



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Autor

MAIKEL TABUENCA SIMÓN

Director

ANTONIO MONTAÑÉS ESPINOSA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA (EINA)

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

2017



(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D^a. MAIKEL TABUENCA SIMÓN

con nº de DNI 78758143W en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
GRADO

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO APLICADAS A

ENERGÍA FOTOVOLTAICA

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 21/11/2017

Fdo: MAIKEL TABUENCA SIMÓN

INDICE

MEMORIA TÉCNICA

1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETO DEL PROYECTO	1
3. LOCALIZACIÓN	1
4. NORMA Y REGLAMENTACIÓN GENERAL	3
5. CARACTERISTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN	4
6. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	5
6.1 INTRODUCCIÓN	5
6.2 LA RADIACIÓN SOLAR	5
6.3 DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR	5
6.4 EL EFECTO FOTOVOLTAICO	6
6.5 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA	6
6.6 EL MÓDULO O PANEL FOTOVOLTAICO	7
6.6.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS	8
6.6.2 PARÁMETROS TÉRMICOS	8
6.6.3 PARÁMETROS FÍSICOS	9
6.7 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9
7. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR	10
7.1 VENTAJAS	10
7.2 INCONVENIENTE	10
8. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED	10
9. DEMANDAS DE POTENCIA	11
10. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	17
10.1 PANELES SOLARES	17
10.2 INVERSOR	19
10.3 ESTRUCTURA DEL SOPORTE PARA PLACAS	20
10.4 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA	20
10.5 CABLEADO	20
11. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	22
11.1 PERDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN	22
11.2 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PANELES	24
11.3 CONEXIÓN DE LOS PANELES SERIE-PARALELO	25
12. AUTOCONSUMO	28
13. NORMATIVA EUROPEA Y ESPAÑOLA	30

14. ESCENARIO ACTUAL EN ESPAÑA	32
14.1 ANTECEDENTES	32
14.2 ACTUALIDAD	34
14.3 ESTUDIO BÁSICO SEGÚN NORMATIVA ESPAÑOLA	40
15. OTROS ESCENARIOS POSIBLES	46
15.1 ALEMANIA	46
15.1.1 ESTUDIO BÁSICO SEGÚN NORMATIVA ALEMANA	47
15.2 CHINA	49
15.2.1 ESTUDIO BÁSICO PARA NORMATIVA CHINA	49
15.3 ESTADOS UNIDOS	51
16. CONCLUSIONES	52
17. BIBLIOGRAFIA	53

ANEXO I

CUBIERTA	1
FACHADA	4



Universidad
Zaragoza

MEMORIA TÉCNICA

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Autor

MAIKEL TABUENCA SIMÓN

Director

ANTONIO MONTAÑÉS ESPINOSA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA (EINA)

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

2017

1. ANTECEDENTES

Se redacta el presente proyecto de “ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA” a un consumidor situado en Zaragoza, en este caso se trata de un edificio de la Universidad de Zaragoza del campus Rio Ebro, el cual se alimenta únicamente de energía entregada por la red que le suministra la compañía eléctrica.

Se trata del edificio María Agustín de Betancourt, con una cubierta plana y accesible donde se puede realizar una instalación solar fotovoltaica.

La construcción del edificio se realizó para satisfacer la necesidad de alojar la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza.

2. OBJETO DEL PROYECTO

Existe una gran expectación en España sobre el futuro de las energías renovables debido a los cambios constantes en las políticas de autoconsumo que se aplican en el país. Actualmente está en vigor el Real Decreto 900/2015, el cual se califica de abusivo y discriminatorio para los consumidores.

Se trata de un Real Decreto, el cual trata puntos a la hora de conectar una instalación fotovoltaica conectada a red en España, en él no se tiene en cuenta al pequeño usuario productor y sí le da demasiada importancia al beneficio económico de las principales compañías eléctricas del país.

El objetivo principal de este proyecto es el de redactar un análisis sobre las políticas de autoconsumo, aplicada a energía solar fotovoltaica, en distintos países del mundo tanto interno a la Unión Europea como externo.

Se realizará una comparativa con España y se analiza a un consumidor español aplicándole la normativa Española primero y a continuación la utilizada en alguno de los países analizados.

