



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Centro de Estudios de Postgrado

Trabajo Fin de Máster

ESTUDIO CON PVGIS DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE UNA RED ELÉCTRICA A GRAN ESCALA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Alumno/a: Bustos Lorenzo, Emilio José

Tutor/a: Prof. D. Francisco Baena Villodres
Dpto: Departamento de Ingeniería Electrónica y
Automática

Septiembre, 2021

Tabla de contenido

RESUMEN.....	7
ABSTRACT	8
TERMINOLOGÍA Y PALABRAS CLAVE	9
1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. OBJETIVOS.....	17
3. ESTUDIOS Y CONSIDERACIONES PRELIMINARES	19
3.1. ELECCIÓN BASE DE DATOS FOTOVOLTAICOS	19
3.2. RED DE PLANTAS. DETERMINACIÓN DE SUS UBICACIONES	23
3.3. ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS POR HORIZONTES	30
4. ANÁLISIS DE DATOS DE GENERACIÓN FV Y DEMANDA ELECTRICA	37
4.1. GENERACIÓN ELECTRICA. SISTEMAS FIJOS.....	37
4.1.1. GENERACIÓN SIN LIMITACIÓN EN LA POTENCIA.....	49
4.1.2. GENERACIÓN CON LIMITACIÓN EN LA POTENCIA.....	55
4.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA. SISTEMA CON SEGUIMIENTO SOLAR	60
4.3. CONSUMO ESPAÑA PENÍNSULAR.....	63
5. LIMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA	69

5.1. CONCEPTO	69
5.2. METODOLOGÍA APLICANDA	69
5.3. LÍMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN SISTEMAS SIN LIMITACIÓN.	72
5.4. LÍMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN SISTEMAS CON LIMITACIÓN	78
5.5 RESUMEN RESULTADOS OBTENIDOS	83
6. CONCLUSIONES	85
7. LINEAS FUTURAS DE TFM	87
8. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	89
ANEXO 1. HORIZONTES.....	91
ANEXO 2. POTENCIA INSTÁNEA ANUAL.....	101
ANEXO 3. CURVAS DE SALIDA SIN LIMITAR	115
ANEXO 4. CURVAS DE SALIDA LIMITADAS	123
ANEXO 5. CURVAS DE SALIDA EN SISTEMA CON SEGUIDOR SOLAR	131

Contenido Gráfico

Ilustración 1. Potencia fotovoltaica instalada peninsular. [1]	11
Ilustración 2. Distribución radiación España. [2]	12
Ilustración 3. Distribución geográfica instalaciones energía fotovoltaica. [1]	13
Ilustración 4. Participación energía fotovoltaica sobre generación total. [1]	14
Ilustración 5. Desacople curva demanda típica y curva generación típica normalizadas	15
Ilustración 6. Menú de PVGIS.....	20
Ilustración 7. Menú introducción de datos PVGIS.....	21
Ilustración 8. Diagrama funcionamiento PVGIS	21
Ilustración 9. Mapa ubicaciones en Andalucía	25
Ilustración 10. Ubicaciones elegidas para colocar las plantas fotovoltaicas	26
Ilustración 11. Ejemplo simulación planta fotovoltaica. [5]	28
Ilustración 12. Ubicación sistema centralizado.....	29
Ilustración 13. Determinación del porcentaje sombreado en función del horizonte cercano. [6]	31
Ilustración 14. Obtención del horizonte cercano mediante PVGIS. [5].....	32
Ilustración 15. Trayectorias solares en verano e invierno y sombreado por horizonte ..	34
Ilustración 16. Valores potencia para distintos días del año.....	38
Ilustración 17. Agregado Andalucía	40
Ilustración 18. Agregado de potencias para distintos días de un año.....	40
Ilustración 19. Evolución potencia horaria anual en distintas ubicaciones (I)	42
Ilustración 20. Evolución potencia horaria anual en distintas ubicaciones (II)	43
Ilustración 21. Agregado de Andalucía de la potencia horaria anual.....	44
Ilustración 22. Evolución potencia horaria anual	46
Ilustración 23. Agregado peninsular de la potencia horaria anual del año 2015	47
Ilustración 24. Agregado potencia horaria anual 2014	48
Ilustración 25. Curvas duración salida Andalucía	51
Ilustración 26. Curva duración salida agregado Andalucía.....	52
Ilustración 27. Curva duración salida ubicaciones peninsulares	53
Ilustración 28. Curva duración salida del agregado peninsular año 2015.....	54
Ilustración 29. Comparación curvas duración salida normalizadas años 2015 y 2014 ...	55
Ilustración 30. Curvas duración salida limitada.....	57
Ilustración 31. Curva duración salida limitada Andalucía.....	58
Ilustración 32. Curva duración agregado España peninsular limitado	59
Ilustración 33. Comparación entre curvas de duración limitada y sin limitación.....	60
Ilustración 34. Curvas duración salida sistema móvil.....	61
Ilustración 35. Comparación entre sistema con seguidor y sin el en Andalucía	62
Ilustración 36. Comparación sistemas limitados de potencia con seguidor y sin el en Andalucía	62
Ilustración 37. Menú e-sios	64

Ilustración 38. Potencia anual consumida en la península 2015. [9]	65
Ilustración 39. Potencia anual consumida en la península 2014.	66
Ilustración 40. Potencia anual consumida en la península 2017.	66
Ilustración 41. Curva duración carga (MW) 2015	67
Ilustración 42. Comparación curvas duración carga según años	68
Ilustración 43. Comparación curvas duración salida y carga 2015	72
Ilustración 44. Curvas duración salida vs duración carga 2015.....	73
Ilustración 45. Áreas curva duración salida vs carga 2015.....	74
Ilustración 46. Áreas curvas duración salida y carga 2014.....	75
Ilustración 47. Datos cobertura potencia sin limitar 2014.....	75
Ilustración 48. Curvas duración salida ubicaciones de potencia concentrada y curva carga 2015	76
Ilustración 49. Áreas curvas duración salida ubicaciones de potencia concentrada 2015	77
Ilustración 50. Curvas duración salida sin limitar y carga para año 2014	78
Ilustración 51. Curvas duración carga y salida para potencia limitada 2015	79
Ilustración 52. Curvas duración carga y salida para potencia limitada 2014	80
Ilustración 53. Áreas curvas duración salida y carga limitadas 2015	82
Ilustración 54 Áreas curvas duración salida y carga limitadas 2014	83
Tabla 1. Coordenadas ubicaciones Andalucía	25
Tabla 2. Coordenadas ubicaciones nacionales.....	27
Tabla 3. Ubicaciones instalaciones centralizadas.....	29
Tabla 4. Perdidas por sombreadamiento en Andalucía	35
Tabla 5. Pérdidas por sombreadamiento en todas las ubicaciones distribuidas.....	36
Tabla 6. Valores característicos diarios	39
Tabla 7. Datos característicos agregados.....	41
Tabla 8. Datos obtenidos a partir de las curvas de potencia instantánea.....	44
Tabla 9. Datos obtenidos a partir de las curvas de potencia instantánea.....	47
Tabla 10. Valores característicos consumo España peninsular	67
Tabla 11 Datos cobertura potencia sin limitar 2015	74
Tabla 12. Datos cobertura potencia sin limitar 2015 para ubicaciones concentradas ...	77
Tabla 13. Datos cobertura ubicaciones potencia concentrada sin limitar 2014	78
Tabla 14. Datos cobertura potencia limitada 2015.....	80
Tabla 15. Datos cobertura potencia limitada 2014.....	80
Tabla 16. Datos cobertura limitada para ubicaciones de potencia concentrada 2015...	82
Tabla 17 Datos cobertura limitada para ubicaciones de potencia concentrada 2014....	83
Tabla 18. Resumen límites de la cobertura de la demanda para los distintos sistemas .	84

RESUMEN

La energía solar fotovoltaica se encuentra en un periodo de gran crecimiento y desarrollo. Sus mejoras en rendimiento, y sus precios competitivos, hacen que se apueste cada vez más por esta energía en multitud de países. Sin embargo, eso no quiere decir que toda la energía necesaria para un país pueda generarse mediante esta tecnología, ya que presenta ciertas limitaciones.

La generación de energía fotovoltaica presenta un importante desacoplo con la demanda, producida por la propia naturaleza de la energía, y los factores humanos que forman la demanda. Este desacoplo, determina por sí mismo un límite superior en la capacidad de generación útil de energía eléctrica para un sistema fotovoltaico, el cual se denomina límite de cobertura de la demanda.

El objetivo principal de este proyecto ha sido la obtención dicho límite de cobertura de la demanda para la España peninsular para distintas configuraciones. Para ello, y mediante la herramienta PVGIS, se ha simulado una red de generación fotovoltaica con distintas distribuciones, concentrado la potencia en un único lugar o repartiéndola por varias ubicaciones. Además, se ha considerado limitar la potencia a la salida de los sistemas simulados para observar que variaciones produce en el límite de cobertura.

De los resultados obtenidos, se concluye que el límite de cobertura de la demanda para generación sin limitación de potencia se sitúa entre 22-31,9 % para sistemas concentrados y entre 28,9-31,5% para sistemas distribuidos. Para sistemas con limitación de potencia, este valor aumenta para todos los casos en torno a un 1-3,5%.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is in a period of great growth and development. Its performance improvements, and its competitive prices, make it increasingly bet on this energy in many countries. However, this does not mean that all the energy necessary for a country can be generated using this technology, because it has certain limitations.

The generation of photovoltaic energy presents an important decoupling with the demand, produced by the nature of the energy, and the human factors that form the demand. This decoupling itself determines an upper limit on the useful generation capacity of electrical energy for a photovoltaic system, which is called as limit of the coverage of electricity demand.

The main objective of this project has been to obtain the limit of the coverage of electricity demand for mainland Spain in different configurations. To do this, PVGIS tool has been used, in which a photovoltaic generation network in different distributions has been simulated, concentrating the power in a single place and distributing it to several location. Besides, it has been considered to limit the power at the output of the simulated systems to observe what variations it produces in the coverage limit.

From the results obtained, it is concluded that the limit of the coverage of electricity demand for generation without power limitation is between 22-31.9% for concentrated systems and between 28.9-31.5% for distributed systems. For power-limited systems, this value increases for all cases by around 1-3.5%.

TERMINOLOGÍA Y PALABRAS CLAVE

- Energía solar fotovoltaica
- Base de datos
- Potencia instantánea generada
- Energía anual producida/consumida
- Pérdidas por horizonte
- Sistemas de generación distribuida
- Sistemas de generación concentrada
- Curvas duración carga
- Curvas duración salida
- Agregado
- Coeficiente de escalado
- Límite de cobertura
- Limitación de potencia
- FV: Fotovoltaica
- REE: Red Eléctrica Española
- PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System
- LCD: Límite cobertura de la demanda
- ODC: Output Duration Curve
- LDC: Load Duration Curve
- MW: Megavatio (Unidad de medida de potencia)
- GW: Gigavatio (Unidad de medida de potencia)
- MWH: Megavatio Hora (Unidad de medida de energía)
- GWH: Gigavatios Hora (Unidad de medida de energía)
- Pmax: Máxima potencia generada/demandada
- Pmed: Potencia media generada/demandada
- Pi: Potencia instantánea generada/demandada
- SARA: Satélite de reconocimiento

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la energía fotovoltaica representa en España la tercera fuente de energía renovable, con una potencia instalada acumulada a finales del año 2020 que rondaba los 11700 MW, y siendo capaz en ese mismo año de proporcionar una energía de 14912 GWh.

Desde sus inicios, la energía fotovoltaica ha vivido un crecimiento irregular en España, para el año 2006, apenas representaba 119 MW de potencia acumulada y en menos de tres años superó los 3000 MW. Los años siguientes coincidieron con la gran crisis económica del año 2008, lo que supuso una gran reducción en las inversiones, y a consecuencia de esto una ralentización en seco en los siguientes años.

A partir del año 2013 permaneció prácticamente constante hasta el año 2019 en el que, en un solo año, se dobló la potencia acumulada, y en este último año volvió a aumentar en otro 37,5%.

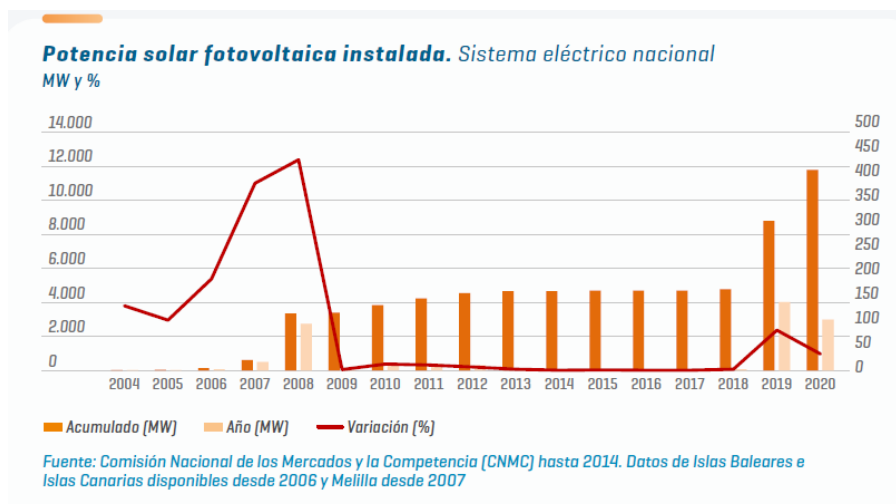


Ilustración 1. Potencia fotovoltaica instalada peninsular. [1]

En la figura anterior, se muestra la potencia instalada por año y la acumulada en todo el país, así como la línea roja muestra la variación porcentual de dicha potencia acumulada.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

En cuanto al análisis de la distribución de esta potencia en el país, hay que considerar varias razones a la hora de establecer una localización para una planta solar.

La primera de ellas es la radiación solar incidente en las distintas áreas. En la siguiente figura se muestra un perfil de promedios de radiación durante los años 1994-2018. Observamos como dicha radiación crece de norte a sur.

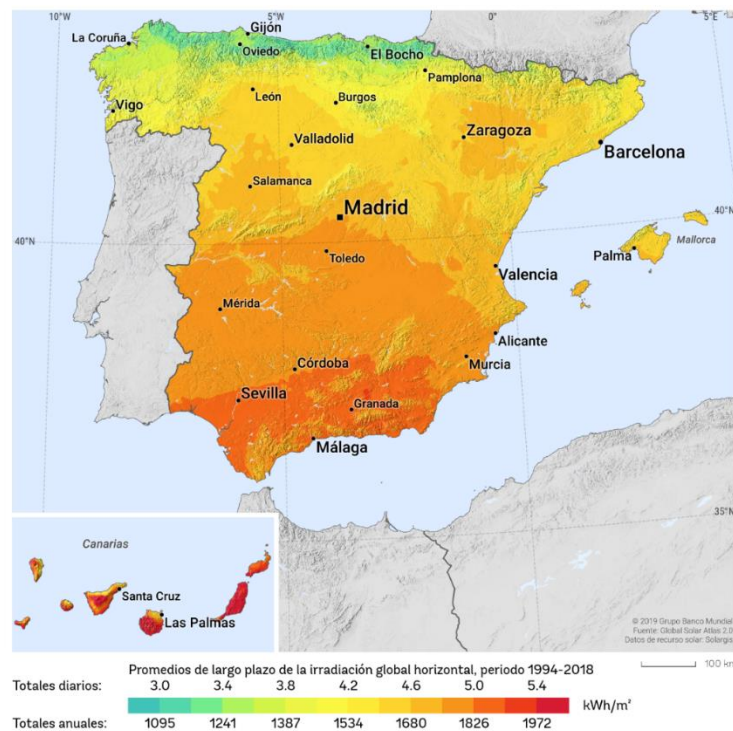


Ilustración 2. Distribución radiación España. [2]

Si únicamente nos basamos en esta consideración, el sentido común nos dice de instalar todas las plantas en las zonas de mayor radiación, es decir toda la zona sur de la península.

Sin embargo, hacer esto supondría un problema de distribución de la energía, pues se necesitaría una red eléctrica muy superior a la actualmente disponible para su transporte. Además, también se produciría un desaprovechamiento local en el resto de zonas, que, aunque tienen menos radiación solar, siguen siendo cantidades muy aceptables.

Esto lo podemos observar de una manera más real si analizamos como se distribuyen las plantas fotovoltaicas en España y la red eléctrica existente.

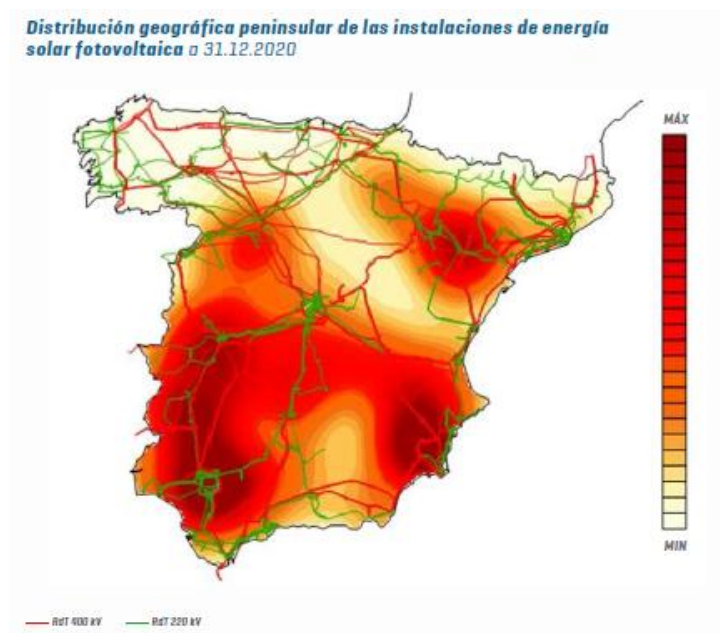


Ilustración 3. Distribución geográfica instalaciones energía fotovoltaica. [1]

En la figura anterior, podemos ver la distribución geográfica de las plantas fotovoltaicas hasta el día 31 de diciembre de 2020.

En ella podemos observar cómo hay una predominancia de plantas en la zona de Extremadura, Castilla la Mancha o Murcia, mientras que la mayoría de las que hay en Andalucía se encuentran en los alrededores de Sevilla. Esto se debe a que, aunque la radiación es importante, también lo es que exista una red de alta tensión cerca. Todas las zonas de mayor concentración fotovoltaica presentan redes de tensión de 400 kV, existiendo grandes vacíos en zonas que, aunque tienen incluso una mayor radiación solar, sus conexiones a red son pobres o insuficientes para garantizar pocas pérdidas en el transporte de la energía.

Por tanto, actualmente esto es un factor limitante a la hora de elegir una ubicación, y será una de las principales cuestiones a solucionar para aumentar las zonas disponibles a ser explotadas para la generación fotovoltaica.

En cuanto a su participación dentro del mix de generación eléctrica, la energía fotovoltaica actualmente representó en 2020, un 6,1% del total de energía eléctrica generada, lo cual es un gran crecimiento dado que el año anterior esta fue del 3,5%.

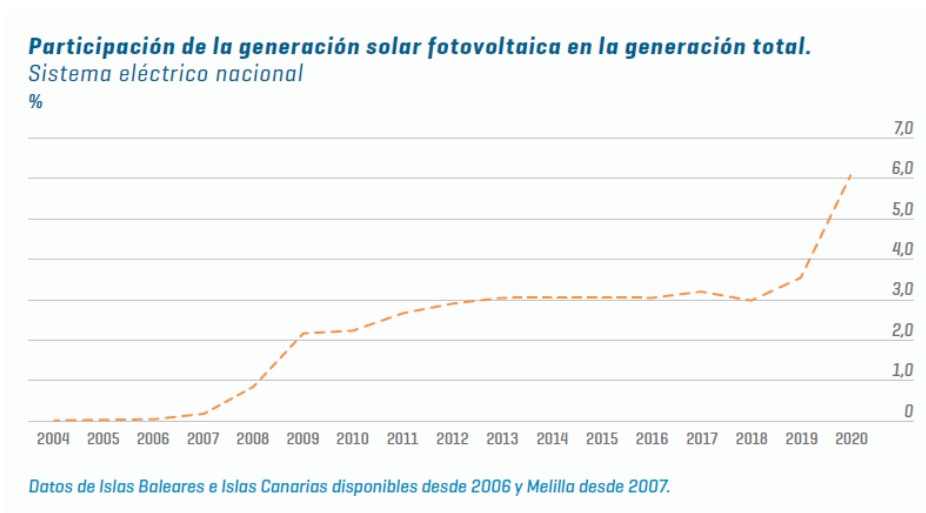


Ilustración 4. Participación energía fotovoltaica sobre generación total. [1]

Esta participación actualmente continúa siendo baja, y no supone ningún impedimento para el crecimiento de la tecnología. Sin embargo, llegado el momento en el que la energía fotovoltaica sea lo suficientemente grande, si se puede generar un problema de cobertura.

La generación de energía fotovoltaica, presenta un desacoplo con la demanda, producida por la propia naturaleza de la energía, pues es ajena al humano y solo se genera en aquellas horas donde hay radiación solar, alcanzando su máximo en las horas de mayor radiación y una generación nula durante la noche. Pero la demanda eléctrica no tiene por qué darse en el mismo periodo de tiempo, ya que si depende de factores humanos (consumo en

viviendas, industria, empresas, ciudades, etc.) y nunca alcanza un consumo de 0, por tanto, hay momentos donde la generación no podrá suplir la demanda.

Este desacoplo se puede observar de una manera más clara mediante la representación de las gráficas de las curvas de demanda y generación. Típicamente, la demanda de potencia eléctrica en España se encuentra en el orden de decenas de GW, mientras que comúnmente las instalaciones FV que se construyen suelen ser como máximo del orden de decenas de MW, por tanto, para poder comparar los valores de un día de ambas gráficas y que sean legibles, se han normalizar a la misma escala.

Las curvas en conjunto se muestran a continuación, en donde el eje horizontal representa las horas diarias, desde 0 hasta 23 horas, y el eje vertical la normalización de la potencia sobre 1.

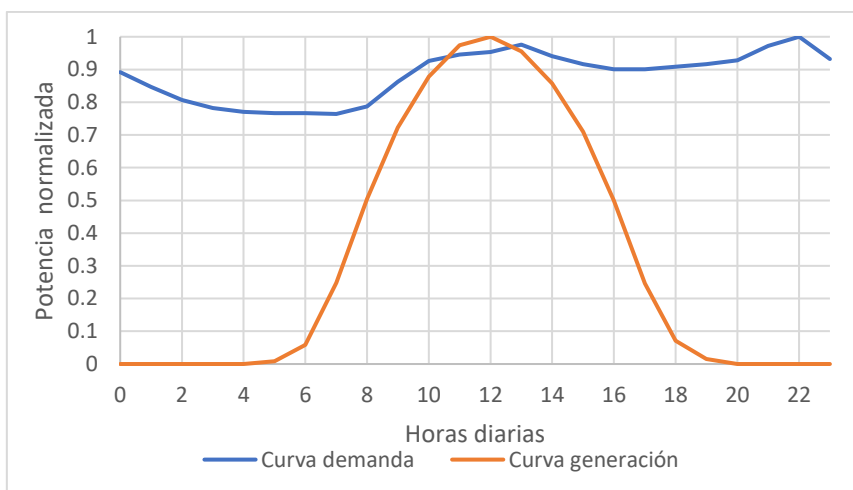


Ilustración 5. Desacoplo curva demanda típica y curva generación típica normalizadas

La ilustración 5, podríamos entenderla como un sistema de generación que fuese lo suficientemente grande para producir una potencia máxima igual a la potencia máxima demandada ese día.

Para este supuesto sistema, se evidencia el desacoplo, ambas curvas llegan a su máximo en horas diferentes del día, de hecho, en el caso de la demanda, llega a su máximo cuando la producción fotovoltaica es 0 (a las 22 horas), y el máximo de la generación se da a las

12 horas y produciría incluso un exceso de energía que salvo que se almacenase o intercambiase con otros países, se perdería.

Esta curva de demanda, determina por sí misma un límite superior en la capacidad de generación útil de energía eléctrica para un sistema fotovoltaico [3]. En base a estos conceptos, una de las cuestiones fundamentales a resolver y sobre las cuales trabajaremos en este trabajo final de master, es el de conocer el límite en la cobertura de la demanda a los que puede aspirar la energía fotovoltaica.

2. OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo final de master, es el estudio de la cobertura de la demanda para un sistema fotovoltaico a gran escala, de manera que, mediante la cuantificación del límite de esta cobertura, se obtenga el valor máximo de energía solar fotovoltaica que se podría aprovechar en la España peninsular sin que se produjese un exceso de energía en la red eléctrica.

En una red eléctrica nacional que presente fuentes renovables como la fotovoltaica, existe un marcado límite entre la demanda y la generación. Esto se debe, a que rara vez ambas coinciden en el tiempo y en magnitud [4]. Conocer este límite, es fundamental no solo a la hora de predecir la producción diaria nacional, sino que también para analizar la viabilidad y la integración de futuros proyectos fotovoltaicos.

Para la realización de este trabajo, se creará una red de plantas tanto distribuida en varias localizaciones a lo largo de la España peninsular como concentradas en determinadas ubicaciones, y que mediante simulaciones con PVGIS, crearemos unas bases de datos que nos permitirán recrear unas condiciones similares a lo que se obtendría en la realidad. Esta base de datos igualmente la complementaremos datos del consumo eléctrico en la red de España peninsular.

Posteriormente, a toda esta información les realizaremos una serie de tratamientos para finalmente aplicar el método desarrollado por el profesor Francisco Baena en su artículo *“A New Approach to Estimate from Monitored Demand Data the Limit of the Coverage of Electricity Demand through Photovoltaics in Large Electricity Grids”* [4], logrando así un procedimiento que, basándose en la curva de duración de la carga para la demanda y la curva de duración de salida para la generación fotovoltaica, obtendrá los posibles valores del límite de la cobertura de la demanda.

3. ESTUDIOS Y CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Como anteriormente se ha nombrado, el objetivo principal de este trabajo es analizar la cobertura de la demanda de un sistema a gran escala, y para esto definiremos una serie de instalaciones distribuidas y concentradas a lo largo del territorio español peninsular.

Estas ubicaciones han de elegirse de una manera lógica y utilizando información certera y fiable. Para ello, inicialmente será necesario realizar una serie de estudios y consideraciones preliminares que nos aseguren la correcta elección de estas.

Entre estas decisiones a tomar se encuentra la elección de las herramientas de simulación que serán las encargadas de proporcionar los datos sobre los cuales crearemos una base de datos.

Posteriormente, se debe decidir el tipo de red de planta, si queremos hacerla distribuida o concentrada, así como la ubicación exacta para cada planta.

Es gran de interés también, estudiar el horizonte cercano para cada ubicación seleccionada, con fin de verificar que se tratan de unos emplazamientos viables y que no originarán grandes pérdidas en la producción.

3.1. ELECCIÓN BASE DE DATOS FOTOVOLTAICOS

PVGIS

La herramienta utilizada para la elaboración de la base de datos en cuanto a la generación fotovoltaica es PVGIS.

PVGIS es una aplicación web que permite obtener datos sobre la radiación solar y la producción de energía de un sistema fotovoltaico (PV) instalada en casi cualquier lugar del mundo. Es de uso completamente gratuito, sin restricciones en el uso de los datos y sin necesidad de registrarse. [5]

Las herramientas más útiles que posee y que se harán uso en este trabajo son:

- Obtención del potencial fotovoltaico para distintas tecnologías, configuraciones de sistema conectados a red o independientes.
- Radiación solar y temperaturas, diarias y mensuales de distintas ubicaciones.
- Series de valores horarios de radiación solar y rendimientos fotovoltaicos.
- Mapas de los horizontes de ubicaciones para la obtención de posibles elementos orográficos que generen sombras.

La mayor cantidad de los datos de radiación solar utilizados por PVGIS se han calculado a partir de imágenes de satélite. Existen varios métodos diferentes para hacer esto, según los satélites que se utilicen [5].

Las opciones disponibles actualmente son:

- PVGIS-SARAH: Calculado por CM SAF y el equipo de PVGIS. Principalmente cubren Europa, África, la mayor parte de Asia y partes de América del Sur.
- PVGIS-NSRDB: Proporcionado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) y cubre América del norte, América central y parte de América del sur.
- PVGIS-CMSAF: Calculado por CM SAF para el área de Europa y África, así como partes de América del Sur.

Para la obtención de los datos utilizado en este proyecto, se ha usado la base de datos PVGIS-SARAH.

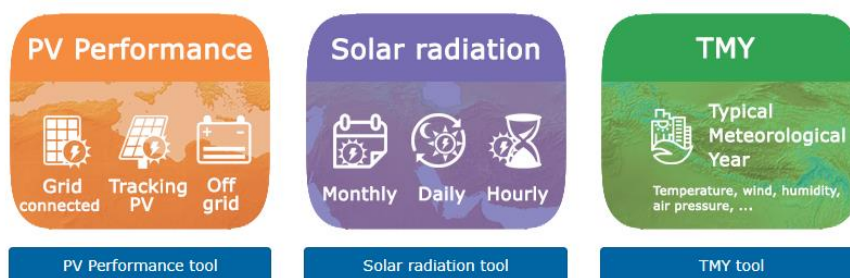


Ilustración 6. Menú de PVGIS

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

En esta figura se muestra la interfaz del menú principal de la aplicación, donde permite elegir entre analizar el desempeño de una instalación fotovoltaica, analizar radiaciones solares u otro tipo de dato meteorológico.

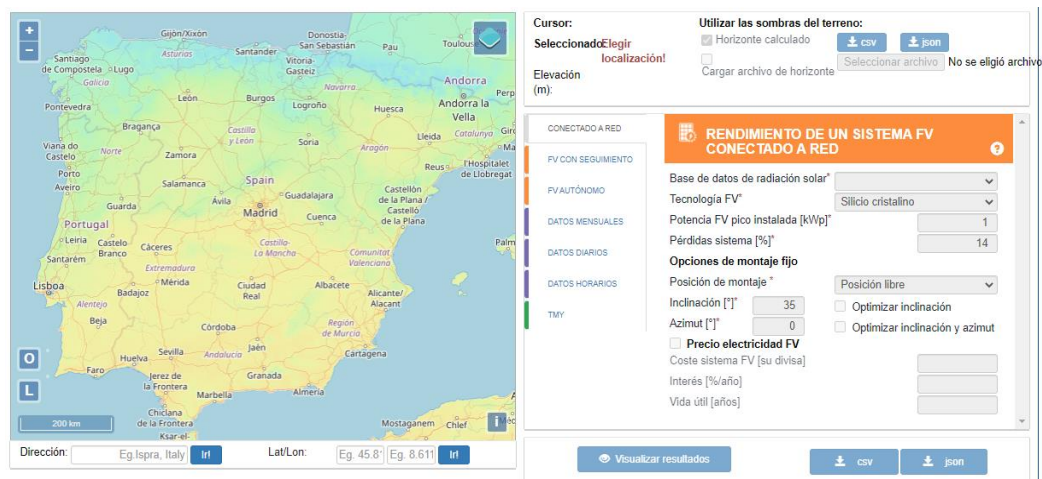


Ilustración 7. Menú introducción de datos PVGIS

A efectos de funcionamiento, podemos considerar que PVGIS funciona como una “caja negra”, la cual presenta una serie de inputs o entradas en forma de parámetros que el usuario proporciona, y la herramienta mediante una serie de cálculos y procedimientos internos, proporciona una serie de outputs o salidas en forma de datos numéricos.

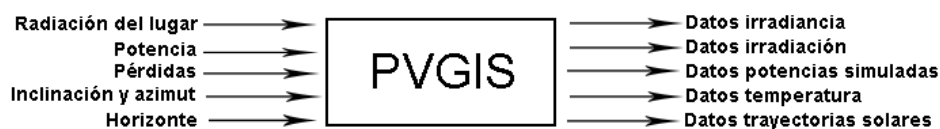


Ilustración 8. Diagrama funcionamiento PVGIS

Los parámetros de entrada de PVGIS son:

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

- Radiación del lugar: Mediante el establecimiento de la ubicación, PVGIS identifica mediante sus datos internos la cantidad de radiación solar a la cual se verá afectada la instalación.
- Potencia: El usuario establece la tecnología y potencia nominal del sistema fotovoltaico que quiere dimensionar.
- Pérdidas: El usuario indica un valor porcentual de pérdidas asociadas al sistema. Estas pérdidas son aquellas relacionadas con el BOS (Balance of System), es decir, pérdidas internas del inversor, cableado, suciedad, pérdidas por degradación de los módulos, etc.
- Inclinación y azimut: Fundamental a la hora de diseñar una instalación, la herramienta permite al usuario indicar manualmente los ángulos u obtener automáticamente los ángulos óptimos para la ubicación seleccionada.
- Horizonte: La herramienta considera los horizontes y sus pérdidas a la hora de realizar los cálculos matemáticos para los sistemas. El usuario puede incluir un horizonte propio externo o utilizar el propio de PVGIS.

Una vez indicados todos estos parámetros, PGVIS los interpreta y proporciona una serie de datos descargables, los cuales son:

- Datos de irradiancia: Irradiancia mensual, diaria y horaria anual según interés del emplazamiento de la instalación.
- Datos de irradiación: Irradiación mensuales, diaria y horaria anual de la irradiación sobre los paneles.
- Datos potencia simulada: Obtiene datos simulados para la potencia establecida aplicándole los factores de pérdidas, inclinación, azimut, etc.
- Datos temperaturas: Temperaturas mensual, diaria y horaria anual de la temperatura en la ubicación.
- Datos trayectorias solares: Información sobre las trayectorias de máxima y mínima altura solar, así como sombreado por la orografía del terreno.

3.2. RED DE PLANTAS. DETERMINACIÓN DE SUS UBICACIONES

Una vez determinada la base de datos de la cuales se va a obtener la información, es necesario plantear la distribución que queremos utilizar para el sistema fotovoltaico.

La consideración principal que hay que realizar es si se quiere que el sistema esté distribuido por todo el país de una manera relativamente uniforme, o si, por el contrario, se prefiere que toda la instalación esté en un único lugar.

Ambas distribuciones tienen sus ventajas e inconvenientes.

Las principales ventajas sistema distribuido:

- Descongestiona las líneas de transporte de energía
- Aplazan la necesidad de mejorar las líneas de transporte
- Menores pérdidas por transporte
- Mejora la fiabilidad del sistema
- Compensa posibles condiciones meteorológicas negativas

Sus principales inconvenientes son:

- En energía fotovoltaica, se producirá menos energía en aquellas plantas ubicadas en una zona de baja radiación
- Alto coste en inversiones iniciales
- Requiere de un sistema de monitorización más complejo

Por su parte, un sistema no distribuido tiene las siguientes ventajas:

- Mayor producción si se concentra en una zona de alta radiación solar
- Sistema de monitorización más simple
- Menor coste en inversiones iniciales

Las desventajas por su parte son:

- En caso de malas condiciones meteorológicas, la producción se resiente enormemente. Peor fiabilidad
- Necesidad de mejorar las líneas de transporte
- Mayores pérdidas por transporte

Una vez planteadas estas diferencias, se ha considerado utilizar ambas alternativas con la finalidad de ver con cual se alcanzaría un límite máximo de cobertura superior.

Inicialmente, se consideró trabajar con una región pequeña, para luego extrapolar los mismos procedimientos al resto de la España peninsular y así depurar posibles fallos antes de que fueran más complicados.

Para ello se planteó primero trabajar sobre Andalucía, eligiendo las ubicaciones que cumplieran los siguientes criterios de selección:

- 1. Cantidad de materia prima: Selección de aquellos lugares donde la radiación solar sea mayor, este es un criterio que para Andalucía no supone una gran diferencia en todo su territorio.
- 2. Reducción de pérdidas: Se prima la reducción de perdidas debidas al transporte y distribución de la energía, por lo que colocar los sistemas de generación cerca del consumo es fundamental, dándose el mayor consumo en las grandes ciudades
- 3. Criterios de seguridad: A diferencia de otras tecnologías como podría ser la nuclear que requiere de ciertas medidas en caso de un accidente o fuga, la energía solar puede estar presente en entornos cercanos a las personas sin ningún problema.
- 4. Criterios de salud: De manera similar a los criterios de seguridad, la fotovoltaica no emite gases, radiación o fluidos tóxicos o peligrosos.

Por tanto, siguiendo estos criterios, en el que se prima una gran cantidad de radiación solar, cercanía con el consumo, el cual se da en las grandes ciudades, y siendo una tecnología compatible con la seguridad y salud pública, las ubicaciones finales son todas las capitales de provincias andaluzas.

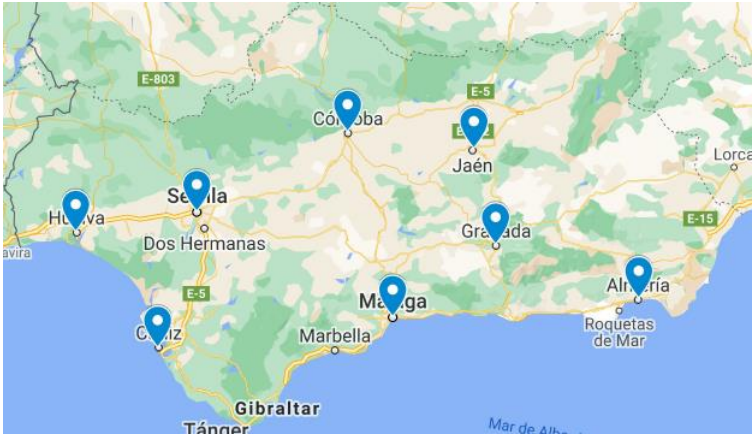


Ilustración 9. Mapa ubicaciones en Andalucía

Las coordenadas en latitud y longitud de cada ubicación seleccionada son las mostradas en la tabla 1:

Tabla 1. Coordenadas ubicaciones Andalucía

COORDENADAS		
CIUDAD	LAT	LONG
ALMERÍA	36.842	-2.464
CÁDIZ	36.53	-6.29
CORDOBA	37.871	-4.779
GRANADA	37.171	-3.605
HUELVA	37.255	-6.945
JAÉN	37.788	-3.775
MÁLAGA	36.718	-4.42
SEVILLA	37.388	-6.002

Extrapolando esto a nivel nacional, y siguiendo los mismos criterios de selección anteriormente descritos, las ubicaciones elegidas han sido las capitales de provincia. Sin

embargo, esto generaba una distribución poco uniforme, concentrando muchas instalaciones en zonas del norte de la península, donde la radiación es baja, y dejando grandes zonas en el sur y en la zona central, donde la radiación es bastante superior al norte.

