eléctrico (SE) [5] [6]**

- La flexibilidad del sistema eléctrico.
- La capacidad de la red.
- La estabilidad del sistema eléctrico.

**Asociados al acoplamiento entre la demanda y la generación FV (AcopD-FV) [7] [8] [9] [10] [11]**

- Acoplamiento en el tiempo.
- Acoplamiento en la magnitud

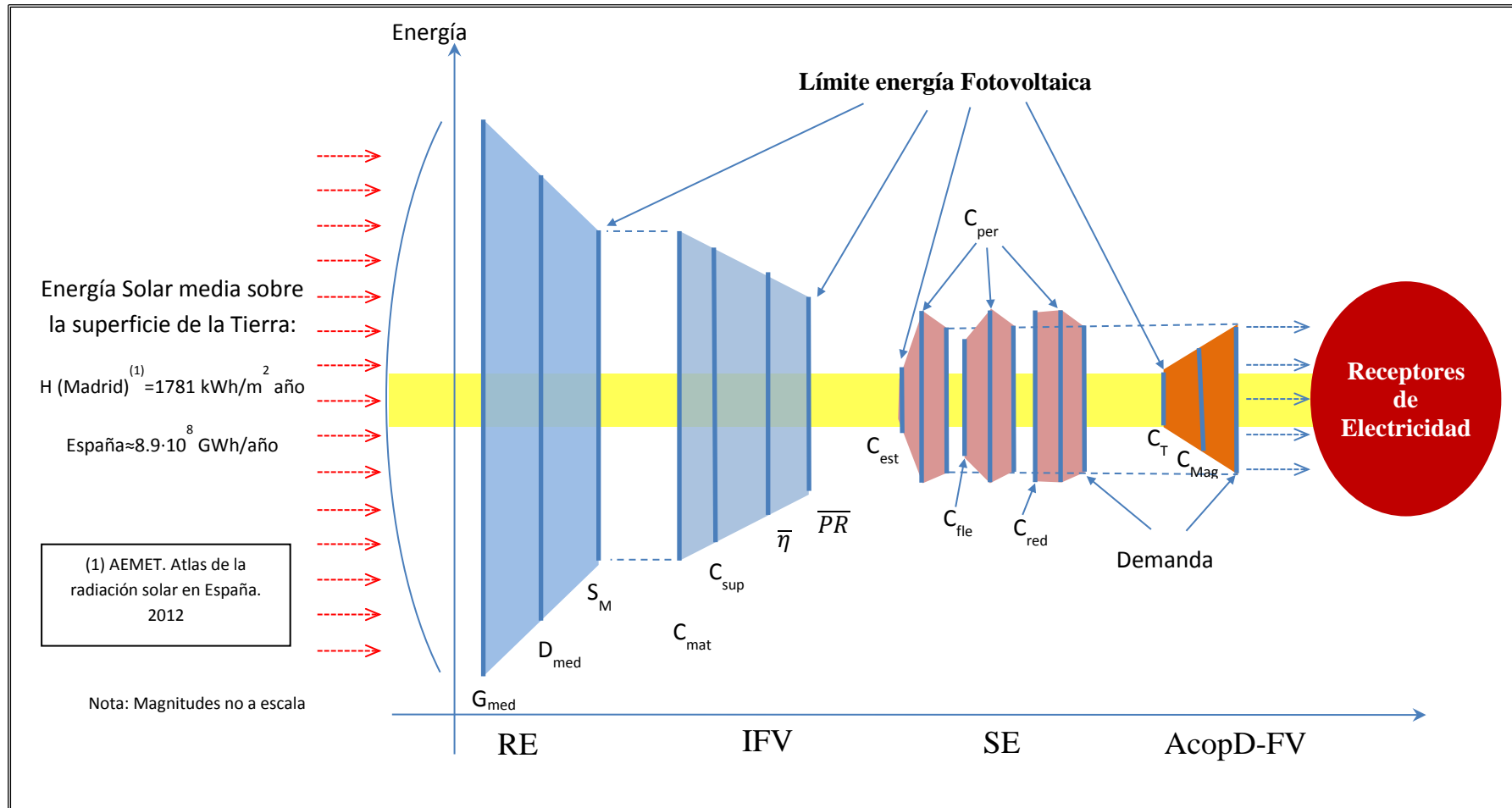


Figura 5.2 Elementos limitantes en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.

En la Figura 5.2 se ilustra gráficamente las limitaciones que encontraría la energía solar fotovoltaica en su recorrido hacia los receptores de electricidad, de tal manera que solo una parte de la energía que aporta el recurso energético (la radiación solar) consigue llegar a los receptores de electricidad que conforman la demanda.

Aunque esta tesis se va a centrar en la limitación que impone el acoplamiento entre la demanda y la generación FV, a continuación se pasa a describir con más detalle los factores asociados a cada uno de los bloques expuestos en la Figura 5.2, y comentados previamente.

Los factores limitantes asociados al recurso energético (RE) y a las instalaciones fotovoltaicas (IFV) se pueden expresar como una función de la radiación solar. De tal manera, que la energía máxima disponible debida al recurso energético,  $E_{RE}$ , es:

$$E_{RE} = G_{med,a} \cdot S_M \cdot D_{med,a} \quad (5.2)$$

Donde:

$G_{med,a}$  es la irradiancia media anual en la zona ( $\text{kW}/\text{m}^2$ ),

$S_M$  es la superficie máxima disponible para fotovoltaica ( $\text{m}^2$ ) y

$D_{med,a}$  es la disponibilidad temporal media anual del recurso energético (horas/año).

La energía máxima generable debida a las limitaciones impuestas por las instalaciones fotovoltaicas (IFV), será:

$$E_{IFV} = E_{RE} \cdot \bar{\eta} \cdot \overline{PR} \cdot C_{sup} \cdot C_{mat} \quad (5.3)$$

Donde:

$\bar{\eta}$ : es la eficiencia de conversión media del campo fotovoltaico.

$\overline{PR}$ : es el performance ratio promedio de los  $PR_{med-a}$  de las plantas fotovoltaicas que constituyen el sistema FV.

$C_{sup}$ : es el coeficiente de la superficie activa del generador fotovoltaico frente a superficie máxima disponible.

$C_{mat}$ : es el coeficiente de la potencia instalable según materiales disponibles y costes asumibles frente a potencia instalable según recurso energético.

El valor máximo de cada uno de estos coeficientes ( $\bar{\eta}$ ,  $\overline{PR}$ ,  $C_{sup}$ ,  $C_{mat}$ ) será 1 y dependen de la disponibilidad de materiales, del desarrollo tecnológico y de las características de cada instalación.

Por otro lado los factores asociados al sistema eléctrico (SE) y al acoplamiento demanda-generación FV (AcopD-FV) se pueden expresar ambos como una función de



la energía eléctrica demandada  $E_{Dem}$ , siendo ambas funciones independientes entre sí. Se puede expresar la máxima energía aprovechable de origen fotovoltaico debido al SE, como:

$$E_{SE} = E_{Dem} \cdot C_{per} \cdot \min[C_{red}; C_{fle}; C_{est}] \quad (5.4)$$

Donde:

$C_{red}$ : coeficiente de la capacidad de la red para absorber la potencia fotovoltaica, debido al dimensionado de la misma, con respecto a la demanda. Su valor máximo puede ser mayor de 1.

$C_{fle}$ : coeficiente de flexibilidad del sistema eléctrico para admitir la energía fotovoltaica generada, debido al resto de tecnologías de generación, con respecto a la demanda. Su valor máximo es 1.

$C_{est}$ : coeficiente de estabilidad del sistema eléctrico para admitir la energía fotovoltaica, garantizando la estabilidad del sistema eléctrico, con respecto a la demanda. Su valor máximo es 1.

$C_{per}$ : coeficiente de pérdidas en la red con respecto a la demanda. Este coeficiente es ligeramente mayor que 1.

$$C_{per} = \frac{E_{Dem} + E_{Per}}{E_{Dem}} = 1 + \frac{E_{Per}}{E_{Dem}} \quad (5.5)$$

$E_{per}$ : energía perdida en la red de transporte y distribución.

Por último, la máxima energía de origen fotovoltaico aprovechable debido al acoplamiento entre la demanda y la generación FV, es:

$$E_{AcopD-FV} = E_{Dem} \cdot C_T \cdot C_{Mag} \quad (5.6)$$

Donde:

$C_T$ : coeficiente debido al acoplamiento entre el tiempo de generación FV y el tiempo en el que se produce la demanda. Viene dado por la relación entre el tiempo máximo de generación FV a lo largo de un periodo de tiempo y la duración total de demanda en ese periodo. Su valor máximo es 1, para fotovoltaica sin almacenamiento en grandes redes convencionales se situará en torno a 0.5, como se puede ver en el capítulo 4.

$C_{Mag}$ : coeficiente que refleja el acoplamiento entre la magnitud de la generación FV y la de la demanda. Viene dado por la potencia media producida de origen

FV en el tiempo de generación FV, dividida por la potencia media de la demanda durante el tiempo que dure la misma. Su valor máximo es 1.

Estos últimos coeficientes y la máxima energía de origen FV aprovechable debido al acoplamiento con la demanda se verán con más detalle en el apartado 5.4 de este capítulo.

Atendiendo al factor que imponga el límite más restrictivo, de los anteriormente mencionados, se puede determinar la máxima potencia instalable y/o energía fotovoltaica generable que puede admitir un determinado sistema eléctrico.

### 5.2.1 Factores más restrictivos en la $CD_{PV}$

El que un factor o grupo de factores sea el más limitante que otro, dependerá de cada caso en particular. Así por ejemplo, en redes que cubran solo zonas de alta densidad de población (Macao, Mónaco, Singapur, Baréin, Malta, etc.), el factor *Superficie Disponible* puede ser más limitante que el resto de factores; sin embargo, en redes que cubran zonas de baja densidad de población pueden ser más limitantes los relacionados con la *Red de Transporte y Distribución*.

Para ver, de forma general, si cada uno de los bloques que conforman el sistema eléctrico es más o menos restrictivo en la  $CD_{PV}$ , se expondrán a continuación algunos ejemplos sobre el nivel de  $CD_{PV}$  que se obtendría para España si se considera solo el RE y el RE más las IFV.

Si se considera solo el recurso energético, es decir, que ni las instalaciones, ni el sistema eléctrico, ni el acoplamiento con la demanda limitan la generación fotovoltaica, entonces la cobertura de la demanda estará solo en función del recurso energético, pudiéndose expresar como:

$$CD_{PV(RE)} = \frac{E_{PV}}{E_{Dem}} = \frac{E_{RE}}{E_{hab} \cdot P_{ob}} = \frac{G_{med,a} \cdot S_M \cdot D_{med,a}}{E_{hab} \cdot P_{ob}} \quad (5.7)$$

En esta ecuación el denominador, que representa la energía eléctrica demandada, viene dado como el producto de la energía eléctrica consumida por habitante ( $E_{hab}$ ) y por la población atendida ( $P_{ob}$ ) por el sistema eléctrico. La superficie técnicamente disponible para fotovoltaica ( $S_M$ ) se puede expresar como una fracción de la superficie total del territorio ( $S$ ):

$$S_M = S \cdot x \quad (5.8)$$

Si además se considera que:

$$G_{med,a} \cdot D_{med,a} = H_{med,a} \quad (5.9)$$

Donde:  $H_{med,a}$  (irradiación media anual por unidad de superficie). La ecuación 5.7 quedaría como:

$$CD_{PV (RE)} = \frac{H_{med,a}}{E_{hab,a}} \frac{x}{Pob/S} \quad (5.10)$$

De esta manera, el índice de cobertura de la demanda mediante fotovoltaica quedaría expresado en función de la densidad de población.

Usando la ecuación 5.10, para España y para el año 2011, tomando:  $H_{med,a}=1600$  kWh/m<sup>2</sup>·año<sup>2</sup> [2],  $E_{hab,a}=5725$  kWh/hab·año [12],  $x=0.02$  ( $S_M=2$  % de S) [13] [14] y una densidad de población 91.2 hab/ km<sup>2</sup> [15], se obtiene que la  $CD_{PV}$  debida al recurso energético es de:

$$CD_{PV (RE)} = 61.2$$

Este resultado obtenido indica que la cobertura de la demanda mediante FV, en España, no está limitada por el recurso energético, al estar muy por encima de 1.

Si ahora se considera la  $CD_{PV}$  afectada solamente por las IFV junto con el RE, sin tener en cuenta ni los factores asociados al SE, ni al AcopD-FV, entonces la cobertura de la demanda será:

$$CD_{PV (RE+IFV)} = \frac{E_{IFV}}{E_{Dem}} = \frac{E_{RE} \cdot \bar{\eta} \cdot \overline{PR} \cdot C_{sup} \cdot C_{mat}}{E_{hab} \cdot Pob} \quad (5.11)$$

o

$$CD_{PV (RE+IFV)} = \frac{H_M}{x \cdot E_{hab}} \frac{1}{Pob/S} \cdot \bar{\eta} \cdot \overline{PR} \cdot C_{sup} \cdot C_{mat} \quad (5.12)$$

Sustituyendo en la ecuación 5.12 cada parámetro por sus valores medios para instalaciones en España, ( $\bar{\eta}=0.15$ ,  $\overline{PR}=0.75$ ,  $C_{sup}=0.5$  y  $C_{mat}=1$ ) [13] [16], tendremos que la cobertura de la demanda con energía fotovoltaica presentaría un valor de:

$$CD_{PV(RE+IFV)} = 3.44$$

Es decir, la cobertura de la demanda mediante FV debida al recurso energético más las instalaciones FV puede ser 3.44 veces la demanda eléctrica de España en el año 2011, por lo que tampoco sería limitante.

Como se ha podido ver los factores asociados al RE y a las IFV no son limitantes para la  $CD_{PV}$  en España y en la inmensa mayoría de los países del mundo, excepto en países con muy alta densidad de población o muy baja radiación solar.

Para grandes redes eléctricas, en general, los factores más restrictivos son los debidos al SE y al AcopD-FV, este último en particular será como máximo igual a 1. Como ya se ha mencionado en el capítulo 2, la  $CD_{PV}$  debida al AcopD-FV es uno de los más limitantes y como la determinación de este límite es el objetivo de esta tesis es por lo

<sup>2</sup> Irradiación global media sobre superficie horizontal para España.

que en los apartados siguientes siempre que se haga referencia al límite de la  $CD_{PV}$  estará referido, solo y exclusivamente, al límite impuesto por el *acoplamiento entre la demanda de electricidad y la generación FV* y a su vez para un periodo de tiempo de un año.