3. LOCALIZACIÓN

El edificio objeto de este proyecto está destinado a la enseñanza, en concreto a la de alumnos de universidad. Está localizado en la zona Actur, en Zaragoza, dentro del Campus Rio Ebro en la calle María de Luna s/n. Este edificio recibe el nombre de María Agustín de Betancourt.

La ubicación exacta se sitúa en las coordenadas geográficas que se exponen a continuación:

Latitud: 41° 41' 0.62''N

Longitud: 0° 53' 4.32''O

Y Orientación Sur

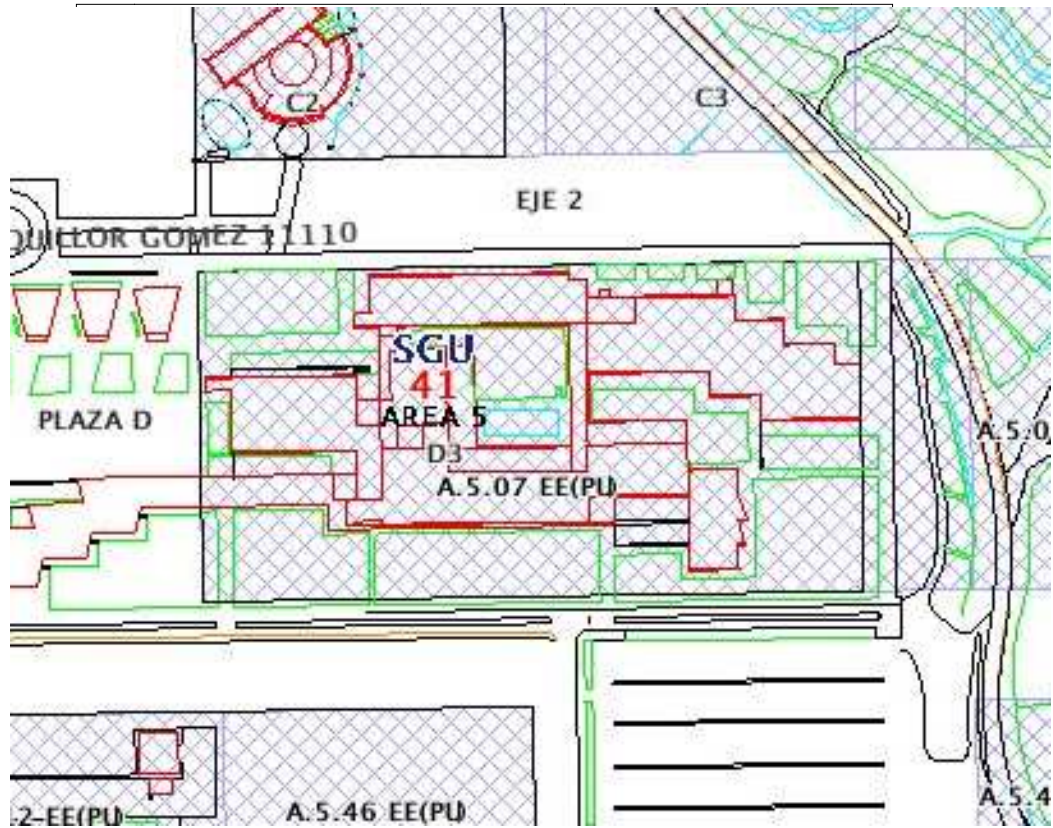


Ilustración 1. Extracción parcelaria del ayuntamiento de Zaragoza sección de urbanismo.



Ilustración 2. Vista satélite extraída de Google Maps.

4. NORMA Y REGLAMENTACIÓN GENERAL

Se utilizan los siguientes reglamentos:

- Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas
 - Código técnico de la edificación
 - Pliego de condiciones técnicas del IDAE.
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. – Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
 - Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
 - Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
 - Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
 - Norma UNE-EN 206001EX:97. Módulos fotovoltaicos: Criterios ecológicos.
 - Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento del uso de fuentes renovables.
 - PANER 2011-2020 (Plan Acción Nacional de Energías Renovables)
 - Real Decreto 1003/2010 (Trazabilidad conexión de instalaciones solares fotovoltaicas)

- Real Decreto 1565/2010 (Modificación algunos aspectos del régimen especial)
- Real Decreto 14 / 2010 (Medidas urgentes corrección del déficit tarifario)
- Real Decreto 1699/2011
- Real Decreto 1/2012 (Suspensión primas a productores en Régimen Especial)
- Real Decreto 19/2013 Medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-Ley 413/2014.
- Real Decreto 900/2015.