De manera que, partiendo de esta idea, se redistribuyeron algunas centrales con el fin de aprovechar más las zonas de mayor radiación.

Una vez seleccionada una zona de interés, se ha realizado un análisis del horizonte local, con el objetivo de saber si la localización es buena, y no presenta objetos o montañas que produzcan un sombreado excesivo y por tanto pérdidas. Este análisis se ha realizado mediante un método matemático a partir de los datos de horizonte que aporta PVGIS y que se explicará detalladamente en el siguiente apartado.

A continuación, se muestra un mapa con la ubicación del sistema distribuido planteado.



Ilustración 10. Ubicaciones elegidas para colocar las plantas fotovoltaicas

En total son 50 ubicaciones, siendo sus localidades y coordenadas exactas las mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 2. Coordenadas ubicaciones nacionales

COORDENADAS					
CIUDAD	LAT	LONG	CIUDAD	LAT	LONG
ALMERÍA	36.842	-2.464	SALAMANCA	40.964	-5.664
HUERTOL-OVERA (ALMERÍA)	37.392	-1.945	ZAMORA	41.507	-5.741
CÁDIZ	36.53	-6.29	ÁVILA	40.658	-4.692
GRANADA	37.171	-3.605	BURGOS	42.341	-3.7
MÁLAGA	36.718	-4.42	HUESCA	42.134	-0.409
JAÉN	37.788	-3.775	SORIA	41.756	-2.473
PUENTE DE GENAVE (JAÉN)	38.356	-2.803	N. DE LA MATA (CACERES)	39.891	-5.538
HUELVA	37.255	-6.945	SIGÜENZA (GUADALAJARA)	41.069	-2.644
SEVILLA	37.388	-6.002	TERUEL	40.312	-1.113
CORDOBA	37.871	-4.779	ALCAÑIZ (TERUEL)	41.052	-0.133
MURCIA	37.983	-1.131	SEPULVEDA(SEGOVIA)	41.272	-3.742
CACERES	39.478	-6.369	BARCELONA	41.723	2.161
BADAJOS	38.875	-6.973	PAMPLONA	42.813	-1.643
CASTUERA (BADAJOS)	38.743	-5.543	TARRAGONA	41.117	1.254
ALICANTE	38.344	-0.48	GERONA	41.981	2.819
CIUDAD REAL	38.984	-3.93	LERIDA	41.584	0.758
CUENCA	40.071	-2.136	VITORIA	42.842	-2.684
MOTA DEL CUERVO (CUENCA)	39.503	-2.871	LEÓN	42.599	-5.575
MADRID	40.42	-3.692	LA CORUÑA	43.368	-8.402
VALENCIA	39.489	-0.497	OVIEDO	43.368	-8.402
ALBACETE	38.998	-1.853	VERÍN (ORENSE)	41.94	-7.435
CASTELLON	39.985	-0.046	LUGO	43.01	-7.569
TOLEDO	39.862	-4.025	PONTEVEDRA	42.433	-8.652
VALLADOLID	41.654	-4.732	SANTANDER	43.462	-3.81
ZARAGOZA	41.652	-0.881	SAN SEBASTIAN	43.317	-1.978

En cada una de estas localidades, se simulará la instalación de 1 MWp, con unas pérdidas del sistema del 15% y estando orientado completamente al sur.

La simulación realizada mediante PVGIS, nos permite obtener la potencia horaria anual para cada ubicación.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

A continuación, se adjunta una captura del software, en donde se definen los parámetros de la planta, ubicación, potencia, pérdidas, horizonte, etc.

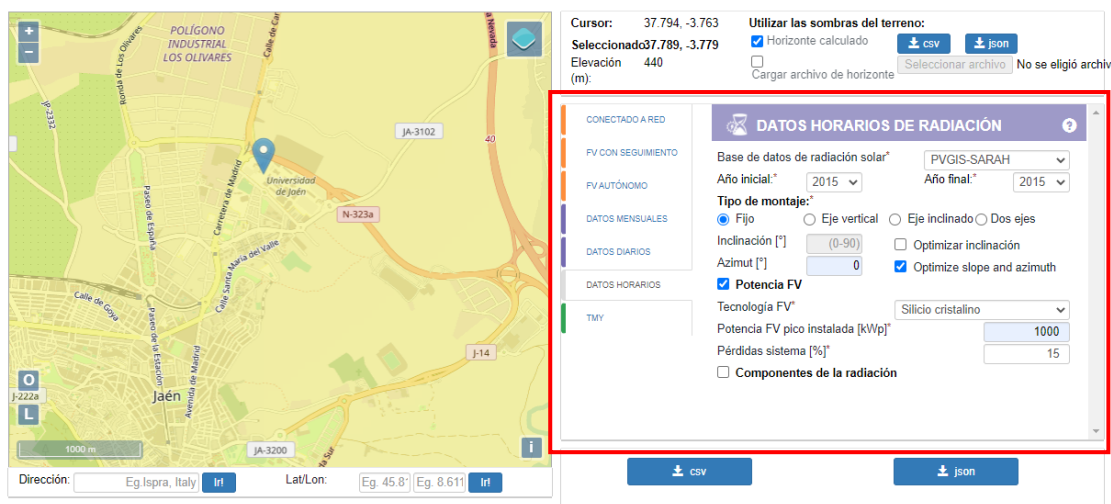


Ilustración 11. Ejemplo simulación planta fotovoltaica. [5]

Una vez definidos estos parámetros, el software genera un archivo Excel, en donde vendrán reflejados cada potencia instantánea durante cada hora del año completo elegido.

Esto se ha realizado análogamente para cada ubicación.

En cuanto a la distribución del sistema si se concentrara en un único lugar, se han propuesto analizar el límite máximo de cobertura en tres ciudades distintas, Almería, Madrid y La Coruña.



Ilustración 12. Ubicación sistema centralizado

En cada una de estas tres ciudades se simulará la instalación de una potencia de 50 MWp con 15% de pérdidas y orientación sur, siendo la cantidad que anteriormente se distribuía uniformemente en las 50 ubicaciones a razón de 1MWp por lugar.

Se han elegido estas tres ciudades debido a su gran diferencia en latitud, de manera que se evidenciarán claramente las diferencias y permitirá un análisis más claro de los límites de demanda.

Las coordenadas exactas de los lugares se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3. Ubicaciones instalaciones centralizadas

COORDENADAS		
CIUDAD	LAT	LONG
ALMERÍA	36.842	-2.464
MADRID	40.42	-3.692
LA CORUÑA	43.368	-8.402

3.3. ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS POR HORIZONTES

Como anteriormente se ha nombrado, el estudio se ha realizado a nivel de España peninsular, excluyendo a las Islas Canarias, Ceuta y Melilla debido a que estas regiones tienen una red eléctrica propia y separada de la península.

Antes de abarcar el proyecto a nivel nacional, se realizó el estudio de las características y objetivos pensados con las ubicaciones andaluzas. La finalidad de hacerlo primero en Andalucía era la de estudiar posibles características, tendencias o errores en una escala más pequeña y más fácilmente solucionables, para una vez estudiados y resueltos, extrapolar la metodología a un sistema más grande.

Inicialmente, se supusieron ocho instalaciones con una potencia pico instalada de 1 MW cada una. Dichas instalaciones se han considerado con unas pérdidas totales del 15%.

Cada una de estas instalaciones se han ubicado dentro de cada provincia andaluza, de manera que se ha realizado un análisis individual de cada una de ellas para encontrar un lugar óptimo. Para la determinación de este lugar, se ha estudiado el perfil de horizonte.

El perfil de horizonte para de una planta fotovoltaica está formado por todos aquellos objetos que, aunque se encuentren a una distancia grande de la planta (generalmente aquellos al menos a una distancia de 10 veces mayor a la dimensión de la planta), y que durante algún momento del año interfieren entre el sol y la planta, generando sombras sobre los paneles y, por tanto, perdidas en la generación [6].

La cuantificación de estas pérdidas por horizonte, pueden llegar a ser bastante complejas ya que dependen del porcentaje en el que este horizonte obstaculiza la trayectoria del sol, la orientación de los módulos y la disminución de la irradiancia incidente sobre estos debido a ese sombreado. En este caso, se realizará una aproximación del primer factor, el porcentaje de horizonte obstaculizado.

El procedimiento matemático utilizado para obtener estas pérdidas han sido obtenidas de un documento interno del profesor F. Baena Villodres [6].

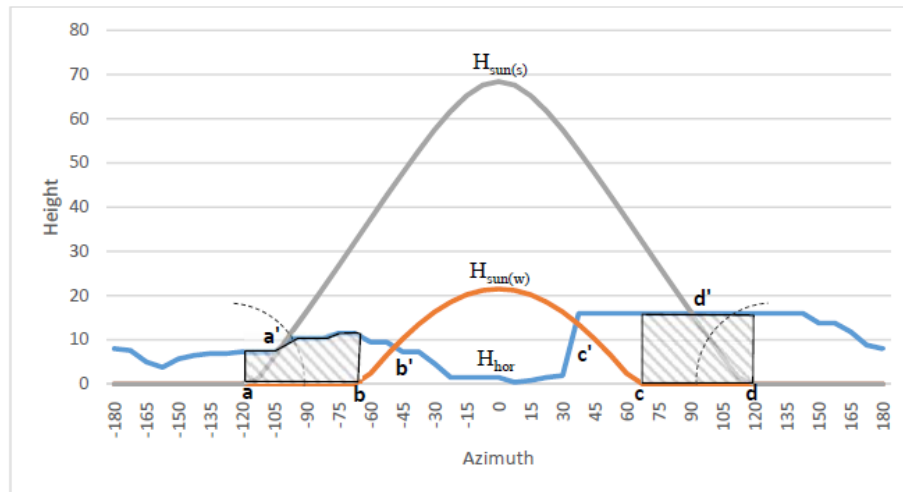


Ilustración 13. Determinación del porcentaje sombreado en función del horizonte cercano. [6]

Para calcular esta obstaculización del horizonte, se realiza la consideración $H_{hor} < H_{sun(w)_{max}}$, es decir, en todo momento el horizonte debe tener una altura inferior al pico de la trayectoria más baja diaria del sol en invierno.

Una vez esa premisa se cumpla, se considera

$$Sombreado\ por\ horizonte(S_{hor})(\%) = \frac{\sum_a^b H_{hor} + \sum_c^d H_{hor}}{\sum_a^d H_{sun(s)} + \sum_b^c H_{sun(w)}} \quad Ec. 1$$

De esta expresión, se obtiene un valor porcentual de sombreadamiento, el cual será único para cada ubicación, por tanto, se deberá repetir el mismo procedimiento de cálculo para cada planta.

Típicamente se considera un valor muy bueno aquellos valores por debajo del 5% de sombreadamiento, un valor aceptable para aquellos lugares entre un 5-10%, y un valor malo aquellos superiores al 10%. Para estos últimos se aconseja encontrar un lugar más óptimo debido a las grandes pérdidas que afectarán a la instalación.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

Mediante la herramienta PVGIS, y haciendo uso de la base de datos de los horizontes que almacena, se han seleccionado varias ubicaciones y se han cuantificado estas pérdidas.

La obtención de estos horizontes es muy sencilla, en la parte superior de la siguiente captura, se muestran las opciones de PVGIS sobre los horizontes.

La herramienta nos permite descargarnos un horizonte calculado mediante su propia base de datos, o cargar un horizonte obtenido mediante otra base de datos. En nuestro caso se ha realizado la primera opción.

Los datos proporcionados con relación al horizonte por PVGIS son:

- Altura solar para cada valor de azimut en la trayectoria solar más alta, es decir la que se da en verano
- Altura solar para cada valor de azimut en la trayectoria solar más baja, la correspondiente con el invierno
- Altura del sombreadamiento para cada valor de azimut

Estos cálculos se han realizado para cada ubicación anteriormente mencionada.

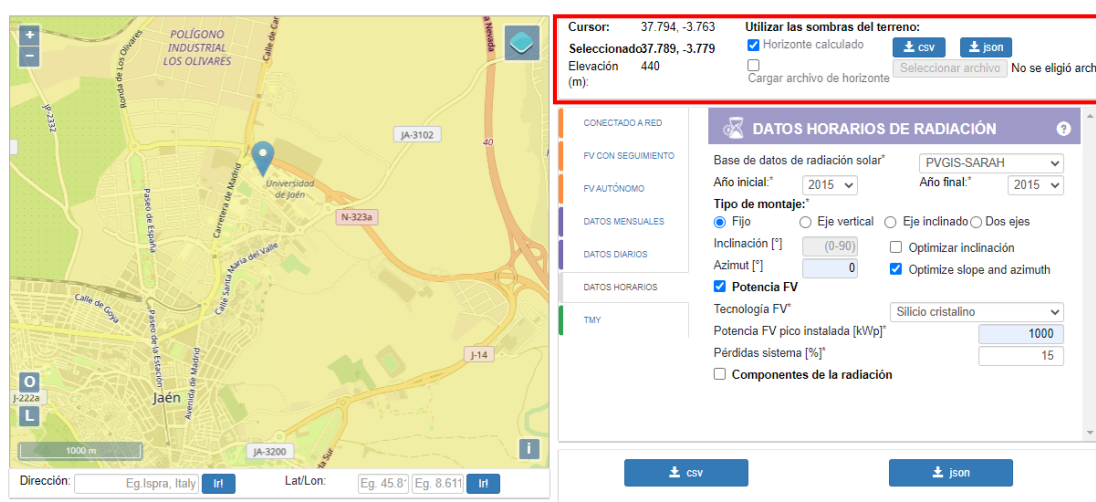


Ilustración 14. Obtención del horizonte cercano mediante PVGIS. [5]

A continuación, se muestran los perfiles de horizontes definitivos elegidos, en donde se pueden observar las trayectorias solares más altas (verano) y más bajas (invierno) junto con el perfil de sombreadamiento que se interpondría entre la instalación fotovoltaica y la trayectoria solar.

El eje de ordenadas representa los grados de altura solar, y el eje de abscisas representa los grados de azimut.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

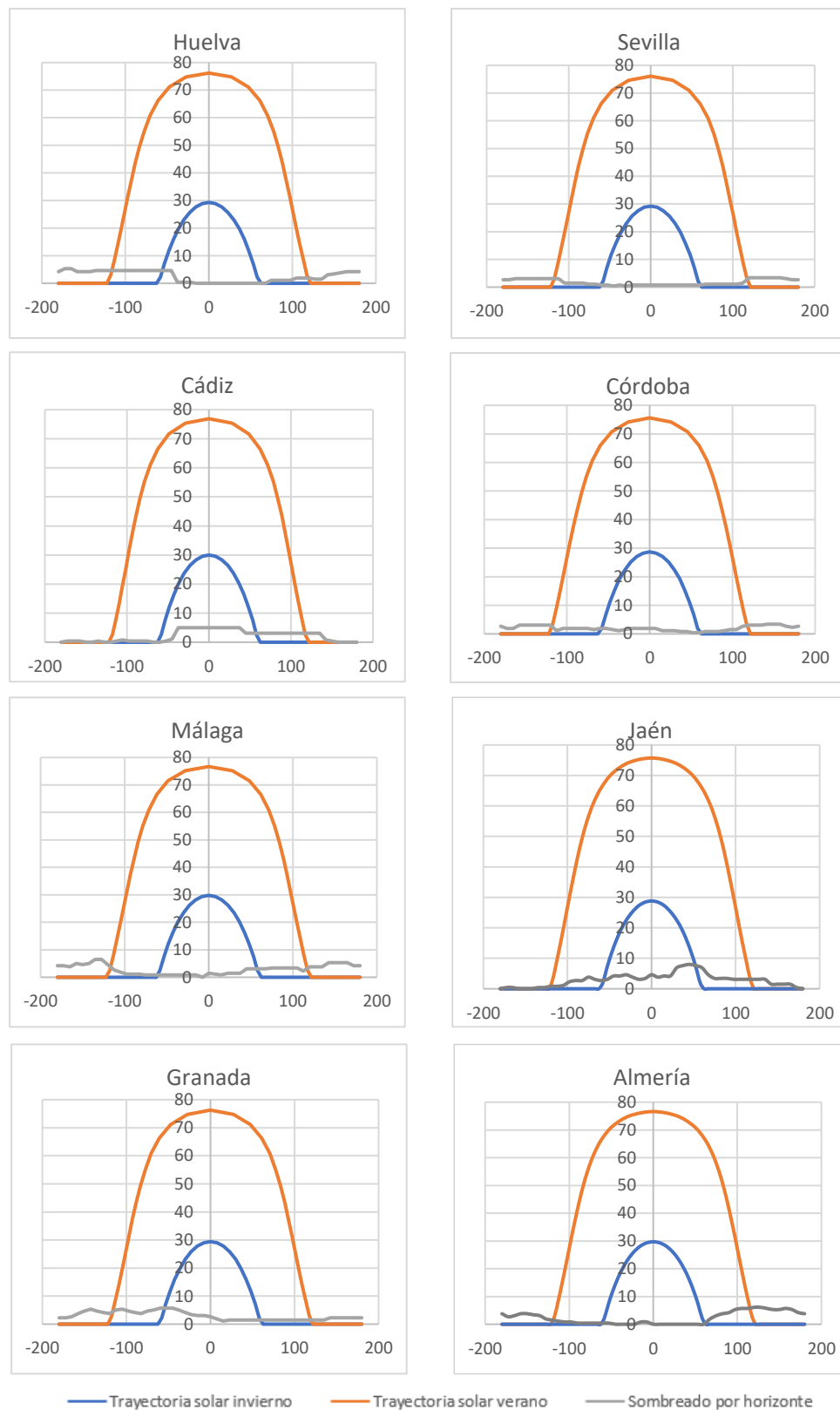


Ilustración 15. Trayectorias solares en verano e invierno y sombreado por horizonte

Se han distribuido de manera que se respete el orden oeste-este, para facilitar la comparación entre regiones próximas y que comparten una orografía común.

Tras la aplicación de la ec.1, anteriormente descrita, la cuantificación porcentual de estas pérdidas son las siguientes:

Tabla 4. Pérdidas por sombreamiento en Andalucía

PERDIDAS SOMBREAMIENTO			
CIUDAD	VALOR	CIUDAD	VALOR
HUELVA	3.479%	MÁLAGA	2.754%
SEVILLA	1.494%	JAÉN	4.055%
CÁDIZ	2.149%	GRANADA	3.570%
CORDOBA	1.790%	ALMERÍA	2.975%

Observamos como todas se encuentran dentro de los valores aconsejables y por tanto son unas localizaciones óptimas para el estudio.

Una vez realizado este estudio en pequeña escala, y depurado los posibles fallos, se ha aplicado exactamente igual para el resto de las ubicaciones a nivel nacional anteriormente presentadas.

Tabla 5. Pérdidas por sombreamiento en todas las ubicaciones distribuidas

PERDIDAS SOMBREAMIENTO			
CIUDAD	VALOR	CIUDAD	VALOR
ALMERÍA	2.975%	SALAMANCA	2.679%
HUERTOL-OVERA (ALMERÍA)	2.312%	ZAMORA	1.067%
CÁDIZ	2.149%	ÁVILA	2.780%
GRANADA	3.570%	BURGOS	2.747%
MÁLAGA	2.754%	HUESCA	1.471%
JAÉN	4.055%	SORIA	3.288%
PUENTE DE GENAVE (JAÉN)	3.706%	NAVALMORAL DE LA MATA (CACERES)	2.338%
HUELVA	3.479%	SIGÜENZA (GUADALAJARA)	4.673%
SEVILLA	1.494%	TERUEL	2.210%
CORDOBA	1.790%	ALCAÑIZ (TERUEL)	3.625%
MURCIA	1.917%	SEPULVEDA(SEGOVIA)	1.847%
CACERES	2.948%	BARCELONA	3.720%
BADAJOS	1.613%	PAMPLONA	4.046%
CASTUERA (BADAJOS)	0.791%	TARRAGONA	1.659%
ALICANTE	4.677%	GERONA	4.220%
CIUDAD REAL	0.464%	LERIDA	0.314%
CUENCA	4.320%	VITORIA	2.531%
MOTA DEL CUERVO (CUENCA)	1.865%	LEÓN	1.363%
MADRID	3.480%	LA CORUÑA	4.537%
VALENCIA	1.220%	OVIEDO	2.494%
ALBACETE	1.970%	VERÍN (ORENSE)	4.567%
CASTELLON	0.996%	LUGO	2.957%
TOLEDO	1.765%	PONTEVEDRA	3.487%
VALLADOLID	3.474%	SANTANDER	2.371%
ZARAGOZA	4.091%	SAN SEBASTIAN	4.574%

Observamos como todas las localizaciones finales se encuentran por debajo del 5% de pérdidas de sombreamiento, por tanto, son óptimas. Muchas de ellas inicialmente presentaban un valor superior, siendo descartadas y buscándose por lo tanto una localización cercana que diera un nivel de pérdidas inferior.

4. ANÁLISIS DE DATOS DE GENERACIÓN FV Y DEMANDA ELECTRICA

Una vez estudiadas las distintas ubicaciones y formas de obtener los datos, lo siguiente será estudiar la producción solar horaria durante un año completo, con el objetivo de analizar el comportamiento, la producción anual y la estabilidad.

El estudio de la generación, se ha realizado para dos alternativas, uno con ejes fijos, orientado a 0° azimut y con una inclinación óptima, y el otro con un sistema con doble seguidor solar. Ambos de ellos de una potencia de 1MWp y con unas pérdidas del 15%. Los datos de radiación y potencia corresponden con el año 2015 completo, y con el cual se detallará el procedimiento de obtención en los distintos apartados.

El objetivo de realizarlo para dos tipos diferentes de instalación, es comparar los resultados obtenidos para ver que alternativa es más viable según criterios de producción, coste inversión inicial o coste de mantenimiento.

Una vez analizado todo lo anterior, de igual manera se estudiará también los datos relacionados con el consumo de la España peninsular.

4.1. GENERACIÓN ELECTRICA. SISTEMAS FIJOS

Un sistema fotovoltaico fijo es aquel que no varía su ángulo azimut ni su inclinación para las distintas trayectorias solares que se dan a lo largo de un año.

Mediante la herramienta PVGIS, la cual obtiene la radiación incidente sobre una superficie terrestre mediante mediciones con satélites, se ha obtenido la potencia generada horaria para todos los días del año 2015 con los datos de instalación anteriormente descritos para cada una de las localizaciones mencionadas.

En la generación fotovoltaica, comúnmente, los datos de potencia diarios forman una “curva de campana”, donde el valor máximo en condiciones climatológicas normales se da en las 12 hora solar.

En la práctica esto no siempre es así puesto que pueden darse factores como la lluvia o nubes que pueden hacer que este máximo se alcance en otro momento, sin embargo, la forma de campana suele respetarse bastante fielmente.

Esto se puede observar si se representan datos diarios en varias ubicaciones distintas en días cercanos entre ellos, buscando obtener día con una buena climatología. Se han elegido días cercanos a los solsticios y equinoccios debido a que son días lo suficientemente alejados entre sí para que sus curvas sean distintas.

Los ejes de ordenadas representan la potencia en MW, y el eje de abscisas las horas diarias hasta las 24 horas.

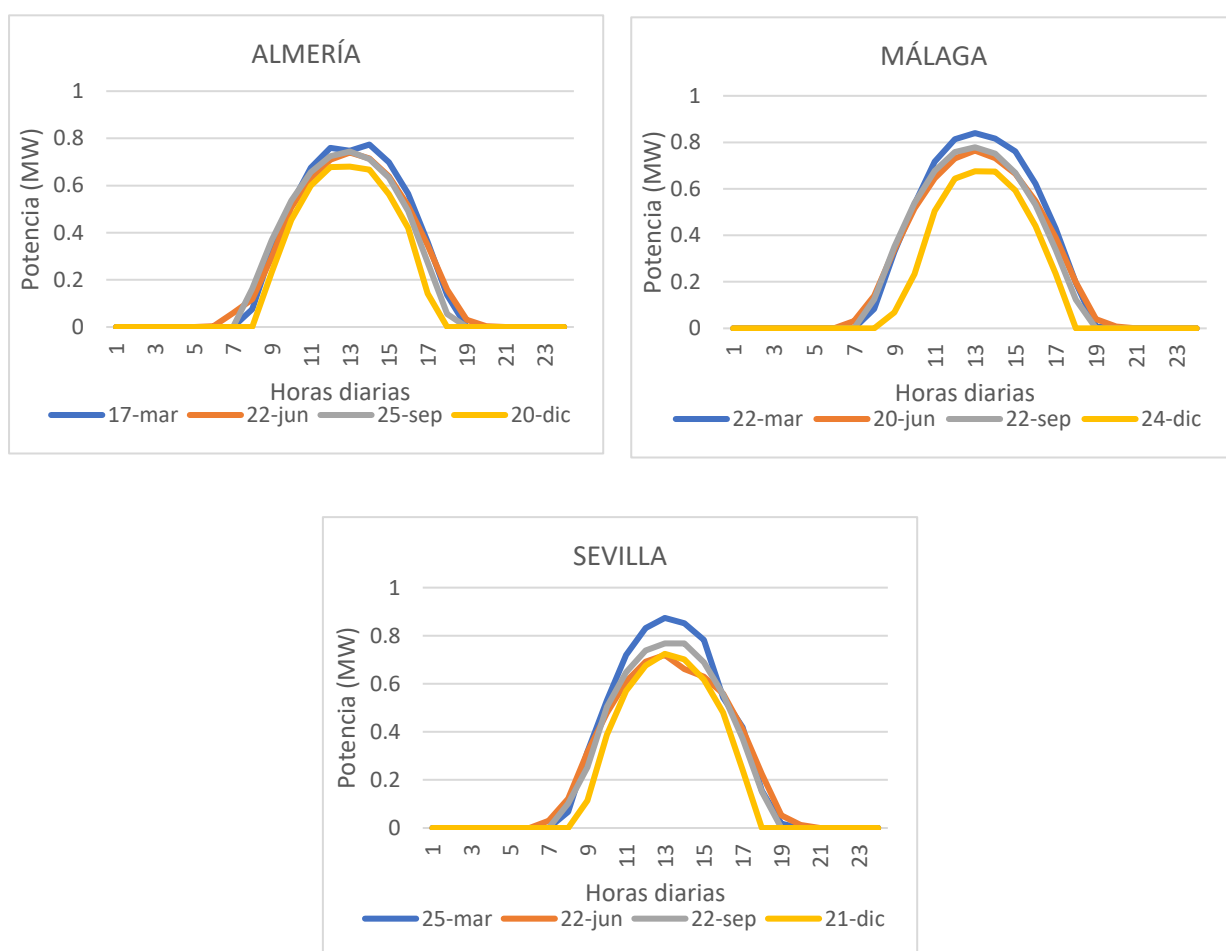


Ilustración 16. Valores potencia para distintos días del año

Es interesante incluir una tabla con los valores con las cuestiones más representativas que se pueden obtener de estas gráficas como son la potencia máxima o de pico, la potencia media, la energía producida, las horas de producción y el cociente entre la potencia media y la potencia máxima.

Tabla 6. Valores característicos diarios

	Días	Potencia máx. (MW)	Potencia media (MW)	Energía producida (MWh)	Duración horas producción	Cociente Pmed/Pmax
Almería	17-mar	0.77	0.23	5.64	11	0.30
	22-jun	0.74	0.23	5.47	15	0.31
	25-sep	0.74	0.22	5.36	11	0.30
	20-dic	0.68	0.18	4.44	9	0.27
Málaga	22-mar	0.84	0.26	6.15	11	0.30
	20-jun	0.76	0.24	5.75	15	0.31
	22-sep	0.78	0.24	5.64	11	0.30
	24-dic	0.68	0.17	4.07	9	0.25
Sevilla	25-mar	0.87	0.25	6.11	11	0.29
	22-jun	0.72	0.23	5.52	15	0.32
	22-sep	0.77	0.23	5.55	11	0.30
	21-dic	0.72	0.19	4.51	9	0.26

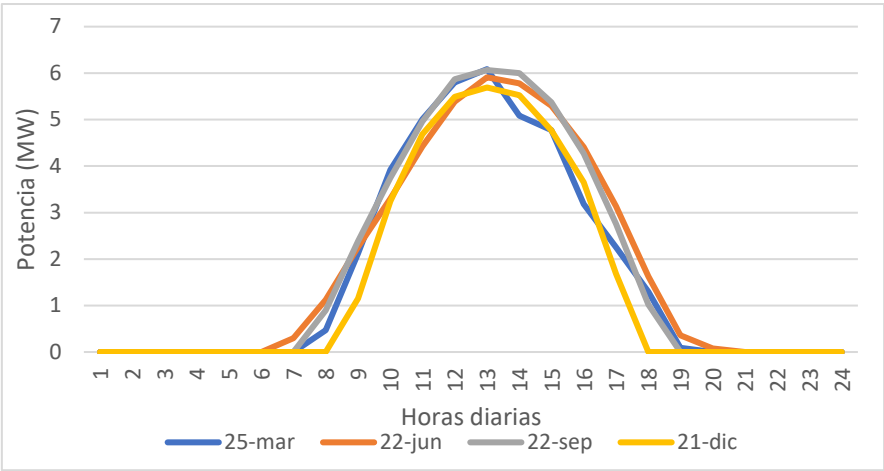


Ilustración 17. Agregado Andalucía

En cuanto al agregado de todas las ubicaciones, formarán la potencia diaria que se generará en toda la península.

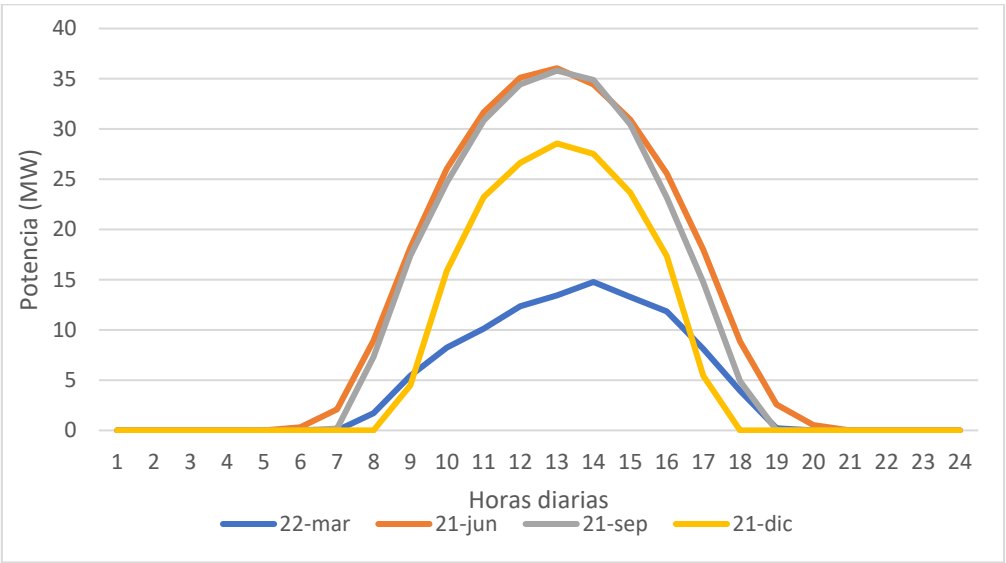


Ilustración 18. Agregado de potencias para distintos días de un año

En este agregado, se suman todas las potencias horarias durante los días seleccionados. Del agregado podemos ver como para el día 22 de marzo, la producción fue baja,

seguramente debido a una mala climatología a nivel nacional, mientras que el resto de días si presenta una buena potencia.

Los datos más interesantes extraídos de las gráficas anteriores son los mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 7. Datos característicos agregados

	Días	Potencia máx. (MW)	Potencia media (MW)	Energía producida (MWh)	Duración horas producción	Cociente Pmed/Pmax
Agregado Andalucía	25-mar	6.09	1.67	40.09	12	0.27
	22-jun	5.91	1.81	43.38	14	0.31
	22-sep	6.07	1.81	43.34	11	0.30
	21-dic	5.69	1.50	35.89	9	0.26
Agregado España	22-mar	14.77	4.31	103.51	12	0.29
	21-jun	36.05	11.64	279.34	15	0.32
	21-sep	35.81	10.79	258.87	13	0.30
	21-dic	28.56	7.20	172.73	9	0.25

Analizar los datos de la producción diaria, nos puede servir para obtener información particular de ciertos días en los cuales podamos tener interés, sin embargo, es inviable realizar todo esto para cada uno de ellos, de manera que directamente es más rápido y fácil trabajar con los datos anuales.

De manera que, si pasamos a representar dichas potencias por horas para cada una de las localizaciones para todos los días del año, podemos visualizar de manera general la curva y las variaciones anuales.

Continuaremos con el método inicial de aplicar el estudio a aquellas plantas situadas en Andalucía, para posteriormente abarcar al resto de la península.

En las siguientes gráficas, los ejes de ordenadas indica la potencia generada en watos, mientras que el eje de abscisas representa las 8760 horas de un año.

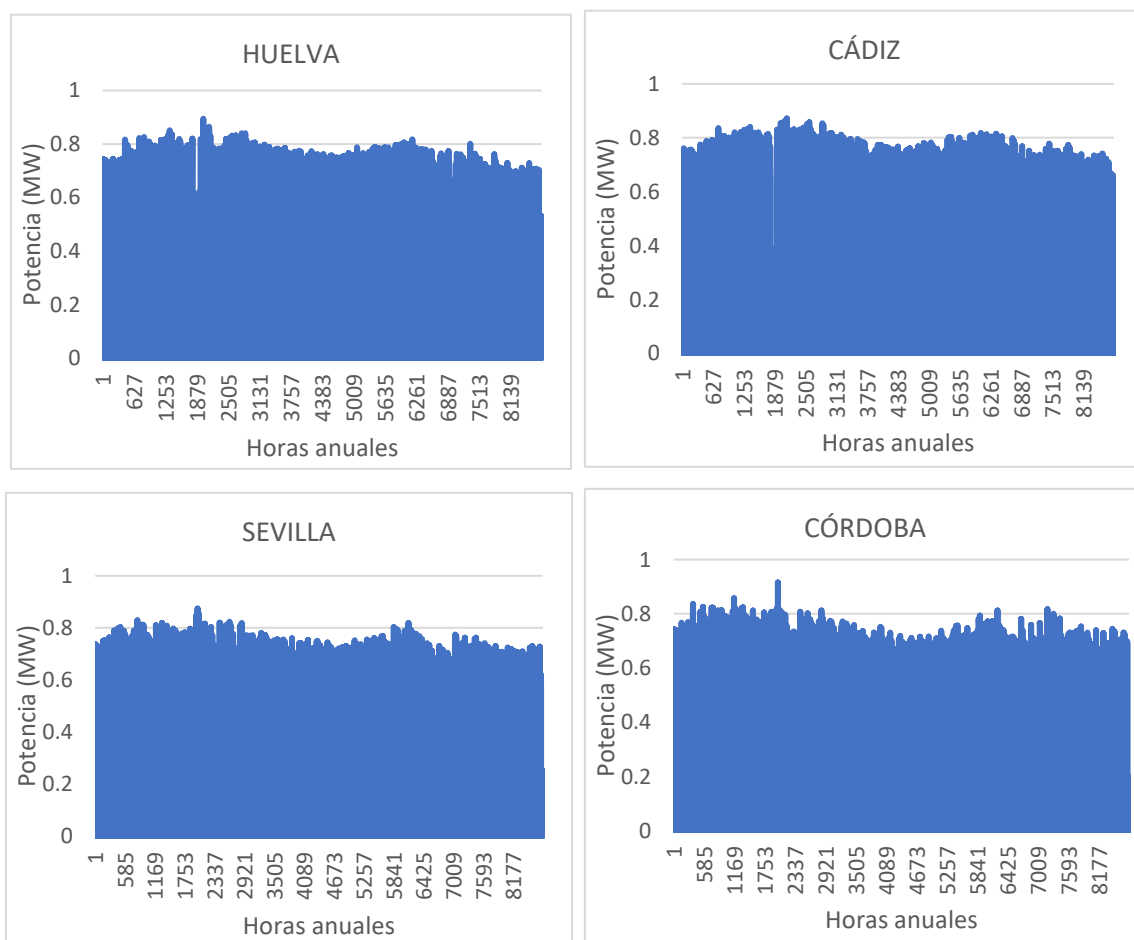


Ilustración 19. Evolución potencia horaria anual en distintas ubicaciones (I)

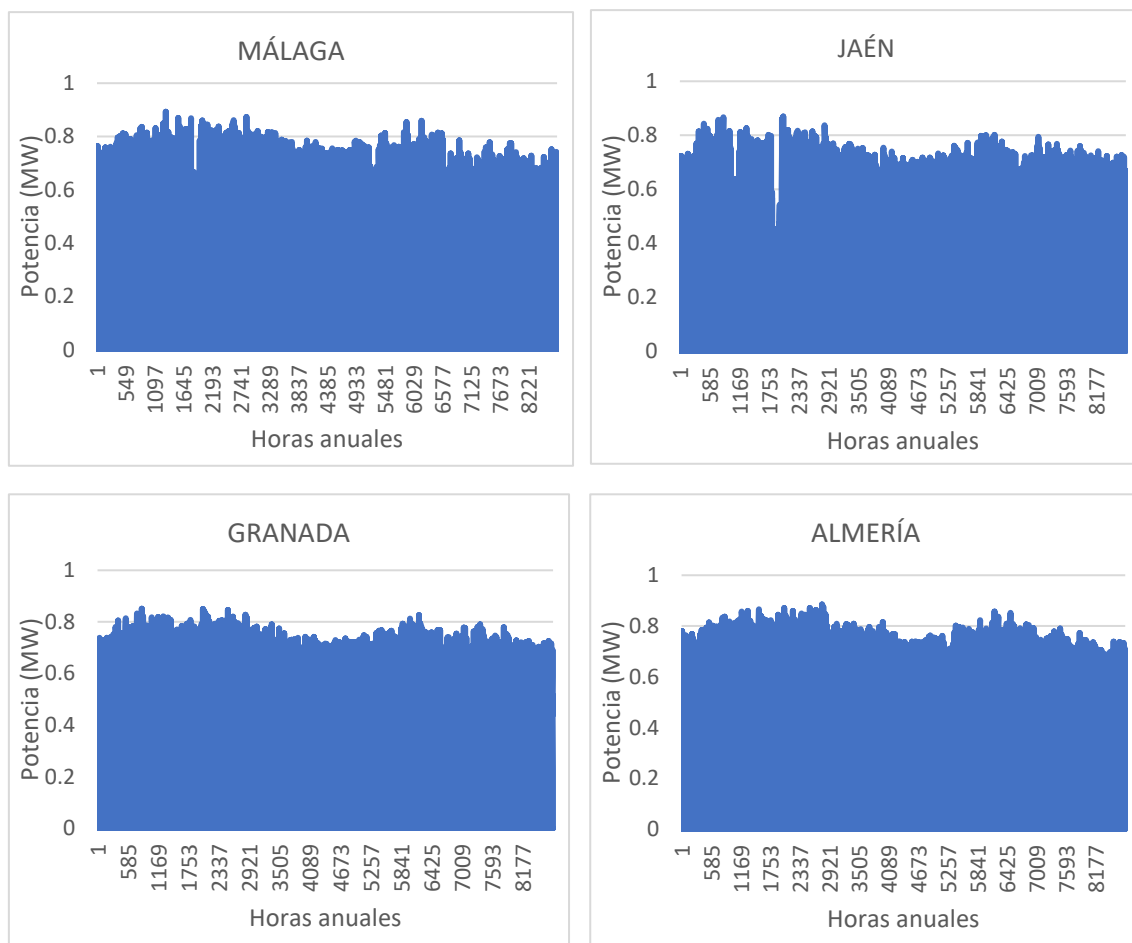


Ilustración 20. Evolución potencia horaria anual en distintas ubicaciones (II)

Durante la evolución anual podemos observar una producción bastante alta, donde en la mayoría de días se superan los 700 kW de potencia. Si comparamos entre provincias cercanas, como por ejemplo Huelva y Cádiz, observamos como los perfiles son bastante similares, incluyendo los días de poca producción debido a una mala meteorología. Por el contrario, las provincias del este, como son Granada y Almería se parecen más entre ellas que las del oeste.