La  $CD_{PV}$  debida a esta limitación está determinada, por un lado, por el perfil horario de la demanda de electricidad, tanto a lo largo del día como de la semana y del año, ya visto en el capítulo 3, y por otro lado, por la respuesta temporal de la generación FV que sin almacenamiento no puede hacer otra cosa que seguir la radiación solar incidente en el generador FV, ya vista en el capítulo 4. Ambas tienen fluctuaciones a lo largo del día y del año, por motivos diferentes y a veces contrapuestos, que se han comentado en los capítulos 3 y 4 (así como en el apartado 2.3 del capítulo 2), que impiden un acoplamiento 100% entre la demanda y la generación FV.

A pesar de estos problemas de desacoplamiento entre ambas, la demanda eléctrica y generación fotovoltaica presenta un importante nivel de acoplamiento debido a que la demanda también sigue los ciclos diurnos y anuales de luz solar, como se puede ver en el análisis en el dominio de la frecuencia realizada sobre las dos y que un ejemplo de ello se muestra en el anexo B. De tal manera, que presentan componentes comunes e importantes, como: la componente de frecuencia cero, la del periodo de un día, la del periodo de medio día o la del periodo de un año.

### **5.3 Determinación del límite de la $CD_{PV}$ : Métodos utilizados en la literatura citada.**

Para determinar el límite de la  $CD_{PV}$  debido al acoplamiento entre la demanda y la generación FV, hay que estudiar el comportamiento de la demanda de electricidad para una red específica y el de la generación FV que se inyecta en esa red.

En los diferentes trabajos publicados sobre este tema se observa que el método más generalizado para determinar el límite de la  $CD_{PV}$  [7] [8] [9] [10], se basa en comparar los datos de demanda de electricidad para una red determinada y para un año en concreto, con los datos de generación FV obtenidos indirectamente a partir de los datos de radiación solar en la zona de la red, para ese mismo año.

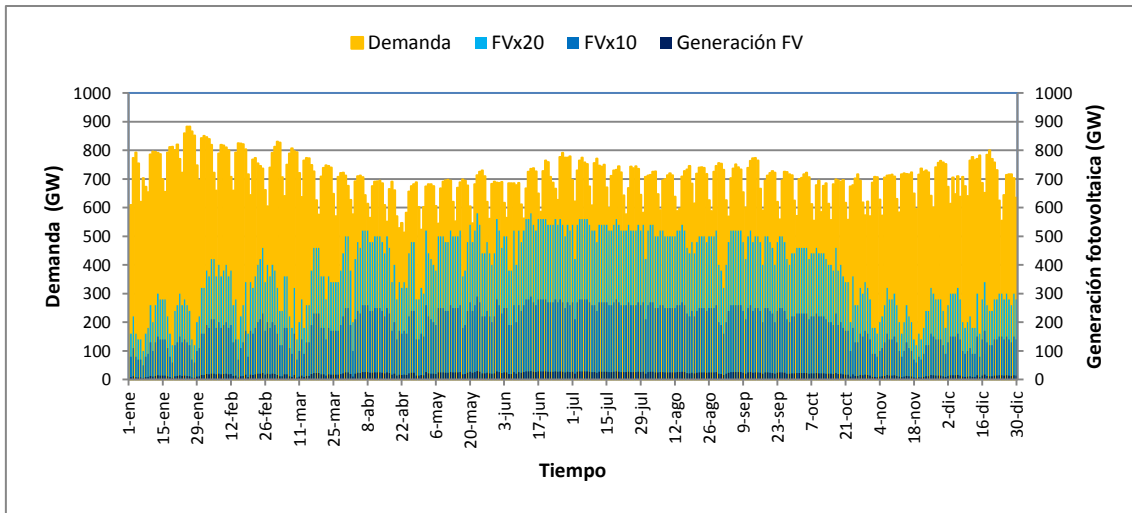


Figura 5.3 Curvas de demanda de electricidad y de generación FV (escalada x1, x10 y x20) para un año completo. La generación FV escalada x1 es tan pequeña que destaca ligeramente sobre el eje horizontal.

Para ello, se considera una estimación de la energía FV inyectada en la red mediante simulación por computador, suponiendo unas determinadas características del sistema FV conectado en la red, como tipo de seguimiento, rendimiento global de las instalaciones FV, distribución geográfica de las mismas, etc.

En concreto lo que se compara es la curva de la demanda de electricidad real, para todo el año, con la curva de generación FV anual, simulada, para ese mismo año, ambas comentadas en los capítulos 3 y 4, respectivamente. En la Figura 5.3 se muestran una gráfica de ambas curvas, demanda y generación fotovoltaica. La generación FV se presenta en tres valores: a) su valor real (color azul oscuro, ligeramente pasa el eje de tiempo), b) multiplicada por un factor de 10 (color azul) y c) multiplicada por un factor de 20 (color azul claro).

En este método, para determinar el límite al que puede llegar la fotovoltaica, se escala el valor de la potencia instantánea FV para todo el año, a diferentes valores de la potencia demandada (bien referida a la potencia máxima anual o a la media anual demanda), considerando si hay o no sobrecapacidad de generación FV, es decir si la potencia instantánea FV excede a la de la demanda en algún momento y en que magnitud excede, si fuera el caso. Así mismo, se considera si hay almacenamiento eléctrico para absorber este exceso de generación FV, intercambios entre redes o si el mismo directamente se pierde. Todo ello lleva a diferentes escenarios que predicen diferentes grados del límite de  $CD_{PV}$ . En el diagrama de bloques de la Figura 5.4 se muestra resumidamente este método.

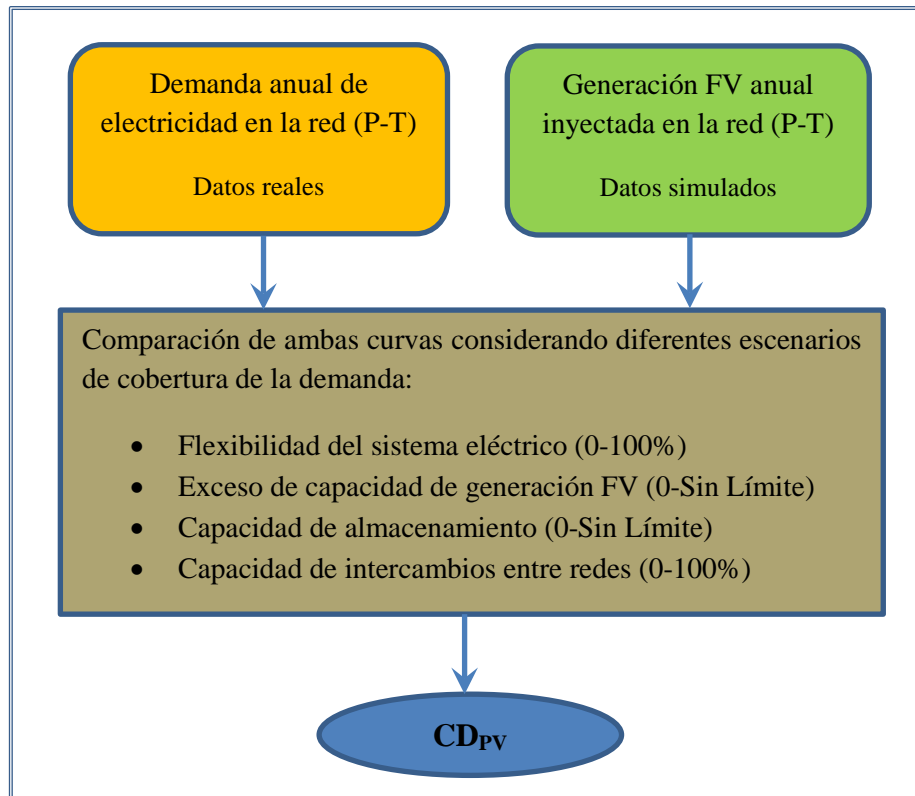


Figura 5.4 Método de análisis de la cobertura de la demanda eléctrica mediante FV.

En el caso del trabajo de Häberlin [11], usa este mismo método pero determina la  $CD_{PV}$  mediante una aproximación consistente en usar la curva de carga y de generación FV de un día para el mes de Junio de 2007 y extrapolar los datos a un año (2005) para la demanda real en Suiza. Para determinar la generación FV usa una estimación idealizada de la misma, bajo la consideración de limitación de potencia de salida (sobrecapacidad FV<sup>3</sup>) al 50% del valor  $P_{ACmax-a}$ .

En cualquier caso, en este método usado en los diferentes trabajos referenciados, la  $CD_{PV}$  se calcula como:

$$CD_{PV} = \frac{E_{PV}}{E_{Dem}} = \frac{\sum_{n=1}^{365} \sum_{i=1}^{24} P_{n,i}^{FV} \Delta t}{\sum_{n=1}^{365} \sum_{i=1}^{24} P_{n,i}^{Dem} \Delta t} \quad (5.13)$$

Esta ecuación es válida para la potencia FV siempre que sea igual o menor que la potencia de la demanda. Es decir no se considera el exceso de generación FV o la sobregeneración<sup>4</sup> FV que se produzca.

<sup>3</sup> Sobrecapacidad FV: se define como la disponibilidad de potencia FV instalada por encima de la necesidad de generación FV.

<sup>4</sup> Sobregeneración FV: generación de electricidad FV por encima de la necesaria para cubrir la demanda. Esta puede ir dirigida al almacenamiento o a pérdidas.

De entre las referencias estudiadas hay seis [7] [9] [10] [11] [8] [17] que hacen mención directa al límite de la cobertura de la demanda que se obtendría por este método. Estos trabajos dan un rango de valores para este límite que depende fundamentalmente de la flexibilidad de la red, del grado de sobrecapacidad FV, del nivel de almacenamiento y en algunos de ellos también se introduce el coste del kWh en función de las variables anteriores.

De todos estos trabajos, en los cuatro primeros se dan un límite de la  $CD_{PV}$  para un escenario extremo de una flexibilidad del 100 %, sin almacenamiento y sin sobregeneración FV, todo ello considerando un perfil de demanda convencional (la del año estudiado) para la red en cuestión. Este límite obtenido en estos trabajos es del 22%<sup>5</sup>, 14.83%, 17% (con 1% de sobrecapacidad FV) y un 24%<sup>6</sup>, respectivamente. Estos datos corresponden a las redes del estado de Texas (2000), del estado de New York (2005), del área metropolitana de Zurich (oct 2007-sep 2008) y del conjunto de la red de Suiza (2005), respectivamente.

Estos límites obtenidos no son valores absolutos de la  $CD_{PV}$ , ni siquiera en este escenario extremo, ya que en todos los casos están determinados para un año concreto y una red concreta, tanto para generación FV como la demanda, lo cual no garantiza que en ese año y en esa red se den las mejores condiciones para obtener el máximo acoplamiento entre la generación FV y la demanda de electricidad. Además en ninguno de estos trabajos se realizan estudios en diferentes años y redes, que permitan contrastar los resultados.

Por último un inconveniente de este método es que depende fuertemente de la variación en el tiempo tanto de la demanda como, y principalmente, de la generación FV.

Por ello y para solventar las deficiencias anteriormente mencionadas se va a proponer un nuevo método para la determinación del límite en la cobertura de la demanda mediante ESFV en grandes redes que se basará en las curvas de duración de la carga y de duración de la salida, para la demanda y la generación FV, respectivamente.

Ya se ha visto en los capítulos 3 y 4, que ambas curvas en su versión normalizada presentan la ventaja de mantener su forma para diferentes años. Además ambas eliminan la variabilidad aleatoria de la potencia con respecto al tiempo, ya que en ellas no se representa la potencia con respecto al tiempo cronológico sino con respecto al número de horas que esta potencia se mantiene a un determinado nivel, obteniéndose una representación monótona decreciente. Esto dos hechos junto con la fijación de determinados escenarios permite obtener un método sencillo y efectivo para la identificación del límite al que puede aspirar la ESFV en la cobertura de la demanda en función del perfil de la LDC y la  $ODC_{PV}$ .

---

<sup>5</sup> Para una flexibilidad del sistema eléctrico del 65% para fotovoltaica.

<sup>6</sup> El caso de Håberlin, no es homologable a los otros tres trabajos, ya que además de lo comentado al comienzo de este apartado, considera una flexibilidad del 75% y un solo día ideal de generación FV, el 20 de Junio de 2007, que extrapola para todo el año.

## 5.4 Determinación del límite de la $CD_{PV}$ : Método propuesto

Para determinar el límite de la  $CD_{PV}$  en grandes redes de abastecimiento de electricidad con perfiles de demanda convencionales, se va a proponer un nuevo método basado en el uso de la curva de duración de la carga (LDC) para la demanda y la curva de duración de la salida ( $ODC_{PV}$ ) para la generación FV.

Además, se definirá un escenario para determinar el límite de la  $CD_{PV}$  basado en el mejor de los casos para alcanzar la máxima  $CD_{PV}$ , manteniendo el perfil de demanda de una gran red eléctrica convencional<sup>7</sup> y con una flexibilidad del sistema eléctrico del 100% para dar prioridad máxima a la FV, así como sin sobrecapacidad de generación FV, en ningún instante, ni capacidad de almacenamiento de electricidad. Sobre este escenario basado en el mejor de los casos, se fijan las condiciones para obtener el máximo acoplamiento entre la demanda y la generación FV, las cuales serán:

1. Que el pico de máxima potencia anual de salida de la generación FV coincida, en magnitud y en el tiempo, con la máxima potencia anual de la demanda.
2. Para todos los días del año la potencia instantánea de la demanda siempre será igual o superior a la potencia instantánea de la generación FV.

Estas condiciones son claramente teóricas y solo tienen interés para determinar el mejor de los casos, ya que cualquier otra combinación determinará una menor  $CD_{PV}$ . A pesar de esto, hay que decir que la primera condición es posible conseguirla, o al menos aproximarse a ella, en redes eléctricas de zonas cálidas, donde la máxima potencia anual se alcanza en verano y en horas próximas al mediodía, un ejemplo de ello es la red de ERCOT en Texas (capítulo 4).

Con respecto a la segunda condición, hay que destacar la fuerte bajada en la demanda que se produce los fines de semana y días de fiesta, por motivos solo y exclusivamente de usos y costumbres de los seres humanos, a los cuales, obviamente no atiende la generación FV, que se rige por la radiación solar incidente en el generador, hecho que dificulta el cumplimiento de esta condición. Sin embargo, como se ha visto en el capítulo 4, la curva de generación FV monótona decreciente ( $ODC_{PV}$ ) presenta dos características que facilitan el cumplimiento de este punto. La primera es que su duración se sitúa en torno a la mitad de la duración de la curva de demanda (LDC), la segunda característica es que la pendiente de decaimiento de la potencia es mayor en la  $ODC_{PV}$  que en la LDC. Esto sumado al hecho de que este problema disminuye a medida que nos alejamos del solsticio de verano.