5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

El edificio se sitúa en calle María de Luna s/n, con orientación sur, el cual dispone de una cubierta plana de 10519,49 m² de superficie útil donde se pueden colocar paneles fotovoltaicos.

La cubierta se divide en cuatro alturas catalogadas como A, B, C Y D siendo 'A' la mayor de todas las altura.



Ilustración 3. Vista 3D edificio a estudiar extraído de Google Maps.

Superficie útil según clasificación de alturas:

ALTURA A, dispone de 2322,32 m²

ALTURA B, dispone de 1639,58 m²

ALTURA C, dispone de 6146,93 m²

ALTURA D, dispone de 410,66 m²

Todas ellas definidas y mostradas en detalle en el plano que se adjunta en el Anexo I de la documentación.

6. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

6.1 INTRODUCCIÓN

El Sol es una inmensa esfera de gases a alta temperatura. Se estima que esta temperatura, en su interior, puede alcanzar el orden de 10^7 K y que en la superficie puede llegar hasta los 5800 K.

El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo, por lo tanto, la generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, esta energía se libera en todas direcciones siendo absorbida por los cuerpos cercanos a él.

El flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra depende de la combinación de tres factores: la distancia Tierra-Sol, diámetro solar y la temperatura del Sol. Este flujo es transmitido a la Tierra y puede ser captado por los sistemas fotovoltaicos de generación, esta energía se conoce comúnmente como energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es una energía renovable ya que se dispone de recursos inagotables a escala humana para cubrir las necesidades energéticas. Con este sistema se reducen las emisiones de CO_2 , además es simple, sencillo, seguro y duradero.

La energía solar fotovoltaica se consigue transformando de manera directa la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico.

Al incidir la radiación del sol sobre la célula fotoeléctrica, se produce una diferencia de potencial eléctrico generando así, una corriente eléctrica.

6.2 LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. Su comportamiento es prácticamente como el de un cuerpo negro, el cual emite energía. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque, por ejemplo, las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera.

La magnitud de radiación solar que llega a la Tierra se llama irradiancia, por la cual se mide la potencia que por unidad de superficie alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 .

La cantidad de irradiancia recibida en un periodo de tiempo es la irradiación. Se mide en J/m^2 .

6.3 DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR

El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio. Para el aprovechamiento de su energía solo es importante la radiación térmica, que incluye desde el ultravioleta, continuando por la radiación visible y finalizando con la infrarroja.

La radiación solar que alcanza la Tierra es reflejada parcialmente por la atmósfera y en parte es transmitida a la superficie de la Tierra de manera que la atmósfera actúa de “filtro” para ciertas longitudes de onda.

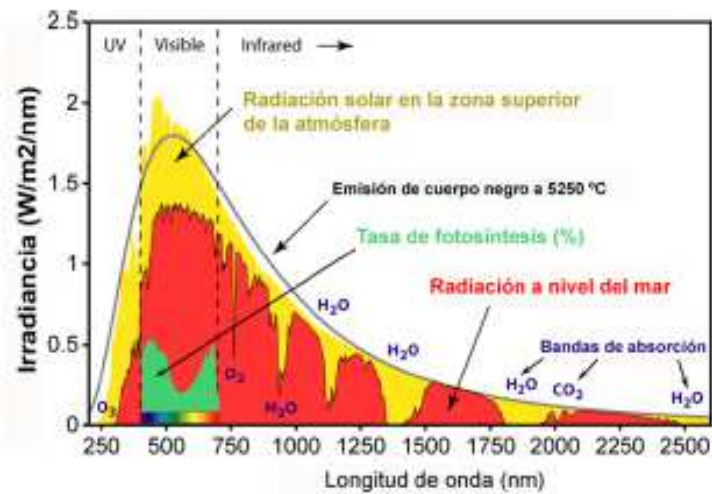


Figura 1. Irradiancia frente a longitud de onda. Espectro AM 1.5.

El espectro cambia con el AM (Air Mass). Se denomina AM a la longitud de trayectoria a través de la atmósfera terrestre atravesada por el rayo de Sol directo, expresado como múltiplo de la trayectoria recorrida hasta un punto a nivel del mar con el Sol directamente encima.