Por tanto, podemos decir que existen diferencias climatológicas importantes a lo largo de un año en ubicaciones lejanas. Sin embargo, el sistema distribuido nos permite compensar estas diferencias, de manera que, aunque en una localización, se produzca

poca energía, en otra puede estar dándose una producción buena, reflejándose así una ventaja de este tipo de sistemas frente a los sistemas no distribuidos y tal y como refleja el siguiente agregado de todas las ubicaciones andaluzas.

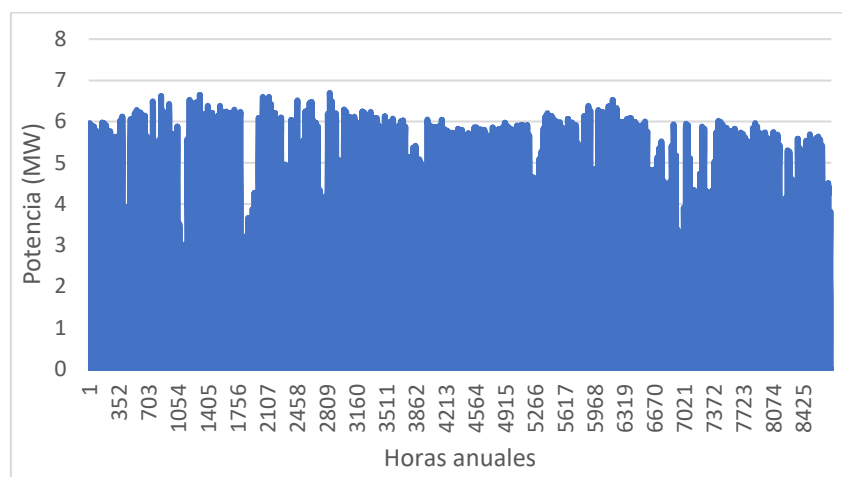


Ilustración 21. Agregado de Andalucía de la potencia horaria anual

Los datos más interesantes que se pueden obtener de este tipo de tablas son la potencia máxima anual, la potencia media anual, las horas de producción y la energía anual.

Tabla 8. Datos obtenidos a partir de las curvas de potencia instantánea

	Potencia máxima (MW)	Potencia media (MW)	Horas de producción	Energía Anual (MWh)
Huelva	0.89	0.20	4224	1724.81
Cádiz	0.87	0.20	4217	1712.71
Sevilla	0.87	0.19	4222	1678.71
Córdoba	0.92	0.19	4190	1684.09
Málaga	0.89	0.19	4213	1685.39
Jaén	0.87	0.19	4203	1652.83
Granada	0.85	0.19	4196	1683.33
Almería	0.89	0.20	4201	1736.89
Agregado Andalucía	6.70	1.55	4323	13558.77

A partir de potencia horaria anual de cada ubicación, podemos obtener el agregado mediante la suma por horas de todas las ubicaciones.

$$P_{i,agregado} = (P_{i,Ubicación1} + P_{i,Ubicación2} + P_{i,Ubicación3} + \dots + P_{i,UbicaciónN}) \text{ (Ec. 2)}$$

Donde i representa una hora anual.

En el caso de la energía anual de producción, se obtendría a partir de la suma de cada potencia horaria del agregado

$$\text{Energía agregado} = \sum_{i=1}^{8760} P_{i,agregado} \text{ (Ec. 3)}$$

Obviamente observamos una potencia mucho mayor a las individuales, pero también una mayor variabilidad, esto se podría solucionar variando las potencias instaladas, poniendo más en las zonas en las que los cambios climáticos son menores como en Almería, de manera que se compense las reducciones de potencia que se den en otros lugares como Huelva.

Si ampliamos a nivel nacional, estas diferencias climáticas se observan incluso mayores conforme aumentamos la latitud hacia el norte.

De igual manera, el eje vertical representa la potencia en MW, y el horizontal las 8760 horas anuales.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

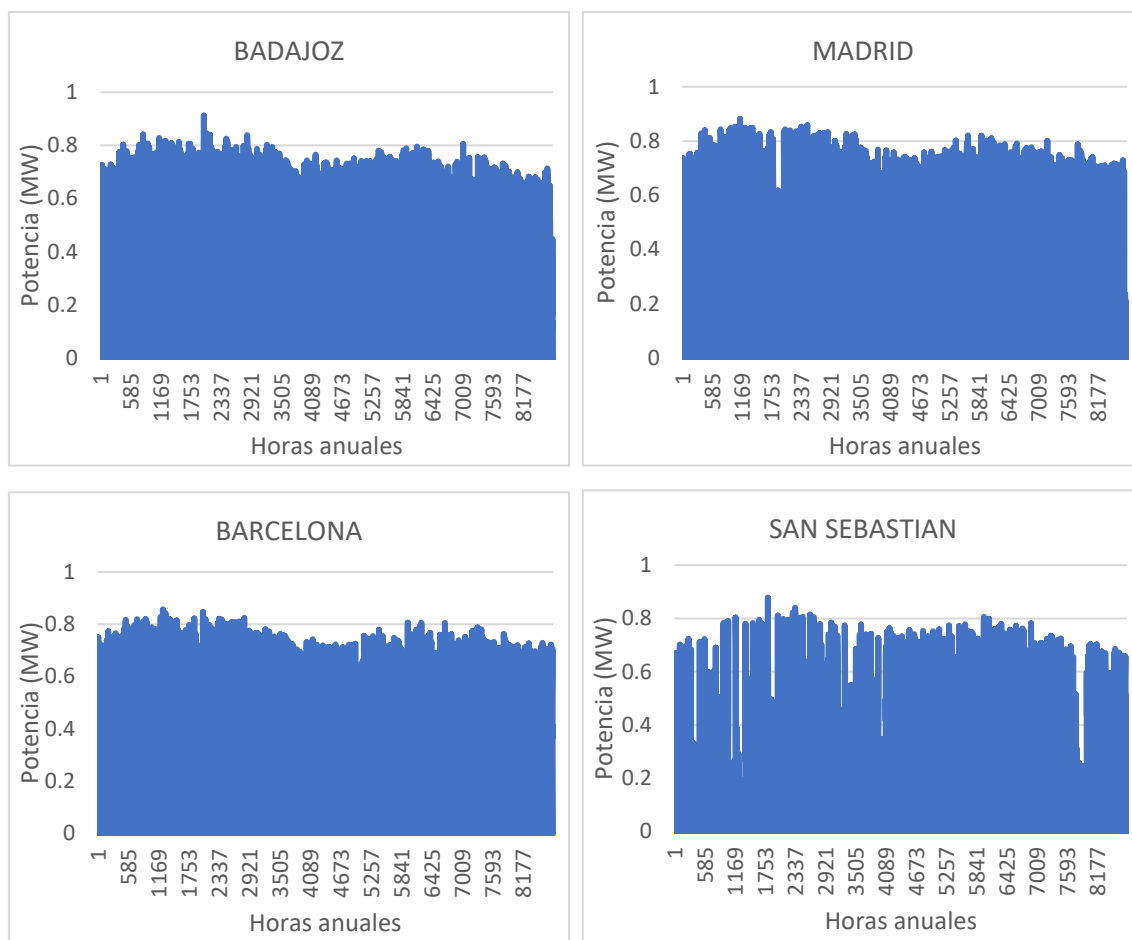


Ilustración 22. Evolución potencia horaria anual

Cuanto más al norte se encuentre la ubicación, la potencia media disminuye, pero, sobre todo, se dan muchas más irregularidades en la producción, que podemos visualizar en las gráficas como grandes caídas y “huecos”. Esto se debe a que, por el clima, hay muchas menos horas de sol.

Utilizando todas las ubicaciones peninsulares distribuidas, obtenemos el agregado anual:

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

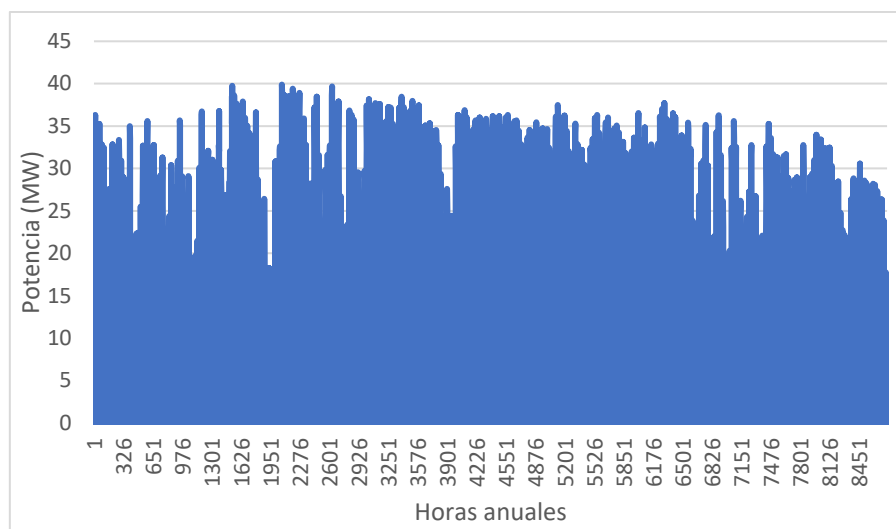


Ilustración 23. Agregado peninsular de la potencia horaria anual del año 2015

De igual manera que para las ubicaciones nacionales, se han obtenido las mismas cuestiones y su agregado.

Tabla 9. Datos obtenidos a partir de las curvas de potencia instantánea

	Potencia máxima (MW)	Potencia media (MW)	Horas de producción	Energía Anual (MWh)
Badajoz	0.91	0.18	4221.00	1606.75
Madrid	0.91	0.19	4223.00	1654.08
Barcelona	0.86	0.18	4169.00	1559.13
San Sebastián	0.88	0.12	4234.00	1091.54
Agregado España peninsular	40.78	9.01	4488.00	78902.67

En el agregado podemos destacar una mayor variabilidad en la producción en las horas iniciales y finales del año, que corresponden con las fechas invernales y otoñales. En la zona central, se muestra una mayor estabilidad, debido a un clima mucho más soleado, correspondiendo con el verano.

La cuestión más interesante que se observa, es como durante todo el año existe una producción base, es decir existe un valor que independientemente del momento del año, la producción media nunca es inferior y que nos garantiza una cantidad mínima constante de producción.

Para verificar si esta producción base es algo característico de los emplazamientos o ha sido casualidad, es recomendable estudiar otro año, de manera que se ha realizado el mismo procedimiento para el año 2014.

El eje de ordenadas representa la potencia en MW, y el de abscisas las 8760 horas anuales.

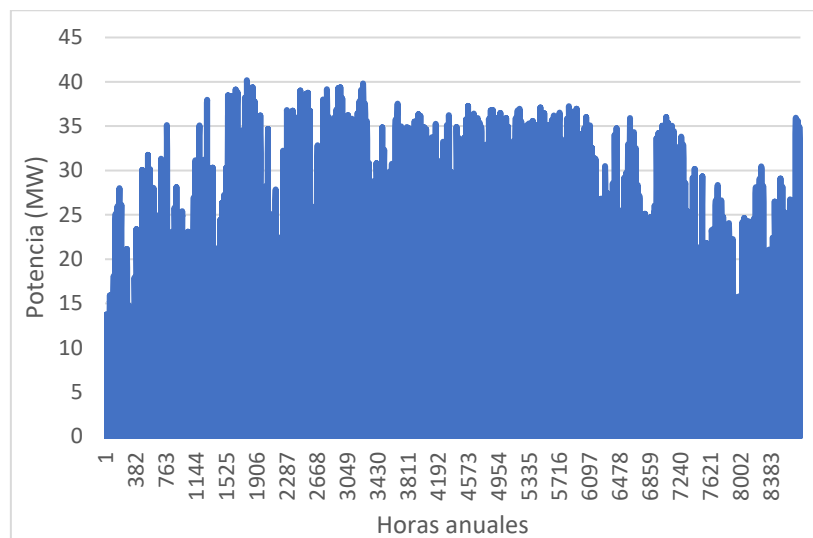


Ilustración 24. Agregado potencia horaria anual 2014

De este nuevo agregado se observa una forma parecida al del año 2015.

4.1.1. GENERACIÓN SIN LIMITACIÓN EN LA POTENCIA

Los datos horarios anuales para cada ubicación obtenidos se pueden tratar previamente de diferente manera, lo cual, supondrá una variación en el límite de cobertura, que en definitiva su obtención es el objetivo principal de este proyecto.

Estos datos obtenidos se van a tratar mediante dos métodos diferentes.

El primero de ellos consistirá en analizar los datos y utilizarlos sin aplicar ningún tipo de modificación sobre estos.

El segundo es el de introducir una limitación, la cual cuando se supere un cierto límite de potencia, fije todos esos valores en un valor constante.

El análisis para ambos métodos, se realizará a partir de sus curvas de duración de la salida.

CURVAS DE DURACIÓN SALIDA

A continuación, convertiremos las potencias horarias anuales en curvas de duración.

Una curva de duración, es una curva de frecuencias acumuladas, la cual indica el porcentaje de tiempo durante el cual la medida de un fenómeno o condición, ha sido igualada o excedida en un periodo de tiempo [7].

Son muy utilizadas en el ámbito de la ciencia e ingeniería, para hacer estimaciones de la intensidad, duración o frecuencia de algunos fenómenos como la lluvia, viento, sol o caudal de agua.

En nuestro caso, la utilizaremos para cuantificar cuando tiempo a lo largo del año, se supera una determinada potencia en las plantas fotovoltaicas simuladas.

Aplicándolas a las localizaciones anteriormente indicadas, obtenemos las siguientes curvas, las cuales denominaremos curvas de duración de salida cuando representemos la potencia generada en el sistema, o curvas de duración de carga cuando representemos el consumo energético.

A continuación, se representan todas las curvas de duración de salida de las ubicaciones andaluzas, donde el eje vertical representa la potencia en MW, y el horizontal las 8760 horas anuales.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

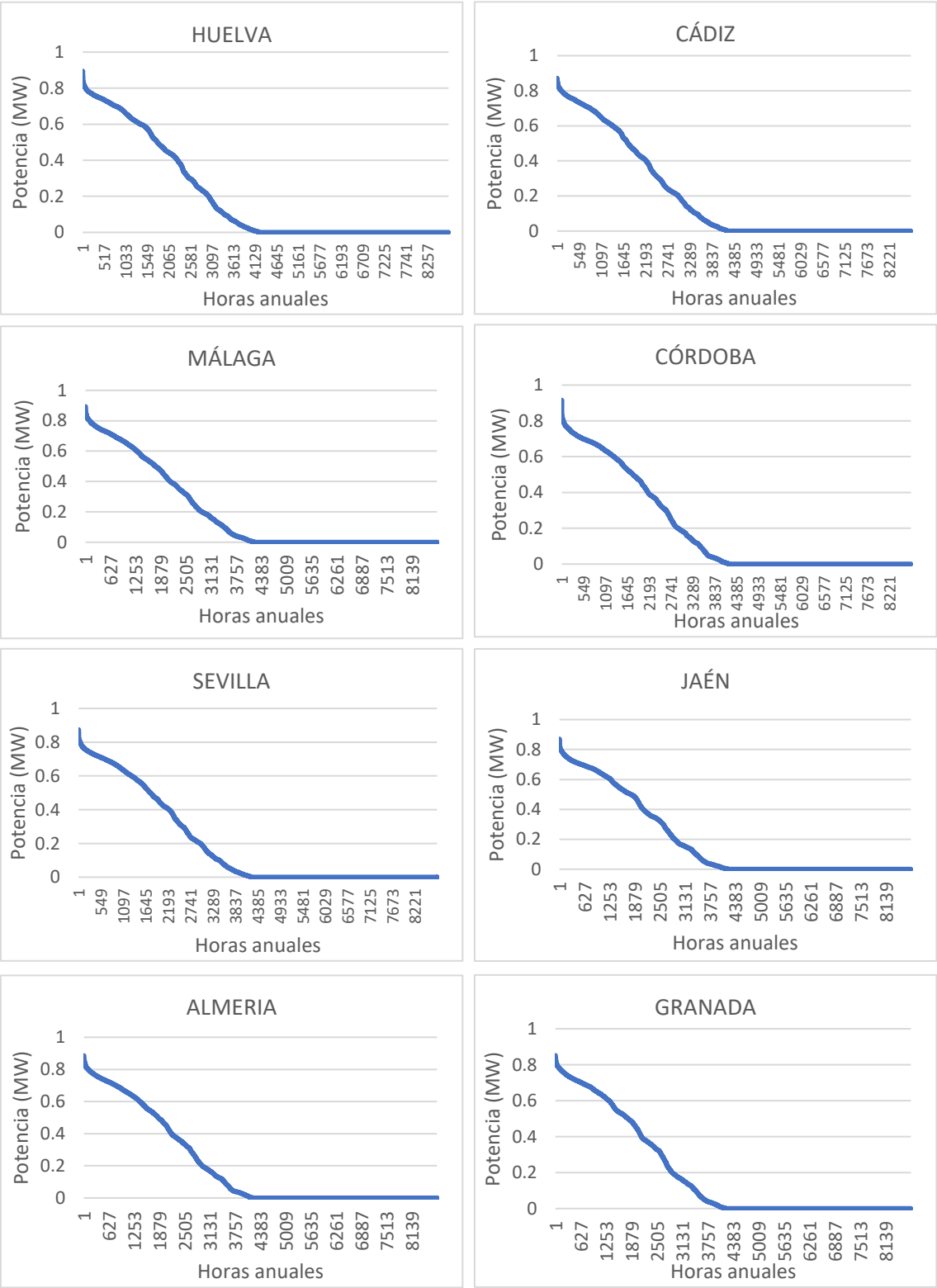


Ilustración 25. Curvas duración salida Andalucía

Observamos como se indica la cantidad de horas durante un año en las que se alcanza una determinada producción energética. Los valores más altos, solo se alcanzan bajo unas condiciones meteorológicas muy concretas, y por tanto representan pocas horas anuales. Mientras que una producción bajo condiciones más comunes, se prolongan durante más horas a lo largo del año.

Podemos representar la curva de duración de salida para todo el agregado andaluz directamente a partir del agregado de la potencia horaria instantánea.

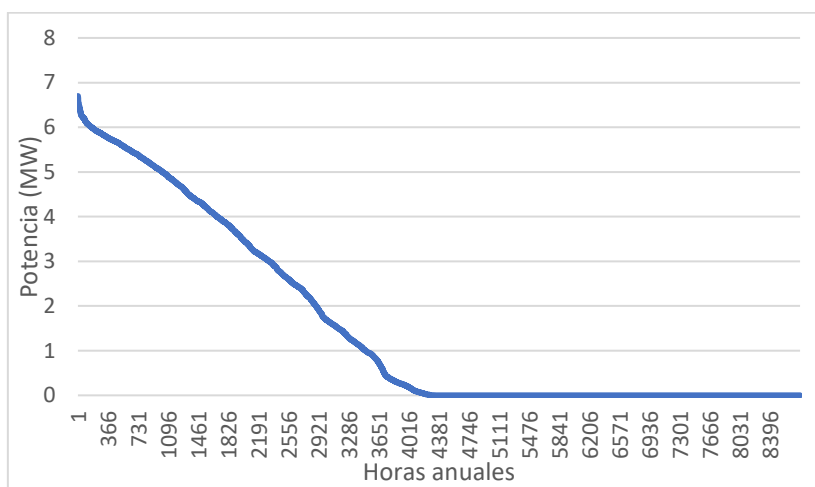


Ilustración 26. Curva duración salida agregado Andalucía

Los datos de potencia máxima, media, horas de producción, etc. corresponden con los mostrados anteriormente en la Tabla 8

Análogamente a lo realizado en Andalucía, se ha realizado en el resto de la España peninsular.

A continuación, se muestran algunas gráficas de ubicaciones peninsulares, donde se representa la potencia en MW y las 8760 horas anuales.

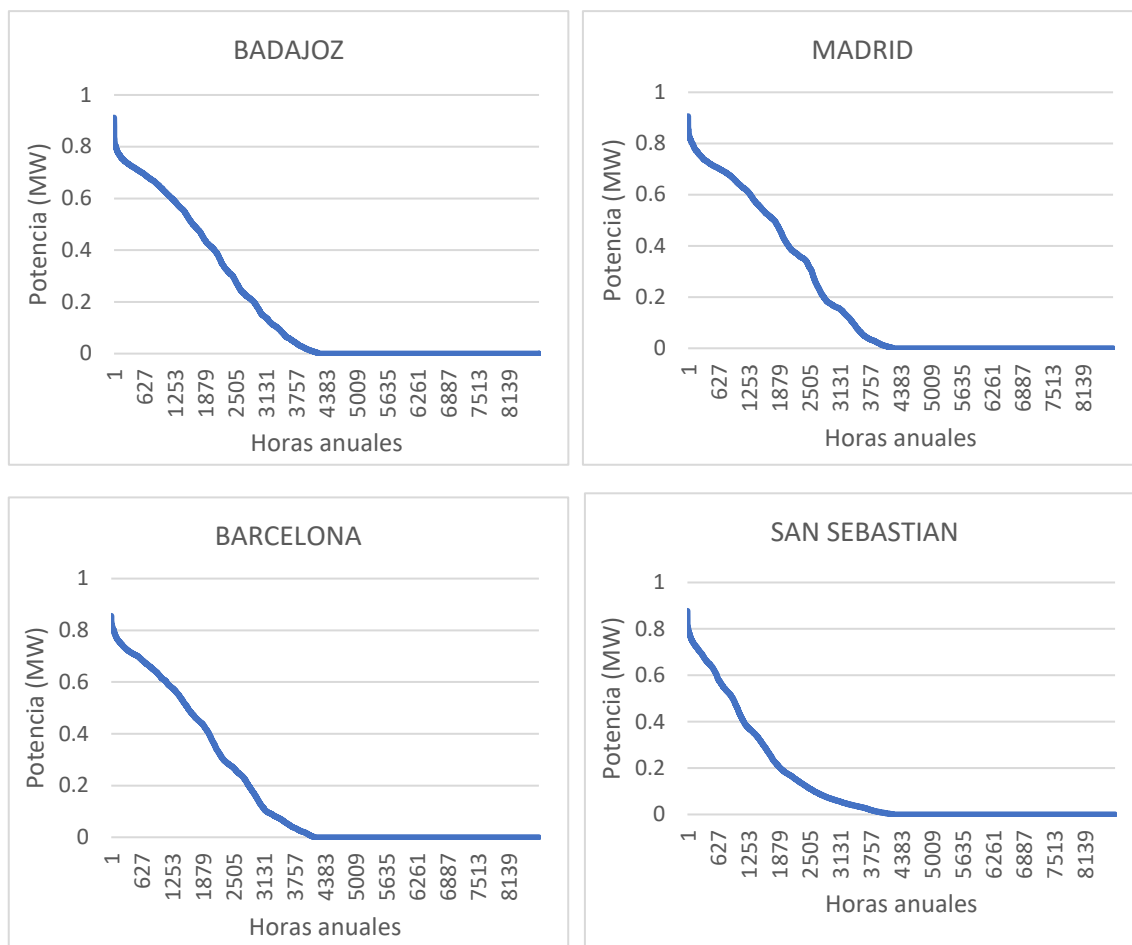


Ilustración 27. Curva duración salida ubicaciones peninsulares

En cuanto al agregado de la curva de duración para todas las ubicaciones peninsulares, se obtiene directamente a partir del agregado de la potencia horaria anual anteriormente presentado.

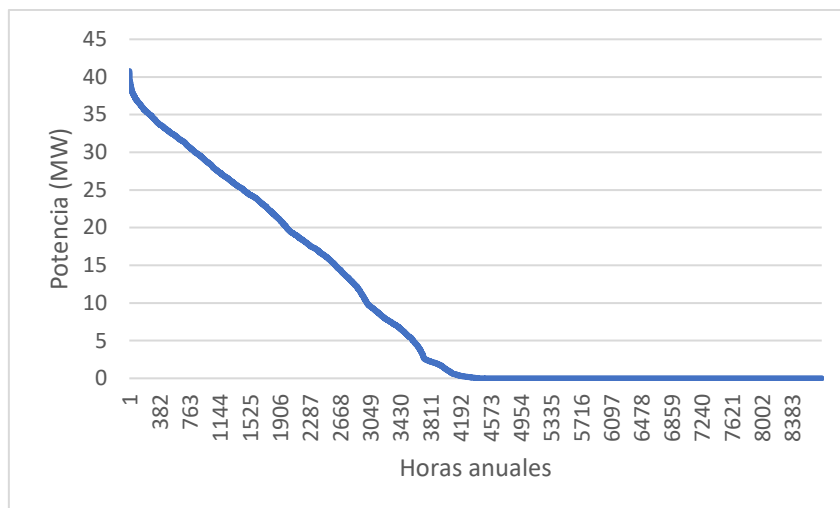


Ilustración 28. Curva duración salida del agregado peninsular año 2015

Los datos de potencia máxima, media, horas de producción, etc. corresponden con los mostrados anteriormente en la Tabla 9.

En este agregado, observamos como las primeras 200 horas aproximadamente que corresponden con las generaciones más altas y que disminuye de una forma más brusca en el tiempo, el resto de la curva presenta una disminución más constante a lo largo de esta. También se observa con claridad como prácticamente la mitad de las 8760 horas de un año, la producción es 0. Esto se debe a que a lo largo del año a todas las horas nocturnas del año.

Una forma de comprobar si la curva del agregado obtenida es correcta o no, es comparándola con la de otro año para obtener una correlación. Sin embargo, no es posible compararlas directamente ya que las potencias generadas son distintas.

Es necesario, por tanto, tratar estas curvas mediante una normalización. Esto se realiza, escalando todas las potencias anuales sobre un máximo de 1, de manera que ambas curvas estén sobre la misma escala.

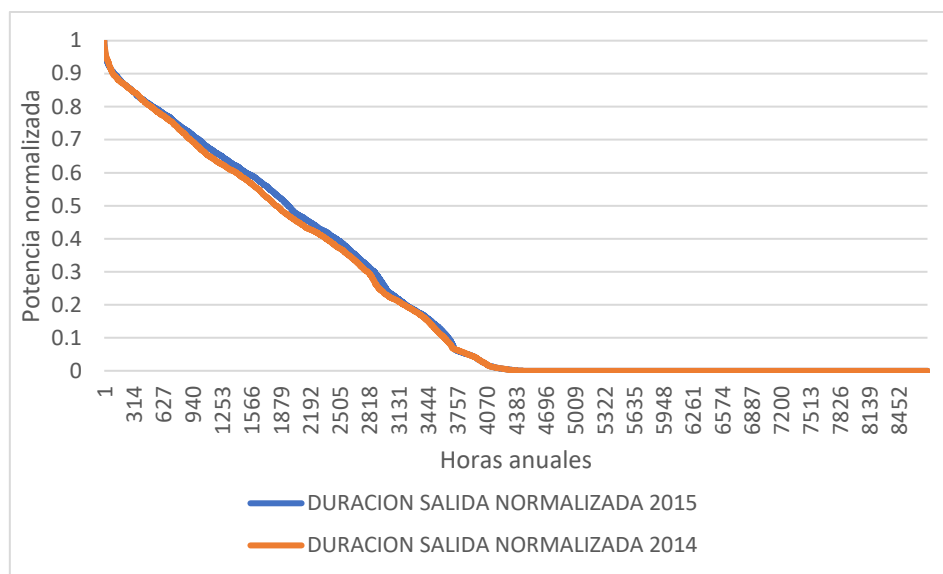


Ilustración 29. Comparación curvas duración salida normalizadas años 2015 y 2014

Comparado ambos años, observamos como las curvas son muy parecidas en forma, siendo ligeramente superior para el año 2015, debido a que existe una producción ligeramente mayor. Asumimos por tanto que los datos y los procedimientos son correctos para seguir trabajando con ellos.

4.1.2. GENERACIÓN CON LIMITACIÓN EN LA POTENCIA

Aunque se podría trabajar sobre las plantas fotovoltaicas sin incluir limitaciones como se ha visto en el apartado anterior, esto tiene el problema de que se obtiene una producción muy alta pero irregular y durante pocas horas durante el año como vemos en las gráficas anteriores.

Este problema puede generar un exceso de energía en la red debido a que es muy difícil conocer estos picos con anticipación, por lo que una práctica muy común en este tipo de instalaciones limitar la potencia de salida del inversor a una determinada potencia máxima.

CURVAS DURACIÓN SALIDA LIMITADAS

Para la asignación de esta limitación hemos estimado limitarla al 70% de la potencia nominal, es decir, limitar a 700 kW de potencia todos aquellos valores que sean superiores. Este valor es elegido porque realmente, aunque tenemos instalada una potencia de 1 MWp, en muy pocas ocasiones, se logra superar los 800 kW, estando la mayor parte de las variaciones ligeramente superiores a este 70% dicho anteriormente.

A pesar de que con esta limitación sacrificamos potencia, ganamos en control, predictibilidad y estabilidad en la red eléctrica.

Las nuevas curvas de duración de generación con limitación de potencia son las siguientes, donde la potencia viene representada en MW y el tiempo en las 8760 horas anuales.

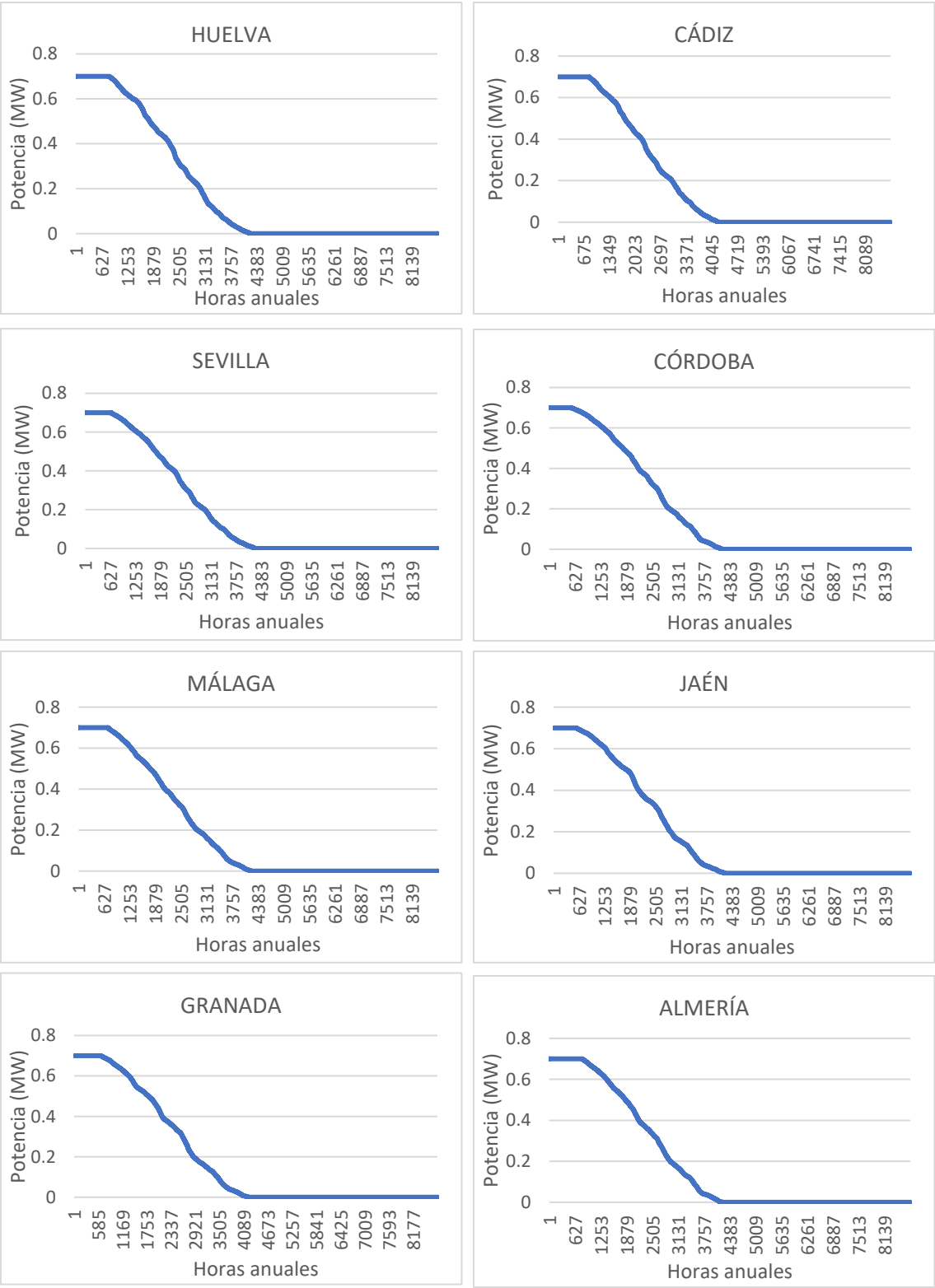


Ilustración 30. Curvas duración salida limitada

Para representar el agregado de la curva de duración limitada, es necesario primero realizar limitaciones en la potencia horaria de cada ubicación para todas las horas del año, estableciendo un límite, en nuestro caso del 70% de la potencia nominal para todos aquellos valores que sean superiores. Posteriormente, ya se puede obtener el agregado de las potencias de una manera similar al obtenido en el apartado anterior.

El motivo por el que se realiza así, y no por ejemplo sumando las curvas de duración limitadas es porque los valores en los que se supera el 70% son diferentes en el tiempo en cada ubicación y, por tanto, hay que trabajar siempre con los datos que sean del mismo tiempo horario, cosa que la curva de duración de la salida no cumple pues la linealidad del tiempo se transforma en frecuencias.

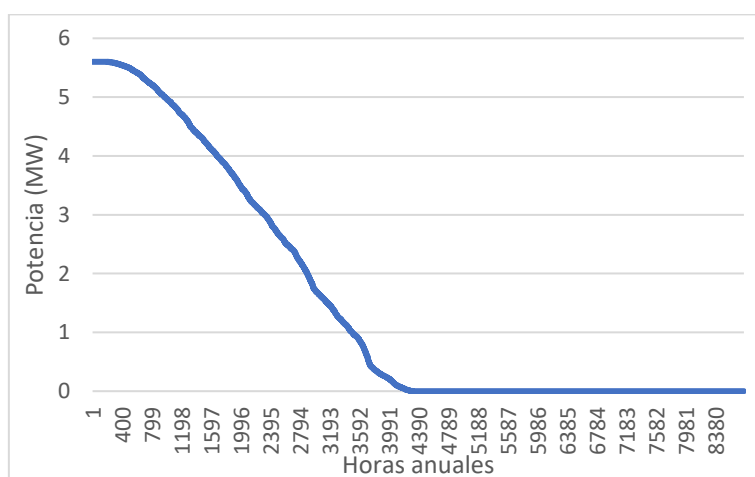


Ilustración 31. Curva duración salida limitada Andalucía

El agregado para la nueva curva de duración es la siguiente

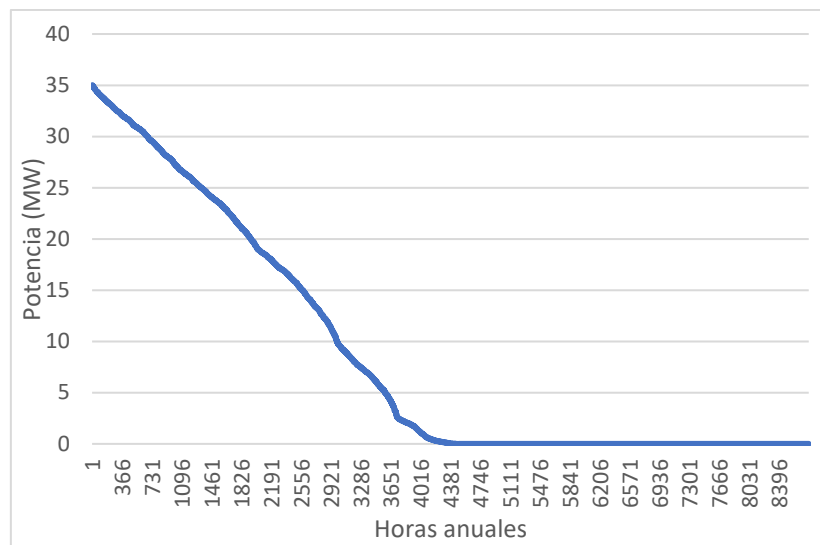


Ilustración 32. Curva duración agregado España peninsular limitado

Si analizamos las nuevas curvas de duración de la salida para una potencia limitada, observamos como existe una fase constante durante las horas que anteriormente tenían una potencia más alta, pero menos duraderas en el tiempo. De esta manera, ganamos en estabilidad y predictibilidad, al eliminar parte de esa variabilidad característica de la energía fotovoltaica.

Si comparamos ambas curvas en una misma gráfica, en este caso utilizando las curvas a nivel nacional, evidenciamos como esa mayor linealidad y estabilidad anteriormente citada.