A pesar de estas dos características mencionadas anteriormente, la fuerte disminución de la demanda en los fines de semana y los días festivos, haría que en estos días no se cumpla la condición 2 fijada para conseguir la máxima  $CD_{PV}$ . Sin embargo, en la mayor parte de las redes estudiadas, la generación FV disminuye en una proporción igual o

---

<sup>7</sup> Se ha visto en el capítulo 4 que el perfil de demanda anual para una red eléctrica convencional en su forma LDC normalizada se mantiene estable a lo largo de los años.



superior a la de la demanda en un número de días similar al de fines de semana y festivos (aprox. 110 días) solo que, obviamente, no coinciden ambas circunstancias en el tiempo. El escenario teórico que se propone para poder asumir el punto 2, es que las condiciones climatológicas<sup>8</sup> a lo largo del año sean tales, que sin cambiar en el balance anual, hagan disminuir la generación FV los fines de semana y días festivos. Esto implica asumir una hipotética traslación en el tiempo de la generación FV, sin modificar su magnitud y por lo tanto la  $ODC_{PV}$ , como se muestra en la Figura 5.5.

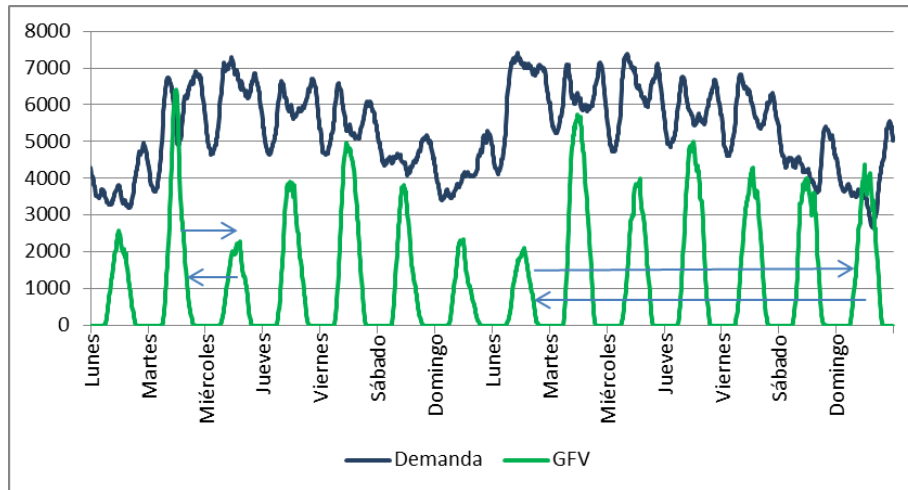


Figura 5.5 Desplazamiento teórico de la GFV (magnitud escalada) para permitir la condición 2 del mejor de los casos para la  $CD_{PV}$ . Datos reales de la red Transnet, para el año 2012 (9-4 al 22-4).

En resumen, el límite teórico que puede ser alcanzado en la  $CD_{PV}$  por la generación FV se determina por la relación entre la energía FV inyectada en la red y la energía demanda a la misma red [7] [9] [10], hasta aquí igual al método utilizado en la literatura citada. Sin embargo, como ya se ha comentado, en este nuevo método se propone usar las curvas  $ODC_{PV}$  y LDC ya que el área bajo ellas representan las correspondientes energías de generación FV y demanda eléctrica, respectivamente [18]. Esta relación, de las áreas bajo ambas curvas, obtenida bajo las condiciones y el escenario expuestos anteriormente como el mejor de los casos, implica que si el área bajo la curva  $ODC_{PV}$  está toda incluida en el área bajo la LDC, el límite en la  $CD_{PV}$  se puede expresar mediante la ecuación 5.15.

$$CD_{PV} = \frac{LDC_{area} \cap ODC_{PV-area}}{LDC_{area}} \quad (5.14)$$

Donde el numerador de la ecuación 5.14 representa la energía FV aprovechable debido a la demanda. Si se cumplen los puntos 1 y 2 del mejor de los casos:

$$ODC_{PV-area} \in LDC_{area} \Rightarrow CD_{PV} = \frac{ODC_{PV-area}}{LDC_{area}} \quad (5.15)$$

<sup>8</sup> La climatología es un modulador de la generación FV de carácter aleatorio. Aquí se propone que esa aleatoriedad venga a permitir el cumplimiento del punto 2 del mejor de los casos.

Estas áreas se pueden poner en función de sus respectivas integrales o sumatorias de la potencia con respecto al tiempo en las curvas LDC y  $ODC_{PV}$ , las cuales fueron mostradas en las ecuaciones 3.4 y 4.7, respectivamente.

Igualmente en los capítulos 3 y 4 se demostró que estas áreas bajo las curvas LDC y  $ODC_{PV}$  y por tanto la energía asociada a ellas, se pueden expresar en función de la potencia máxima, la potencia media (o medias) y los tiempos correspondientes, mediante áreas equivalentes rectangulares. En la Figura 5.6, se muestra estas áreas rectangulares y sus parámetros asociados para cada curva.

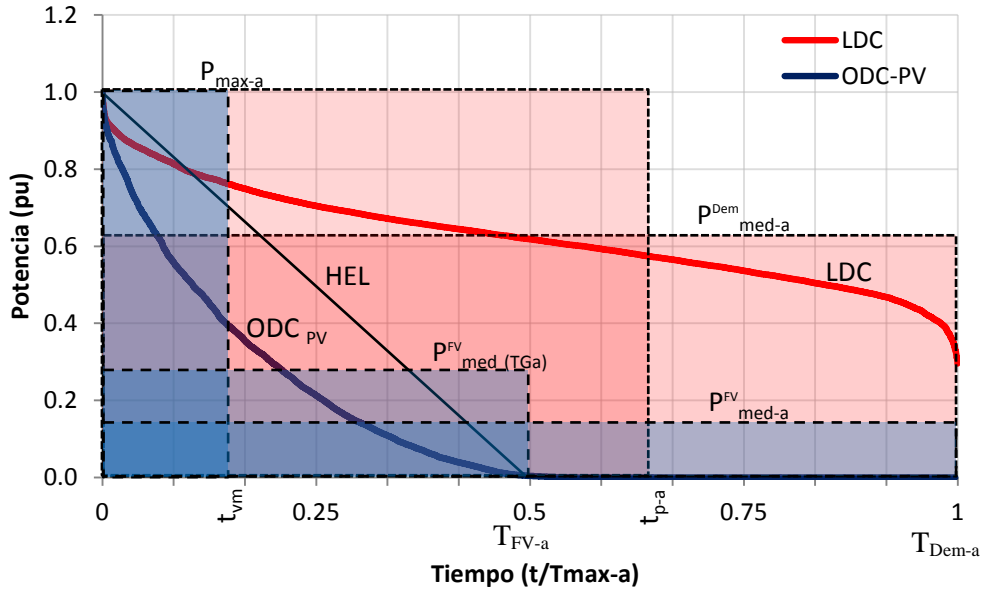


Figura 5.6 Energía y área bajo las curvas LDC y  $ODC_{PV}$ . Áreas equivalentes rectangulares para la generación FV (azul) y para la demanda (rojo).

Así se puede obtener la  $CD_{PV}$  mediante la relación de estos parámetros:

$$CD_{PV} = \frac{E_{PV}}{E_{Dem}} = \frac{t_{vm}}{t_{p-a}} = \frac{P_{med-a}^{FV}}{P_{med-a}^{Dem}} = \frac{T_{FV-a} \cdot P_{med}^{FV}(T_{FV-a})}{T_{Dem-a} \cdot P_{med-a}^{Dem}} \quad (5.16)$$

Comparando la ecuación 5.16 con la ecuación 5.6, se obtienen la expresión de los coeficientes  $C_T$  y  $C_{Mag}$ , planteados en el apartado 5.2 para esta última ecuación.

$$C_T = \frac{T_{FV-a}}{T_{Dem-a}} \quad (5.17)$$

$$C_{Mag} = \frac{P_{med}^{FV}(T_{FV-a})}{P_{med-a}^{Dem}} \quad (5.18)$$

De tal manera que por cualquiera de las cuatro relaciones mostradas en la ecuación 5.16 se puede determinar la  $CD_{PV}$ . El que se use una u otra dependerá solo de la facilidad en la obtención de los parámetros correspondientes.

La principal ventaja de este método es que permite obtener un límite máximo en la cobertura de la demanda con ESFV independientemente del año y de la red. Depende de la forma de las curvas LDC y  $ODC_{PV}$ , las cuales se ha visto en los capítulos 3 y 4 que son estables para diferentes años y muy parecidas entre redes de similares latitudes y similares hábitos de consumos.

La  $ODC_{PV}$  depende del grado de seguimiento solar de las plantas FV, de la dispersión entre plantas de un mismo sistema FV a gran escala, de la sobrecapacidad de generación FV y del perfil de la radiación anual incidente en el campo fotovoltaico. Mientras que la LDC de una gran red eléctrica depende de los hábitos de consumo eléctrico de la población que atiende la red y de la climatología, principalmente.

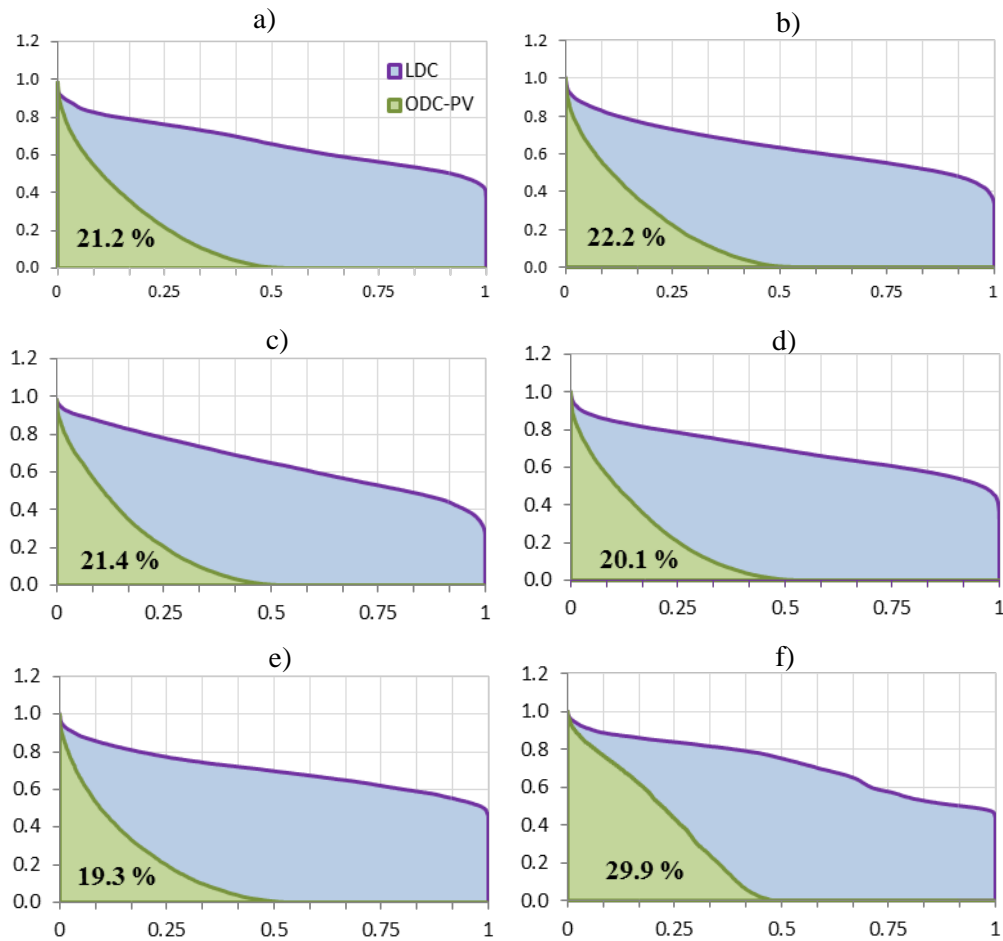
Obviamente este límite máximo se alcanzará si se cumple el escenario expuesto al comienzo de este apartado. Para verificar la utilidad de este método propuesto, en el apartado siguiente, se aplicara el mismo para determinar el límite en la cobertura de la demanda mediante ESFV a varias redes eléctricas a gran escala.

## 5.5 Aplicación del método propuesto y resultados obtenidos

En este apartado se van a presentar y a comentar los valores obtenidos aplicando el método propuesto en esta tesis y desarrollado en el apartado anterior. Para el cálculo de  $CD_{PV}$  se ha usado la relación entre  $t_{vm}$  y  $t_{p-a}$ , mostrada en la ecuación 5.16. Aunque cualquiera de las otras relaciones, que aparecen en esta ecuación, pueden ser igualmente válidas.

En la Figura 5.7 se muestran las curvas  $ODC_{PV}$  (área sombreada en verde) y LDC (área sombreada en azul) de seis grandes redes, así como el valor de la  $CD_{PV}$  para cada una de ellas. Estas grandes redes usadas aquí son aquellas de las cuales se han tenido datos tanto de generación fotovoltaica como de demanda eléctrica y para un mismo periodo de tiempo, siendo estas las de Amprion, Tennet, Transnet, 50 Hertz, las cuatro de Alemania, Elia de Bélgica y REE-Tenerife de España. Los ejes en todas las gráficas están normalizados al valor máximo anual, tanto en la potencia como en el tiempo.

En las cuatro primeras redes se representa el año promedio obtenido entre los años 2012 y 2103, tanto para fotovoltaica como para la demanda, mientras que en las dos últimas redes se ha utilizado el año 2013, único disponible.



**Figura 5.7 Cobertura de la demanda mediante FV para seis grandes redes: a) Amprion ( $CD_{PV}=21.2\%$ ), b) Tennet ( $CD_{PV}=22.2\%$ ), c) Transnet ( $CD_{PV}=21.4\%$ ), d) 50 hertz ( $CD_{PV}=20.1\%$ ), e) Elia ( $CD_{PV}=19.3\%$ ), f) REE-Tenerife ( $CD_{PV}=29.9\%$ ).**

Esta información gráfica mostrada en la Figura 5.7 se completa con los datos de la Tabla 5-1 donde se muestran los valores de  $t_{vm}$ , de  $t_{p-a}$  y de  $CD_{PV}$  para las seis grandes redes estudiadas. En aquellas donde se han podido estudiar más de un año se incluyen los datos por año y el valor medio de los años estudiados.