6.4 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados, absorbidos, o pueden pasar a través de ella. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad.

Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Por tanto el efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad.

6.5 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula solar basa su funcionamiento en las diferentes capas de semiconductores de las que se componen, es gracias a estas capas por lo que se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra.

Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica.

Además de los semiconductores, las células solares están formadas por una malla metálica superior que actúa de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa, y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material transparente para sellar la célula y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa antirreflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

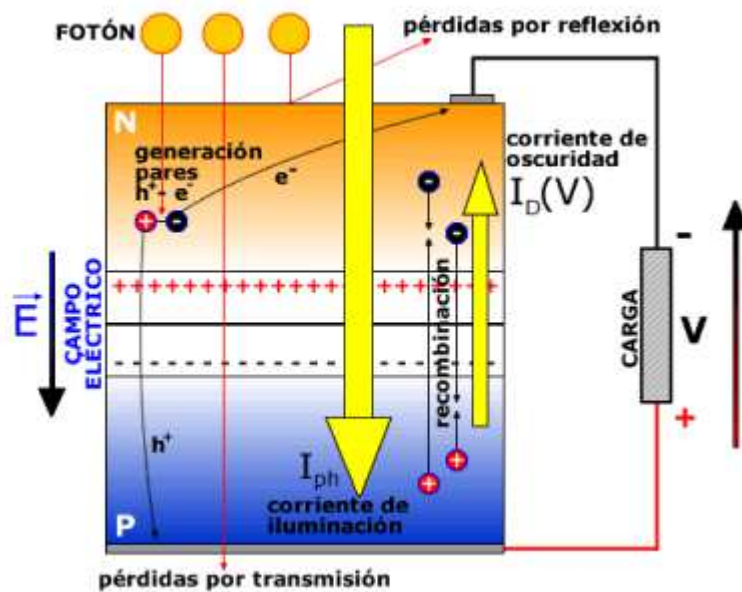


Figura 2. Flujo de corriente en células.

6.6 EL MÓDULO O PANEL FOTOVOLTAICO

Estas células, conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura, conforman un módulo fotovoltaico. La estructura del módulo protege a las células del medioambiente y las hace muy duraderas y fiables. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje, normalmente 12 ó 24 V.

La corriente producida depende del nivel de insolación, del rendimiento del panel y sus pérdidas. Los módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie y/o paralelo para producir cualquier combinación de corriente y tensión.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico y corresponde a la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estándar de medida (STC), que permite la comparación entre diferentes células, y que corresponden a las que se muestran a continuación.

- Radiación en condiciones STC de valor $1000\text{W}/\text{m}^2$.
- Temperatura de la célula en condiciones STC de valor 25°C (No se refiere a temperatura ambiente).
- Distribución espectral AM de valor 1,5.
- Incidencia normal.

Los módulos fotovoltaicos se pueden construir con diferentes materiales y diferentes formas, a continuación se muestran las diferencias que se pueden encontrar al elegir un panel, donde se pone de manifiesto la importancia de los materiales utilizados y la manera de hacerlos en comparación a su rendimiento.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 1. Comparación de los diferentes modelos de células que pueden componen el panel solar.

6.6.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Punto de máxima potencia: Punto donde el producto de tensión por corriente da una potencia máxima bajo unas condiciones de operación especificadas.

Interesa saber el valor de la tensión y la corriente en ese punto, tensión en el punto de máxima potencia (U_{PMP}), e intensidad en el punto de máxima potencia (I_{PMP}).

Los fabricantes suelen proporcionar estos valores en condiciones estándares de medida (STC).

Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Corriente de salida con los terminales cortocircuitados a una temperatura e irradiancia particulares, I_{cc} .

Tensión a circuito abierto (U_{ca}): Tensión con corriente cero en un dispositivo a una temperatura e irradiancia particulares, U_{ca} .

Potencia máxima nominal (P_{max}): Máxima potencia bajo condiciones STC.

Mínima potencia (P_{min}): Es la potencia mínima garantizada por el fabricante para un módulo, en condiciones STC. Esta medida está dada para condiciones de prueba estándar.