De igual manera que anteriormente, el eje de ordenadas representa la potencia en MW, y el eje de abscisas las 8760 horas anuales.

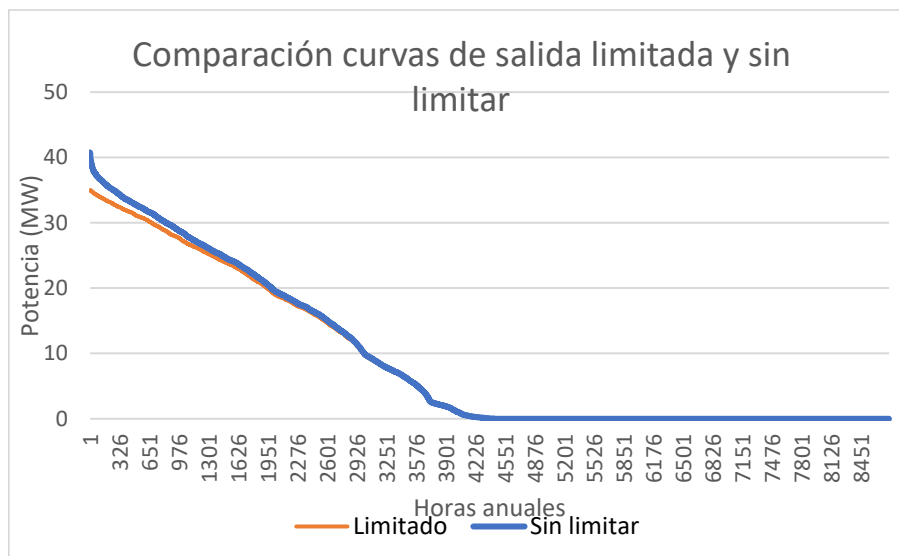


Ilustración 33. Comparación entre curvas de duración limitada y sin limitación

4.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA. SISTEMA CON SEGUIMIENTO SOLAR

Un sistema fotovoltaico con seguimiento es una adaptación de un sistema fijo, que permite cambiar el ángulo de inclinación en dos o más posiciones de forma manual o automática. De esta manera, se consigue optimizar al máximo la incidencia solar sobre los paneles.

Al igual que en el apartado anterior, PVGIS es capaz de simular con sistemas con seguimiento a uno o dos ejes. Para realizar la comparativa entre ambos sistemas, se ha elegido trabajar con un sistema a dos ejes.

Representando directamente la potencia en MW junto con las 8760 horas anuales, obtenemos lo siguiente:

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

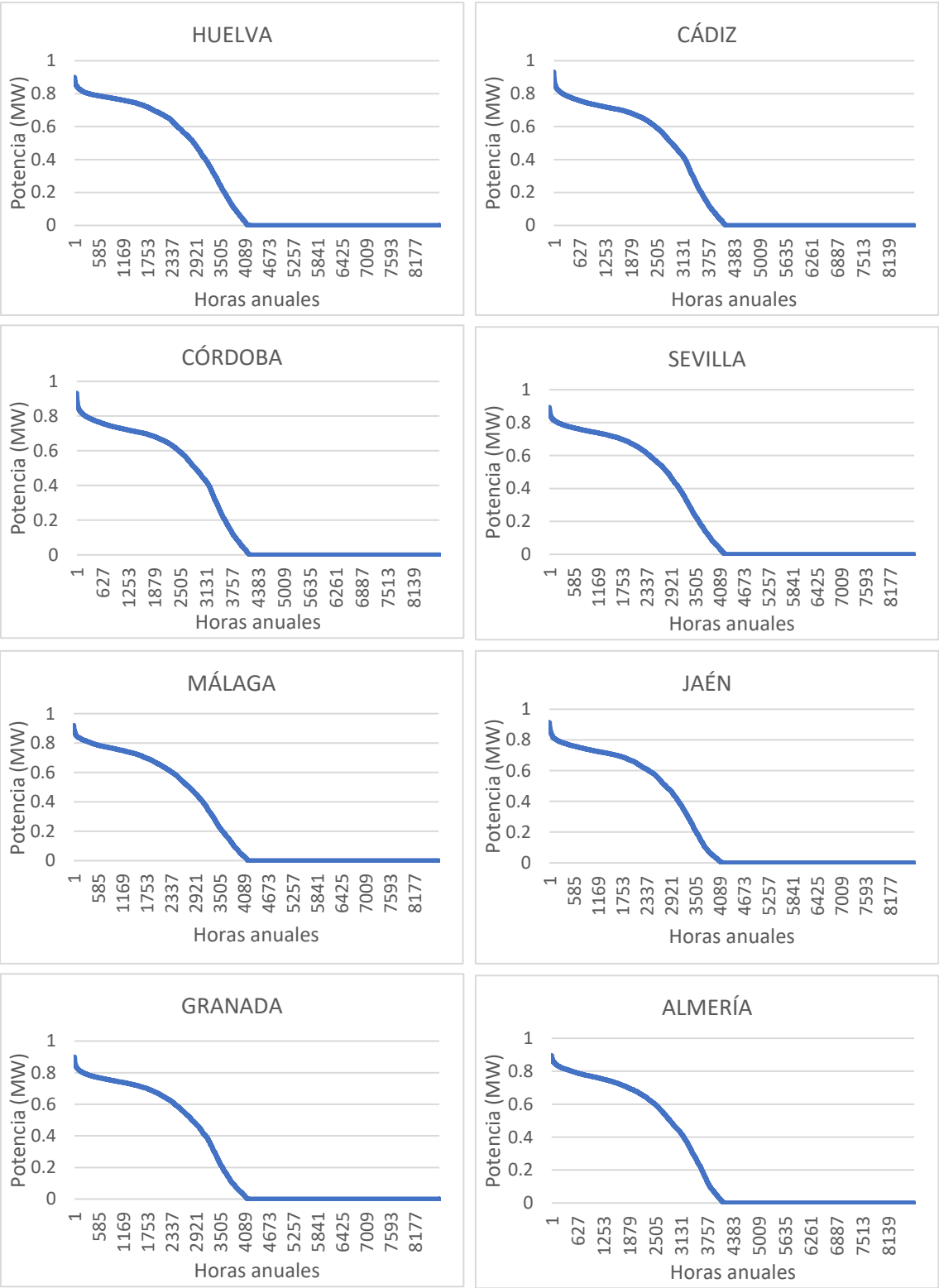


Ilustración 34. Curvas duración salida sistema móvil

Claramente se observa como la producción es superior para cualquier hora del año comparada con las de un sistema fijo. También se puede identificar como las potencia más altas e impredecibles, tienen una mayor magnitud, lo que puede agravar más un posible exceso de energía en la red.

A continuación, se muestra la misma curva que relaciona la potencia y las horas, pero incluyendo el agregado de las ubicaciones de Andalucía.

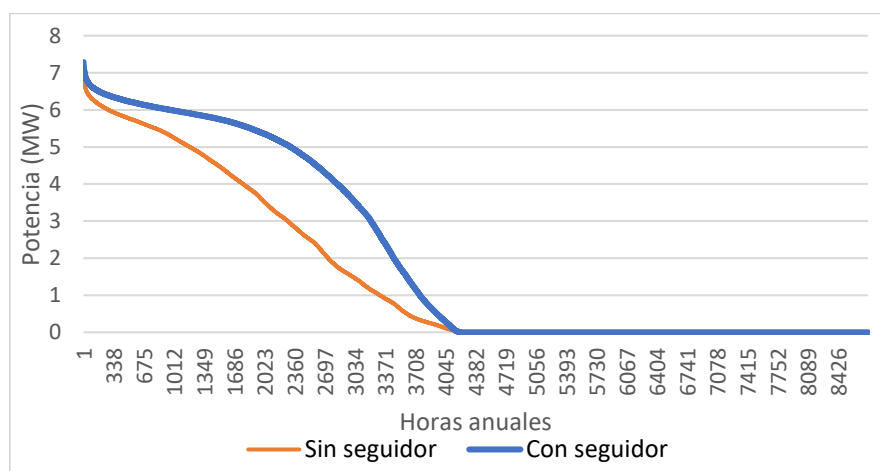


Ilustración 35. Comparación entre sistema con seguidor y sin el en Andalucía

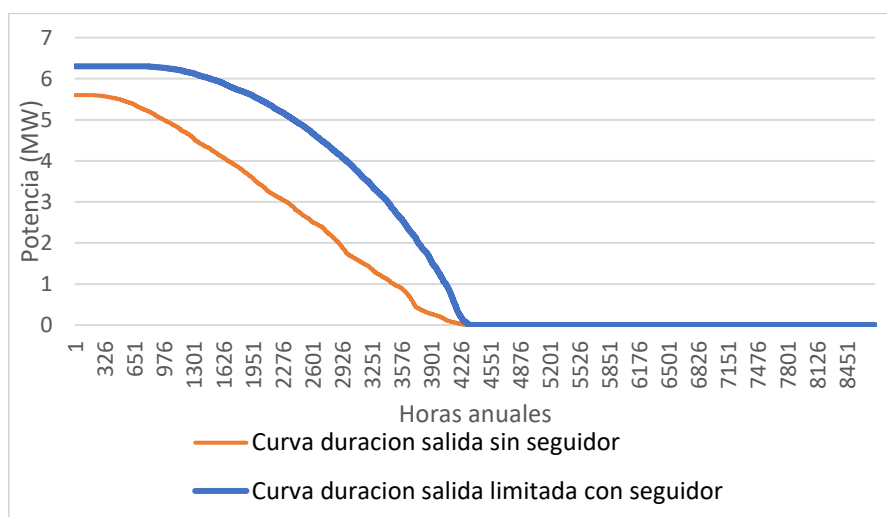


Ilustración 36. Comparación sistemas limitados de potencia con seguidor y sin el en Andalucía

Aunque un sistema con seguidor solar produce más energía que uno fijo, esto no quiere decir que el sistema sea más eficiente desde la parte económica, pues un sistema con doble seguidor es mucho más caro que un sistema fijo, además, hay que añadirle unos costes extras en mantenimiento de los seguidores durante toda la vida útil de estos.

Por otro lado, la aplicación de una limitación a la salida del inversor, se aproxima bastante al efecto de un seguidor cuando calculamos el valor máximo de limitación, pero con un coste en la inversión y mantenimiento muy inferior. Por tanto, trabajaremos de aquí en adelante únicamente con un sistema fijo.

4.3. CONSUMO ESPAÑA PENÍNSULAR

Un elemento a conocer que es indispensable a la hora de poder aplicar la metodología para obtener el límite de la cobertura mediante fotovoltaica, es saber el consumo anual de la España peninsular con la cual estamos trabajando.

Para ello, se ha recurrido a Red Eléctrica Española (REE), más concretamente a la e·sios.

E·SIOS

REE ha desarrollado un sistema de información que denomina Sistema de Información del Operador del Sistema (e·sios), diseñado especialmente para ejecutar los procesos que permiten la explotación segura y económica del sistema eléctrico español en tiempo real [8]

Este sistema es capaz de:

- Comunicarse con el Operador del Mercado Ibérico, Polo Español (OMIE)
- Comunicarse con los Sujetos del Mercado (SM)
- Comunicarse con los técnicos del propio OS

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

- Comunicarse con los operadores de los sistemas eléctricos de países vecinos
- Publicar los resultados de los distintos mercados y programaciones
- Publicar la información necesaria para la prestación del servicio de interrumpibilidad.
- Almacenar, toda la información resultante en su Base de Datos Histórica

Debido a la legislación vigente, toda esta información ha de ser publicada a disposición de cualquier persona en su página web de e-sios, siendo de libre acceso y gratuita para quien la precise.

La interfaz de esta web es la mostrada en la siguiente figura:

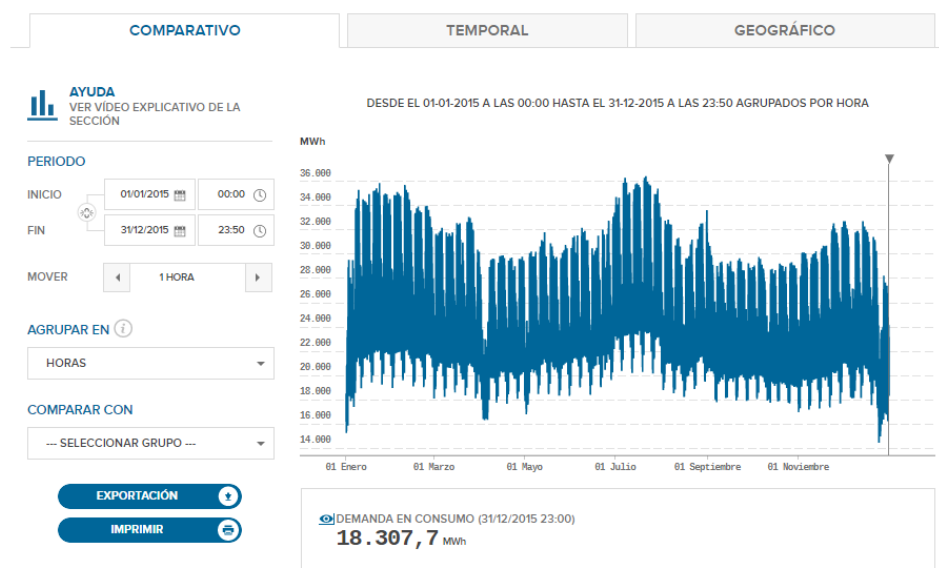


Ilustración 37. Menú e-sios

Esta herramienta permite obtener datos anuales, diarios u horarios durante periodos de tiempo concretos, los cuales elige el usuario.

Los datos disponibles van desde consumos peninsulares a generaciones, intercambios con otros países, pérdidas energéticas, etc.

Todos estos datos se pueden obtener tanto gráficamente como mediante tablas.

A partir de los datos en bruto aportados por Red Eléctrica Española [9], hemos tratado la información para obtener la potencia de consumo peninsular para varios años.

Un ejemplo de dichos datos es la siguiente figura, donde se muestran las 8760 horas anuales y la potencia en MW

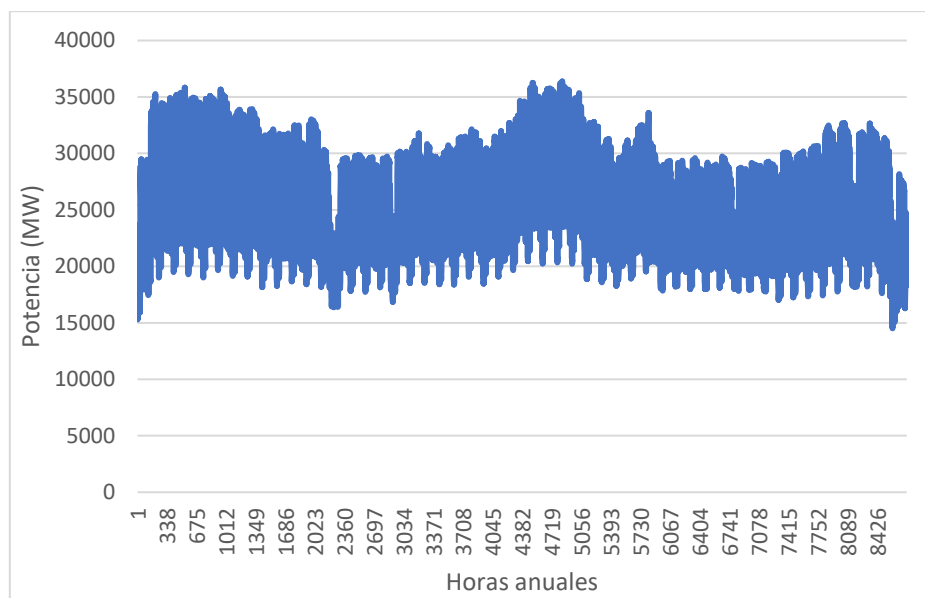


Ilustración 38. Potencia anual consumida en la península 2015. [9]

En la gráfica se muestra una representación de cada potencia horaria consumida durante el año 2015. De esta gráfica se obtienen varias conclusiones.

La primera de ellas, es que el consumo suele ser cíclico, es decir, hay una gran correlación entre los distintos días y semanas, existiendo una potencia base sobre la cual el consumo nunca es inferior y la cual se suele dar los fines de semana. Para este año ese valor corresponde con 14518 MW.

Se puede observar dos grades subidas en el consumo, una durante una ola de frio en invierno, y la segunda en la zona central, que corresponde al verano. El máximo tuvo un valor de 36373 MW [9]. El valor medio obtenido para este año ha sido de 25336 MW.

Si comparamos con el consumo de otros años cercanos, se demuestra con más claridad la afirmación del consumo base mínimo y en que fechas se dan el máximo y el mínimo del consumo anual.

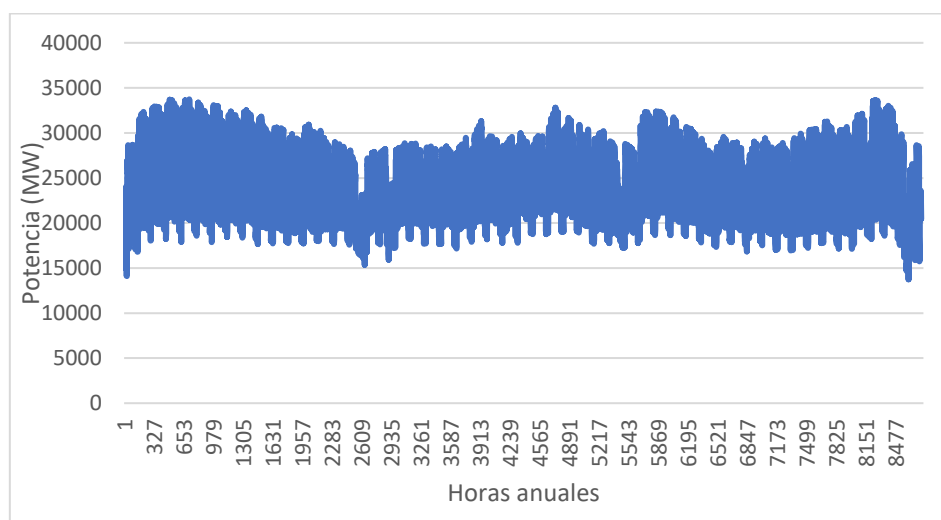


Ilustración 39. Potencia anual consumida en la península 2014.

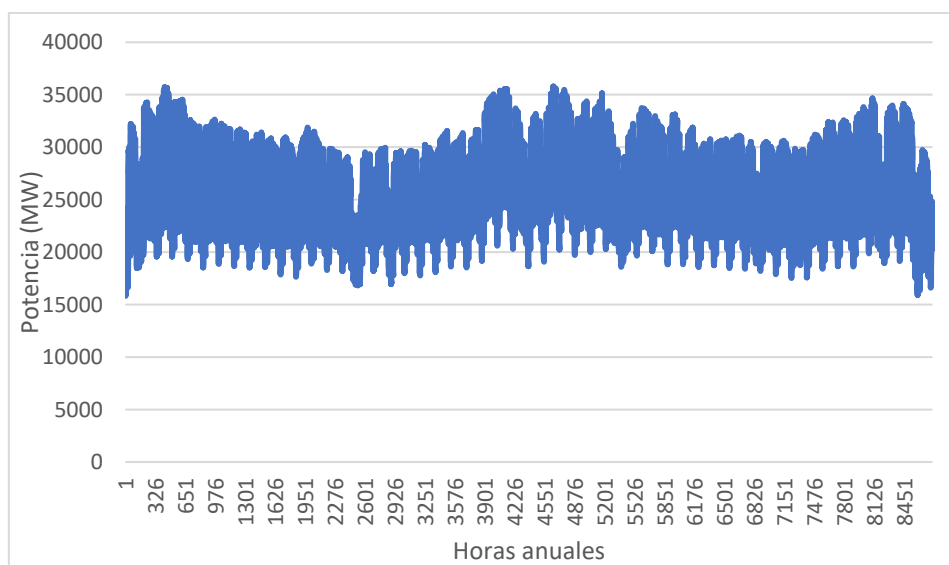


Ilustración 40. Potencia anual consumida en la península 2017.

A continuación, se muestra una tabla comparativa con los valores más relevantes de todos los consumos de los distintos años.

Tabla 10. Valores característicos consumo España peninsular

	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Potencia media (MW)	Energía anual (MWh)
2014	13749.82	33727.13	25332.17	218151909.19
2015	14518.08	36373.10	25336.54	222940152.86
2017	15840.34	35786.31	26201.26	228339681.44

Una forma más sencilla de ver el consumo a lo largo de un año, es convirtiendo la potencia horaria anual, es una curva de duración, similar a las representadas anteriormente y en la cual se represente la potencia y el número de horas anuales en la que se da dicha potencia.

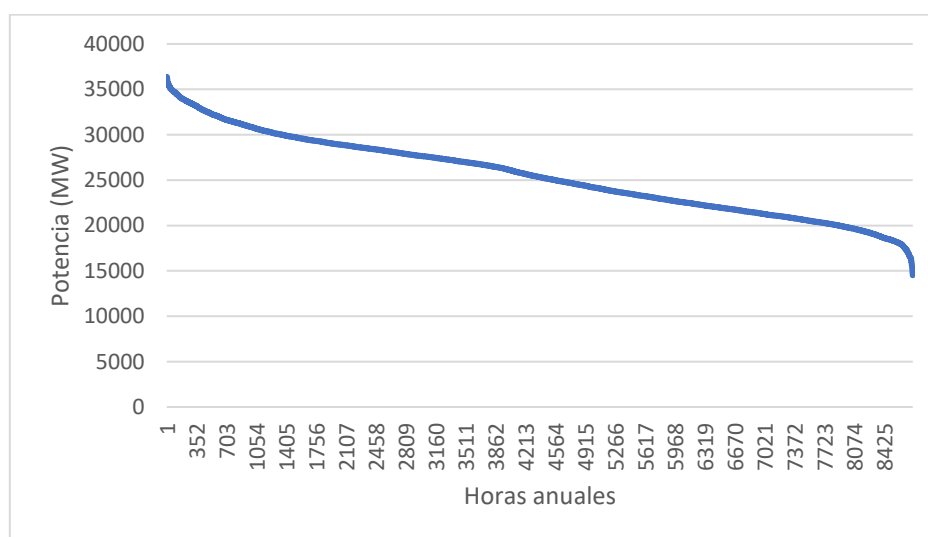


Ilustración 41. Curva duración carga (MW) 2015

De igual manera que se ha realizado con la generación, es aconsejable comparar este resultado con otros años para ver posibles anomalías o incorrecciones. La obtención para los datos de los otros años se han realizado de una manera similar a los del 2015.

Representando esta comparación se ha obtenido lo siguiente:

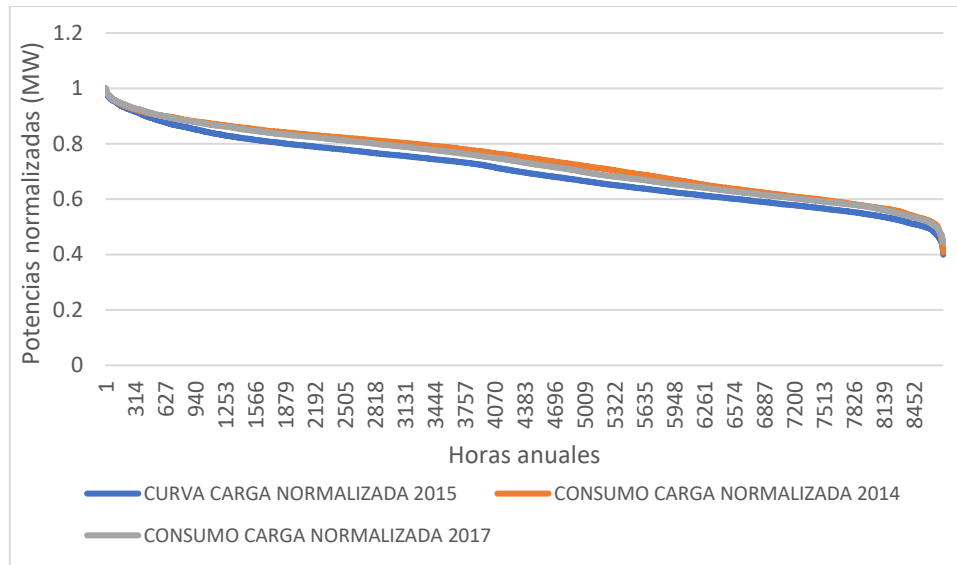


Ilustración 42. Comparación curvas duración carga según años

Las curvas entre años para el consumo son muy similares en forma, presentado tan solo ligeras variaciones entre los distintos años.

Por tanto, dada la alta correlación, y la fuente de obtención (Red Eléctrica Española) [9], asumimos que son datos fiables.

5. LIMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA

5.1. CONCEPTO

Todos los datos presentados y analizados hasta el momento en distintos sistemas de generación y de consumo, se han realizado para estudiar y obtener la cobertura de la demanda y su límite teórico.

El término cobertura de la demanda de una determinada tecnología de generación eléctrica, (en este proyecto energía solar fotovoltaica), representa la porción de la demanda eléctrica total que es cubierta mediante dicha tecnología en una determinada red eléctrica (en nuestro caso la red eléctrica de España peninsular). [3].

Por tanto, el límite de la cobertura de la demanda, es un valor numérico que indicará cual es el valor máximo de participación de la FV sin que se genere un exceso de energía en la red.

Este indicador se obtiene como el cociente entre la energía anual generada con instalaciones fotovoltaica e inyectada a una red eléctrica, dividida por el total de la energía eléctrica demanda en el conjunto de dicha red [3].

El límite de la cobertura de la demanda se encuentra condicionado por la curva de generación y sus variaciones diarias, semanales y anuales, etc. Pero además, también está fuertemente condicionada por la respuesta temporal de la generación fotovoltaica, que cuando no dispone de sistemas de almacenamiento, no tiene otra opción que seguir la curva de radiación solar sobre la superficie de la tierra. [3] [4], lo que le da unas características variables y poco flexibles pero muy predecibles a medio y largo plazo.

5.2. METODOLOGÍA APLICANDA

En los diferentes trabajos publicados sobre la obtención del límite de cobertura, se observa que el método más generalizado para obtener el límite de la cobertura de la demanda consiste en comparar los datos de demanda eléctrica para una determinada red y año con una simulación de datos de generación fotovoltaica de ese mismo año [10]. En

todos ellos, se asumen determinadas características y cualidades del sistema FV, como, son el rendimiento general, el tipo de seguimiento etc.

Para este proyecto, utilizaremos el método aplicado en el artículo “*A new approach to estimate from monitored demand data the limit of the coverage of electricity demand through photovoltaics in large electricity grid*” [4], el cual realiza esta comparación entre demanda y generación.

Matemáticamente, la expresión que aplicaremos para obtener el dicho límite, se expresa como:

$$\text{Límite de cobertura} = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Energía consumida}} \quad \text{ec. 4}$$

De donde la energía generada se obtiene de

$$\text{Energía generada} = \sum_{1}^{365} \sum_{1}^{24} \text{Potencia instantánea generada} \cdot \Delta t \quad \text{ec. 5}$$

Y la energía consumida se obtiene de

$$\text{Energía consumida} = \sum_{1}^{365} \sum_{1}^{24} \text{Potencia instantánea demandada} \cdot \Delta t \quad \text{ec. 6}$$

Los análisis de datos realizados en los distintos apartados del punto 4. ANÁLISIS DE DATOS DE GENERACIÓN FV Y DEMANDA ELECTRICA, dejan claro que el consumo es mucho mayor que la potencia de generación que nosotros hemos simulado, y que el límite de producción queda lejano aún para esa potencia instalada.

Sin embargo, es una potencia lo suficientemente alta para generar unos datos fiables y realistas que permitan extrapolarlos para una potencia mucho mayor mediante un

escalado, de manera que nos situaríamos en un escenario donde la fotovoltaica ha crecido enormemente y representa una mayor proporción en la participación energética.

Mediante esta acción, igualaremos el valor máximo de potencia generada con el de potencia consumida en un año.

Definimos, por tanto, el coeficiente de escalado como

$$\text{Coeficiente escalado} = \frac{\text{Potencia max consumo}}{\text{Potencia max generada}} \quad (\text{ec.7})$$

Este coeficiente de escalado es de aplicación directa para aquellos sistemas sin limitación de potencia, independientemente si son distribuidos o concentrados. Para los que presentan una limitación, la potencia máxima consumida se obtendrá de la misma manera, pero para la potencia máxima generada será necesario aplicar una serie de operaciones previas antes de poder aplicar la ec.7, estas operaciones se explicarán con más detalle en el apartado 5.4. LÍMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN SISTEMAS CON LIMITACIÓN.

Una vez se obtiene el coeficiente de escalado, si se realiza el producto con la potencia agregada peninsular, se obtiene la potencia escalada.

$$\text{Potencia escalada} = \text{Potencia agregada} \times \text{Coeficiente escalado} \quad (\text{ec.8})$$

5.3. LÍMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN SISTEMAS SIN LIMITACIÓN

Para obtener los límites de la cobertura, aplicaremos la metodología anteriormente descrita. Donde lo primero será realizar el escalado de la potencia generada con la potencia demandada, tal y como se indica en la ec. 7.

Una vez escalada la potencia, podemos representarla junto con el consumo en forma de curvas de duración. De esta manera podemos visualizar cuanta potencia anualmente se puede aportar al consumo total mediante fotovoltaica.

En la gráfica mostrada a continuación, el eje vertical representa la potencia en MW, y el eje horizontal las 8760 horas anuales.

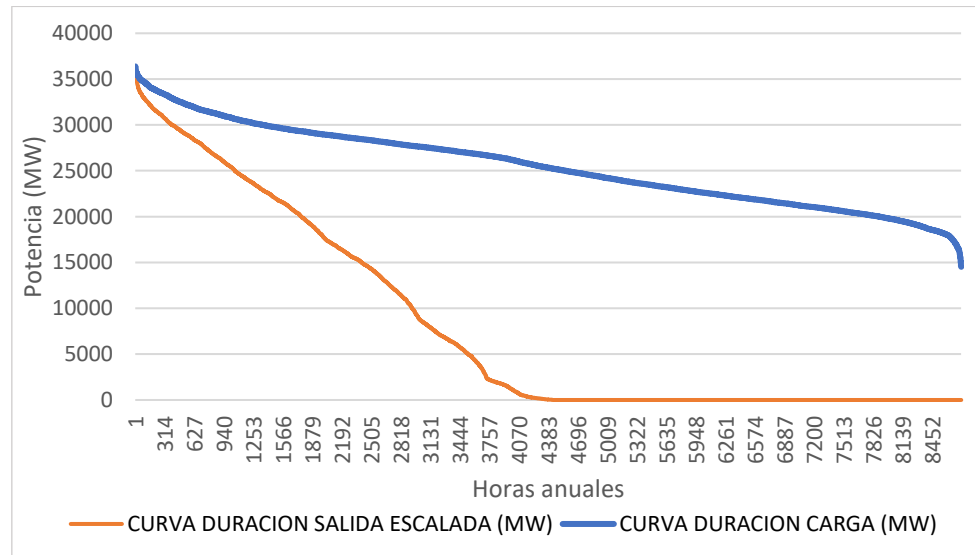


Ilustración 43. Comparación curvas duración salida y carga 2015

A partir de la potencia escalada, es posible obtener la energía anual escalada que generarían estos sistemas

$$Energía\ generada\ escalada = \sum_{i=0}^{8760} Potencia\ generada_{escalada,i} \quad (ec. 9)$$

La energía se define como la suma de cada potencia instantánea, de manera que queda representada por el área que forma dicha curva con los ejes de ordenadas y abscisas.

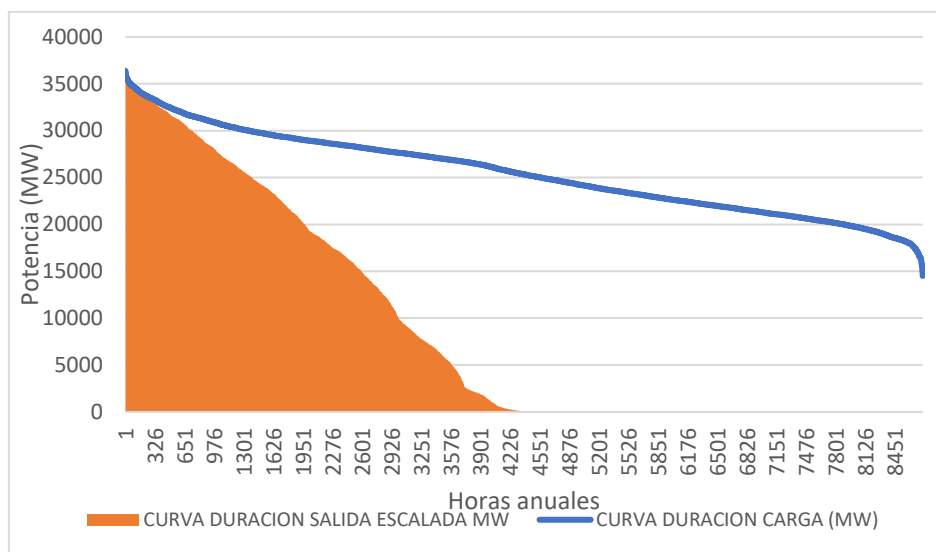


Ilustración 44. Curvas duración salida vs duración carga 2015

Esta energía escalada indica la energía máxima que bajo estas condiciones se podría utilizar en la España peninsular sin que en ningún momento durante el año se produjese un exceso de energía. En otras palabras, es la representación gráfica del límite de cobertura fotovoltaico.

Para cuantificarlo mediante un valor, hay que obtener qué porcentaje de la curva de duración del consumo anual está recogido por la generación y cual no.

Para ello, obtenemos el valor total de la energía consumida en un año de una forma análoga a la vista para la generación y mostrada en la ec. 6.

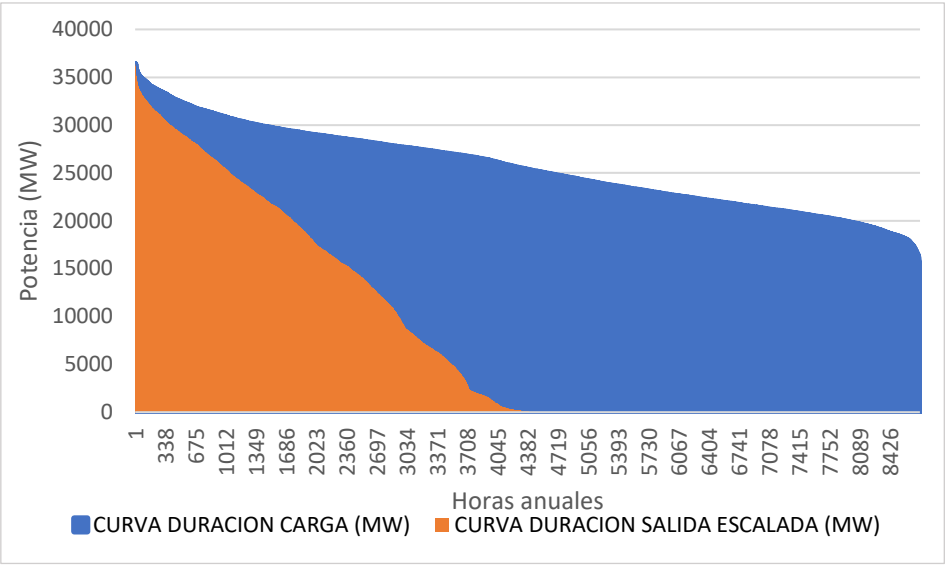


Ilustración 45. Áreas curva duración salida vs carga 2015

De manera que la forma de obtener cuanta cantidad de energía fotovoltaica correspondería sobre el total del consumo se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\text{Limite de la cobertura} = \frac{\text{Energía generada escalada}}{\text{Energía consumida}} \quad (\text{ec. 7})$$

Tabla 11 Datos cobertura potencia sin limitar 2015

SIN LIMITAR POTENCIA 2015	
ENERGIA ESCALADA (MWh)	70369339.47
ENERGÍA CONSUMIDA (MWh)	222940152.9
LÍMITE DE LA COBERTURA	0.31
LÍMITE DE LA COBERTURA (%)	31.56

De igual forma que para los apartados de generación y consumo se han analizado más de un año para verificar que los datos obtenidos no son anómalos, para el límite de potencia se hará lo mismo.

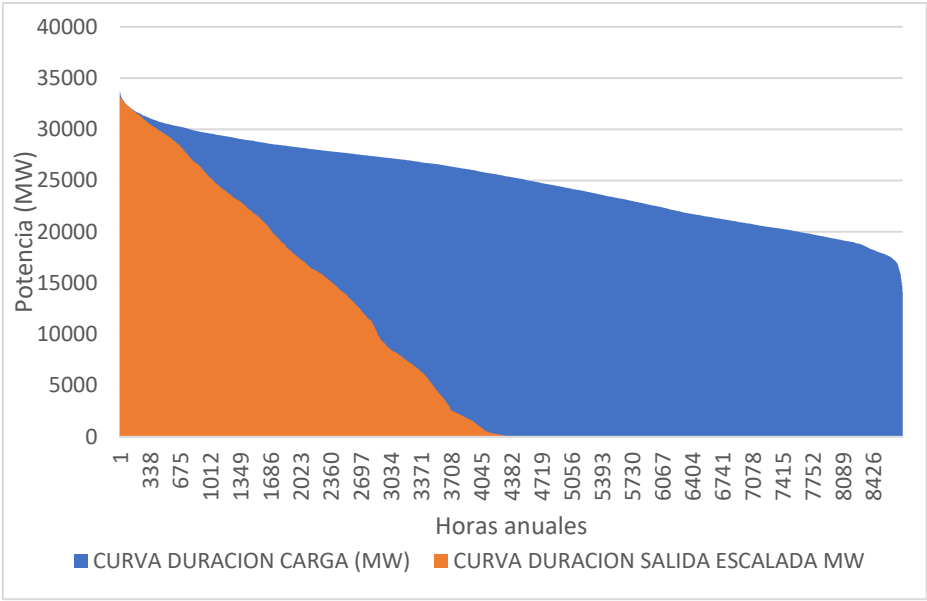


Ilustración 46. Áreas curvas duración salida y carga 2014

Ilustración 47. Datos cobertura potencia sin limitar 2014

SIN LIMITAR POTENCIA 2014	
ENERGIA ESCALADA (MWh)	63200138
ENERGÍA CONSUMIDA (MWh)	218151909
LÍMITE DE LA COBERTURA	0.28
LÍMITE DE LA COBERTURA (%)	28.97

Análogamente, se han aplicado los mismos procedimientos para las obtener este límite en aquellos casos donde se ha considerado una potencia concentrada en un mismo sitio.