Como se puede ver en la Tabla 5-1 en las redes estudiadas la  $CD_{PV}$  varía entre los mínimos del 19.3 % y el 19.5% para Elia de Bélgica y 50Hertz en Alemania, respectivamente y el máximo del 29.9% de REE-Tenerife en España, todos ellos en el año 2013. Estos valores se han determinado bajo las condiciones y el escenario del mejor de los casos expuestas en el apartado 5.4.

En el caso de REE-Tenerife se puede ver que tanto el valor de  $t_{vm}$  como el de  $t_{p-a}$  son los mayores de todas las redes y a la vez también presenta la máxima  $CD_{PV}$  de todas las redes estudiadas. Esto último es claramente debido a presentar un  $t_{vm}$ ,

aproximadamente, un 50% superior a las otras redes centro europeas<sup>9</sup>, mientras su  $t_{p-a}$  es solo ligeramente superior.

Por el contrario los valores mínimos obtenidos en las redes de Elia y 50 Hertz, son debidos tanto a una disminución de su  $t_{vm}$  como de un nivel alto del  $t_{p-a}$ .

Tabla 5-1 CDPV para varias grandes redes en Europa.

Redes	Año	$t_{vm}$ (horas)	$t_{p-a}$ (horas)	CD <sub>PV</sub> (%)
Amprion	2012	1240	5630	22
	2013	1217	5972	20.4
	Medio	1228	5801	21.2
Tennet	2012	1257	5774	21.8
	2013	1243	5481	22.7
	Medio	1250	5623	22.2
Transnet	2012	1202	5332	22.5
	2013	1245	6101	20.4
	Medio	1223	5717	21.4
50 Hertz	2012	1289	6106	20.8
	2013	1178	6043	19.5
	Medio	1223	6075	20.1
Elia	2013	1185	6134	19.3
REE-Tenerife	2013	1877	6282	29.9

Los valores obtenidos por este método diferirán de los que se obtendría por los métodos expuestos en el apartado 5.3, al haber eliminado la variabilidad aleatoria de la potencia. Este método tiene la ventaja de permitir obtener un límite en la CD<sub>PV</sub> de forma sencilla e intuitiva, que se mantiene estable para una red y para diferentes años.

## 5.6 Aumento de la CD<sub>PV</sub> actuando sobre la ODC<sub>PV</sub> y LDC

Obviamente si se consiguieran  $t_{vm}$  como el de Tenerife (Tabla 5-1) y simultáneamente en la misma red valores de  $t_{p-a}$  como los más bajos de centro Europa, el valor de la CD<sub>PV</sub> se elevaría. Así por ejemplo, usando el  $t_{vm}$  de REE-Tenerife y el  $t_{p-a}$  de Transnet (2012) se obtiene una CD<sub>PV</sub> del 35.5 %. Y si se considera redes con  $t_{p-a}$  más bajos como la red NYISO (New York), mostrado en la Tabla 3-3, se obtiene una CD<sub>PV</sub> del 40%. Sin lugar a dudas el ajuste del perfil de la demanda y de la generación FV permite aumentar

<sup>9</sup> Algo ya comentado y explicado en el capítulo 4.

la  $CD_{PV}$ .

Pero este ajuste no produce los mismos efectos en todas las redes. De tal manera que en las redes con menor  $t_{vm}$  el mismo ajuste de la demanda realizado en los ejemplos del párrafo anterior producirá menor incremento en la  $CD_{PV}$ . Así para un  $t_{vm}$  como el de Elia que en su red produce una  $CD_{PV}$  del 19.3 % para los valores  $t_{p-a}$  de Transnet (2012) y de NYISO (New York) pasa al 22.2 % y al 24.6 %, respectivamente.

Así se puede expresar el incremento que se produce en el límite de la  $CD_{PV}$  debido al ajuste de la demanda, para un mismo  $t_{vm}$ , mediante la expresión:

$$\Delta CD_{PV} = \frac{t_{vm}}{\Delta t_{p-a}}$$

(¡Error!  
Marcador  
no  
definido.19)

Y la relación entre dos incrementos de  $CD_{PV}$  de diferentes  $t_{vm}$  pero con el mismo ajuste de la demanda  $\Delta t_{p-a}$ :

$$k = \frac{\Delta CD_{PV}(t_{vm1})}{\Delta CD_{PV}(t_{vm2})} = \frac{t_{vm1}}{t_{vm2}}$$

(¡Error!  
Marcador  
no  
definido.20)

Es decir el incremento en el límite de la  $CD_{PV}$  que se produce debido al ajuste de la demanda será mayor cuanto mayor sea  $t_{vm}$  o lo que es lo mismo es directamente proporcional a  $t_{vm}$ .

Por contra, el incremento del límite de la  $CD_{PV}$  debido al ajuste de la generación FV es inversamente proporcional a  $t_{p-a}$ :

$$\Delta CD_{PV} = \frac{\Delta t_{vm}}{t_{p-a}}$$

(¡Error!  
Marcador  
no  
definido.21)

Y la relación entre dos incrementos de  $CD_{PV}$  de diferentes  $t_{p-a}$  pero con el mismo ajuste de la generación FV  $\Delta t_{vm}$ :

$$k = \frac{\Delta CD_{PV}(t_{p-a1})}{\Delta CD_{PV}(t_{p-a2})} = \frac{t_{p-a2}}{t_{p-a1}}$$

(¡Error!  
Marcador  
no  
definido.22)

Como se acaba de ver para aumentar la  $CD_{PV}$  se puede actuar tanto sobre la generación FV como sobre la demanda de energía eléctrica. De tal manera, que si se llevara a una

situación extrema esta  $CD_{PV}$  podría llegar al 100% si se dieran determinadas condiciones en la demanda y/o la generación FV, como el almacenamiento a gran escala de la electricidad, el intercambio entre redes o la gestión de la demanda. Sin llegar a esta situación extrema en la que la  $CD_{PV}$  cubra toda la demanda, se puede aumentar la misma si se actúa sobre alguno de los puntos que a continuación se exponen.

#### Mejoras por modificación de la generación FV

- a) **Debidas a la dispersión geográfica.** La dispersión geográfica de las plantas FV permite un aumento de las horas de generación FV, aunque para conseguir un aumento significativo se necesita una dispersión longitudinal y/o latitudinal grande ( $>5^\circ$ ). Esta dispersión no aumenta el área bajo la  $ODC_{PV}$ , ya que el área ganada por el aumento de horas se pierde por la disminución de potencia, dando una  $ODC_{PV}$  más plana. Sin embargo, si se ajusta la potencia del sistema hasta igualar el pico de demanda se puede aumentar el área, sin sobrecapacidad. No implica aumento de costes en cuanto al kWh producido, pero sí en inversión inicial.
- b) **Debidas al seguimiento solar.** El seguimiento solar no puede aumentar las horas de funcionamiento de la generación FV, pero puede aumentar el área bajo la  $ODC_{PV}$  con lo que se aumenta la energía obtenida mediante FV. Implica un aumento del coste de las instalaciones y de su explotación y no puede aumentar el área más allá del seguimiento a dos ejes, ligeramente por encima de la HEL.
- c) **Debidas a la sobrecapacidad de generación FV.** La sobrecapacidad de generación FV, al igual que el seguimiento solar, no puede aumentar las horas de funcionamiento de la generación FV, pero puede aumentar el área bajo la  $ODC_{PV}$  con lo que se aumenta la energía obtenida mediante FV. Implica un aumento del coste del kWh generado debido al aumento de inversión superior al aumento de la generación obtenida. El área bajo la  $ODC_{PV}$  se puede aumentar muy por encima de la HEL.
- d) **Debidas al almacenamiento.** El almacenamiento puede aumentar tanto las horas de inyección de energía FV como el área bajo la  $ODC_{PV}$  [19]. El almacenamiento implica la necesidad de sobregeneración FV instantánea, ambos combinados adecuadamente podrían alcanzar una  $CD_{PV}$  del 100%. Esta mejora de la  $ODC_{PV}$  es la de mayor coste, a cambio presenta la mayor gestionabilidad del sistema.

#### Mejoras por gestión de la demanda

- 1) **Desplazamiento del pico de demanda** diaria hacia el mediodía solar.
- 2) **Desplazamiento del máximo anual** de demanda hacia el máximo anual de generación FV, solsticio de verano.
- 3) **Profundización del valle** de demanda diario durante la noche. Esta medida va en contra del interés general del sistema eléctrico, que tiende a rellenar el valle.

- 4) **Aumento de la demanda en fines de semana y festivos.** A esto podría ayudar el incremento de los vehículos eléctricos.

Las dos primeras mejoras en la demanda no tienen por qué implicar cambio alguno en el perfil de la LDC, pero si permite un aumento en el límite de la  $CD_{PV}$  al facilitar el cumplimiento la condición primera del mejor de los casos. Los puntos 3 y 4 si implican cambios en la LDC. El punto 4 facilita la condición 2 del mejor de los casos.

En la Figura 5.8 se muestran el aumento de la  $CD_{PV}$  debida a las mejoras comentadas para la  $ODC_{PV}$  (puntos a, b, c y d) y para la mejora en la LDC referida a la profundización de los valles de demanda diarios y al pico de demanda diaria.

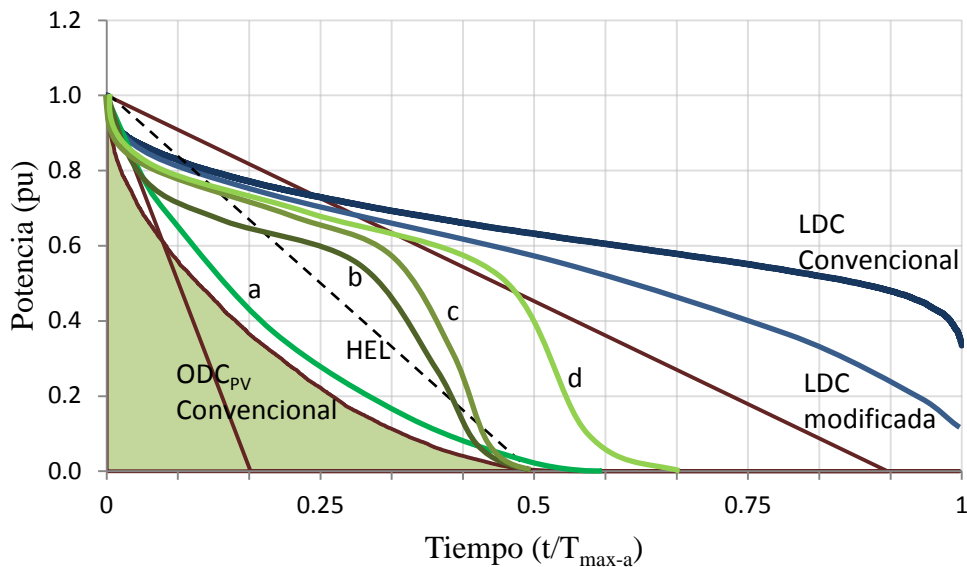


Figura 5.8 Mejoras en la  $CD_{PV}$  por modificación de la  $ODC_{PV}$  de un sistema FV convencional, mejora debida a la dispersión geográfica (a), debida al seguimiento solar (b), debida a la sobrecapacidad (c) y debida al almacenamiento más sobregeneración (d). Por otro lado se muestra la LDC de una red convencional y una mejorada con profundización en los valles (LDC modificada).

En esta Figura 5.8 se puede ver claramente como el área bajo la  $ODC_{PV}$  aumenta a medida que pasamos de las opciones (a) a la (d) y con ello para una misma LDC aumenta la  $CD_{PV}$ .

Igualmente en la Figura 5.9 se muestra los cambios necesarios en las curvas de generación FV diarias y en la curva de carga para conseguir los efectos expuestos en la Figura 5.8.



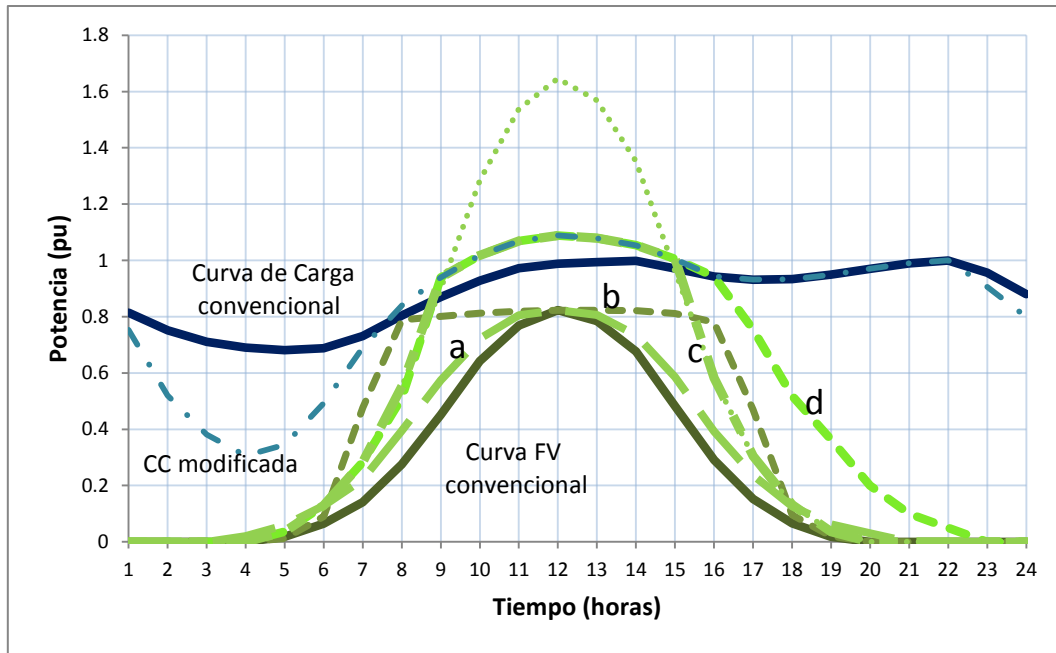


Figura 5.9 Mejoras en la  $CD_{PV}$  por modificación de la curva de generación FV diaria para un sistema FV convencional, mejora debida a la dispersión geográfica (a), debida al seguimiento solar (b), debida a la sobrecapacidad (c) y debida al almacenamiento más sobregeneración (d). Por otro lado se muestra la Curva de Carga de una red convencional y una mejorada con profundización en los valles (CC modificada).