Curva I-V: Curva característica tensión corriente, nos muestra la corriente de salida de un generador fotovoltaico como función de la tensión de salida, a una temperatura e irradiancia determinadas.

6.6.2 PARÁMETROS TÉRMICOS

TONC: Se define como la temperatura media de equilibrio de la célula dentro de un módulo bajo condiciones de referencia 800 W/m^2 de irradiancia, 20 grados de temperatura ambiente, velocidad de viento 1 m/s, a circuito abierto y con incidencia normal, al mediodía.

Coeficiente temperatura para corriente cortocircuito: Se define como el cambio de la corriente de cortocircuito de un dispositivo por unidad de cambio de temperatura.

Coeficiente temperatura para la tensión de circuito abierto: Indica la variación de tensión a circuito abierto de un dispositivo por unidad de cambio de temperatura de la célula.

Coeficiente de variación de la máxima potencia con la temperatura: Cambio de la máxima potencia de una célula por unidad de cambio de temperatura.

6.6.3 PARÁMETROS FÍSICOS

Estos son parámetros máximos o rangos para los cuales no se degradan

Temperatura admisible módulo: Rango de temperaturas de trabajo.

Humedad relativa máxima (%).

Tensión máxima del sistema: Tensión eléctrica máxima que puede soportar dado su aislamiento.

Presión superficial.

Torsión máxima.

Granizo: Tamaño del grano y velocidad de impacto que puede soportar.

Dimensiones.

Peso.

6.7 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en sistemas aislados o sistemas conectados a la red eléctrica. Dentro de este último apartado existen otros dos modelos que se pueden encontrar, los cuales se explican a continuación junto con el sistema aislado.

- **Sistemas aislados:** El sistema aislado se utiliza para producir electricidad que se consume en el instante o se almacena en una o varias baterías eléctricas para un posterior uso dentro de la instalación, sin ningún tipo de conexión con la red general del país o estado.

- **Sistemas de conexión a red:** El sistema de conexión a red permite verter los excesos de electricidad, es decir, la que no se consume, a la red eléctrica y también permite absorber cuando en la instalación interior existe un consumo mayor que el que pueden soportar sus generadores.

- **Sistemas conmutados con la red:** Se puede hacer un sistema que conmuta la instalación solar con la de la red en 10 milisegundos, con lo que convertimos la instalación solar en una aislada, pues nunca se "toca" con la compañía y puede acogerse a la legislación de aislada.

7. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR

7.1 VENTAJAS

- La energía solar es una fuente gratuita, inagotable, limpia y respetuosa con el medioambiente.
- Se evitan problemas para abastecer toda la demanda en hora punta ya que esta se produce en horas diurnas donde el consumo es mayor.
- Se consigue un abaratamiento del precio de la electricidad puesto que no es necesario un coste muy alto para su activación ni necesita combustibles fósiles que encarecen los procesos.
- Si la instalación se realiza en el propio tejado del consumidor, se minimizan las pérdidas en el transporte.
- Los módulos fotovoltaicos son duraderos y resistente a todo tipo de fenómenos.
- Se minimiza el impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.
- El coste de los elementos de captación son cada vez más baratos.

7.2 INCONVENIENTE

- El rendimiento de los sistemas de captación es bajo, debido a que no toda la luz que se proyecta en ellos es absorbida, como se explica al principio del presente proyecto.
- La producción es variable ya que depende principalmente de la meteorología.
- Dependiendo de la instalación es necesario reservar un espacio para poder alojar las baterías y los elementos necesarios para que la instalación funcione eficientemente.

8. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

Como se comentaba en un apartado anterior, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red tienen algunas características que la diferencian de otro tipo de instalaciones como por ejemplo las aisladas. La principal, y más evidente diferencia, reside en que la instalación conectada a red necesita elementos para poder realizar dicha conexión de forma segura, pudiéndose abastecer tanto de los módulos fotovoltaicos como de la red general según las necesidades específicas de cada instalación.

En instalaciones conectadas a red, el dimensionamiento se realiza en función de la superficie disponible o de la potencia necesaria para las características de la instalación, es decir, lo necesario para un aprovechamiento óptimo, mientras que en una instalación aislada lo que busca es que el sistema sea autosuficiente.

También es necesario tener en cuenta la normativa que afecta a este tipo de instalaciones.