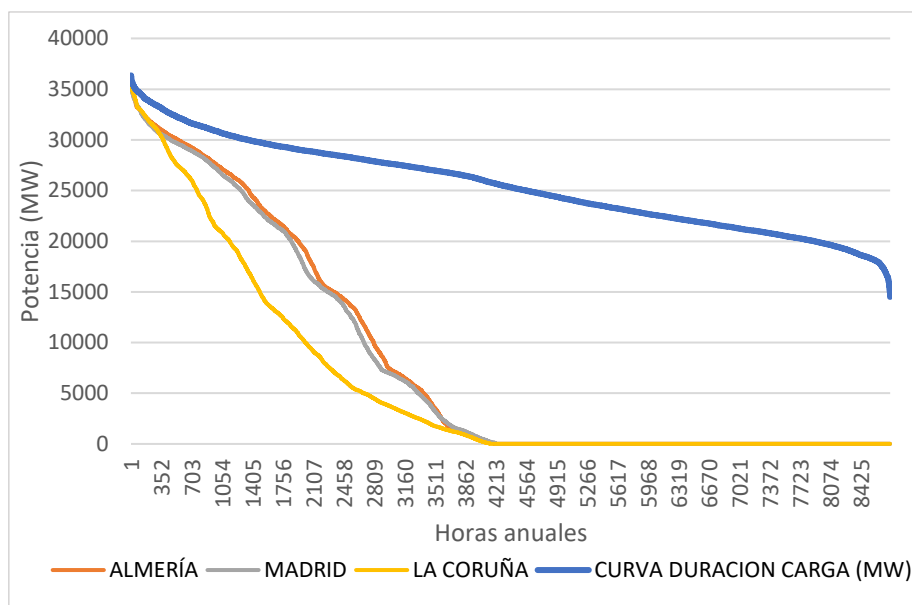


Ilustración 48. Curvas duración salida ubicaciones de potencia concentrada y curva carga 2015

La representación de las duraciones conjuntas de generación escaladas y carga, muestran las características de cada ubicación.

En donde la de menor producción sería La Coruña, debido a su baja radiación solar anual, esto nos indicaría que concentrar toda la producción en el norte de España no sería eficiente.

En cuanto a situarla en la zona central, indicada en este caso con Madrid o en el sur, representado por Almería, observamos como la diferencia es pequeña, debido a que, aunque la radiación solar es mayor en el sur, también lo son sus temperaturas medias anuales, de manera que esas pérdidas derivadas del calor, acercan bastante ambas generaciones.

Si representamos las gráficas de la energía de forma similar a como se ha hecho para la generación distribuida, obtenemos lo siguiente:

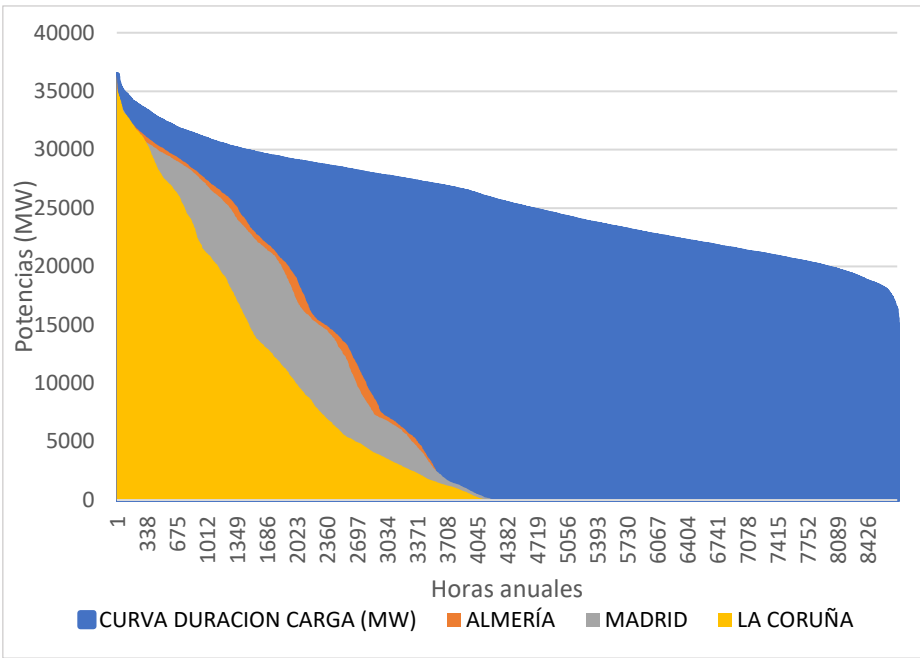


Ilustración 49. Áreas curvas duración salida ubicaciones de potencia concentrada 2015

A partir de cada energía generada escalada y la energía de la curva de consumo, podemos obtener los límites como se explicó para el caso anterior.

Tabla 12. Datos cobertura potencia sin limitar 2015 para ubicaciones concentradas

SIN LIMITAR POTENCIA 2015	ALMERÍA	MADRID	LA CORUÑA
ENERGÍA ESCALADA (MWh)	71113277.54	68885510.74	51846649.85
ENERGÍA CONSUMIDA PENINSULA (MWh)	222940152.9		
LIMITE DE LA COBERTURA	0.31	0.30	0.23
%	31.89	30.89	23.25

De igual manera, comparamos datos con otros años, obteniendo similitudes en el límite de cobertura.

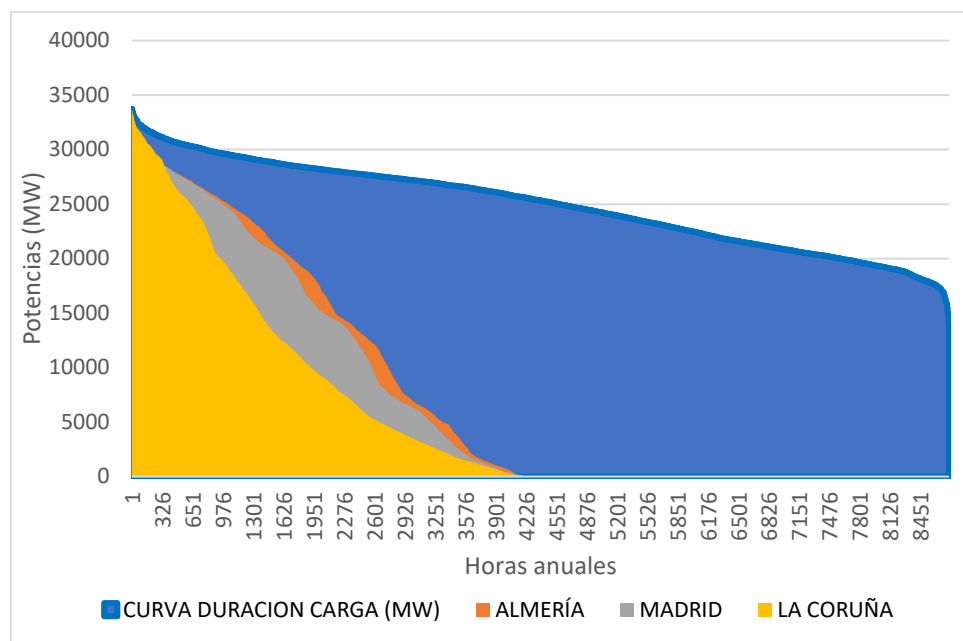


Ilustración 50. Curvas duración salida sin limitar y carga para año 2014

Tabla 13. Datos cobertura ubicaciones potencia concentrada sin limitar 2014

SIN LIMITAR POTENCIA	ALMERÍA	MADRID	LA CORUÑA
ENERGÍA ESCALADA (MWh)	65604392.62	62188503.55	48297300.34
ENERGÍA CONSUMIDA PENINSULA (MWh)	218151909.19		
LÍMITE DE LA COBERTURA	0.30	0.29	0.22
%	30.07	28.51	22.14

5.4. LÍMITE DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN SISTEMAS CON LIMITACIÓN

Una vez obtenidos los distintos límites para una generación sin limitación, pasamos a obtenerlos limitando la salida.

Para ello, no podemos aplicar la misma metodología para obtener el coeficiente de escalado que se ha usado para un sistema sin limitación, sino que hay que realizar una

serie de adaptaciones puesto que la propia limitación en la generación hace que los valores máximos de generación y consumo dejan de coincidir en el tiempo.

Nos encontramos con dos casos distintos que a continuación analizaremos.

En el caso de un sistema distribuido limitado, el factor de escalado se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\text{Coeficiente de escalado} = \frac{P_{1(LDC)}}{P_{1(ODC)}} \text{ (ec. 10)}$$

Para ello deberemos localizar una recta de pendiente 2 en la curva de duración de carga, siendo el punto tangente de dicha recta con la curva de carga el valor $P_{1(LDC)}$. Por su parte, el punto $P_{1(ODC)}$ se identificará con el valor que tenga la misma posición que $P_{1(LDC)}$ dentro de los 8760 valores anuales.

Tras obtener este coeficiente de escalado, y aplicarlo obtenemos las siguientes curvas

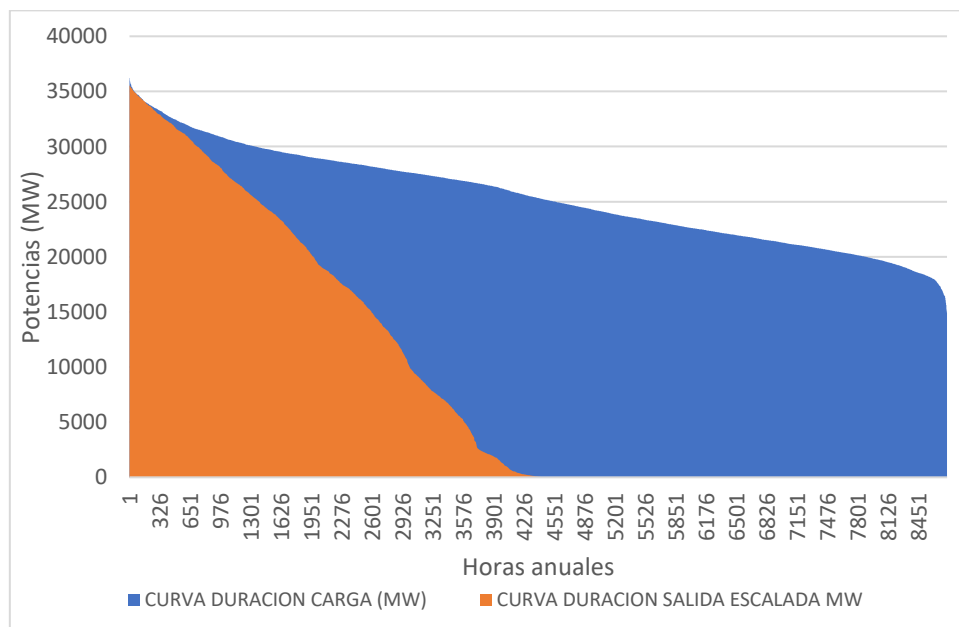


Ilustración 51. Curvas duración carga y salida para potencia limitada 2015

Tabla 14. Datos cobertura potencia limitada 2015

LIMITANDO POTENCIA 2015	
ENERGÍA ESCALADA (MWh)	76944848.70
ENERGÍA CONSUMIDA (MWh)	222940152.86
LIMITE DE LA COBERTURA	0.34
LÍMITE DE LA COBERTURA (%)	34.51

Análogamente, realizamos el mismo procedimiento con los dantos del año anterior.

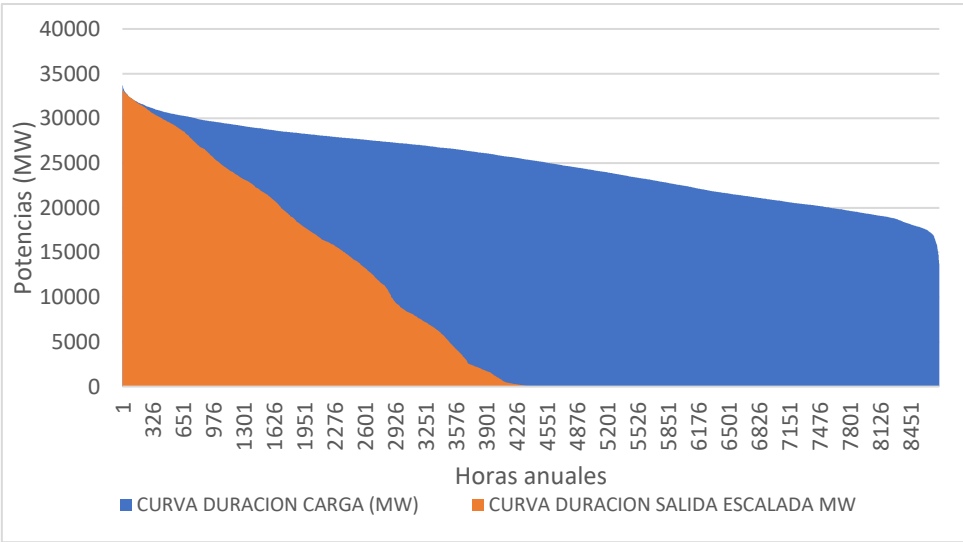


Ilustración 52. Curvas duración carga y salida para potencia limitada 2014

Tabla 15. Datos cobertura potencia limitada 2014

LIMITANDO POTENCIA 2014	
ENERGIA ESCALADA (MWh)	69827400.97
ENERGÍA CONSUMIDA (MWh)	218151909.19
LIMITE DE LA COBERTURA	0.32
LÍMITE DE LA COBERTURA (%)	32.01

Para ambos años observamos un incremento considerable, en torno a 3-4 puntos porcentuales en el límite de la cobertura. Esto se debe a que la limitación de la potencia, produce una salida más estable y regular, sin grandes variaciones temporales, lo que nos permite ajustar aún más la producción al consumo.

En el caso de concentrar la potencia en una misma ubicación, el coeficiente de escalado deberá calcularse de una manera diferente. Para obtenerlo, será necesario identificar la posición del valor de la curva de salida en el que la pendiente deja de ser cero, el cual denominaremos $P_{\max (ODC)}$. El valor que ocupe la misma posición dentro de los 8760 valores de la curva de consumo, se identificará como $P_{1(LDC)}$.

El coeficiente de escalado se obtendrá mediante el cociente entre ambos de la siguiente manera:

$$\text{Coeficiente de escalado} = \frac{P_{1(LDC)}}{P_{\max (ODC)}} \text{ (ec. 11)}$$

La representación gráfica de las cargas y la salida escaladas y los límites de cobertura son los siguientes:

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

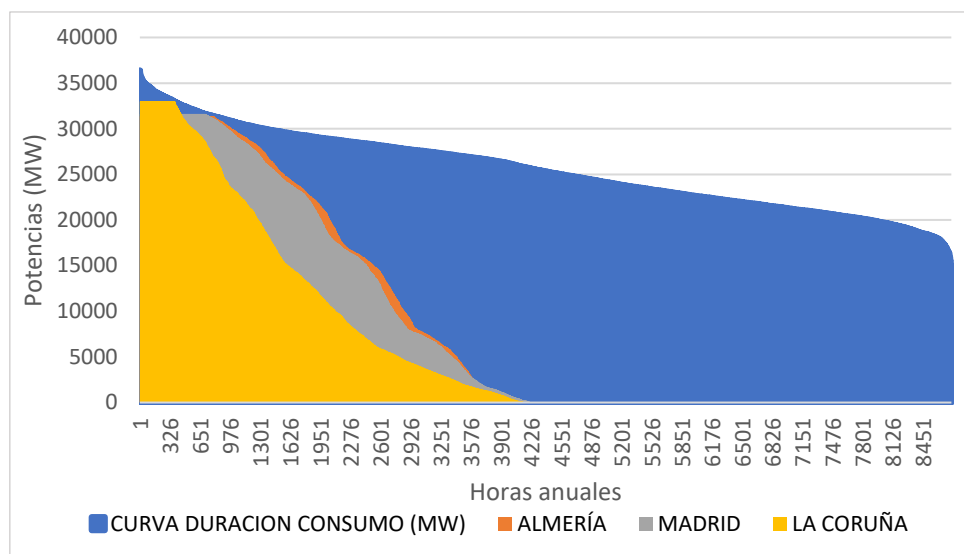


Ilustración 53. Áreas curvas duración salida y carga limitadas 2015

Para todas las representaciones gráficas en forma de áreas, como es el caso de el gráfico anterior, todas las curvas limitadas, empiezan desde el eje de ordenadas, aunque el área de las otras ubicaciones se superponga ocultándolo.

Tabla 16. Datos cobertura limitada para ubicaciones de potencia concentrada 2015

POTENCIA LIMITADA CONCENTRADA 2015	ALMERÍA	MADRID	LA CORUÑA
ENERGÍA ESCALADA (MWh)	75659336.34	73794713.12	56224802.19
ENERGÍA CONSUMIDA PENINSULA (MWh)	222940152.9		
LIMITE DE LA COBERTURA	0.33	0.33	0.25
%	33.93	33.10	25.21

Continuando con la comparación con el mismo año 2014 utilizado anteriormente:

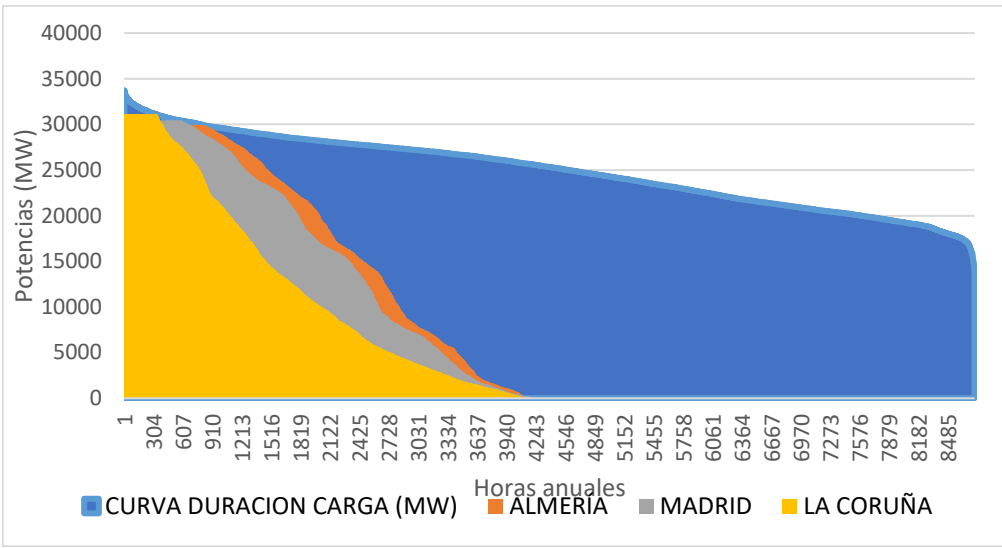


Ilustración 54 Áreas curvas duración salida y carga limitadas 2014

Tabla 17 Datos cobertura limitada para ubicaciones de potencia concentrada 2014

POTENCIA LIMITADA CONCENTRADA 2014	ALMERÍA	MADRID	LA CORUÑA
ENERGÍA ESCALADA (MWh)	73132295.41	68230520.22	51537909.65
ENERGÍA CONSUMIDA PENINSULA (MWh)	218151909.2		
LIMITE DE LA COBERTURA	0.33	0.31	0.23
%	33.52	31.27	23.62

Al igual que la limitación para ubicaciones distribuidas aumentaba el valor del límite de la cobertura, si analizamos los límites de las potencias concentradas, obtenemos que también se incrementan entorno al 2,5-3%.

5.5 RESUMEN RESULTADOS OBTENIDOS

Para facilitar la visualización de los distintos límites de cobertura obtenidos, en la siguiente tabla se muestra un resumen de todos ellos, ordenados por existencia o no de limitación de potencia, tipos de sistema, localización y años.

Tabla 18. Resumen límites de la cobertura de la demanda para los distintos sistemas

	TIPO	LOCALIZACIÓN	AÑOS	ENERGIA ESCALADA (GWh)	ENERGÍA CONSUMIDA (GWh)	LÍMITE DE LA COBERTURA	%
SIN LIMITACIÓN DE POTENCIA	Distribuido	Península	2015	70369.34	222940.15	0.32	31.56
			2014	63200.14	218151.91	0.29	28.97
	Concentrada	Almería	2015	71113.28	222940.15	0.32	31.90
			2014	65604.39	218151.91	0.30	30.07
		Madrid	2015	68885.51	222940.15	0.31	30.90
			2014	62188.50	218151.91	0.29	28.51
		La Coruña	2015	51846.65	222940.15	0.23	23.26
			2014	48297.30	218151.91	0.22	22.14
CON LIMITACIÓN DE POTENCIA	Distribuido	Península	2015	76944.85	222940.15	0.35	34.51
			2014	69827.40	218151.91	0.32	32.01
	Concentrada	Almería	2015	75659.34	222940.15	0.34	33.94
			2014	73132.30	218151.91	0.34	33.52
		Madrid	2015	73794.71	222940.15	0.33	33.10
			2014	68230.52	218151.91	0.31	31.28
		La Coruña	2015	56224.80	222940.15	0.25	25.22
			2014	51537.91	218151.91	0.24	23.62

Se observa como para todos los datos, el año 2014 siempre presenta un límite de cobertura inferior al 2015, lo cual indica que fue un año con una radiación anual inferior.

En cuanto a la diferencia entre los sistemas distribuidos y concentrados, observamos como el sistema distribuido es bastante semejante al sistema concentrado en Almería y ligeramente superior en Madrid, pero para ubicaciones más al norte como es La Coruña, la diferencia se hace mucho más grande.

6. CONCLUSIONES

En la actualidad, la energía fotovoltaica supone en España un 6,1% de toda la potencia eléctrica instalada. Su gran crecimiento en los últimos años junto con las expectativas futuras de crecimiento, auguran que esta energía renovable supondrá una de las principales fuentes de generación eléctrica para el país.

Sin embargo, la energía fotovoltaica por su propia naturaleza presenta el inconveniente de ser una energía variable en el tiempo, no completamente predecible, y restringida a una franja horaria muy concreta a lo largo de un día, lo cual genera unas limitaciones técnicas importantes.

Este inconveniente sumado con las expectativas de gran crecimiento de la fotovoltaica, crean la necesidad de conocer un método que estime cuanta de esta energía es posible obtener en un emplazamiento o conjunto de emplazamientos mediante generación fotovoltaica, sin que se produzca un exceso en la red de transporte.

En este proyecto, mediante la aplicación del método desarrollado en el artículo *«A new approach to estimate from monitored demand data the limit of the coverage of electricity demand through photovoltaics in large electricity grid,»* [4], hemos obtenido el valor del límite de esta cobertura para generación fotovoltaica.

Del análisis de los datos resumidos en la *Tabla 18. Resumen límites de la cobertura de la demanda para los distintos sistemas*, se obtiene la conclusión de que dentro de los sistemas a los que no se les aplica limitación en la potencia, los que mayor límite de cobertura presentan son los sistemas concentrados en zonas de radiación solar similar a la de Almería (entre el 30-31,90%). Seguidamente y muy cercana se encuentran los sistemas distribuidos por toda la península, los cuales, además, tienen la ventaja de menores pérdidas de transporte y menor dependencia de la meteorología (entre el 28,97 y el 31,56%). Tras estos dos sistemas, los siguientes en el orden son los sistemas concentrados en Madrid y La Coruña (28,51-30,90% y 22,14-23,26% respectivamente).

Por otra parte, los sistemas con potencia limitada, presentan para todos los casos un mayor límite de cobertura que aquellos sistemas sin limitación, siendo el más beneficiado

porcentualmente el sistema distribuido (aumentan hasta un 32-34%), seguido del sistema concentrado en Almería, Madrid y La Coruña respectivamente.

Este incremento superior en los sistemas de potencia limitada, se origina debido a una mayor estabilidad en los valores de potencia iguales y cercanos a la limitación, de manera que, sacrificando una potencia elevada, pero de poca duración, se consigue ganar en una mayor duración de valores inferiores, pero de duración mayor, lo que origina una producción de energía anual superior.

Por tanto, observamos como la limitación de potencia es una alternativa viable para aumentar la limitación de la cobertura y actualmente la más fácil de realizar, pero no es la única que se puede plantear, pues existen futuras líneas de investigación que podrían ser clave.

7. LINEAS FUTURAS DE TFM

Con el objetivo de mejorar el límite de cobertura de la demanda mediante energía fotovoltaica, se plantearán una serie de líneas futuras de investigación que pueden estudiar en futuros trabajos finales de máster y que pueden ayudar a mejorarlo.

Los intercambios de energía internacionales se plantean como una alternativa viable, de manera que aquellos países del sur de Europa como España que presentan altos valores de radiación solar, podrían sobredimensionar sus sistemas aumentando así el límite de la cobertura de la demanda de sus sistemas, con el fin de vender el excedente a países con una menor producción solar. Por contrapartida, esto requiere de una mayor interconexión e inversión en los sistemas de transporte, los cuales en España continúan siendo inferiores a la media europea. [1]

Otras líneas de investigación que se plantea es la utilización de sistemas fotovoltaicos con seguimiento solar para aumentar la generación de energía, y, por tanto, incrementa dicho límite de generación, sin embargo, el precio de los sistemas se encarece mucho, por lo que todavía continúa siendo una barrera.

La implementación de sistemas de almacenamiento energéticos, como las baterías, permitiría sobredimensionar también la potencia instalada, almacenando el excedente y, utilizarlo en momentos donde la energía fotovoltaica no produjese suficiente para alimentar la demanda. De esta manera podríamos aumentar el límite de la cobertura considerablemente. Sin embargo, a día de hoy, con la tecnología actual para almacenamiento, las cuales no son capaces de almacenar grandes potencias, y el elevado precio de las baterías, es una opción poco viable aún.

Finalmente, otra alternativa es la de modificar el consumo, adaptándolo a una mayor demanda en aquellas horas diarias donde la producción fotovoltaica sea mayor. Esto sin embargo no es posible para todos los procesos industriales o para la vida cotidiana de muchos habitantes, por lo que podría ser una solución parcial que ayude a aumentar este límite de cobertura, pero no definitivo.

8. Bibliografía y referencias

- [1] R. E. E. «Informe del sistema eléctrico español,» *REE*, 2020.
- [2] Energydata.info, «Global solar atlas,» 2021. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/download>. [Último acceso: Abril 2021].
- [3] F. Baena Villodres, Tesis doctoral: Límite teórico en la cobertura de la demanda de electricidad mediante ESFV, Universidad de Jaén, 2017.
- [4] F. Baena, F. J. Muñoz-Rodríguez, P. Gomez Vidal y G. Almonacid, «A new approach to estimate from monitored demand data the limit of the coverage of electricity demand through photovoltaics in large electricity grid,» *Sensor*, 2020.
- [5] E. Commission, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),» Unión Europea, 2021. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [6] F. Baena Villodres, «Perdidas debidas al horizonte en una planta,» Informe interno. Departamento Ingeniería Electrónica y Automática. Universidad de Jaén.
- [7] J. K. Searcy, Flow-Duration Curves. Manual of Hydrology: Part 2. Low-Flow Techniques, Washington: UNITED STATES GOVERNMENT PRINTING OFFICE, 1959.
- [8] Sistema de información del operador del sistema, «E·SIOS,» Red Eléctrica Española, 2021. [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/>. [Último acceso: Mayo 2021].
- [9] R. E. E. «Sistema de Información del Operador del Sistema (esios),» 2014-2016. [En línea]. Available: https://www.esios.ree.es/es/analisis/1193?vis=1&start_date=01-01-2015T00%3A00&end_date=31-12-2015T23%3A00&compare_start_date=31-12-2014T00%3A00&groupby=hour. [Último acceso: 19 Junio 2021].
- [10] D. P. y M. R.M., Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power, Energy Policy, 2007.
- [11] G. M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, Wiley-Interscience, 2004.
- [12] M. Bollen y F. Hassan, Integration of Distributed Generation in the Power System, Wiley, 2011.
- [13] E. S. Hub, «PVGIS users manual,» European Commission, 2020. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/usermanual>. [Último acceso: Junio 2020].

- [14] F. Baena Villodres, «Cálculo del factor de escala para obtener la Cobertura de la Demanda,» Informe interno. Departamento Ingeniería Electrónica y Automática. Universidad de Jaén., 2020.

ANEXO 1. HORIZONTES

En este anexo, se mostrará la información relacionada cada sombreado provocado por los horizontes de las ubicaciones seleccionadas.

Dichas ubicaciones corresponden con las siguientes coordenadas, especificando también, el valor numérico de las pérdidas estimadas.

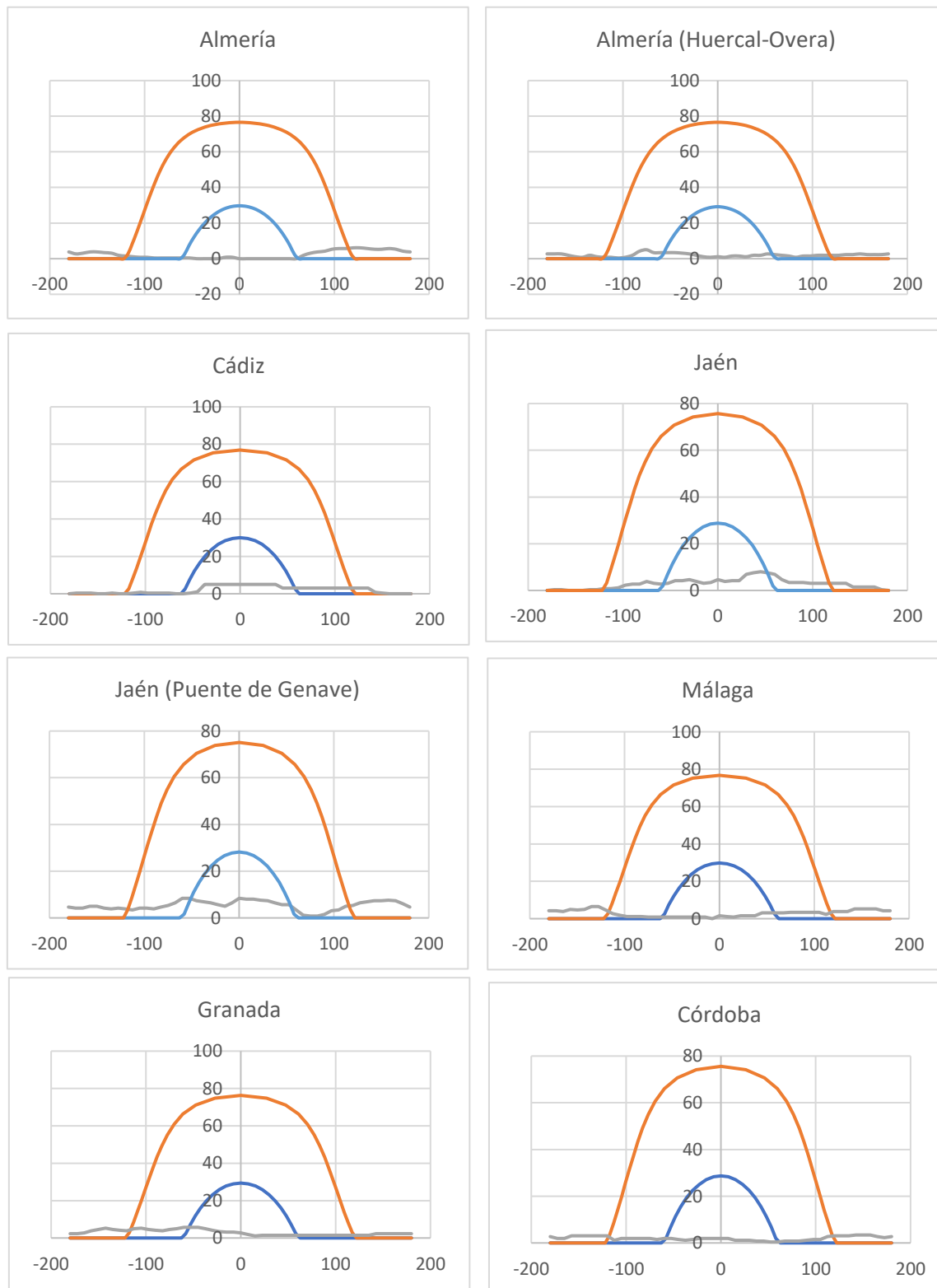
CIUDAD	LATITUD	LONGITUD	PERDIDAS SOMBREAMIENTO %
ALMERÍA	36.842	-2.464	2.975
HUERTOL-OVERA (ALMERÍA)	37.392	-1.945	2.312
CÁDIZ	36.53	-6.29	2.149
GRANADA	37.171	-3.605	3.570
MÁLAGA	36.718	-4.42	2.754
JAÉN	37.788	-3.775	4.055
PUENTE DE GENAVE (JAÉN)	38.356	-2.803	3.706
HUELVA	37.255	-6.945	3.479
SEVILLA	37.388	-6.002	1.494
CORDOBA	37.871	-4.779	1.790
MURCIA	37.983	-1.131	1.917
CACERES	39.478	-6.369	2.948
BADAJOS	38.875	-6.973	1.613
CASTUERA (BADAJOS)	38.743	-5.543	0.791
ALICANTE	38.344	-0.48	4.677
CIUDAD REAL	38.984	-3.93	0.464
CUENCA	40.071	-2.136	4.320
MOTA DEL CUERVO (CUENCA)	39.503	-2.871	1.865
MADRID	40.42	-3.692	3.480
VALENCIA	39.489	-0.497	1.220
ALBACETE	38.998	-1.853	1.970
CASTELLON	39.985	-0.046	0.996
TOLEDO	39.862	-4.025	1.765
VALLADOLID	41.654	-4.732	3.474
ZARAGOZA	41.652	-0.881	4.091
SALAMANCA	40.964	-5.664	2.679
ZAMORA	41.507	-5.741	1.067
ÁVILA	40.658	-4.692	2.780
BURGOS	42.341	-3.7	2.747
HUESCA	42.134	-0.409	1.471
SORIA	41.756	-2.473	3.288

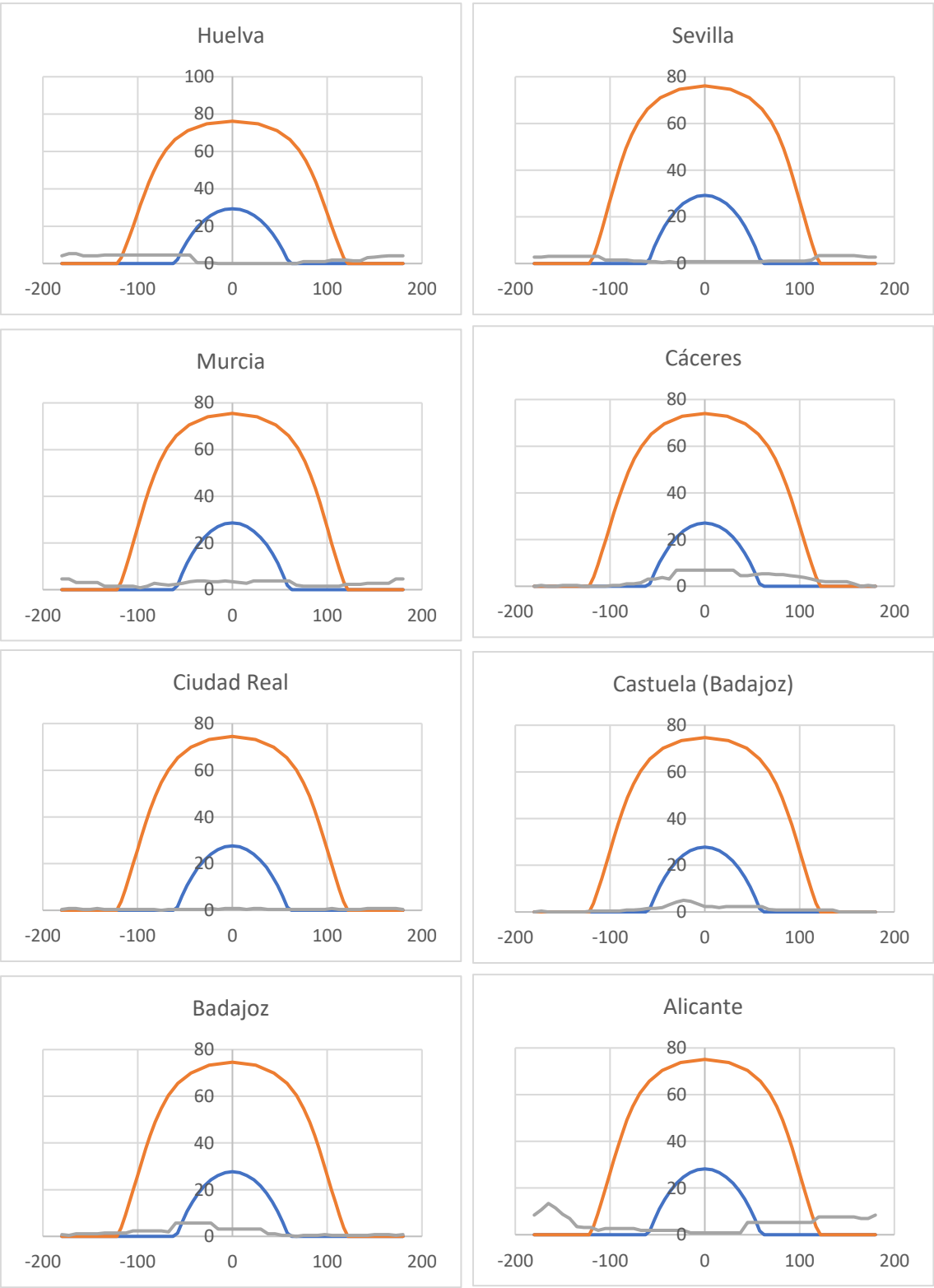
NAVALMORAL DE LA MATA (CACERES)	39.891	-5.538	2.338
SIGÜENZA (GUADALAJARA)	41.069	-2.644	4.673
TERUEL	40.312	-1.113	2.210
ALCAÑIZ (TERUEL)	41.052	-0.133	3.625
SEPULVEDA(SEGOVIA)	41.272	-3.742	1.847
BARCELONA	41.723	2.161	3.720
PAMPLONA	42.813	-1.643	4.046
TARRAGONA	41.117	1.254	1.659
GERONA	41.981	2.819	4.220
LERIDA	41.584	0.758	0.314
VITORIA	42.842	-2.684	2.531
LEÓN	42.599	-5.575	1.363
LA CORUÑA	43.368	-8.402	4.537
OVIEDO	43.368	-8.402	2.494
VERÍN (ORENSE)	41.94	-7.435	4.567
LUGO	43.01	-7.569	2.957
PONTEVEDRA	42.433	-8.652	3.487
SANTANDER	43.462	-3.81	2.371
SAN SEBASTIAN	43.317	-1.978	4.574

A continuación, se representarán gráficamente los horizontes de la trayectoria máxima (verano) y mínima (invierno), junto con la altura del sombreado.