## 5.7 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado un nuevo método para determinar el límite en la  $CD_{PV}$  en grandes redes eléctricas que aporta la ventaja, frente a los utilizados en la literatura citada, de eliminar la variabilidad aleatoria en el tiempo de la potencia instantánea intrínseca a la generación FV y en menor medida a la demanda de electricidad. Esto se consigue mediante el uso de la  $ODC_{PV}$  y la LDC, que junto a la definición del mejor de los casos para maximizar la  $CD_{PV}$ , permite obtener un límite teórico de la misma al que puede aspirar la generación FV para una red eléctrica. Dato este, del límite de la  $CD_{PV}$ , que es de gran interés en la planificación energética de un territorio en general y para la planificación de la energía FV en particular.

Se ha mostrado en este capítulo como mediante el uso de la  $ODC_{PV}$  combinado con la LDC se puede obtener un límite de la  $CD_{PV}$  para una red eléctrica convencional, tal que sobre un escenario óptimo del sistema eléctrico para la energía fotovoltaica y bajo las condiciones del mejor de los casos, este límite depende del perfil de la LDC y del perfil de la  $ODC_{PV}$ , ambos estables a lo largo del tiempo para un sistema eléctrico.

De tal manera que para las redes estudiadas, este límite en la  $CD_{PV}$ , se mueve entre 19,3% y 29,9% de la energía anual demanda en la red correspondiente. Hay que resaltar que estos valores límites son determinados sin almacenamiento, sin sobrecapacidad de generación FV y con los perfiles convencionales de la  $ODC_{PV}$  y la LDC de cada red.

Los límites obtenidos son puramente teóricos y prácticamente imposibles de conseguir en redes convencionales en las condiciones expuestas, pero marcan un techo al que intentar acercarse.

Además este techo puede aumentarse, mediante mejoras en la generación FV, como la incorporación de la dispersión geográfica entre las plantas FV, del seguimiento solar, de la sobrecapacidad FV y del almacenamiento de la electricidad producida. Por otro lado, mediante la gestión de la demanda, igualmente se puede elevar este límite, si se desplaza el pico de demanda diario hacia el mediodía solar y el pico de demanda anual hacia el solsticio de verano, se hace más profundo el valle de demanda diario durante la noche o se aumenta la demanda en los fines de semana y festivos.

El límite de la  $CD_{PV}$  práctico al que se puede llegar en condiciones de seguridad de la red, garantía de suministro y costes competitivos, depende de múltiples factores que escapan al objetivo de esta tesis.

## Referencias

- [1] REE, Proyecto Indel. Atlas de la Demanda Eléctrica Española, Madrid: Red Eléctrica de España S.A., 1998.
- [2] IDAE, «PANER-2009. Plan de Acción Nacional de energías Renovables 2011-2020. España,» Madrid, 2009.
- [3] M. A. Eltawil y Z. Zho, «Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems. A review,» *Renewable and sustainable energy reviews*, nº 14, pp. 112-129, 2010.
- [4] A. Feltrin y A. Freundlich, «Material considerations for terawatt level deployment of photovoltaics,» *Renewable energy*, nº 33, pp. 180-185, 2008.
- [5] MIT, "The future of the electric grid. An interdisciplinary MIT study (Chapter 3).," MIT, 2011.
- [6] M. Milligan, E. Ela, J. Hein, T. Schneider, G. Brinkman y P. Denholm, «Renewable Electricity Future Study. Volume 4: Bulk Electric Power Systems: Operations and Transmission Planning,» 2012.
- [7] P. Denholm and R. M. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power system," *Energy Policy*, no. 35, pp. 2852-2861, 2007a.
- [8] P. Denholm and R. M. Margolis, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems utilizing energy store and other enabling technologies.," *Energy Policy*, no. 35, pp. 4424-4433, 2007b.

- [9] T. Nikolakis and V. Fthenakis, "The optimum mix of electricity from wind - and solar-sources in conventional power systems: Evaluating the case for New York State," *Energy policy*, no. 39, pp. 6972-6980, 2011.
- [10] F. Baumgartner, T. Achtnich, J. Remund, S. Gnos and S. Nowak, "Steps towards integration of PV-electricity into the Grid," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp. 834-843, 2011.
- [11] H. Häberlin, *Photovoltaics: System Design and Practice*, Wiley, 2012.
- [12] Red Eléctrica de España, «El sistema eléctrico español,» 2011.
- [13] J. Ruiz-Arias, J. Terrados, P. Pérez-Higueras, D. Pozo-Vázquez y G. Almonacid, «Assessment of the renewable energies potential for intensive electricity production in the province of Jaén, southern Spain,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2994-3001, 2012.
- [14] M. Sári, T. A. Huld, E. D. Dunlop y H. A. Ossenbrink, «Potencial of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries.,» *Solar Energy*, nº 81, pp. 1295-1305, 2007.
- [15] Instituto Nacional de Estadística, «España en Cifras,» INE, 2012.
- [16] IEA-PVPS, "Report IEA-PVPS T8-01:2015. Energy from the Desert: Very Large Scale PV Power Plants for shifting to Renewable Energy future," 2015.
- [17] P. Denholm and M. Hand, "Grid Flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity," *Energy Policy*, no. 39, pp. 1817-1830, 2011.
- [18] F. Baena, J. Terrados, P. Gómez-Bueno, G. Almonacid, P. Vidal, P. Valera and L. Almonacid, "Output Duration Curve. An Useful Tool for PV Analysis and Grid Integration," in *European PV Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC2015*, Hamburg, Germany, 2015.
- [19] A. Zahedi, "Maximizing solar PV energy penetration usin energy storage technology," *Renewable and Sustainable Energy Rewiews*, no. 15, pp. 866-870, 2011.
- [20] F. Baena, J. Terrados, G. Almonacid and P. Gómez, "Theoretical Limit of Contribution of Solar Photovoltaic Energy in Electricity Mix," in *"28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC 2103"*, 30/09/2013 - 04/10/2013, Paris, France, 2013.



## Capítulo 6

### Conclusiones y líneas futuras de investigación

## Contenido del capítulo 6

6.1 Conclusiones .....	125
6.2 Líneas de investigación futuras .....	128
6.3 Publicaciones generadas en el marco de la tesis .....	129

## 6.1 Conclusiones

Durante los últimos lustros la energía solar fotovoltaica ha ido aumentando su participación en el mix eléctrico de muchos países en el mundo. En los próximos años si este incremento continúa puede hacer que esta fuente de energía eléctrica se convierta en una de las más relevantes en el mix eléctrico de estos países.

Para una adecuada planificación energética en el sector eléctrico se hace necesario conocer cuáles son las restricciones que encontrará la energía solar fotovoltaica considerada a gran escala. Una de estas limitaciones es la que impone el acoplamiento entre la demanda de electricidad y la generación fotovoltaica a lo largo del día y del año.

En esta tesis doctoral se ha presentado el trabajo realizado para determinar el límite anual de la cobertura de la demanda mediante energía fotovoltaica,  $CD_{PV}$ , debido al acoplamiento entre la demanda eléctrica y la generación fotovoltaica en el supuesto que se den las condiciones más favorables para alcanzar este máximo.

Para determinar este límite se ha desarrollado un nuevo método, basado en las curvas monótonas decreciente de la demanda y de la generación FV. Estas curvas denominadas en esta tesis como LDC y  $ODC_{PV}$ , respectivamente, presentan la ventaja de eliminar la variabilidad aleatoria de la potencia en el tiempo tanto en la demanda como en la generación, lo cual unido a la imposición de un escenario que busca la máxima  $CD_{PV}$ , permite obtener un límite en la  $CD_{PV}$  para una red eléctrica determinada. Este escenario, denominado en esta tesis como el mejor de los casos, consiste en:

- El sistema eléctrico presenta un 100% de flexibilidad para la energía fotovoltaica.
- Se considera que no hay sobrecapacidad de generación FV.
- No se considera almacenamiento eléctrico ni intercambio entre redes.

Además se fijan dos condiciones para obtener el máximo acoplamiento entre la demanda de electricidad y la generación FV:

1. Que el pico de máxima potencia anual de salida de la generación FV coincida, en magnitud y en el tiempo, con la máxima potencia anual de la demanda.
2. Para todos los días del año la potencia instantánea de la demanda siempre será igual o superior a la potencia instantánea de la generación FV.

Así mismo, este nuevo método presenta la ventaja, frente a otros vistos en la literatura citada, de obtener un límite máximo / absoluto de la  $CD_{PV}$  debida al acoplamiento demanda-generación FV, dentro del escenario planteado para el mejor de los casos, que depende solo del perfil de la LDC y de la  $ODC_{PV}$ .

Con el uso de este método y después de un intenso trabajo de procesado y análisis de datos de diferentes redes, desarrollado en los capítulos 3 y 4, se han obtenido los límites

de la  $CD_{PV}$  en seis redes estudiadas que van desde el 19.3 % para Elia en Bélgica al 29.9 % para REE-Tenerife en España.

Como este límite depende del perfil de la LDC y  $ODC_{PV}$ , si se modifican estos perfiles se puede aumentar este límite de la  $CD_{PV}$ . Conclusión que resulta de gran interés para la planificación energética. Así actuando sobre la generación FV se pueden conseguir mejoras considerando:

- la dispersión geográfica de las plantas FV
- el seguimiento solar
- la sobrecapacidad de generación FV
- el almacenamiento

Y actuando sobre la demanda de electricidad se pueden conseguir mejoras en la  $CD_{PV}$ , debidas:

- al desplazamiento del pico de demanda diaria
- al desplazamiento del máximo anual de la demanda hacia el máximo anual de la generación FV.
- a la profundización del valle de demanda diaria
- al aumento de la demanda en fines de semana y festivos.

Para llegar a estas conclusiones generales y fundamentales de esta tesis, se ha analizado previamente tanto la generación fotovoltaica como demanda de electricidad de varias grandes redes eléctricas de Europa y América.

Para la generación FV se han estudiado 3 plantas fotovoltaicas de diferente tipología y 7 sistemas FV-LSG de varios tamaños y para varios años. Al analizar la generación FV usando diferentes herramientas se ha concluido que la  $ODC_{PV}$  es una muy buena herramienta ya que en una sola gráfica proporciona información de interés para la evaluación de la una planta FV o sistema FV-LSG: la potencia máxima, el número de horas de generación de electricidad, el nivel de seguimiento solar, la energía eléctrica generada o la productividad global a la salida en AC. Además se ha demostrado que el perfil de la  $ODC_{PV}$  normalizada se mantiene estable a lo largo de varios años.

Otra aportación a destacar, es la presentación de un nuevo concepto, un nuevo concepto relacionado con la  $ODC_{PV}$ , *la línea de energía mitad* (HEL), el cual ha sido desarrollado en el capítulo 4 de la presente tesis doctoral. Este nuevo concepto es de especial relevancia ya que puede ser utilizada como elemento de referencia para evaluar algunas características de los sistemas fotovoltaicos en general, por el ejemplo el grado de seguimiento solar o el nivel de productividad final anual. Todas las  $ODC_{PV}$  correspondientes a las plantas estudiadas se mueven alrededor de la HEL, como se ha mostrado, en el apartado 4.5.

Cabe destacar que sobre la  $ODC_{PV}$  tiene especial interés la disponibilidad horaria para



la potencia  $0.5 P_{\max-a}$ , y la disponibilidad de potencia para un tiempo de generación de  $0.25 TG_{\max-a}$ .

Para la HEL la disponibilidad horaria a la potencia  $0.5 P_{\max-a}$ , es de  $0,25 TG_{\max-a}$  y viceversa. En la  $ODC_{PV}$  de plantas FV esta disponibilidad horaria puede ser mayor o menor de  $0.25 TG_{\max-a}$ , dependiendo del seguimiento solar o la sobrecapacidad de la planta, pero en sistemas FV-LSG siempre es menor que  $0.25TG_{\max-a}$ .

En el caso del análisis de la demanda se han estudiado 16 grandes redes de diferentes tamaños y características, con datos de dos años. Esto se ha hecho usando varias herramientas, tanto en el dominio del tiempo (RLC, curva de potencia anual, LDC) como en el dominio de la frecuencia (la FFT sobre las curvas de potencia diaria y anual). Todo esto se ha hecho para tratar de caracterizar la demanda eléctrica en grandes redes con el objetivo de obtener patrones de comportamiento de la misma y/o herramientas que permitan determinar el límite al que puede aspirar la ESFV en la cobertura de la demanda de electricidad. Tras este análisis se puede extraer algunas conclusiones de interés para los objetivos de esta tesis:

- La RLC para la curva de carga diaria puede ser una herramienta útil para estudiar el comportamiento diario de un sistema eléctrico, aunque se pierde información referente a su evolución anual.
- La potencia horaria anual da una información completa del comportamiento de un sistema eléctrico en cuanto a la evolución anual de la demanda, aunque es de difícil manejo por su extensión de 8760 muestras (8784 en años bisiestos) y complica la comparación entre sistemas y entre años por la variabilidad en el tiempo. Por este motivo se ha desarrollado y expuesto la denominada curva de potencia anual simplificada, que representa la demanda de cada día solo por cuatro parámetros, potencia pico, potencia valle, potencia media y amplitud pico-valle.
- Otra opción para simplificar el estudio de la demanda eléctrica anual es la LDC, la cual elimina la variabilidad aleatoria de la potencia en la secuenciación de las muestras, ya que estas se ordenan por la magnitud de la potencia y no por su secuenciación cronológica. Esta herramienta consigue un alto grado de simplificación sin pérdida relevante para el objetivo de esta tesis.
- Por otro lado, se ha estudiado la demanda de electricidad en el dominio de la frecuencia para obtener las componentes de frecuencia incluidas tanto en la curva de potencia diaria como en la anual. Habiéndose obtenido que las frecuencias más comunes son las correspondientes a los periodos de: 1 año, 1 semana, 1 día y 0.5 días, así como la componente de frecuencia cero.
- Conocidas estas componentes en frecuencia de la demanda eléctrica se pueden utilizar para caracterizar la misma mediante una función matemática en serie de Fourier. Lo cual para el caso de reconstruir y caracterizar la RLC es relativamente sencillo, pero mucho más complejo para la potencia horaria anual completa.

En resumen se puede concluir que del estudio de la literatura científica utilizada se desprende que en la actualidad no se conoce el límite, con precisión y generalizable, en la capacidad de cubrir la demanda eléctrica con energía solar fotovoltaica, debido al acoplamiento demanda-generación FV, sin usar almacenamiento, ni intercambios internacionales o tener que desconectar potencia FV.