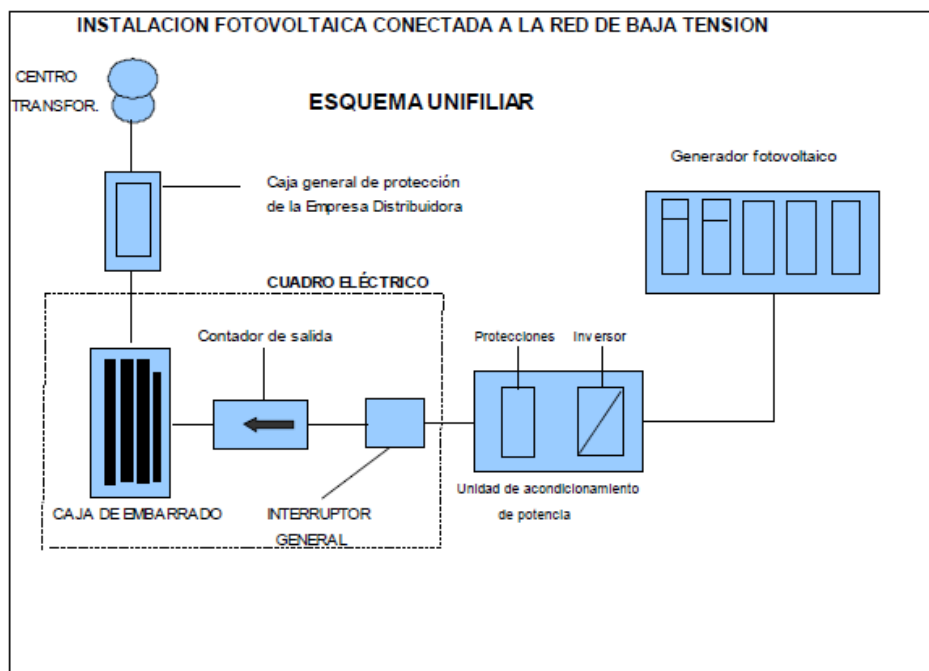


Figura 3. Esquema unifilar general para instalación fotovoltaica conectada a red.

9. DEMANDAS DE POTENCIA

Se han recolectado los datos de los consumos que se han registrado durante los años 2015 y 2016 en los edificios pertenecientes a la Universidad de Zaragoza, la encargada de gestionarlos ha sido el departamento de la Oficina Verde de la Universidad.

Este departamento ha prestado sus archivos para la realización del presente proyecto con la intención de contribuir a la sensibilización de las personas de la viabilidad de las energías renovables, tanto en el ámbito de gran generador como de pequeña generación.

Durante el año 2016 se han podido recoger los datos de consumo del edificio María Agustín de Betancourt los 365 días del año de forma cuarto-horaria, por lo que cada cuarto de hora se tiene un dato de la potencia consumida en el edificio, estos datos se basan en la medida real realizada por la compañía eléctrica que prestaba sus servicios en ese año.

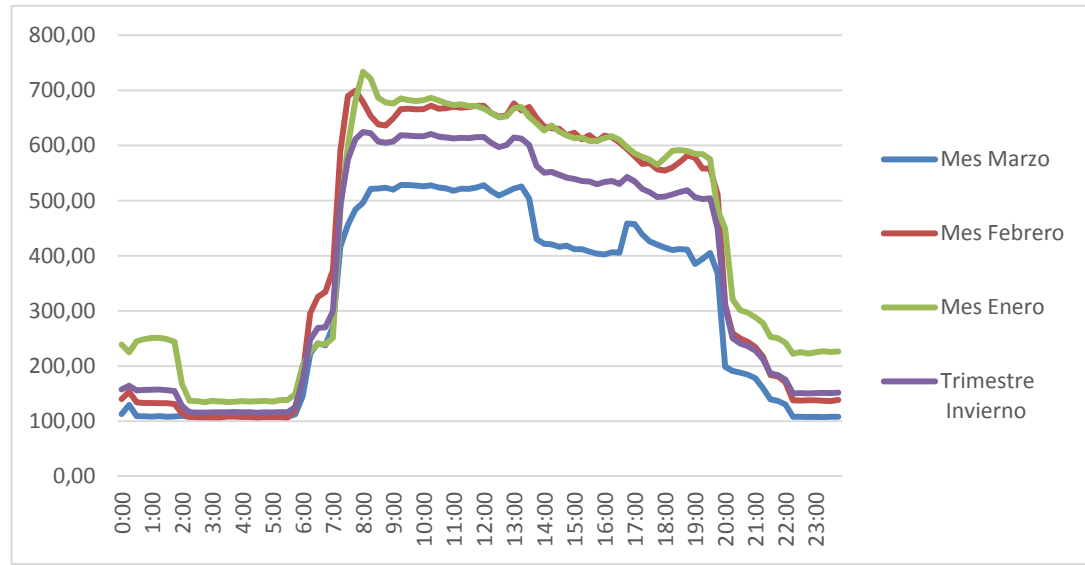
Las siguientes gráficas han sido extraídas del estudio realizado a esos datos proporcionados por la Oficina Verde en colaboración con la compañía eléctrica, gracias a los nuevos contadores tele-gestionados y que recogen el consumo de potencia real de la instalación.