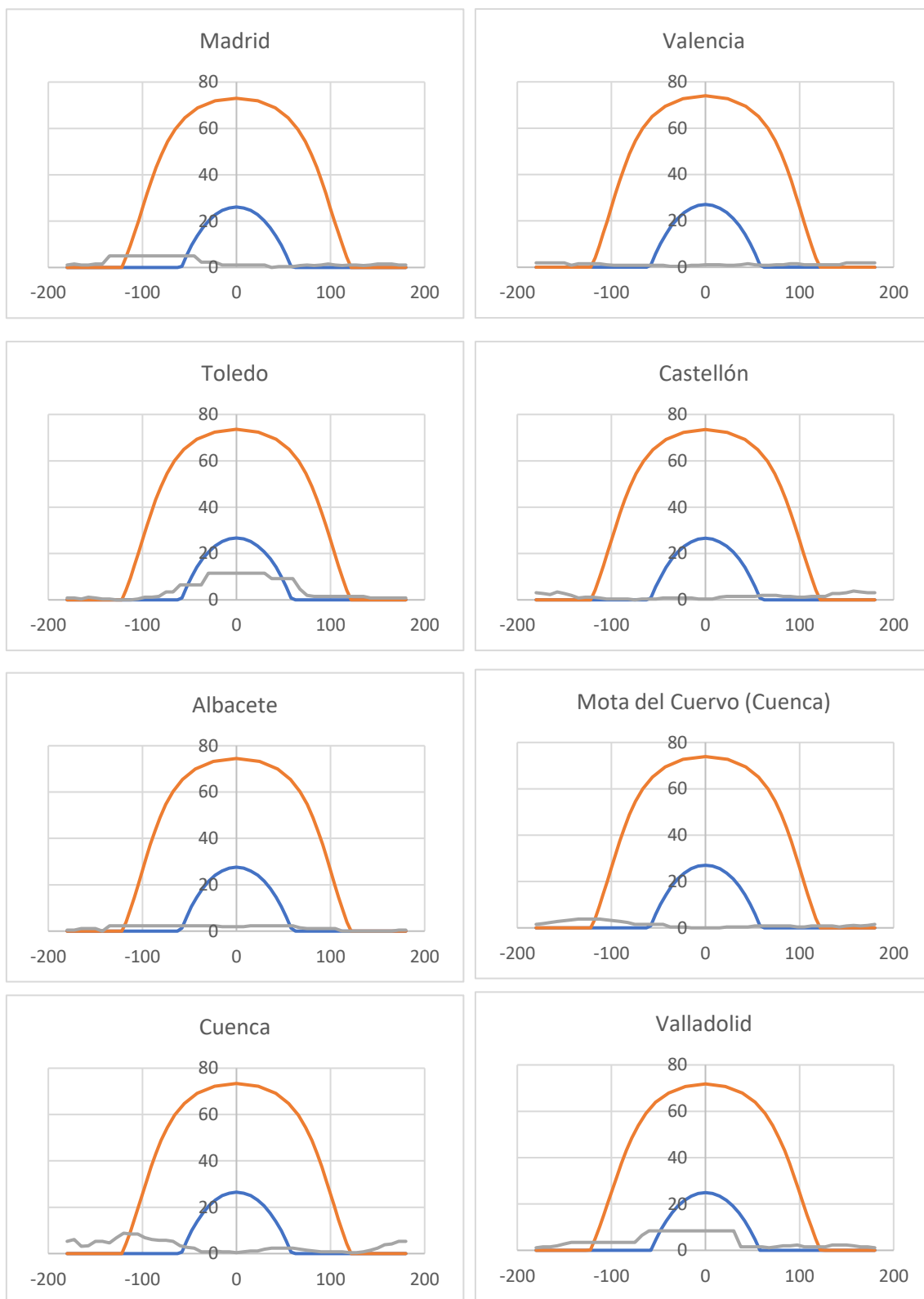
El eje vertical de las gráficas incluidas en este anexo representa la altura solar en grados, y el eje horizontal (azimut) en grados.

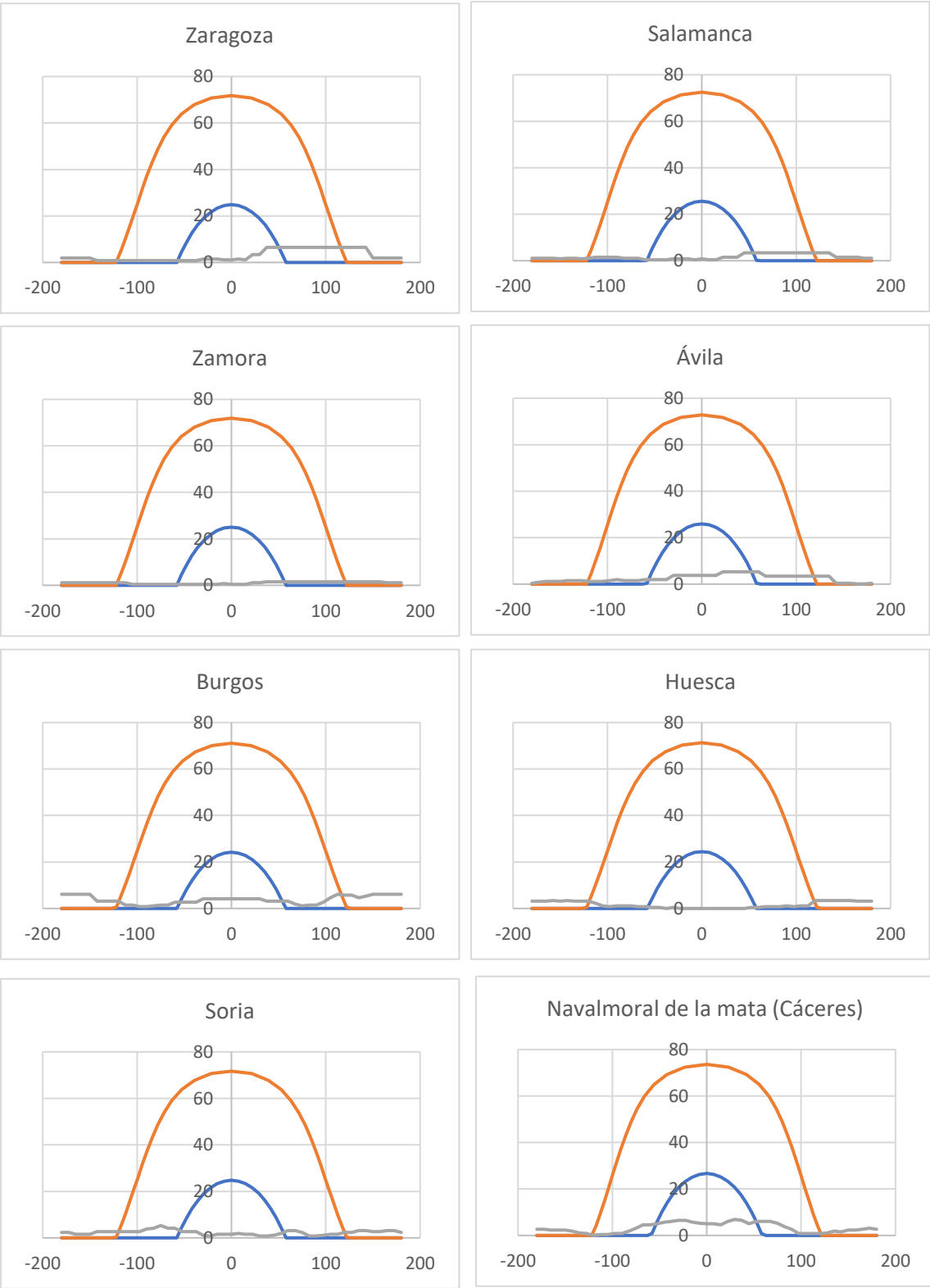
La línea gris representa el horizonte sombreado, la azul la trayectoria solar en invierno, y la naranja la trayectoria solar en verano.

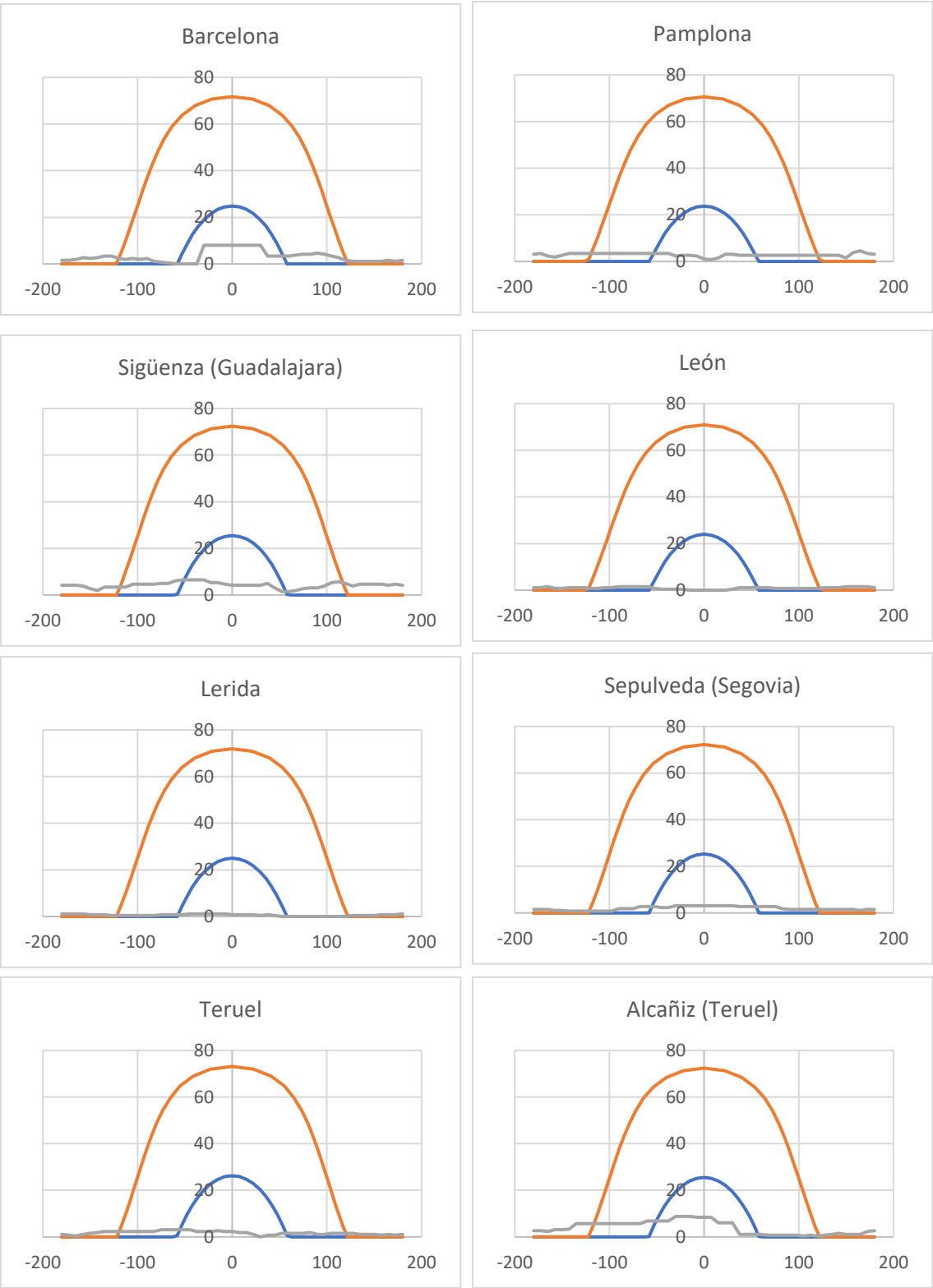


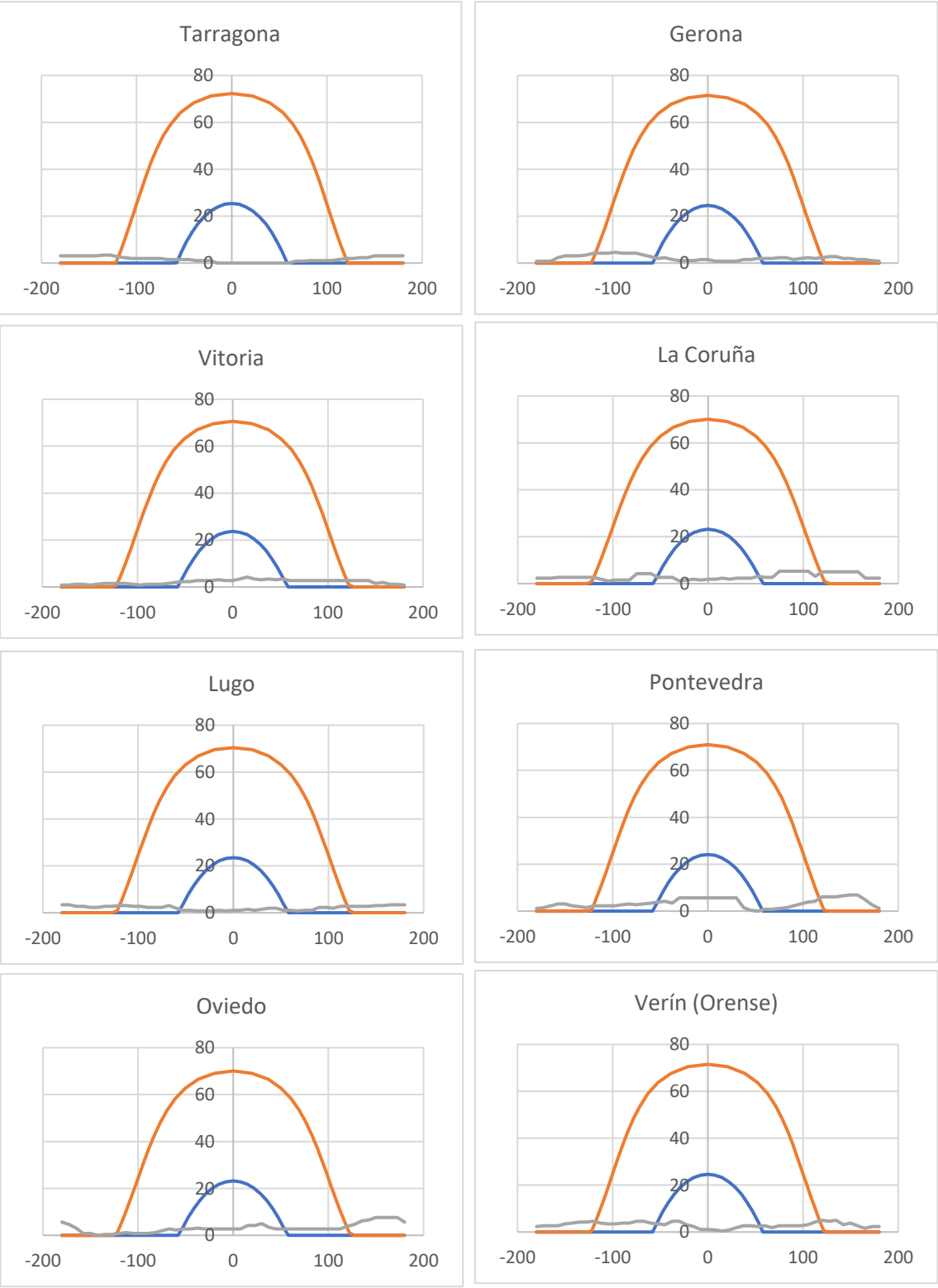


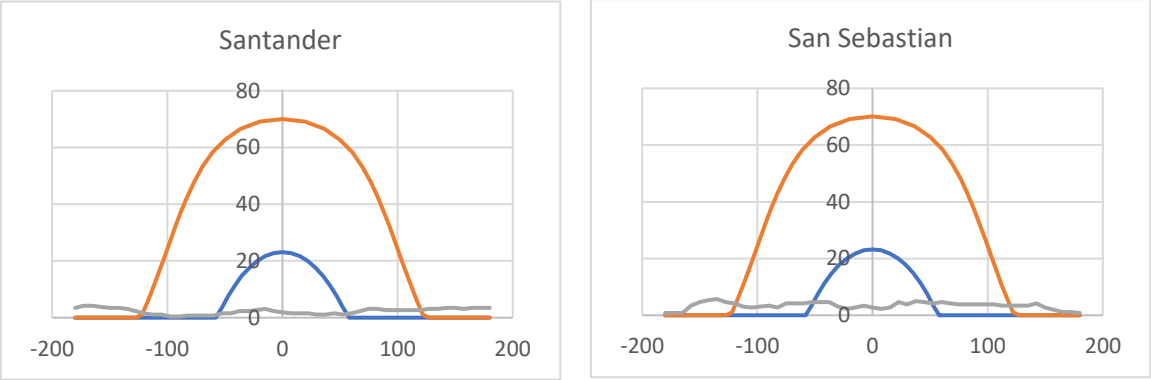
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV









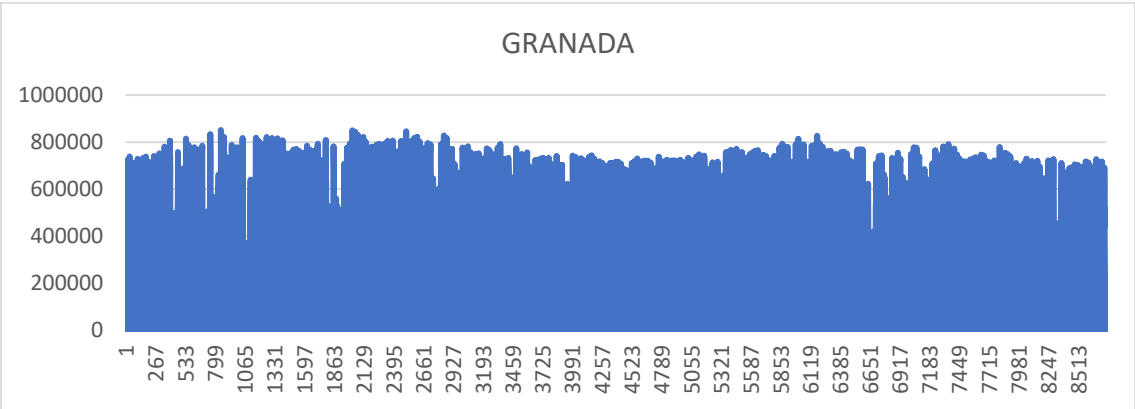
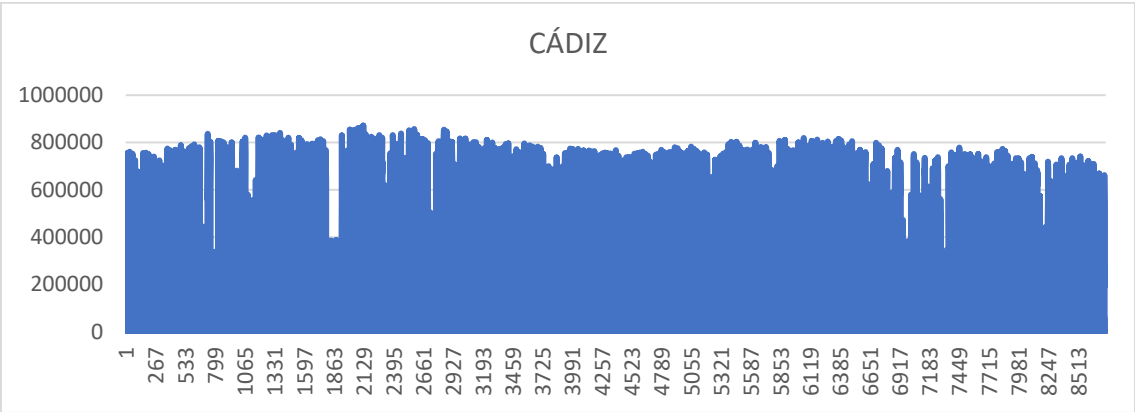
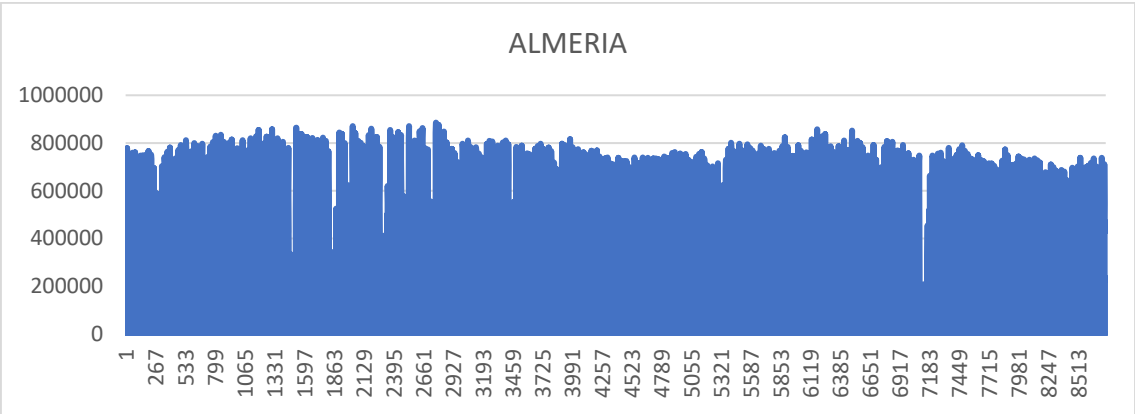
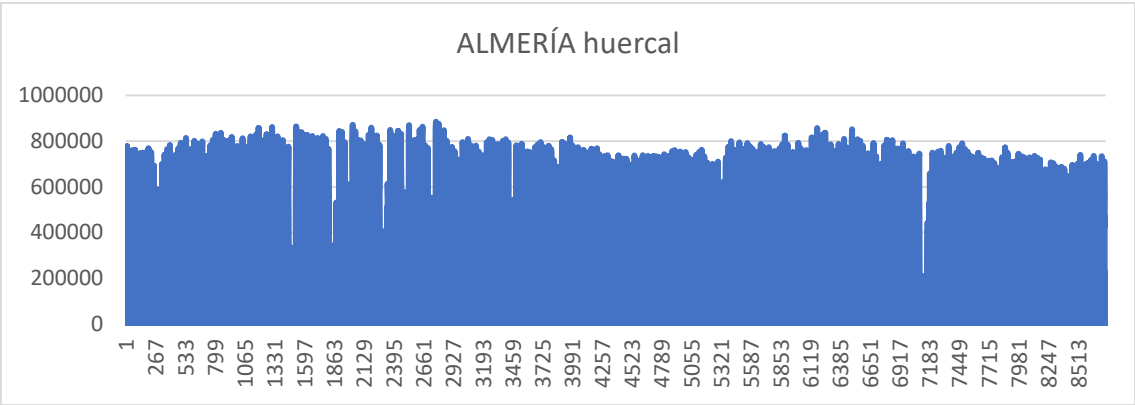


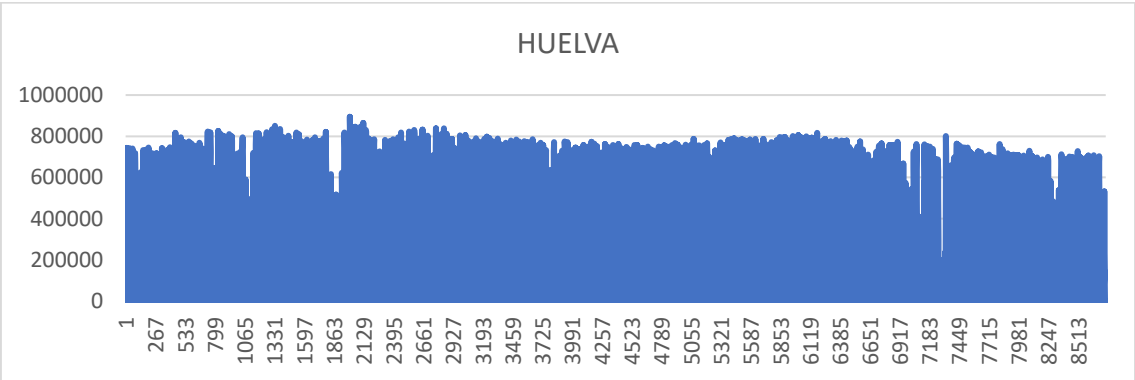
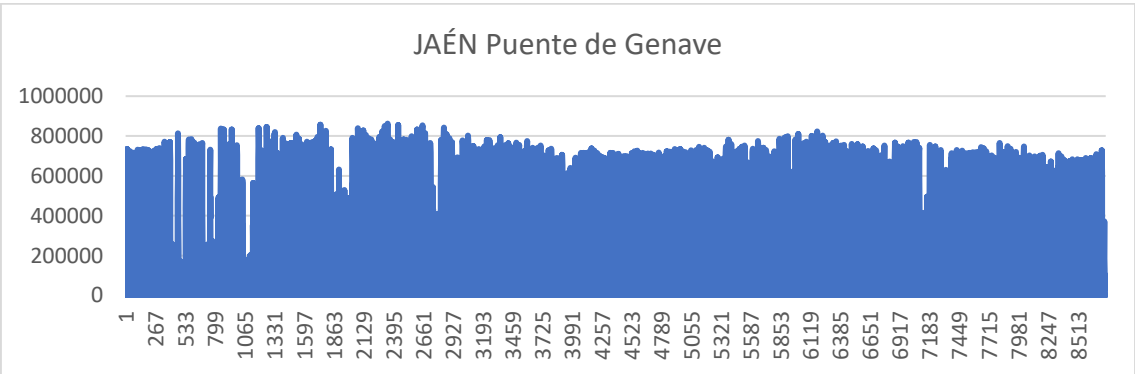
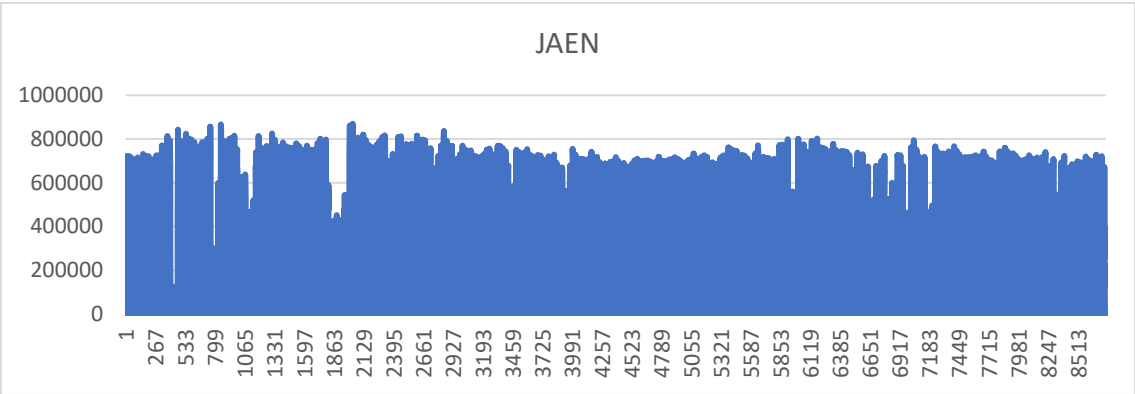
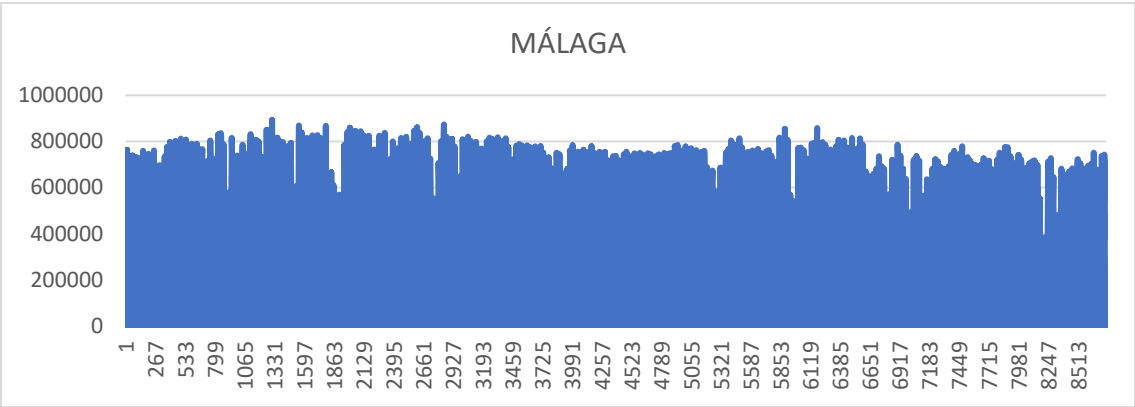
ANEXO 2. POTENCIA INSTÁNEA ANUAL

En este anexo, se mostrarán las gráficas de la potencia instantánea horaria durante un año completo para cada ubicación indicada en ANEXO 1. HORIZONTES, así como para el agregado peninsular de todas ellas.

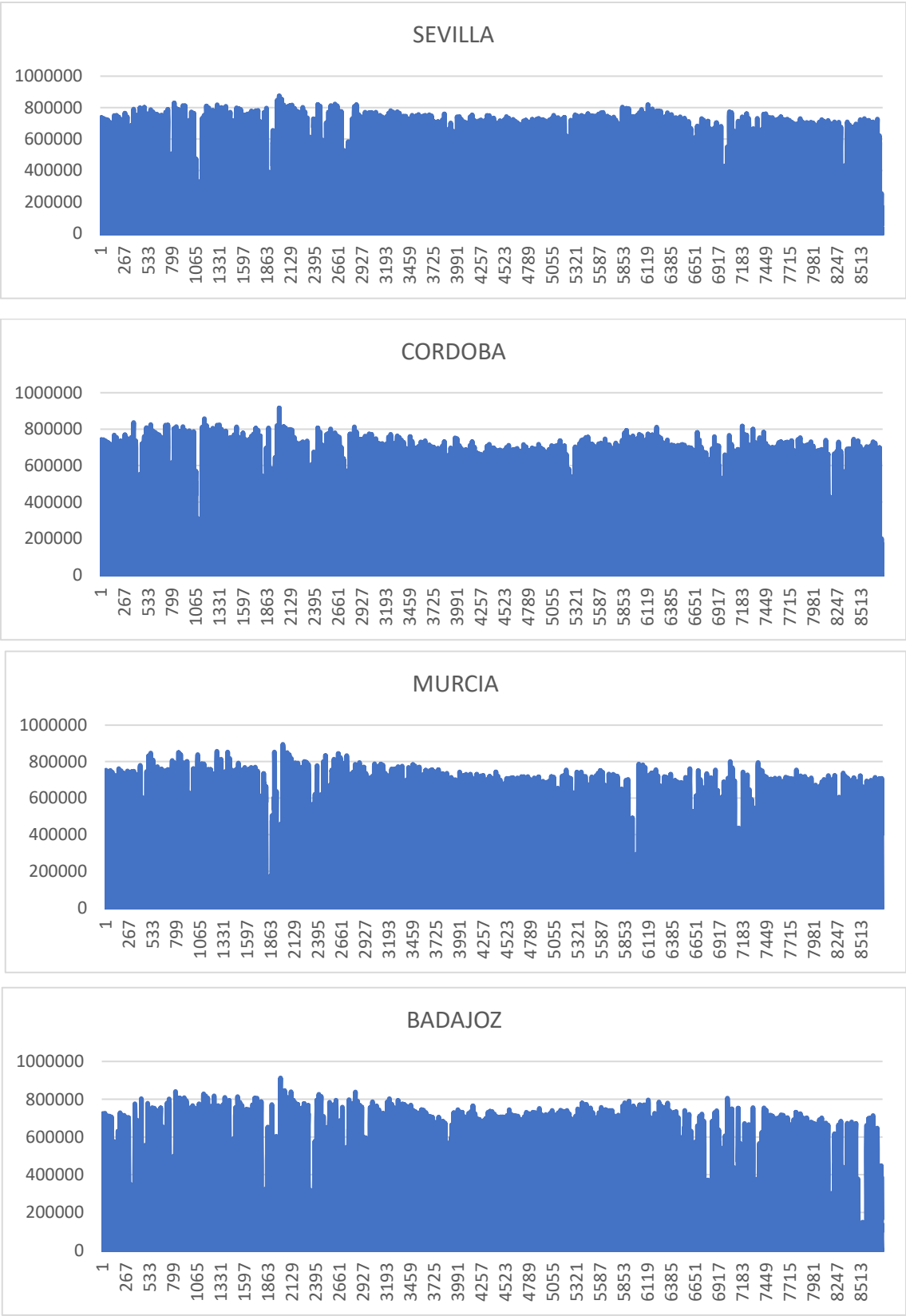
En los ejes de ordenadas se muestra la potencia en Vatios, y en el eje de abscisas las 8760 horas anuales.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

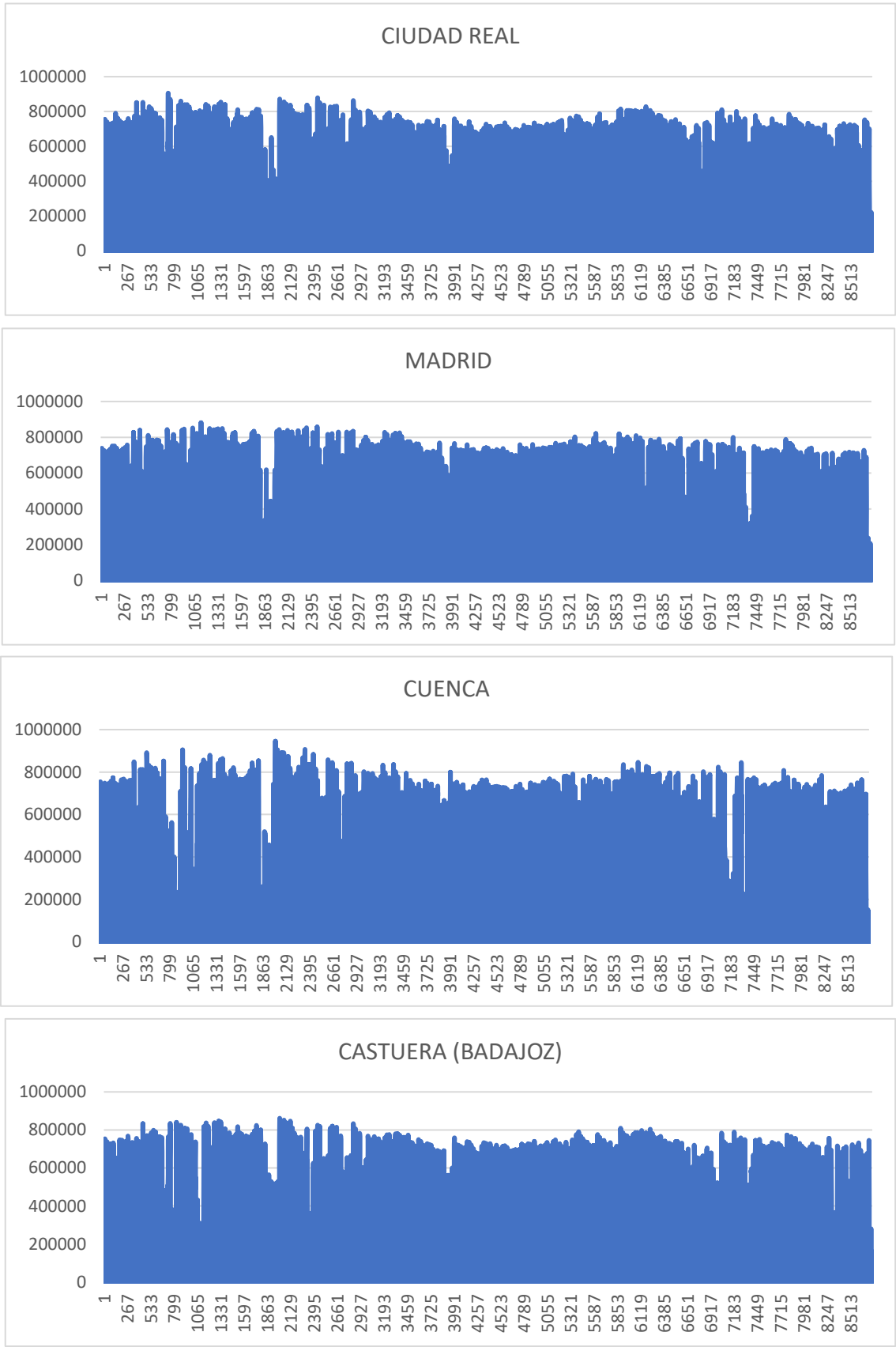




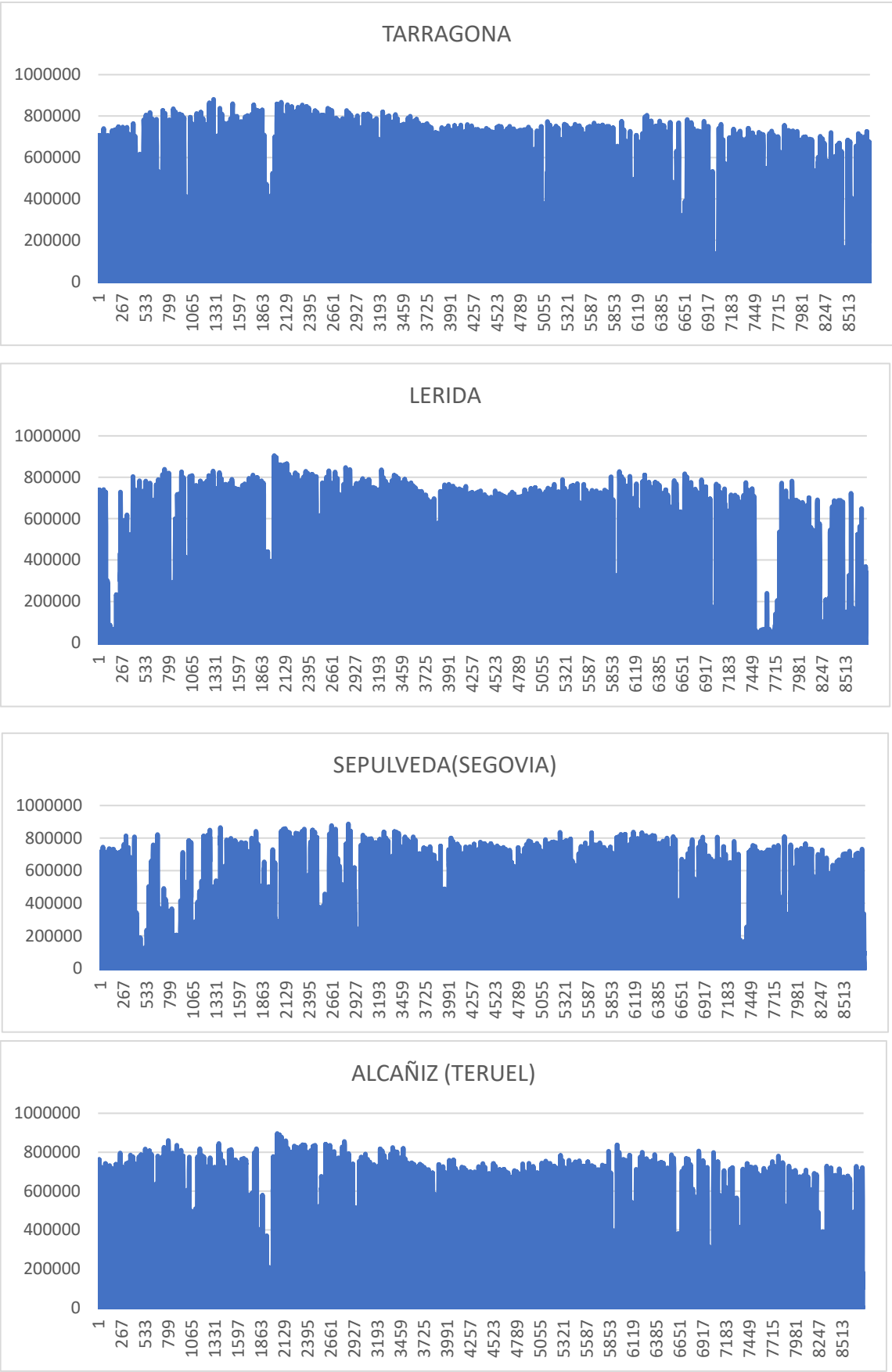
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