Así mismo, aunque se han realizado estudios para diferentes escenarios de flexibilidad del sistema eléctrico, de sobrecapacidad fotovoltaica, de almacenamiento e intercambios de energía entre redes, en ninguno de ellos se han utilizado curvas de demanda y generación fotovoltaica para el mejor de los casos, ni para varios años y varias redes, así como valores reales de generación FV. Por lo que realmente no se ha sistematizado el método y por lo tanto no se conocen los límites a los que puede llegar la generación FV en la cobertura de la demanda debida al acoplamiento demanda-generación, en función de diferentes escenarios.

El conocimiento de estos límites permitiría tener una referencia clara, desde el punto de vista técnico, a la hora de implementar planificaciones del sector energético, así como dar certidumbre sobre la viabilidad de proyectos de futuro en cuanto a que su capacidad de producción de energía eléctrica será absorbida por la demanda.

## 6.2 Líneas de investigación futuras

Algunas propuestas para continuar profundizando en esta línea de investigación en un futuro, a la luz del trabajo realizado, podrían ser:

- Mejorar la base de datos incorporando más información de generación FV en sistemas a gran escala.
- Modelar la generación FV en sistemas a gran escala incorporando la dispersión geográfica, el seguimiento solar, la sobrecapacidad de generación FV y el almacenamiento.
- Aplicar del método propuesto a un mayor número de sistemas y años para generalizar los resultados obtenidos
- Estudiar el límite de la  $CD_{PV}$  en función de la  $t_{vm}$  y de la  $t_{p-a}$ .
- Estudiar el límite de la  $CD_{PV}$  en función del coste del kWh.

## 6.3 Publicaciones generadas en el marco de la tesis

### Artículos en revistas internacionales

Almonacid, G., Muñoz, E., **Baena, F.**, Perez, P. J., Terrados, J., & Ortega, M. J. (2011). Analysis and performance of two-axis PV tracker in southern Spain. *Journal of solar energy engineering*, 133(1), 110041-110047.

### Artículos en revistas nacionales

**Baena Villodres, Francisco**; Pérez Higuera, Pedro Jesús; Almonacid Puche, Gabino; Aguilera Tejero, Jorge; Gómez Vidal, Pedro; Luque, Ignacio.; Doménech, Miguel. El Girasol de la Universidad de Jaén. *Energías renovables*. Año: 2008, 74-76

Pérez Higuera, Pedro Jesús; **Baena Villodres, Francisco**; Almonacid Puche, Gabino; Aguilera Tejero, Jorge; Gómez Vidal, Pedro. Sistema Fotovoltaico conectado a red con Seguidor a dos Ejes y tres Subsistemas. *Era solar*. 2008, Número: 144, 56-57

### Congresos internacionales

Almonacid Puche, Gabino; **Baena Villodres, Francisco**; Pérez Higuera, Pedro Jesús; Aguilera Tejero, Jorge; Gómez Vidal, Pedro; Muñoz Cerón, Emilio; Luque, Ignacio; Doménech, Miguel. Analysis And Performance Of A Two Axis 9.6 Kwp Pv Tracker. 23 European Photovoltaic Solar Energy Conference (Valencia, Spain). 2008

**Baena Villodres, Francisco**; Almonacid Puche, Gabino; Pérez Higuera, Pedro Jesús; Aguilera Tejero, Jorge; Gómez Vidal, Pedro; Luque, Ignacio; Doménech, Miguel. Analisis y funcionamiento de un seguidor FV a dos ejes de 9,6 Kwp. Congreso Ibérico de Energía Solar (Vigo). 2008

**F. Baena**, J. Terrados, G. Almonacid and P. Gómez, "Theoretical Limit of Contribution of Solar Photovoltaic Energy in Electricity Mix," in "28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC 2103", 30/09/2013 - 04/10/2013, Paris, France, 2013.

**F. Baena**, J. Terrados, P. Gómez-Bueno, G. Almonacid, P. Vidal, P. Valera and L. Almonacid, "Output Duration Curve. An Useful Tool for PV Analysis and Grid Integration," in *European PV Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC2015*, 14/09/2015-17/09/2015, Hamburg, Germany, 2015.



Anexo A:  
Normas sobre escritura de símbolos

## A.1 Escritura de símbolos para separador decimal y miles

**En todos los documentos asociados a esta tesis se va a utilizar como separador decimal el punto en línea y como separador de miles no se utilizará ningún símbolo, excepto en algún caso puntual que se introduce un espacio vacío agrupando los números de tres en tres, para facilitar la lectura.**

Este criterio, expuesto anteriormente, está de acuerdo con el Sistema Internacional de Unidades (SI) y la ISO (International Organization for Standardization), en su norma 80000, (Cantidades y unidades) que admiten actualmente dos símbolos tanto la coma y como el punto para el separador decimal. En concreto, la norma sobre escritura de símbolos ISO 80000-1, del año 2009, admite ambos signos y cancela la anterior recomendación de la coma de la norma ISO 31-0:1992. En cualquier caso, ninguno de estos dos signos es el apropiado como separador de miles: «los números pueden agruparse de tres en tres para facilitar la lectura; pero no se deben utilizar ni comas ni puntos en los espacios entre grupos».

Así mismo las Academias de la Lengua española<sup>1</sup> recomiendan el punto en la página 666 de la "Ortografía": «Con el fin de promover un proceso tendente hacia la unificación, se recomienda el uso del punto como signo separador de los decimales». No obstante, siguen considerando válido el uso de la coma, signo que recomendaron hasta el 2010.

## A.2 Normas ortográficas relativas a los símbolos de las unidades

Entre los años 2006 y 2009 el SI se unificó con las normas ISO para instaurar el Sistema Internacional de Magnitudes, mediante la norma ISO/IEC 80000, con las siglas ISQ (International System of Quantities). De acuerdo con esta última norma:

*Los símbolos de las unidades son entes matemáticos, no abreviaturas. Es por ello que deben escribirse siempre tal cual están establecidos (ejemplos: «m» para metro y «A» para amperio), sin ninguna modificación.*

---

<sup>1</sup> Ortografía de la lengua española (2010). Edición en línea ([www.rae.es](http://www.rae.es)). Acceso: 2016-7-18

**ANEXO B:**  
Análisis realizados sobre la  
demanda eléctrica en redes a gran escala

## B.1 Tipos de análisis realizados

En este anexo se incluye los resultados obtenidos para el conjunto de estudios y análisis realizados sobre la demanda de electricidad en una red a gran escala. Estas redes se han definido en el capítulo 3 y en el mismo se han incluido algunos de los resultados y de los estudios realizados en esta tesis. Sin embargo para cada una de las 16 redes que se incluyen en este capítulo y durante al menos para dos años en cada una de ellas se ha realizado una serie de estudios que más allá de los utilizados para la consecución de la tesis, pero que han sido necesarios para sondear las virtudes de cada una de las herramientas resultantes de los mismos para encontrar la mejor solución para los objetivos buscados.

En concreto a cada sistema eléctrico, una vez preprocesados los datos, se le ha hecho varios análisis en el dominio del tiempo que ha consistido en:

- Obtención de la curva media de potencia horaria a lo largo del día (RLC), para cada mes, trimestre y año, también denominada típica. Para la curva anual sus parámetros característicos.
- Obtención de la curva de potencia anual, en su versión completa y simplificada. Determinando sus parámetros característicos.
- Obtención de la curva de duración de la carga (LDC). Determinado sus parámetros característicos.
- Obtención de la curva de energía diaria a lo largo del año y su evolución acumulada anual.

Así mismo se han realizado varios estudios en el dominio de la frecuencia, para ver las componentes armónicas en cada caso:

- Aplicación de la FFT a la curva de potencia diaria media o típica. Determinación de las componentes en frecuencia.
- Aplicación de la FFT a la curva de potencia anual. Determinación de las componentes en frecuencia.
- Aplicación de la FFT a la curva de diaria de energía a lo largo de un año. Determinación de las componentes en frecuencia.

En este anexo se incluye solo el análisis sobre un sistema eléctrico el de la red Transnet BW de Alemania.



## B.2 Ejemplo: Análisis sobre la red Transnet BW de Alemania

Transnet BW es una de los cuatro TSO que operan en Alemania, como se puede ver en el mapa de la Figura B.1. Cubre el estado de Baden-Wurtemberg, con su sede en Stuttgart y es filial de la empresa EnBW.

La red se compone de alrededor de 3.300 kilómetros de líneas eléctricas de alta tensión (220kV y 380kV) y más de 80 centros de transformación para conectar la red a las redes de distribución regional de 110kV. La red de TransnetBW está integrada en las redes nacionales alemanas y en las europeas a través de numerosos puntos de interconexión. TransnetBW cubre una superficie de 34.600 kilómetros cuadrados y atiende la demanda de energía eléctrica de una población de 11 millones de personas.

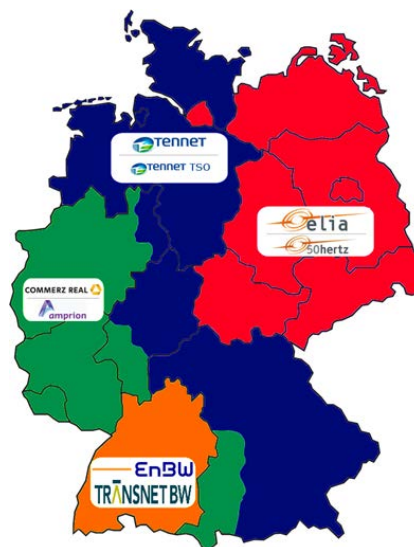


Figura B.1 TSO que operan en Alemania. TransnetBW GmbH

Los datos de demanda de energía eléctrica de este sistema está en el sitio

web: <https://www.transnetbw.com/en/key-figures/load-data/total-load>

Este TSO facilita los datos de demanda en archivos por meses, con intervalos de registro de 15 minutos, facilitando los datos de: Fecha, Hora, Demanda proyectada y Demanda real.

Para esta red se han estudiado los años 2012 y 2013

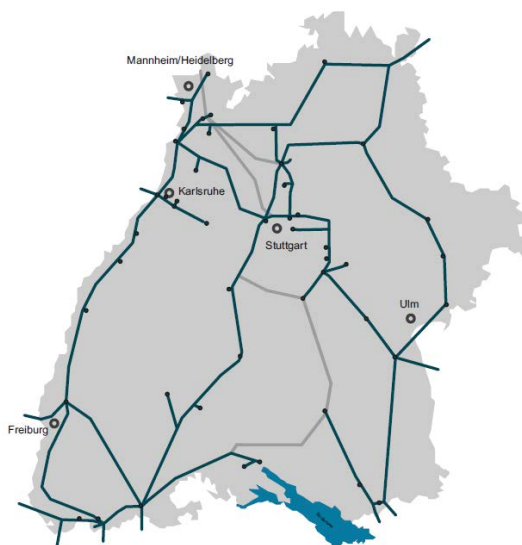


Figura B.2 Red del sistema TransnetBW. Fuente: TransnetBW GmbH

## B.2.1. Análisis en el dominio del tiempo

### Curva de carga diaria típica anual (RLC): 2013

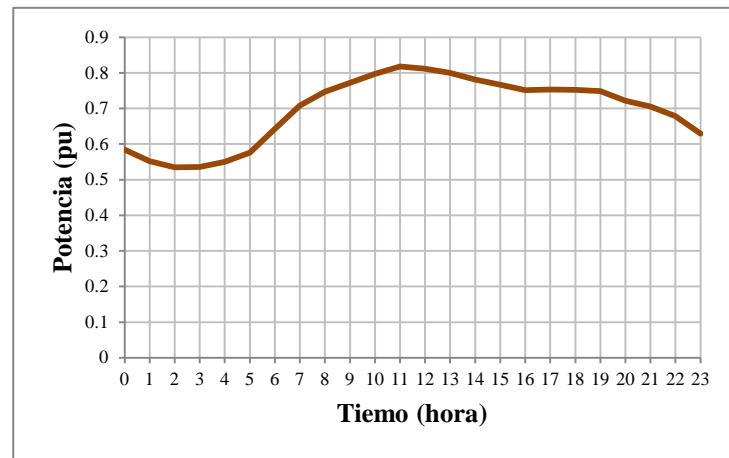


Figura B. 3 Curva media de la potencia tiempo diaria anual

Características de la curva diaria típica anual:

Nombre del parámetro	Demanda p.u.	Demanda MW	Hora
Valor pico	0,8174969487	8.611,10	11:00
Valor valle	0,5349631411	5.635,03	2:00
Valor medio	0,6965201807	7.336,80	n/a
Amplitud pico valle	0,2825338077	2.976,07	n/a
Factor de carga	0,8520156335	0,85	n/a

Curva de carga diaria típica trimestral:

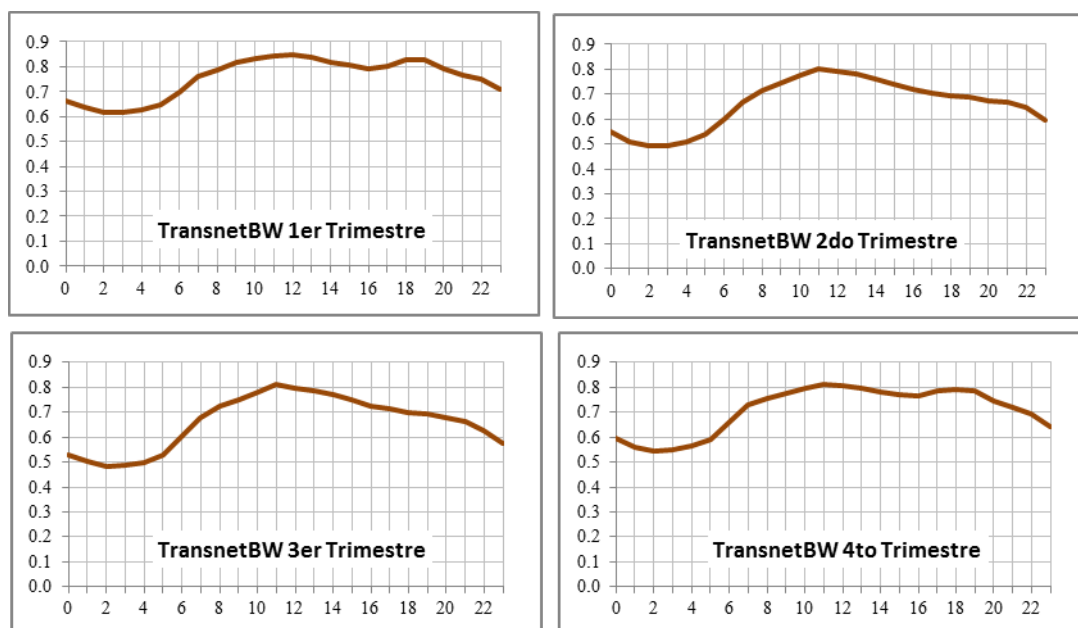


Figura B. 4 Curva de carga diaria típica trimestral: a) Primer trimestre, b) segundo trimestre, c) tercer trimestre y d) cuarto trimestre