A continuación se representan en diferentes gráficas los consumos realizados durante el año, se muestran en diferentes subconjuntos que representan medias, estaciones, días laborales y no laborales o una combinación de ellos.

En primer lugar se describen los consumos en días laborales por trimestres.

PRIMER TRIMESTRE (INVIERNO)

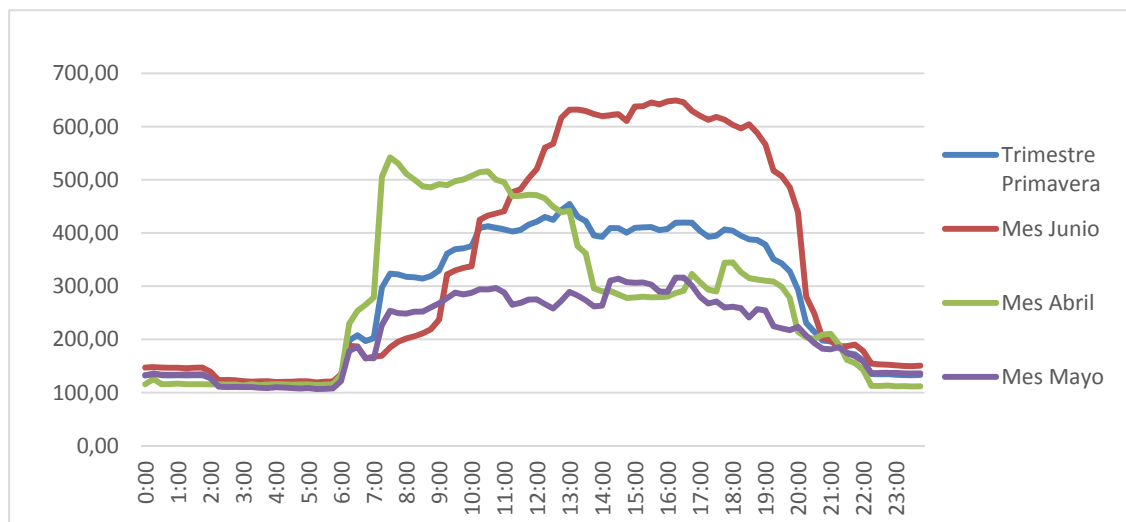
La gráfica 1 muestra una silueta que sigue la curva de consumo habitual en España, el consumo tiende a elevarse respecto a los demás trimestres por el uso de la calefacción. Se observa que el horario en el que el edificio se abre al personal y estudiantes, el consumo aumenta considerablemente, así mismo, se aprecia un descenso a última hora antes de cerrar donde ya personal y estudiantes abandonan el centro.



Gráfica 1. Consumo días lectivos del trimestre de invierno.