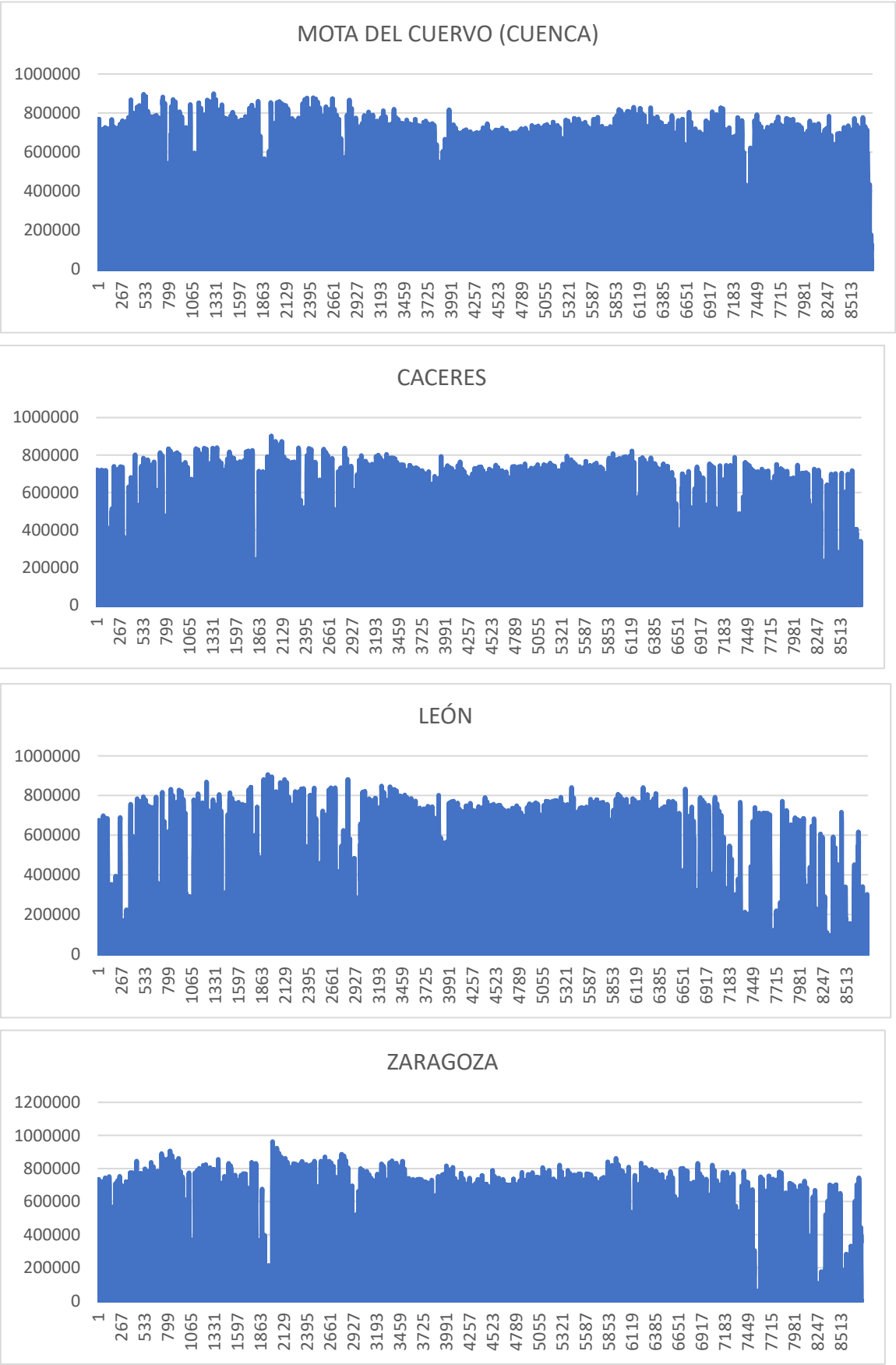
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



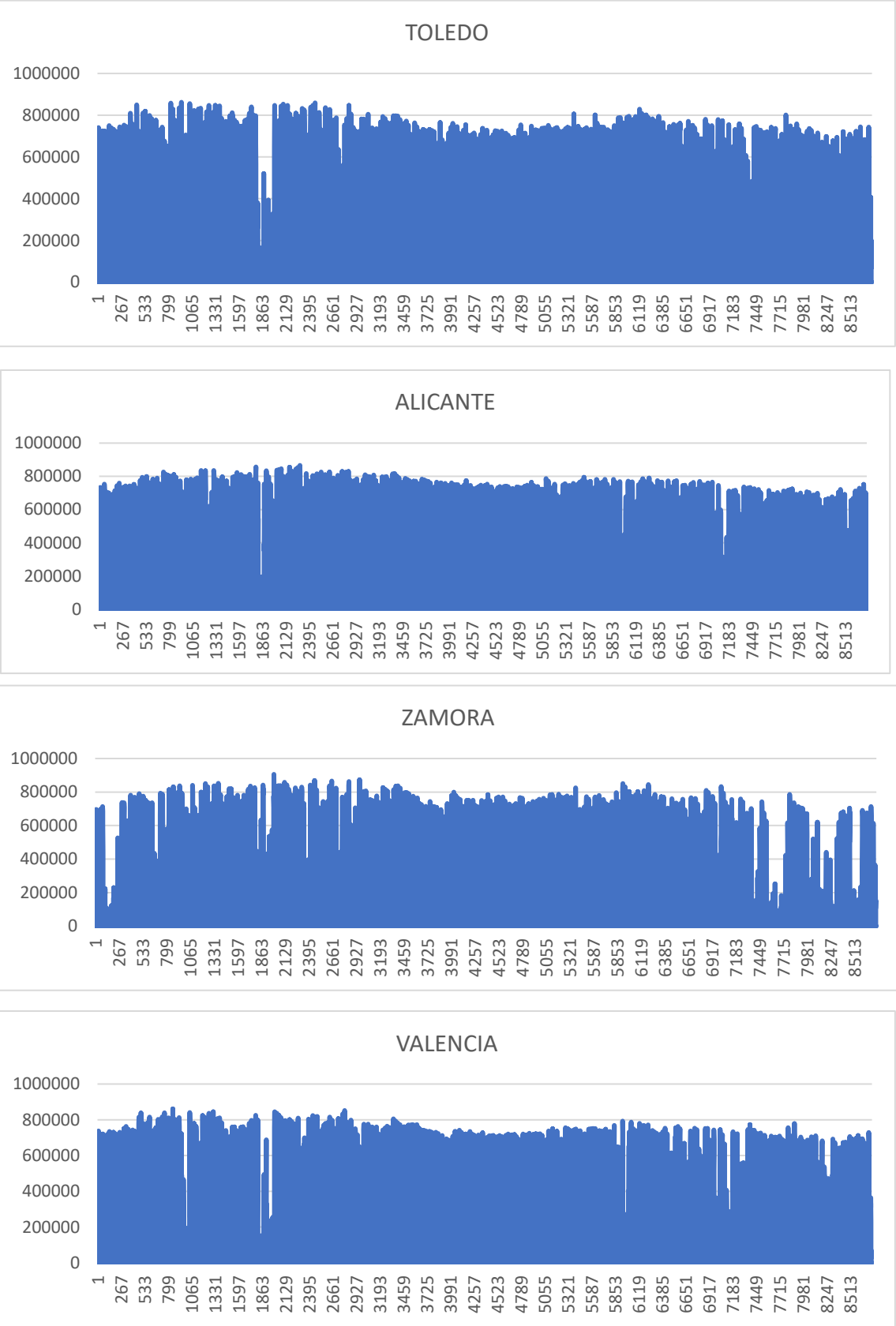
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



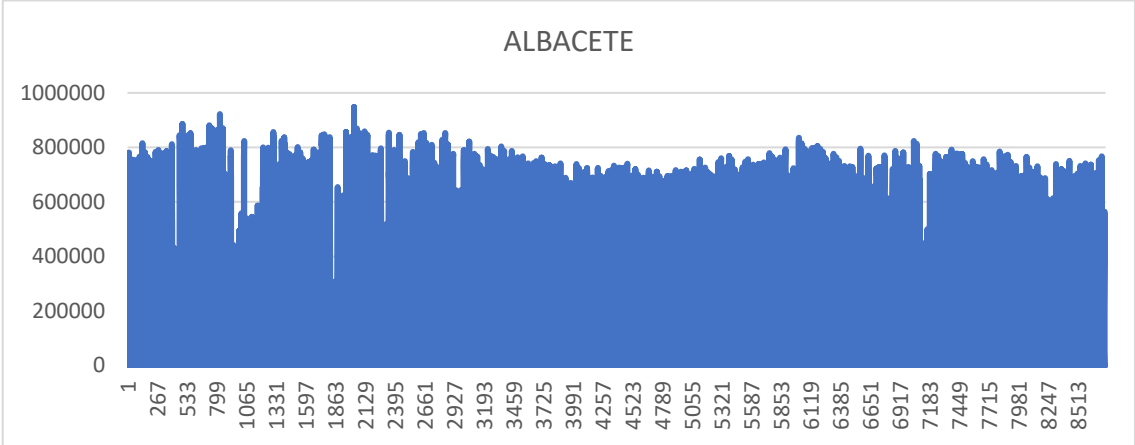
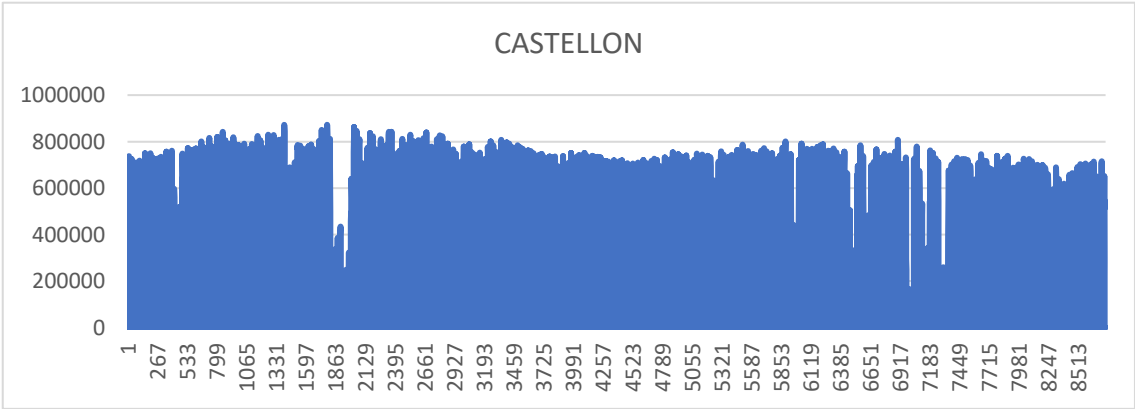
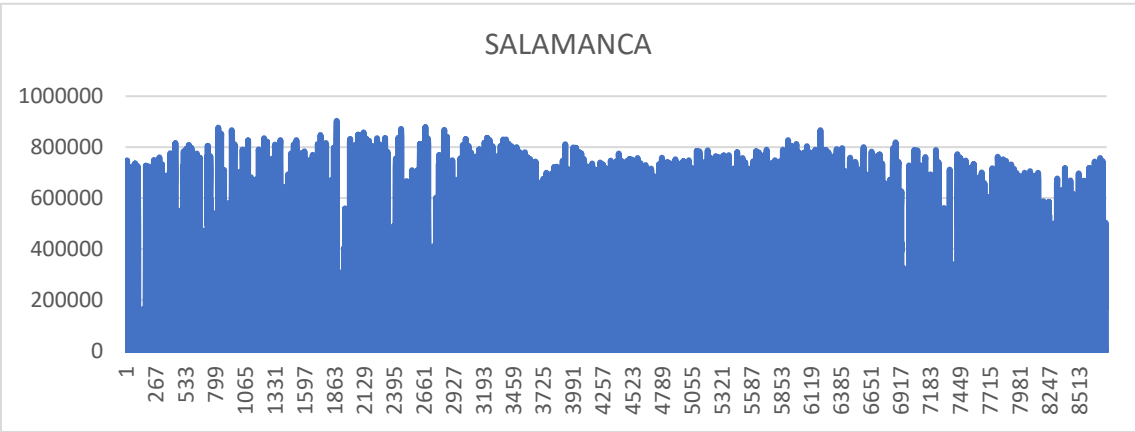
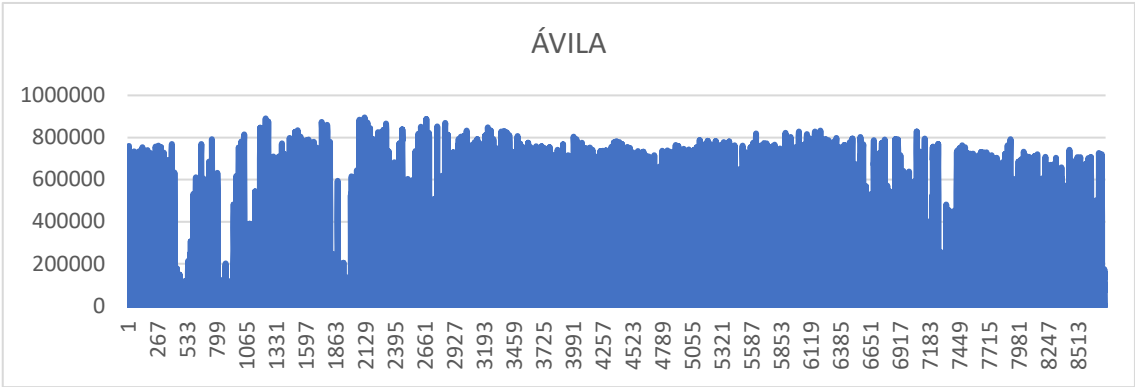
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

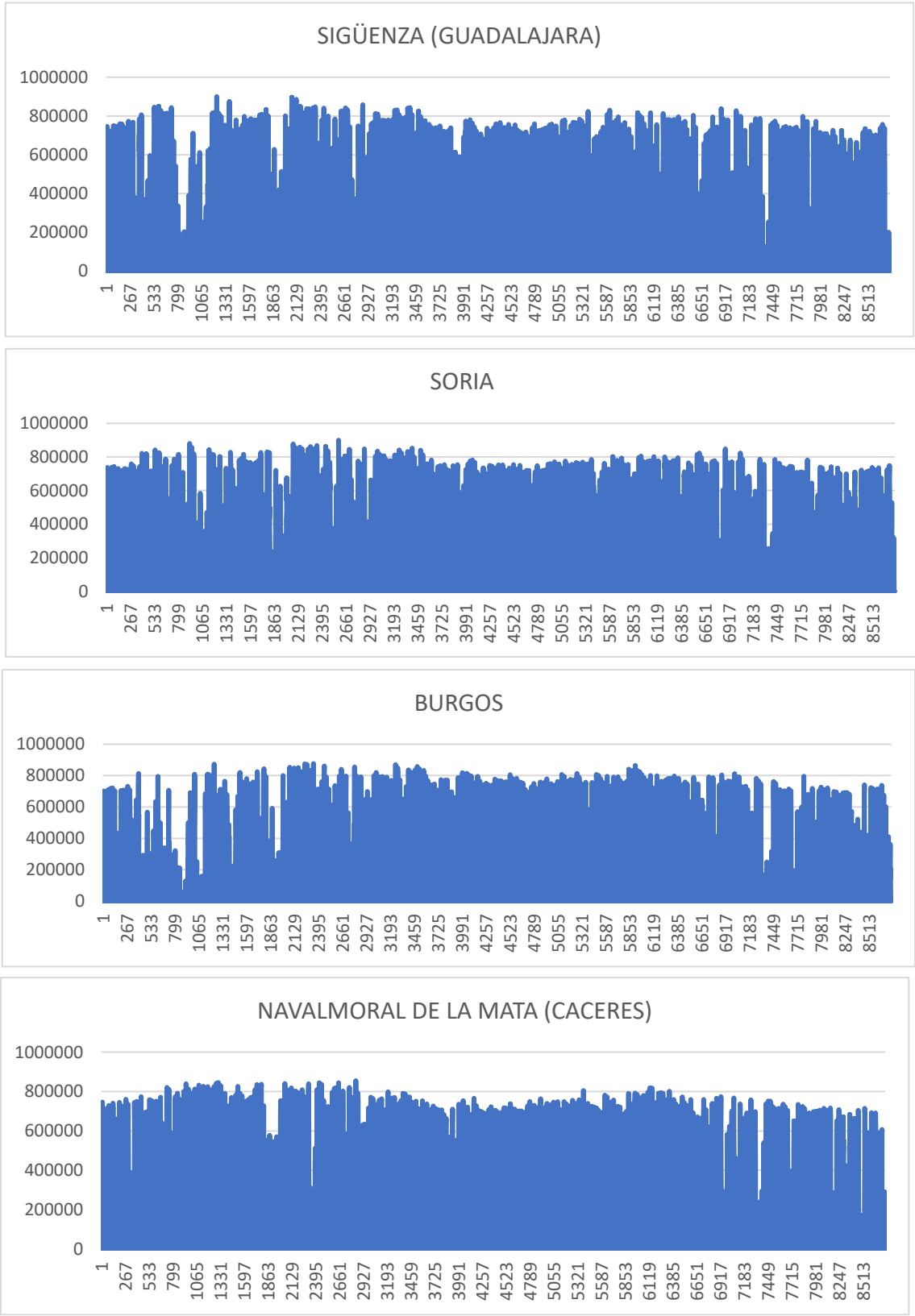


Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

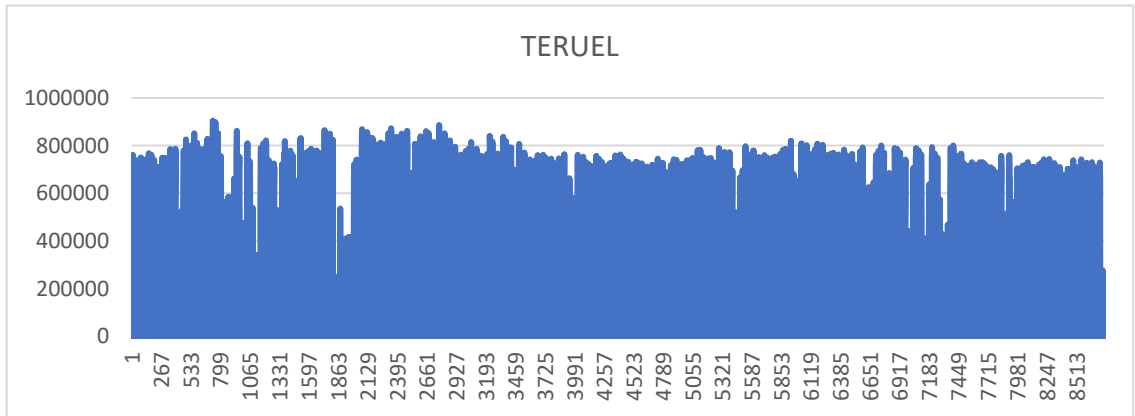
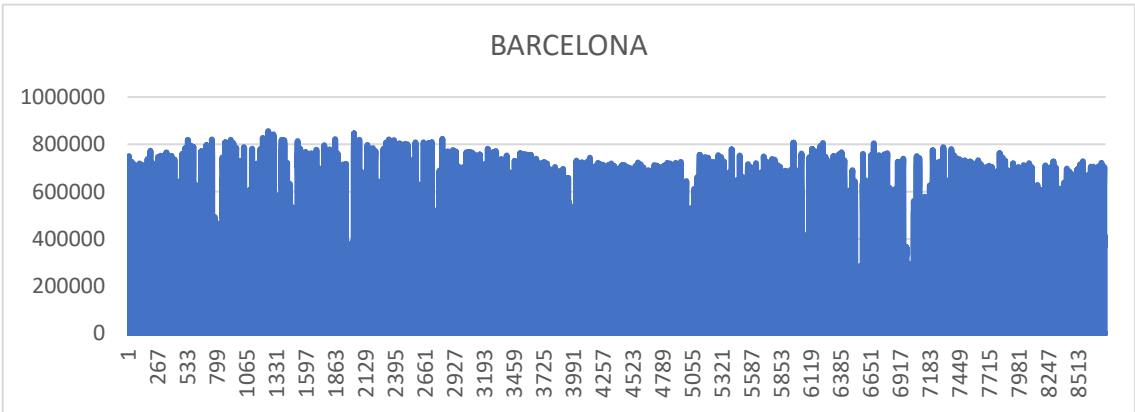
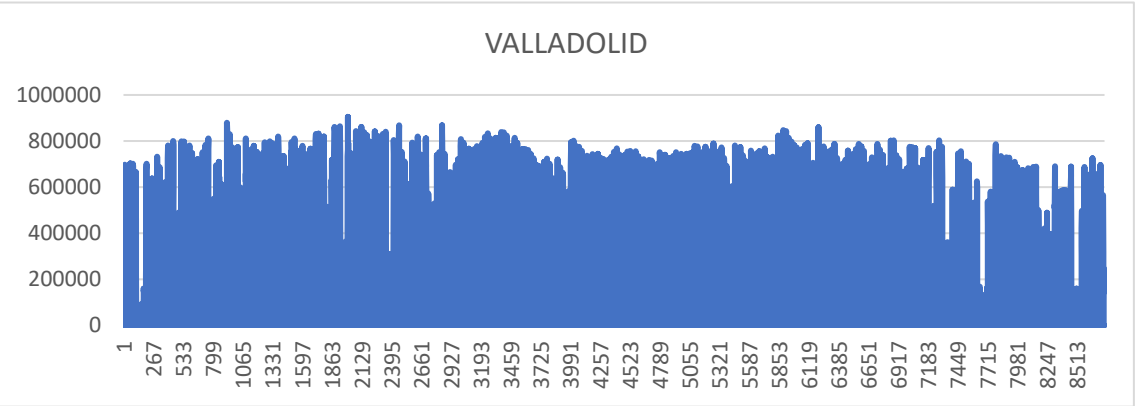
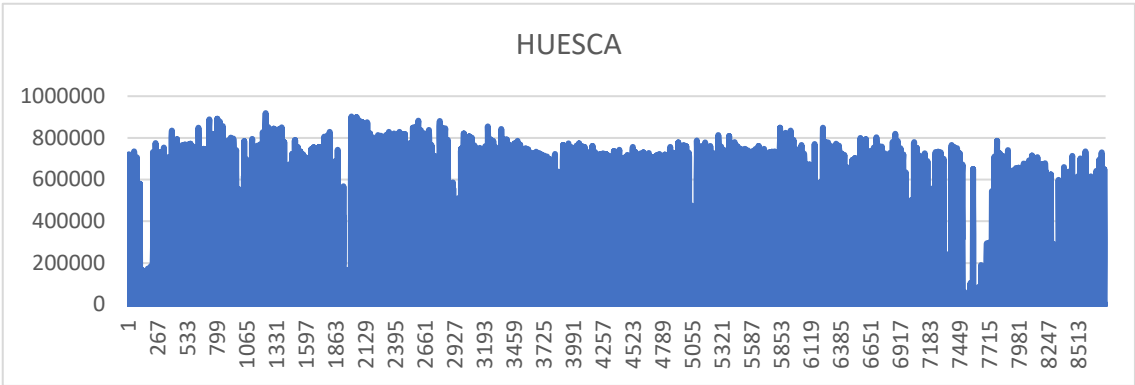


Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

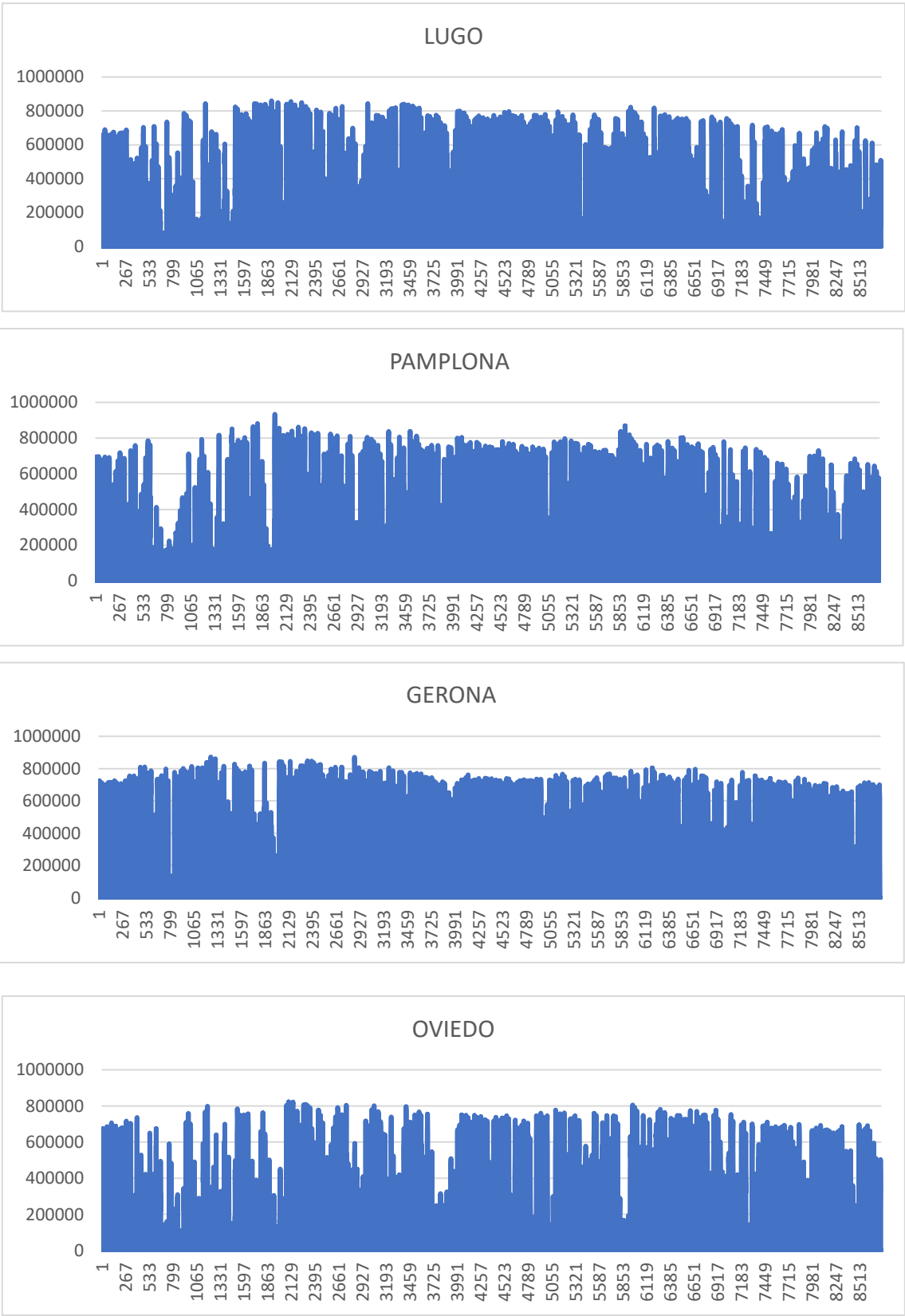




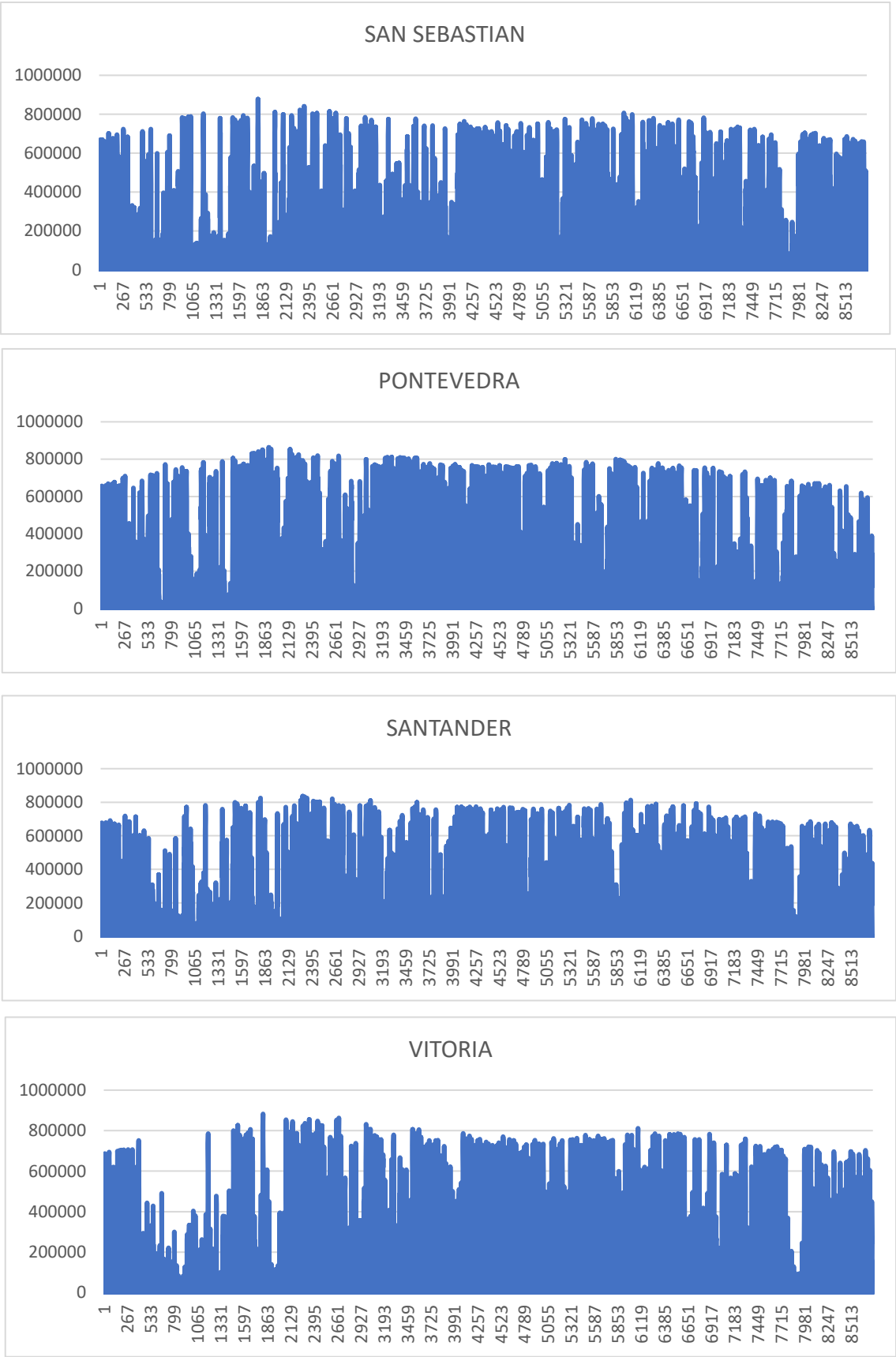
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



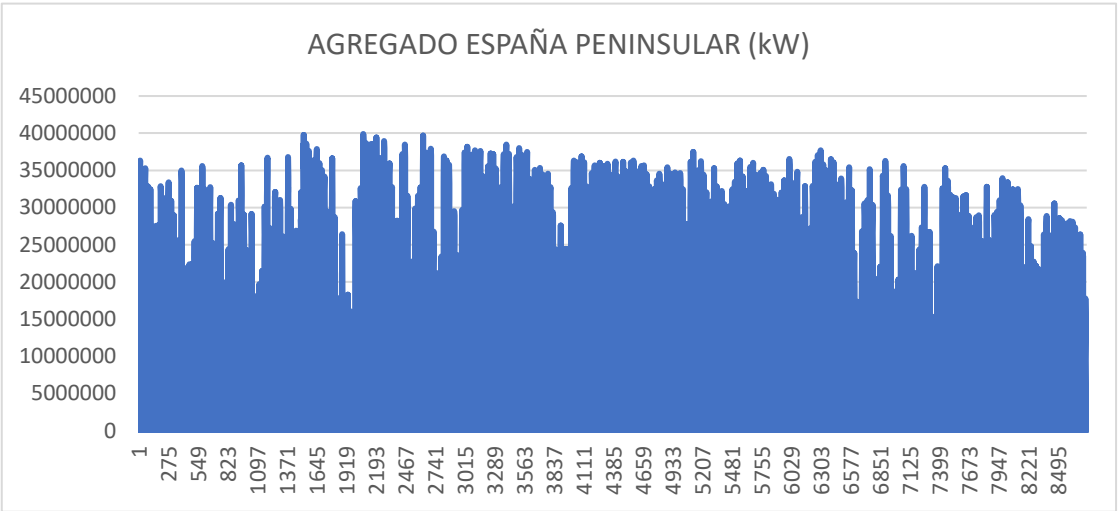
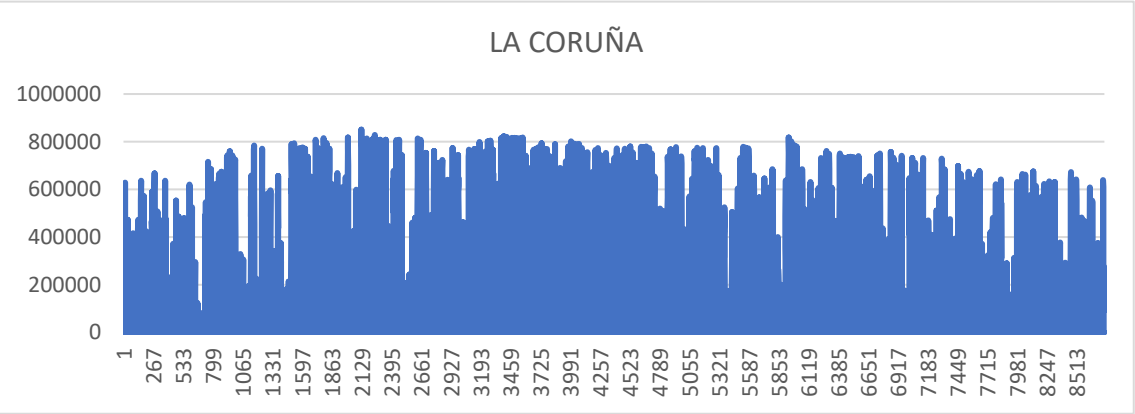
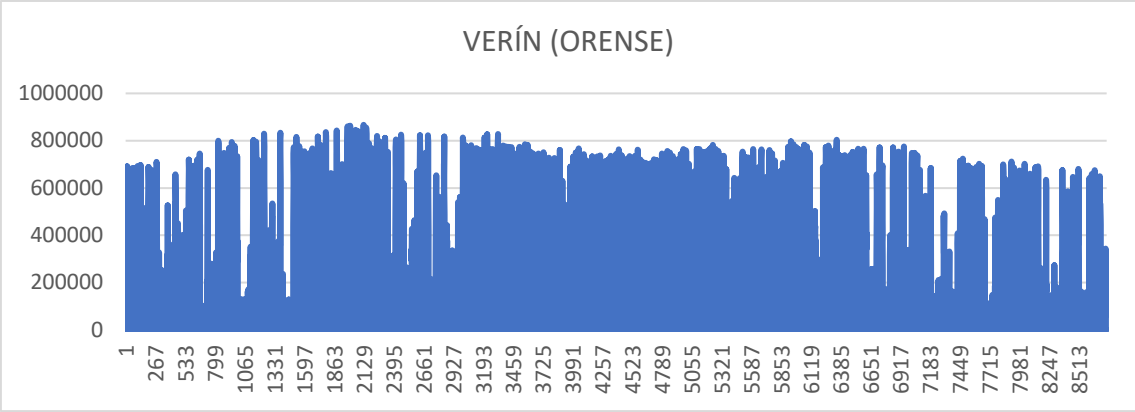
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



ANEXO 3. CURVAS DE SALIDA SIN LIMITAR

Este anexo incluirá todas las curvas de duración de la salida sin limitación de potencia.