**Curva de carga anual**

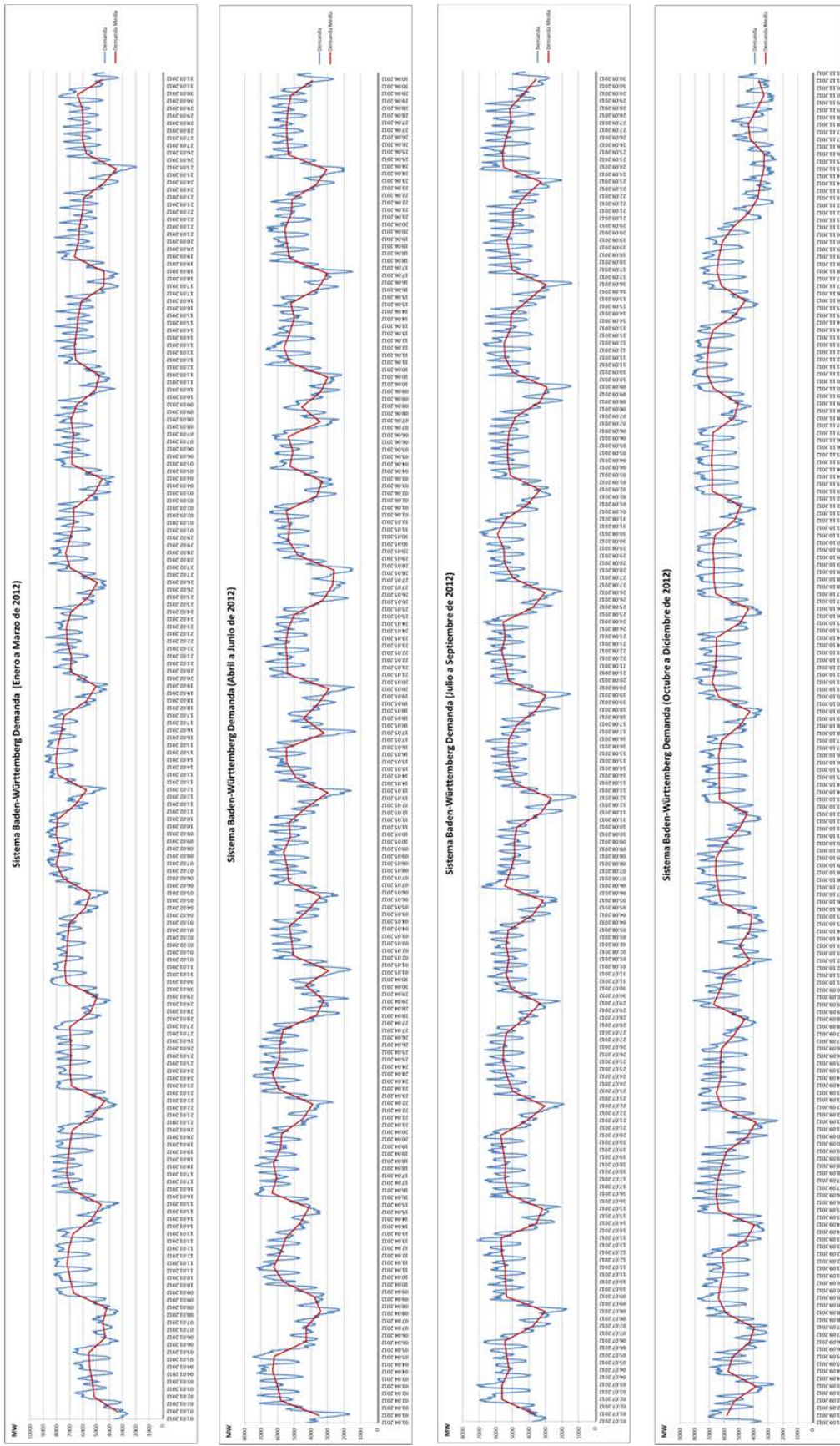


Figura B. 5 Curva potencia tiempo anual

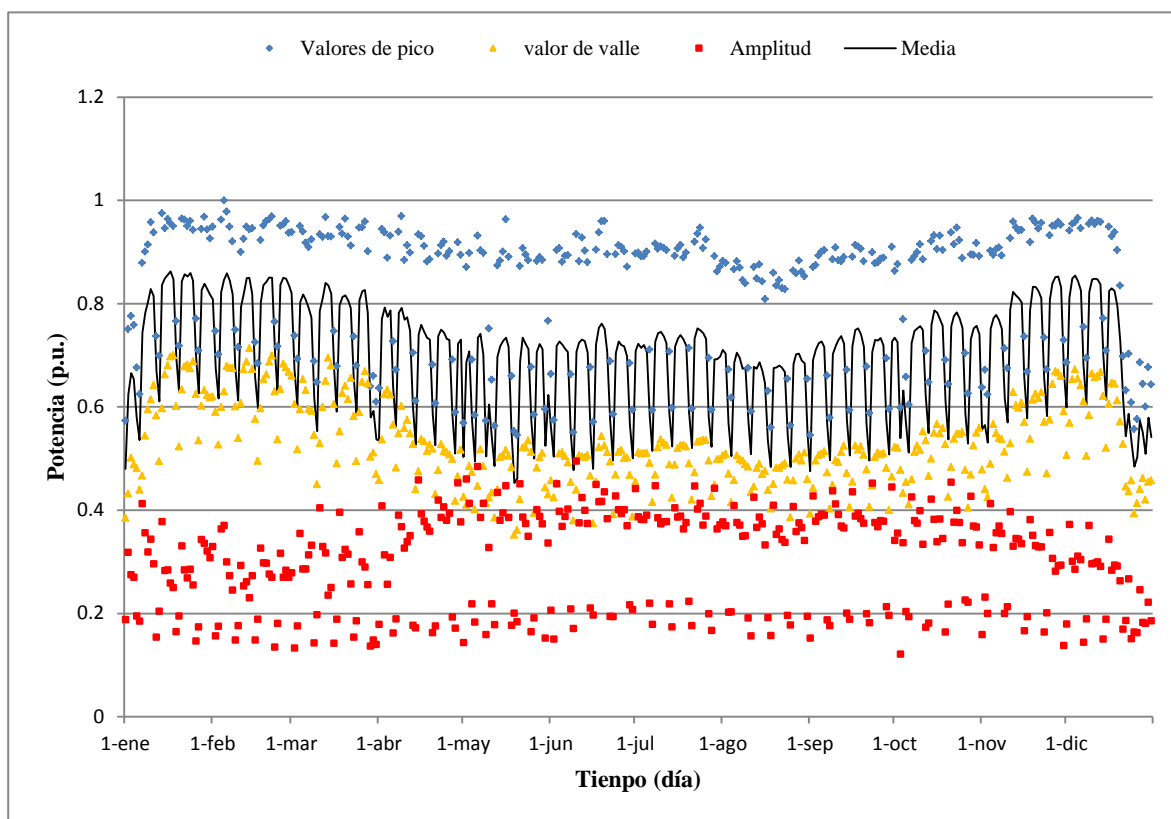
**Curva demanda anual simplificada: 2013**

Figura B. 6 Curva de potencia tiempo anual simplificada

**Características de la curva diaria anual**

Nombre del parámetro	Demanda p.u.	Demanda MW	Fecha
Valor pico max.	1	10.533,50	05/02/2013
Valor valle máx.	0,545212892	5.743,00	01/09/2013
Valor medio máx.	0,827026818	8.711,49	n/a
Amplitud pico valle máx.	0,4547871078	4.790,50	n/a
Factor de carga máx	0,8270268179	0,8270268179	n/a
Valor pico mín.	0,713485546	7.515,50	14/02/2013
Valor valle mín.	0,352209617	3.710,00	19/05/2013
Valor medio mín	0,527177869	5.553,03	n/a
Amplitud pico valle mín.	0,361275929	3.805,50	n/a
Factor de carga mín	0,738876732	0,738876732	n/a
Amplitud pico <sub>máx</sub> - valle <sub>mín</sub>	0,6477903831	6.823,50	n/a

**Curva de duración de la carga (LDC): 2013**

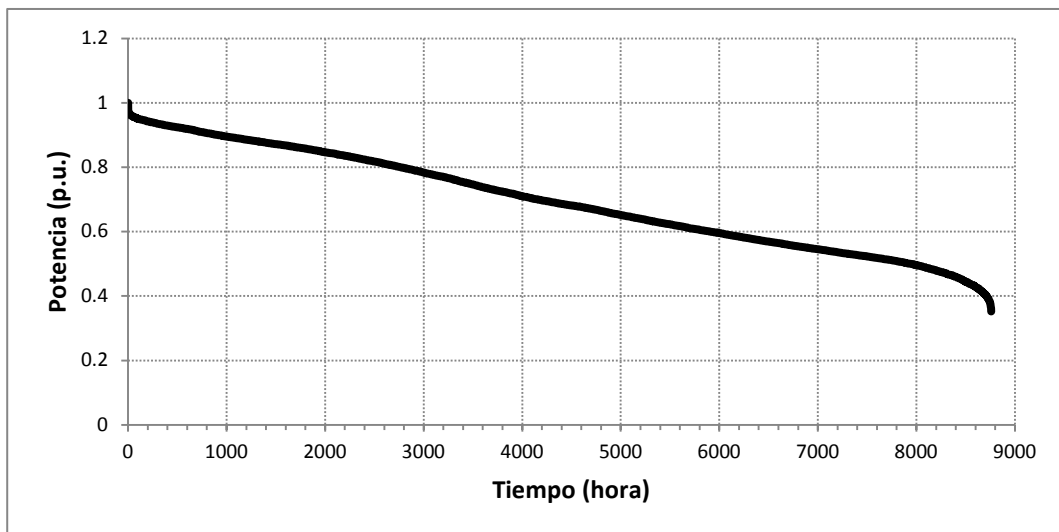


Figura B. 7 Curva de duración de la carga o monótona decreciente

**Características de la curva LDC: 2013**

Nombre del parámetro	Demanda (p.u.)	Demanda (MW)
Valor mínimo	0,352209617	3.710,00
Valor máximo	1	10.533,50
Amplitud de máximo a mínimo	0,647790383	6.823,50

### Curva demanda energía diaria: 2013

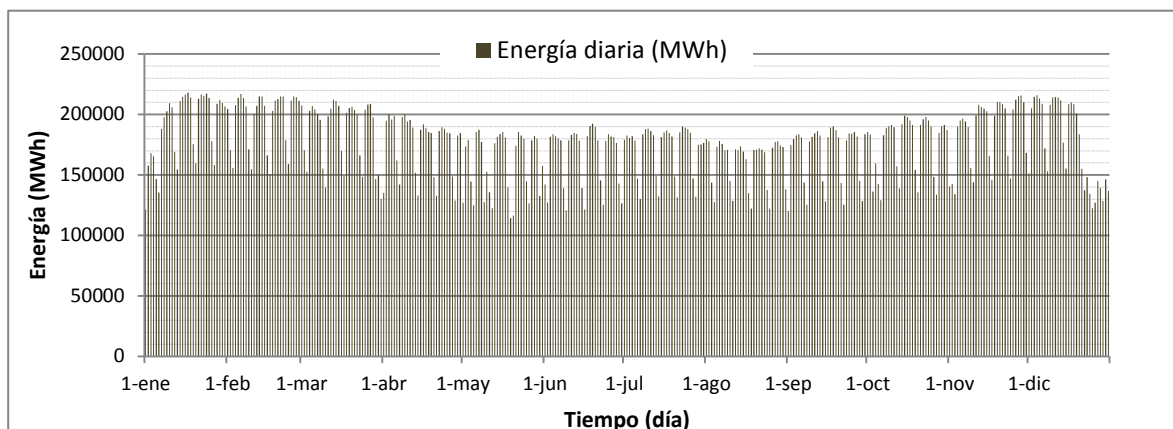


Figura B. 8 Curva de energía diaria anual

### Características de la curva de energía diaria: 2013

Nombre del parámetro	Demanda	Fecha
Valor pico [MWh]	218.028	17/01/2013
Valor valle [MWh]	114.477	19/05/2013
Valor medio [MWh]	176.067	n/a
Amplitud pico valle [MWh]	103.550	n/a
Factor de carga	0,80755	n/a
Valor total [GWh]	64.265	