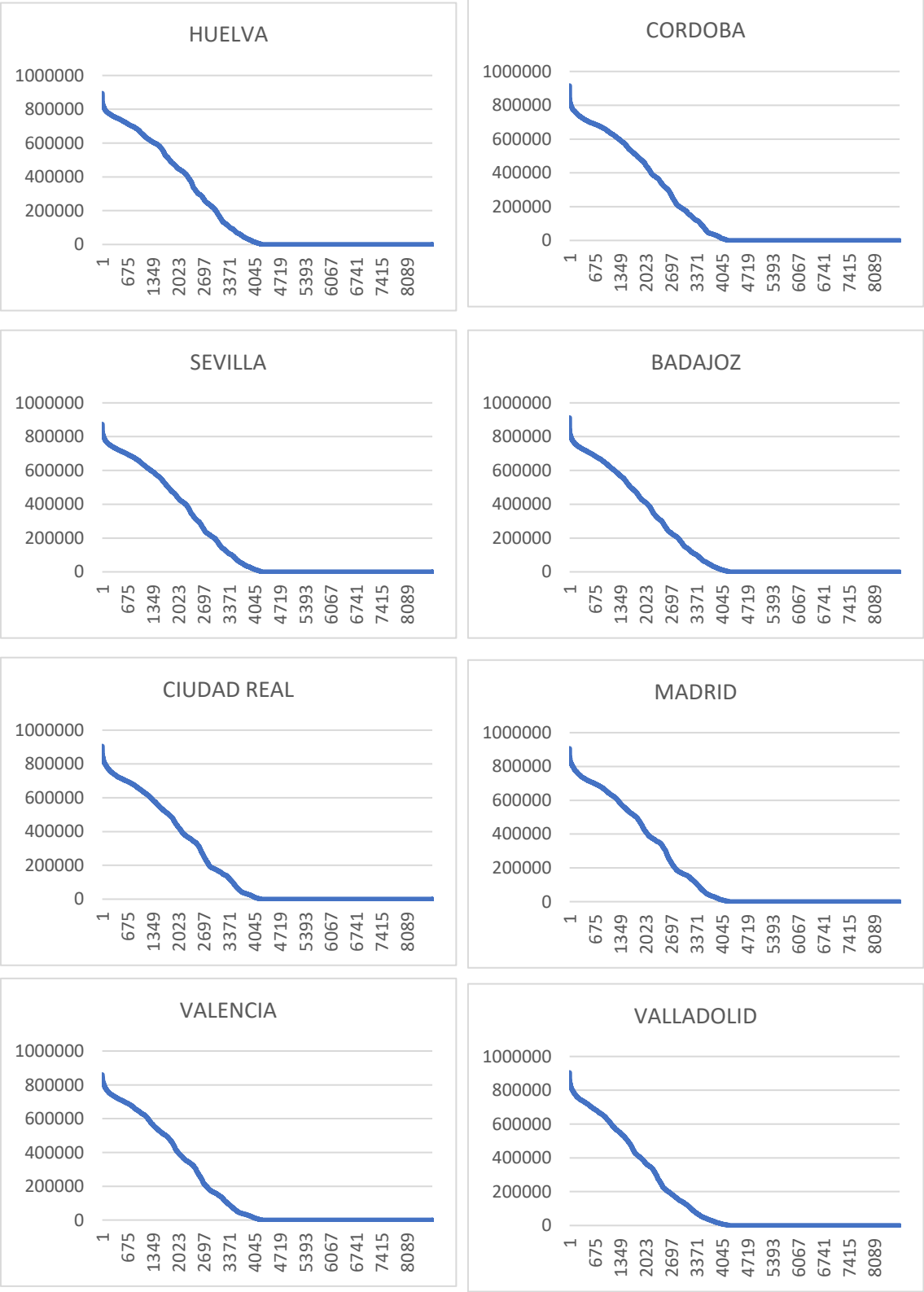
En este se incluyen todas las ubicaciones indicadas en el ANEXO 1. HORIZONTES, así como la curva de duración de salida del agregado final.

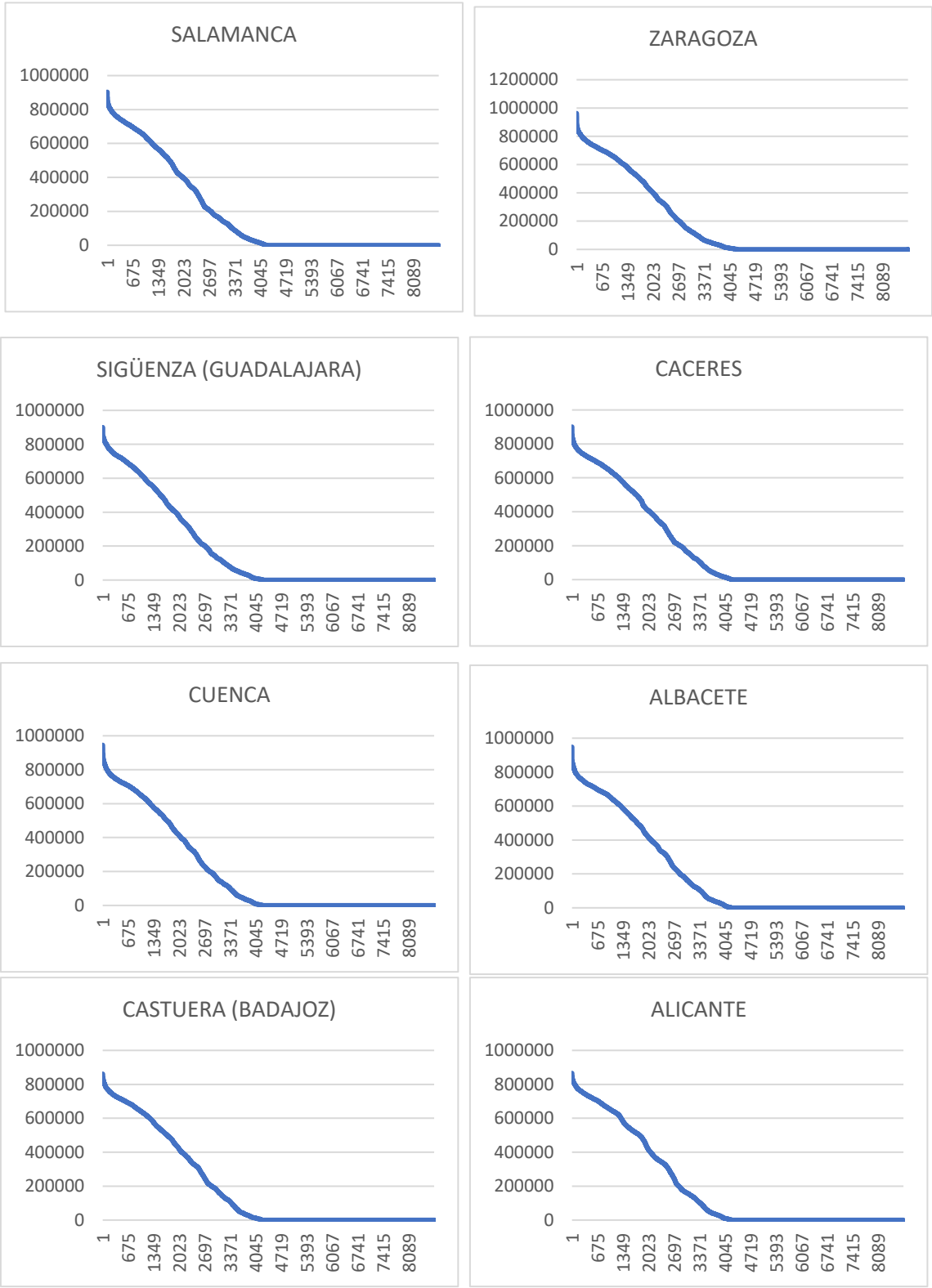
El eje de ordenadas representa la potencia en Vatios, y el eje de abscisas representa las 8760 horas anuales.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

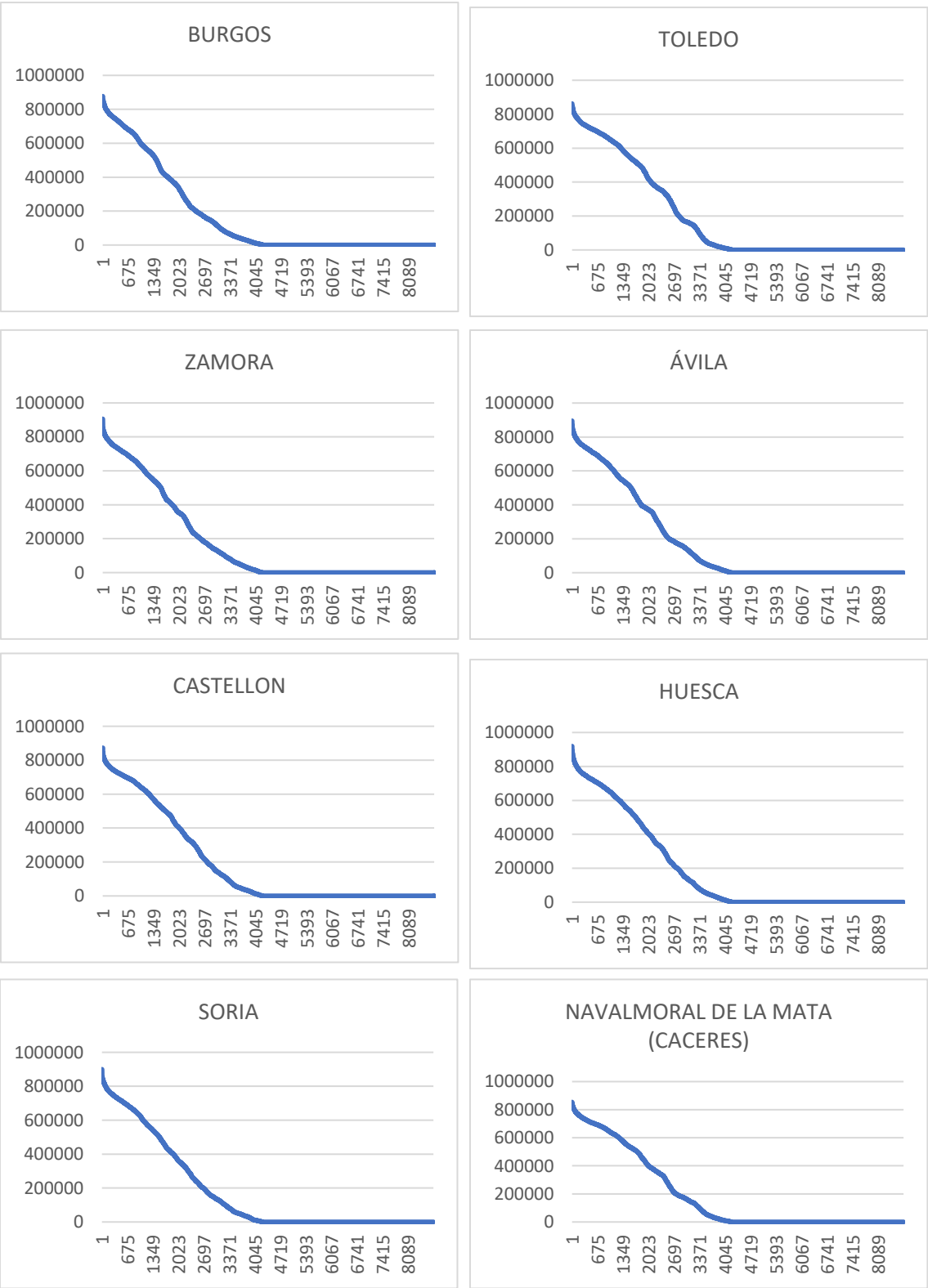


Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

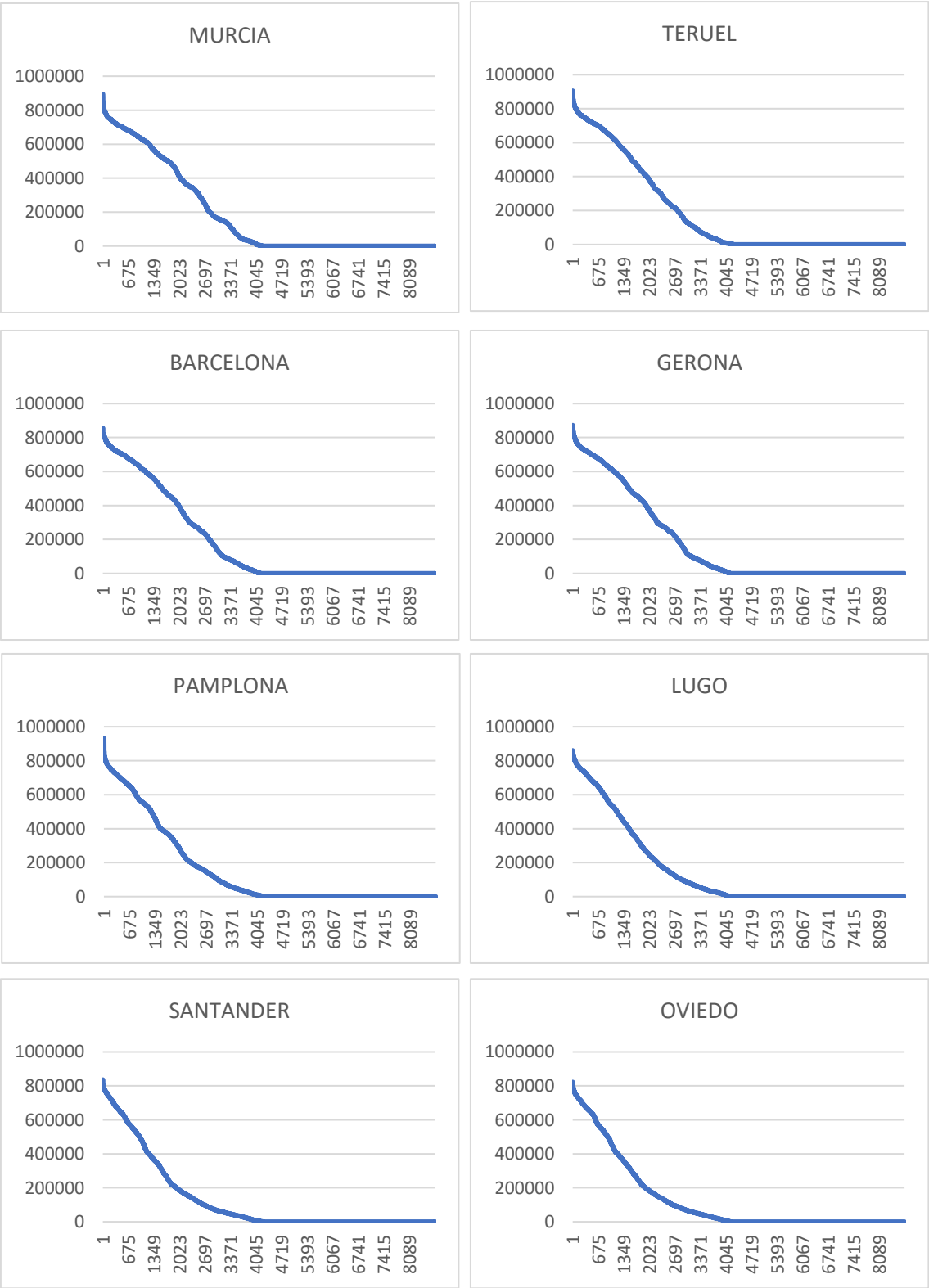


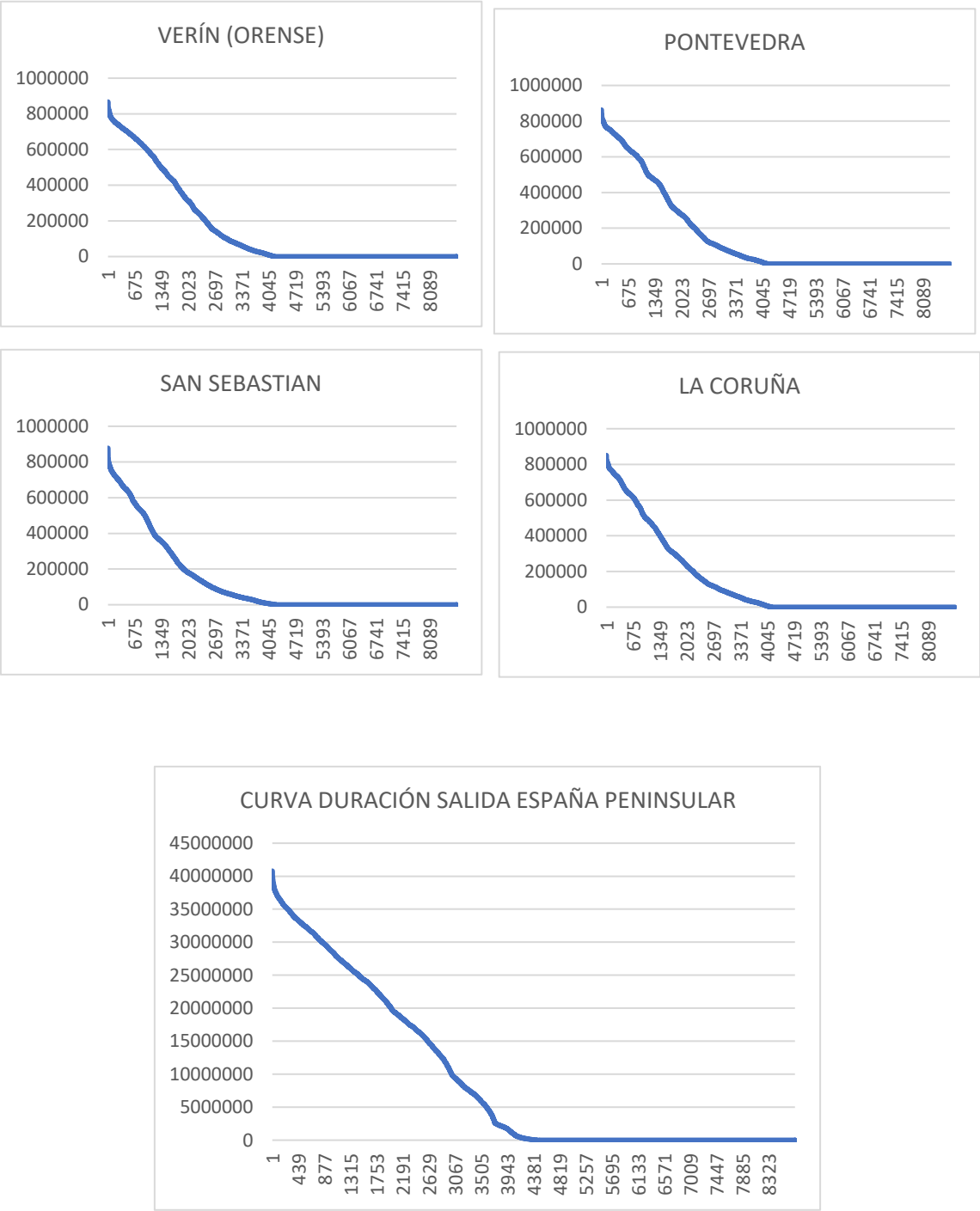


Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV



Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV





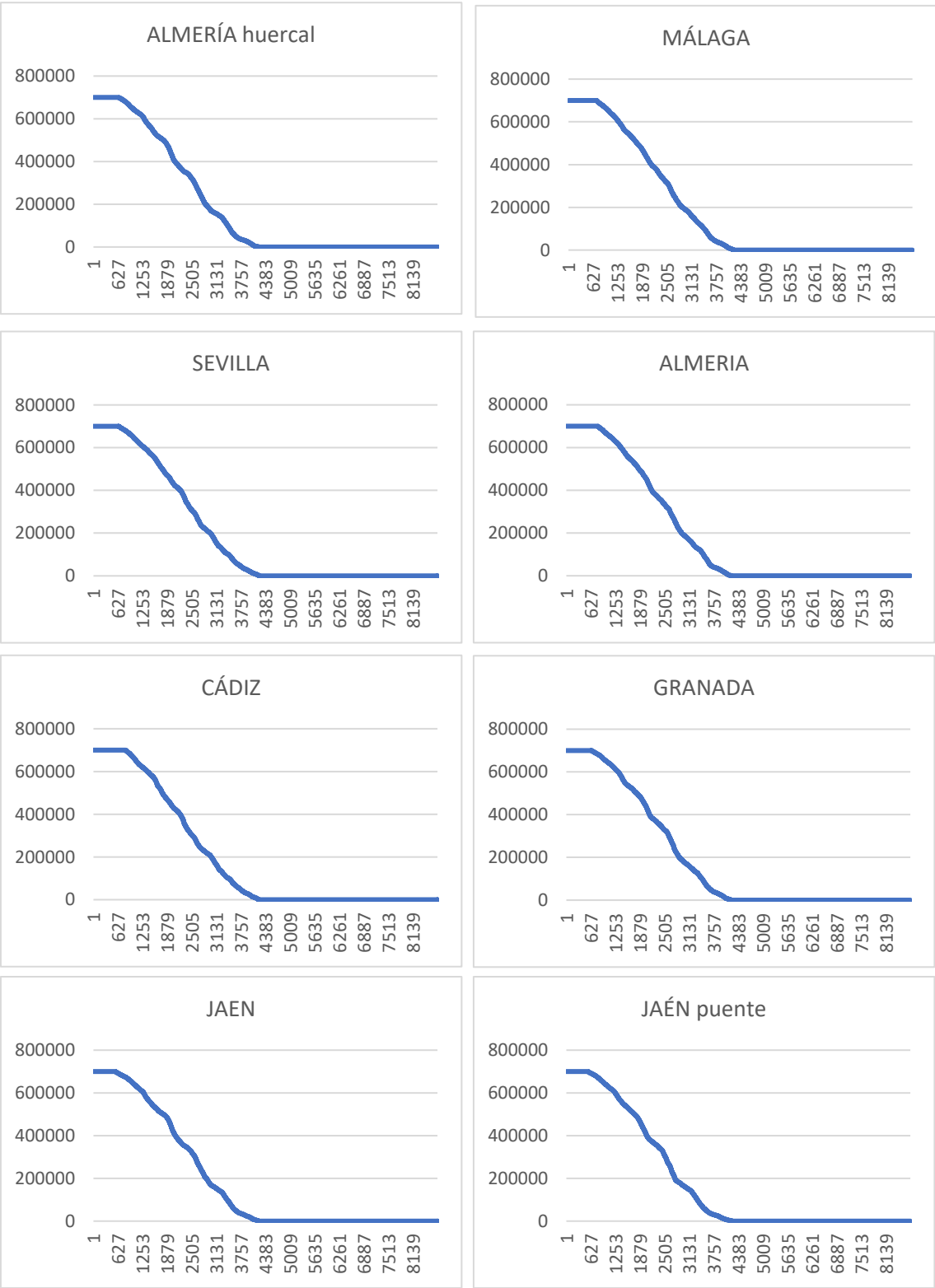
ANEXO 4. CURVAS DE SALIDA LIMITADAS

Este anexo incluirá todas las curvas de duración de la salida con limitación de potencia.

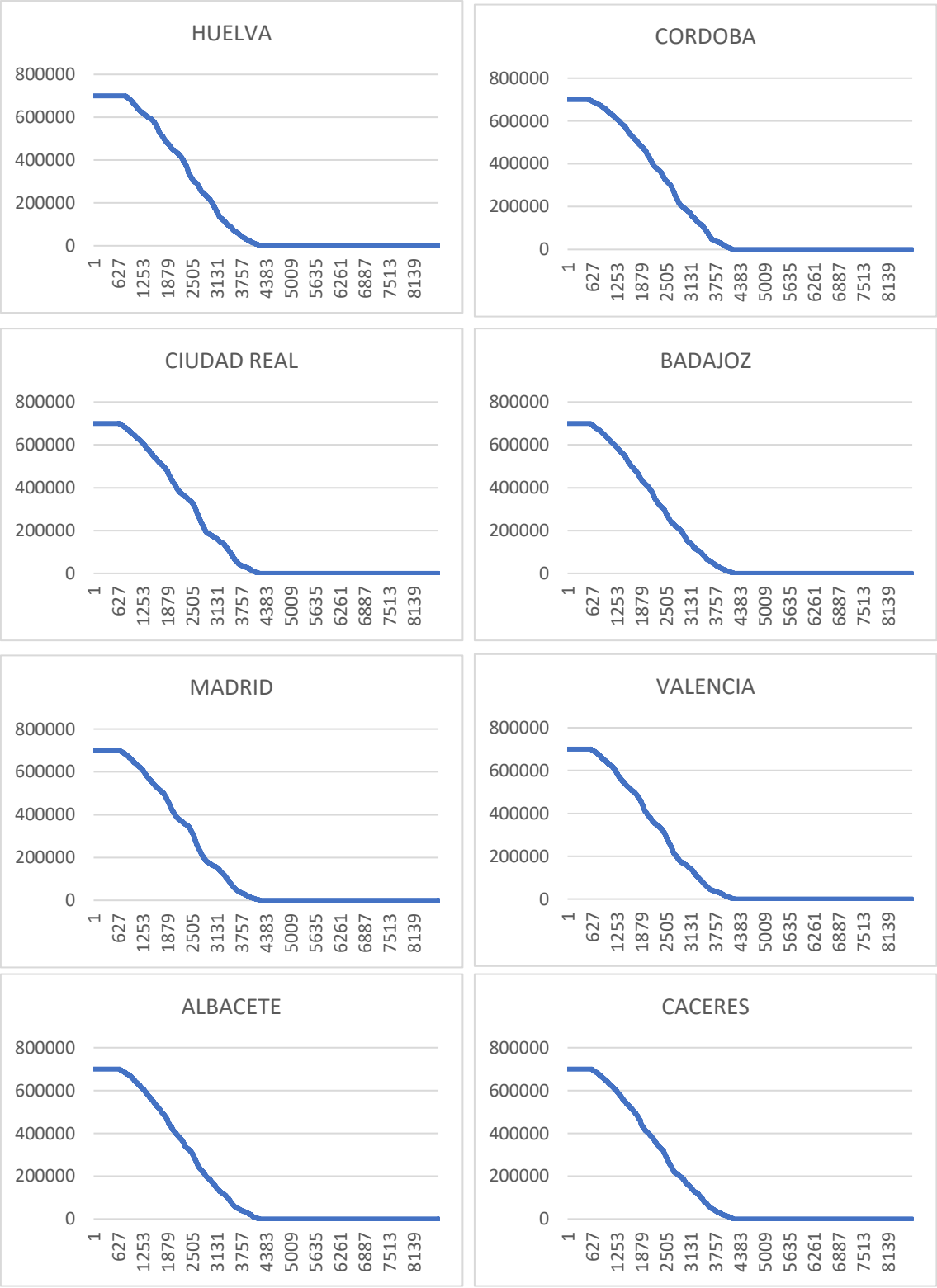
Se incluyen todas las ubicaciones indicadas en el ANEXO 1. HORIZONTES, así como la curva de duración de salida limitada del agregado final.

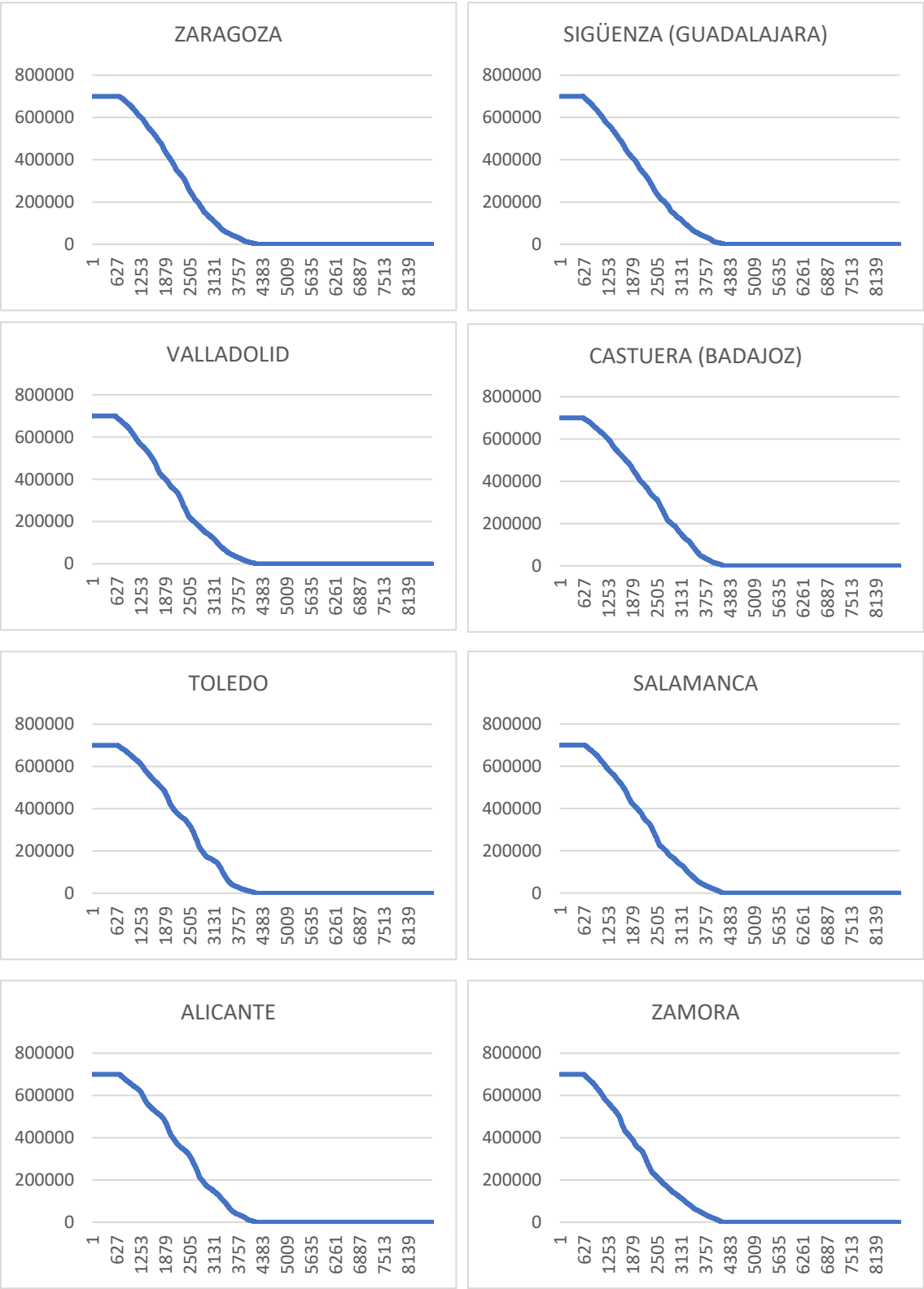
El eje de ordenadas representa la potencia en Vatios, y el eje de abscisas representa las 8760 horas anuales.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

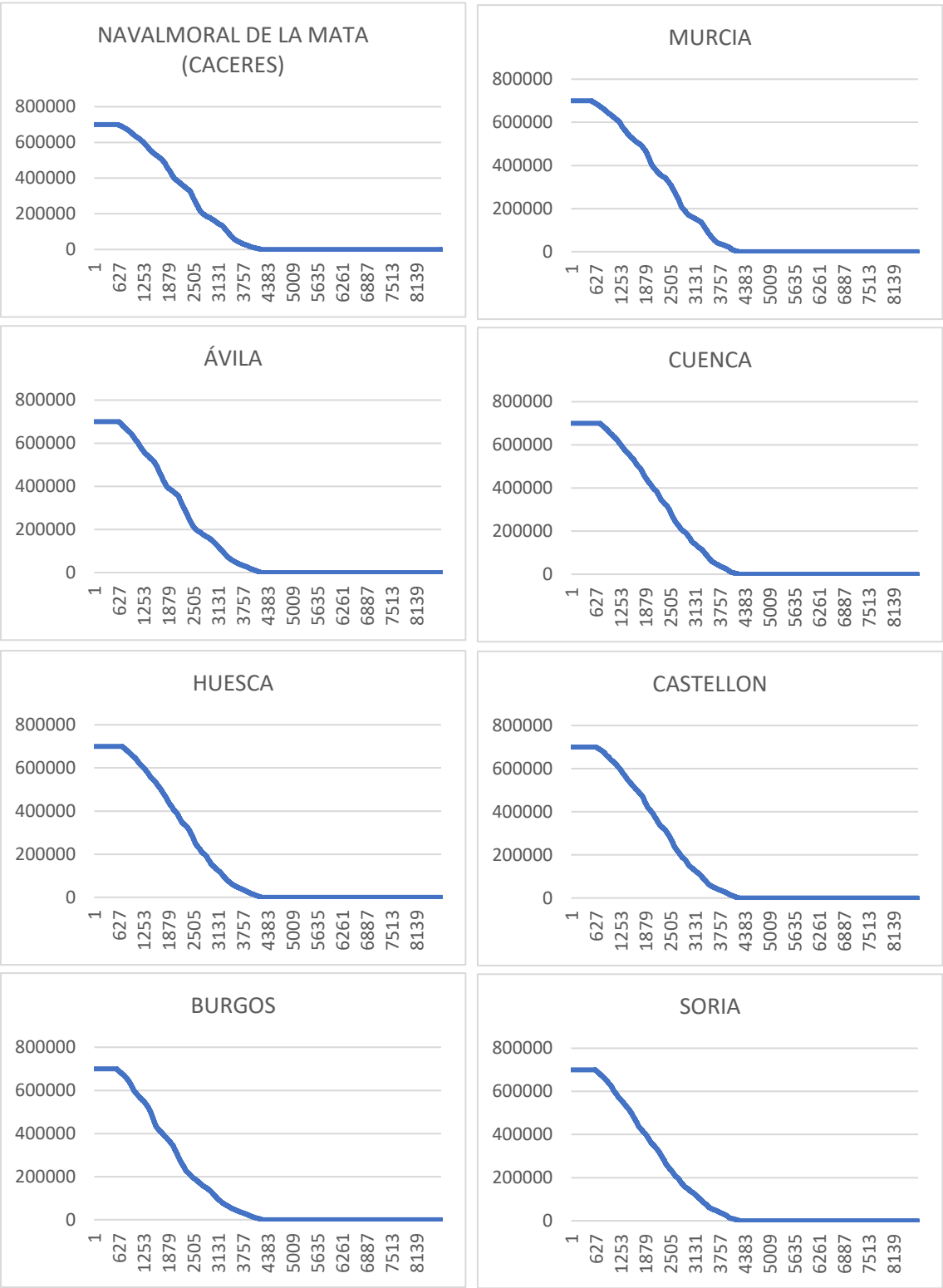


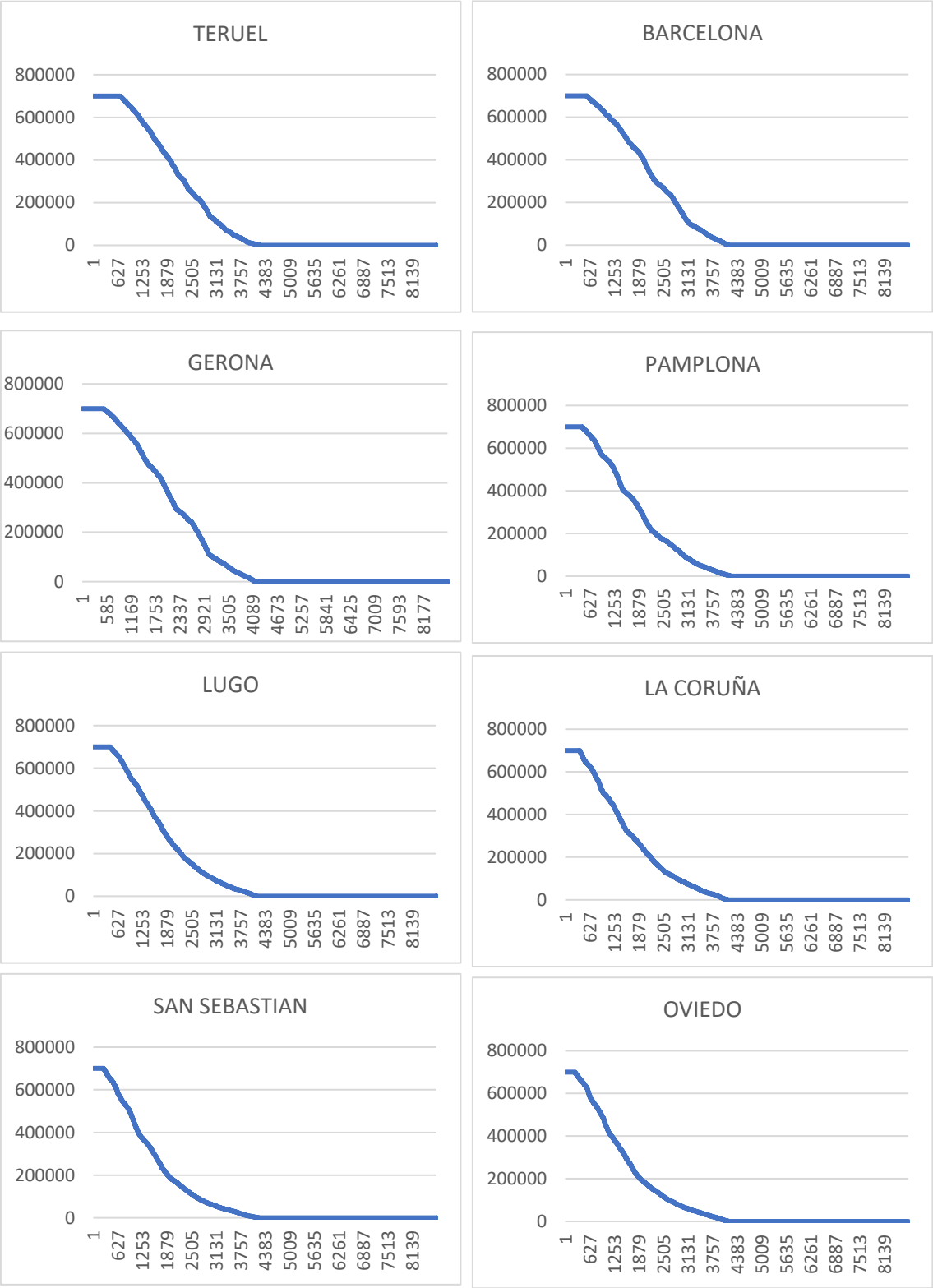
Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV





Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV







ANEXO 5. CURVAS DE SALIDA EN SISTEMA CON SEGUIDOR SOLAR

Este anexo incluirá todas las curvas de duración de la salida sin limitación de potencia para los sistemas con seguidor solar.

Las ubicaciones representadas son solo las de las provincias andaluzas debido a que en ese punto se decidió no continuar con este método, explicando por qué en el apartado 4.2.

GENERACIÓN ELÉCTRICA. SISTEMA CON SEGUIMIENTO SOLAR

El eje de ordenadas representa la potencia en MW, y el eje de abscisas representa las 8760 horas anuales.

Estudio con PVGIS de la cobertura de la demanda
de una red eléctrica a gran escala mediante energía FV