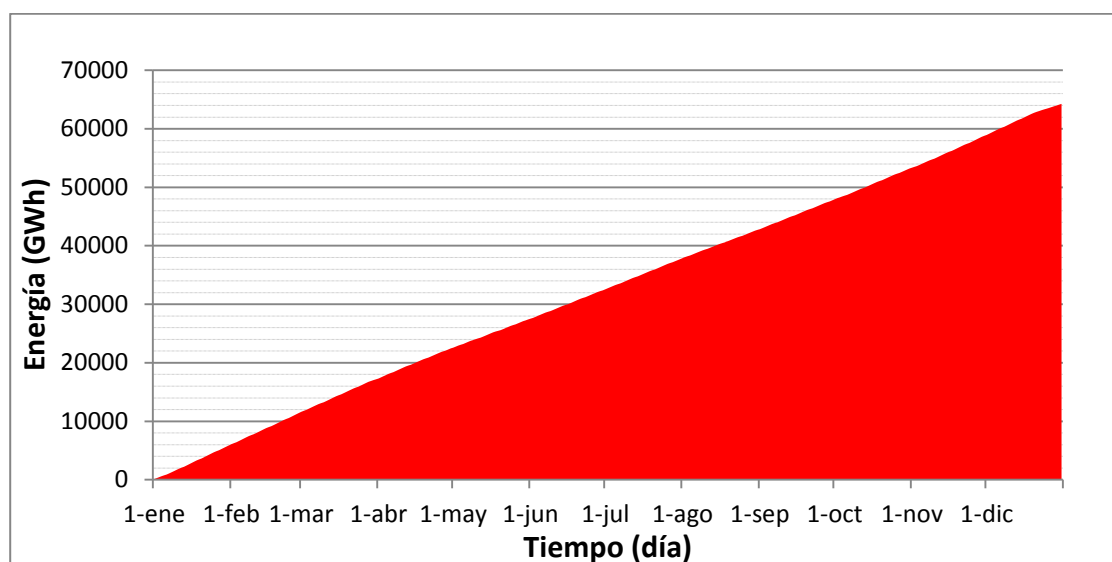
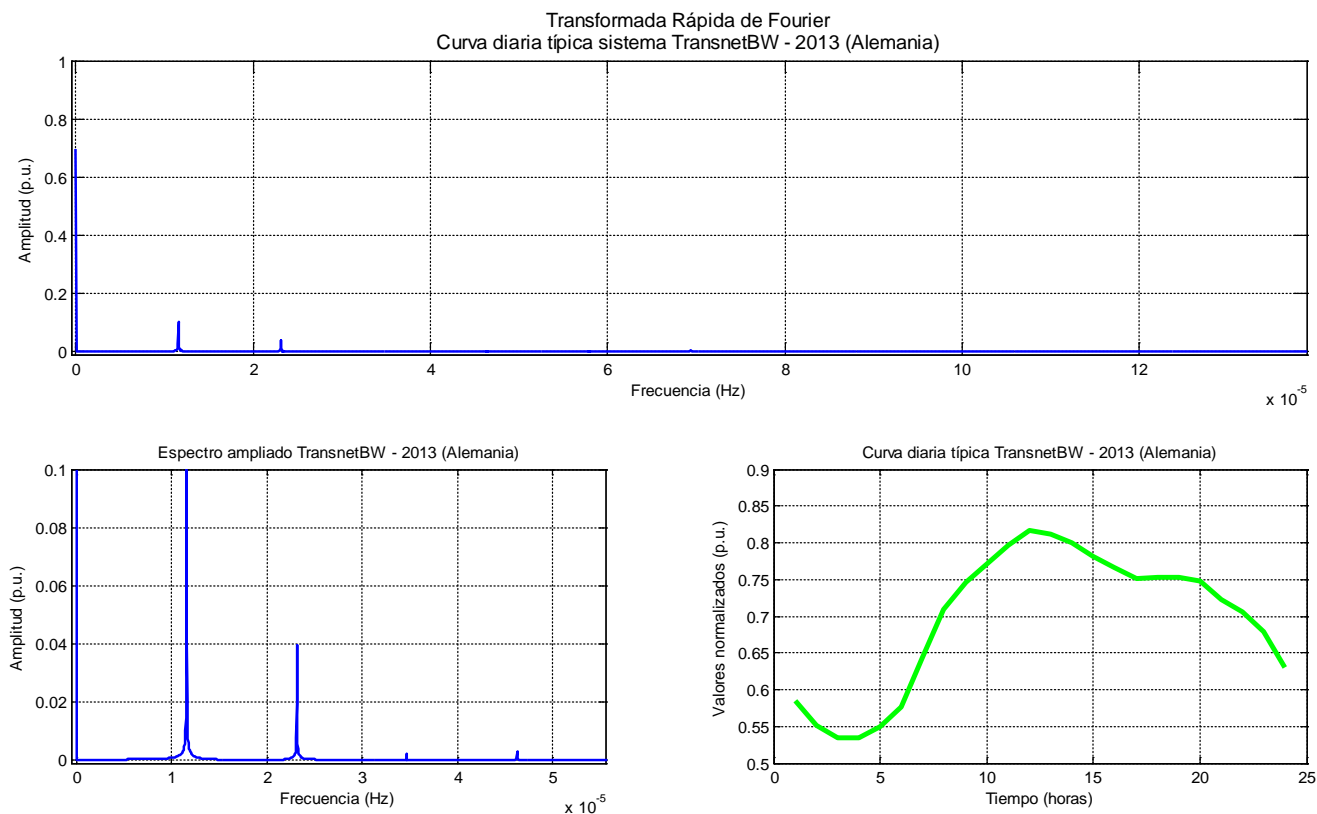


Figura B. 9 Curva de energía acumulada anual

## B.2.2. Análisis en el dominio de la frecuencia

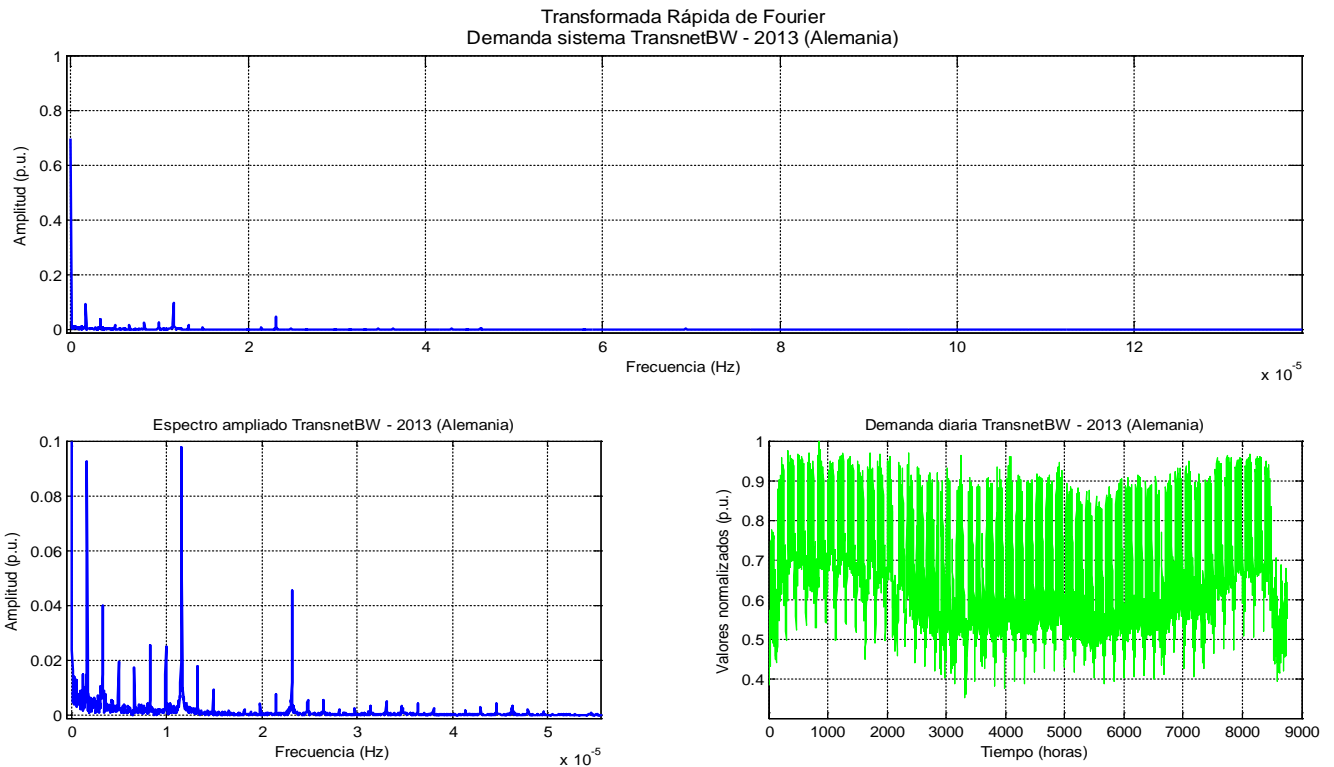
### FFT sobre la urva curva típica diaria:



### Características del análisis de Fourier:

Parámetro	Amplitud (p.u)	Demanda (MW)	Frecuencia (Hz)	Periodo (s)	Periodo (horas)
Componente continua X(0)	0,69641	7335,634735	0,00E+00	0	0
Componente principal f1	0,1023	1077,57705	1,16E-05	8,65E+04	24,02298519
Componente principal f2	0,03935	414,493225	2,32E-05	4,32E+04	11,99437704

**FFT sobre la curva demandada diaria:**

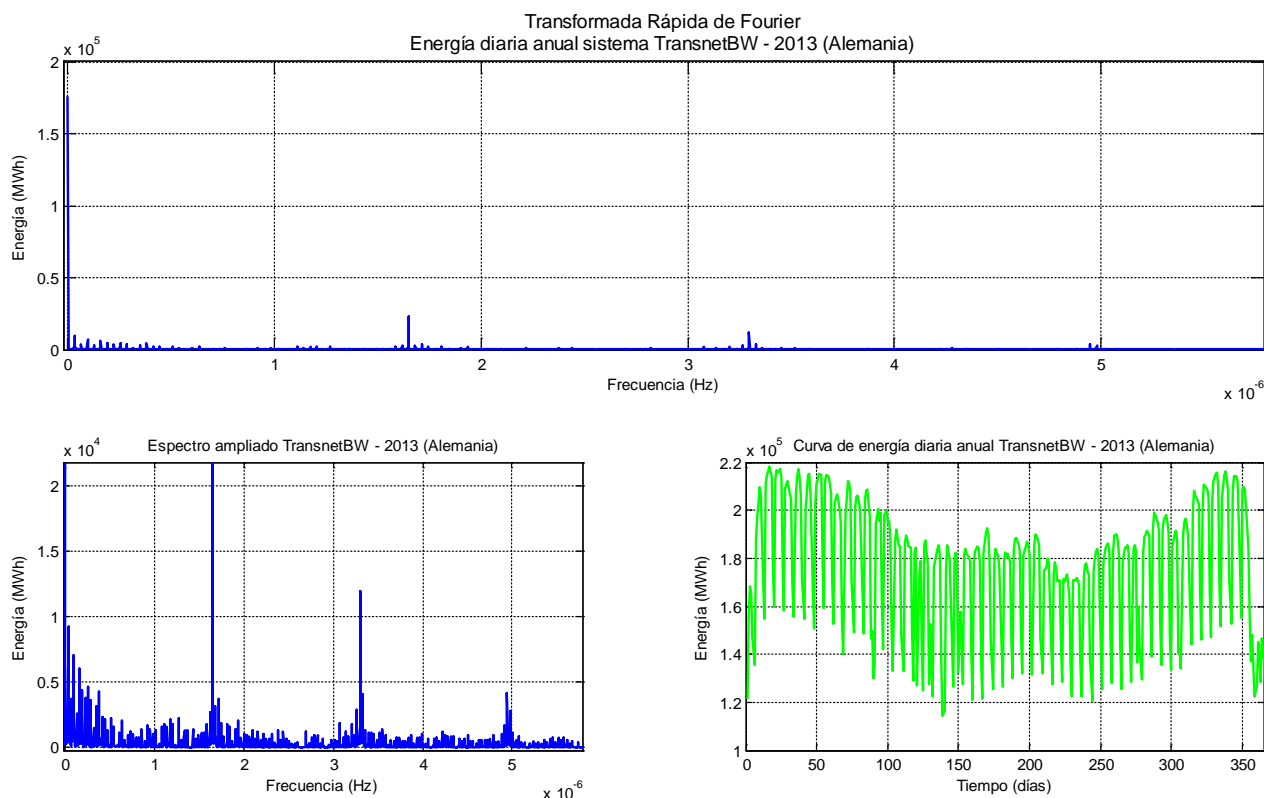


**Características del análisis de Fourier:**

Parámetro	Amplitud p.u	Demanda (MW)	Frecuencia (Hz)	Periodo (s)	Periodo (días)
Componente continua X(0)	0,69805	7352,909675	0,00E+00	0	0
Componente principal f1	0,097812	1030,302702	1,16E-05	8,65E+04	1,000957716
Componente principal f2	0,092601	975,4126335	1,66E-06	6,02E+05	6,966039166
Componente principal f3	0,061322	645,935287	3,39E-08	2,95E+07	341,3375626
Componente principal f4	0,045284	476,999014	2,32E-05	4,32E+04	0,49976571
Componente principal f5	0,039863	419,8969105	3,32E-06	3,01E+05	3,483019583



**FFT sobre la curva energía diaria anual:**



**Características del análisis de Fourier:**

Parámetro	Demanda (MWh)	Frecuencia (Hz)	Periodo (s)	Periodo (días)
Componente continua X(0)	176150	0,00E+00	0,00E+00	0
Componente principal f1	23237	1,65E-06	6,07E+05	7,019695581
Componente principal f2	11951	3,30E-06	3,03E+05	3,509847791
Componente principal f3	9295,5	3,11E-08	3,22E+07	372,3602636
Componente principal f4	7556,7	3,25E-08	3,08E+07	356,1691923
Componente principal f5	7005	9,47E-08	1,06E+07	122,2686648
Componente principal f6	6054,2	1,58E-07	6,32E+06	73,1425308
Componente principal f7	4596,9	2,54E-07	3,93E+06	45,51167502
Componente principal f8	4322,4	1,91E-07	5,24E+06	60,68302875
Componente principal f9	4293	3,80E-07	2,63E+06	30,45328126
Componente principal f10	4136,2	4,95E-06	2,02E+05	2,339898527



Anexo C:

Hora de salida y puesta del Sol

## Hora de salida y puesta del Sol

Como se ha comentado en el capítulo 4 la Franja horaria de Generación FV es un parámetro importante del perfil típico de la curva diaria de generación FV para un día claro. En la franja horaria de generación FV hay que distinguir dos parámetros el **Tiempo de Generación (TG)** y la **Distribución de la Generación** a lo largo del día. En cualquier caso siempre se moverá desde un mínimo en el solsticio de invierno y un máximo en el solsticio de verano, alcanzando el valor medio en los equinoccios donde la franja horaria de generación será de 12 horas al día centrada sobre el mediodía solar. Esta franja horaria está limitada por la hora de salida del Sol (Sunrise) y de puesta del Sol (Sunset) para cada día del año, la cual viene dada por la expresión [4]:

$$Sunrise = 12:00 - \frac{H_{SR}}{15^{\circ}/hora} - Q \quad (1)$$

Dónde:  $H_{SR}$  es el ángulo horario (positivo para Sunset y negativo para Sunrise) y viene dado por:

$$H_{SR} = \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta) \quad (2)$$

Siendo  $L$  la latitud del lugar y  $\delta$  la declinación solar, dada por:

$$\delta = 23.45^{\circ} \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (3)$$

Siendo  $n$  el día del año (1 de enero  $n=1$  o el equinoccio de primavera es el día  $n=81$ ).

Y el factor  $Q$  en la ecuación (1) es el factor de ajuste debido a la refracción atmosférica y la definición de Sunrise y Sunset para incluir la diferencia entre el momento en el que el centro del disco solar cruza el horizonte (sin  $Q$ ) y cuando lo hace el extremo superior del disco solar (con  $Q$ ). Este factor  $Q$  no es constante a lo largo del año, sino que viene dado por:

$$Q = \frac{3.467}{\cos L \cos \delta H_{SR}} \quad (4)$$

Tanto la salida como la puesta del Sol están referidas a la hora solar que diferirá de la hora de reloj en cada país.