SEGUNDO TRIMESTRE (PRIMAVERA)

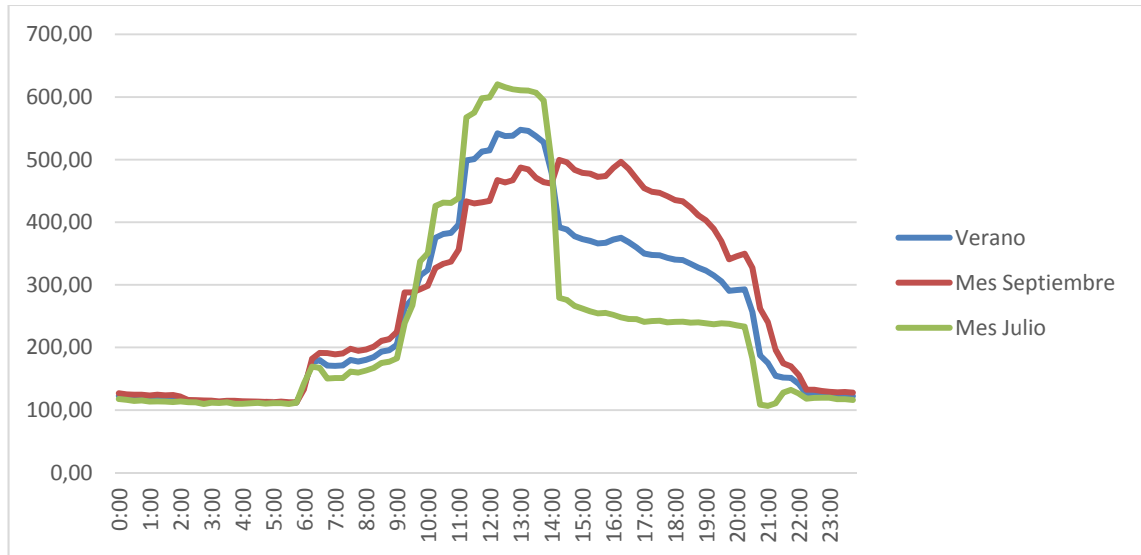
El trimestre de primavera es más variable debido a que depende en gran medida de las condiciones atmosféricas que se den dicho año, a demás es época de exámenes.



Gráfica 2. Consumo días lectivos del segundo trimestre.

TERCER TRIMESTRE (VERANO)

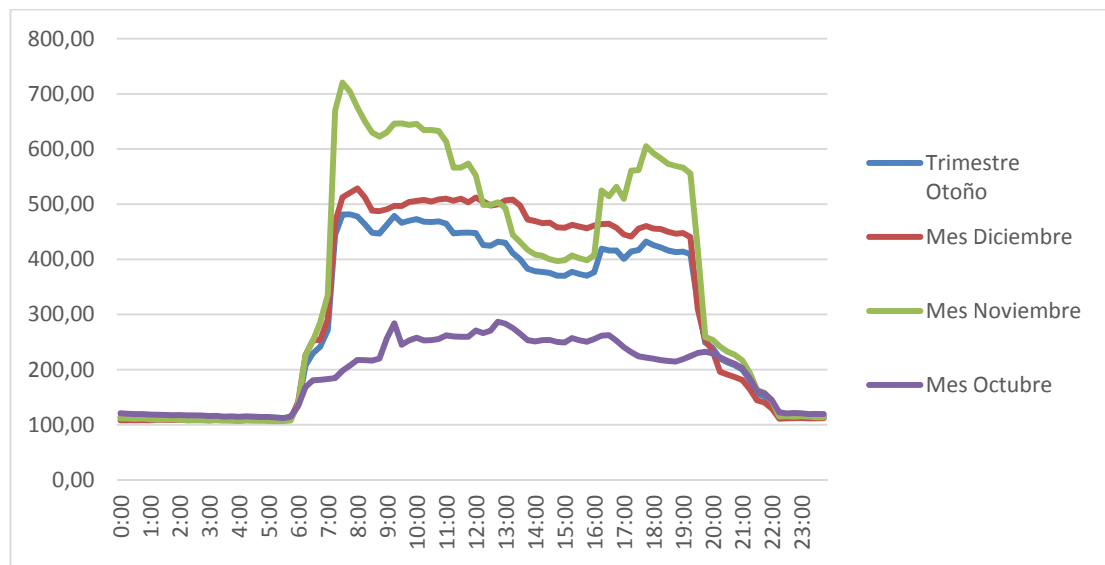
Al tratarse de un centro escolar, el mes de Agosto no se incluye en los gráficos, aun así se puede comprobar que el mes de julio es muy distinto a cualquiera de los mostrados, por su parte, septiembre tiene una tendencia parecida al resto de meses donde sí se imparten clases.



Gráfica 3. Consumo días lectivos del tercer trimestre.

CUARTO TRIMESTRE (OTOÑO)

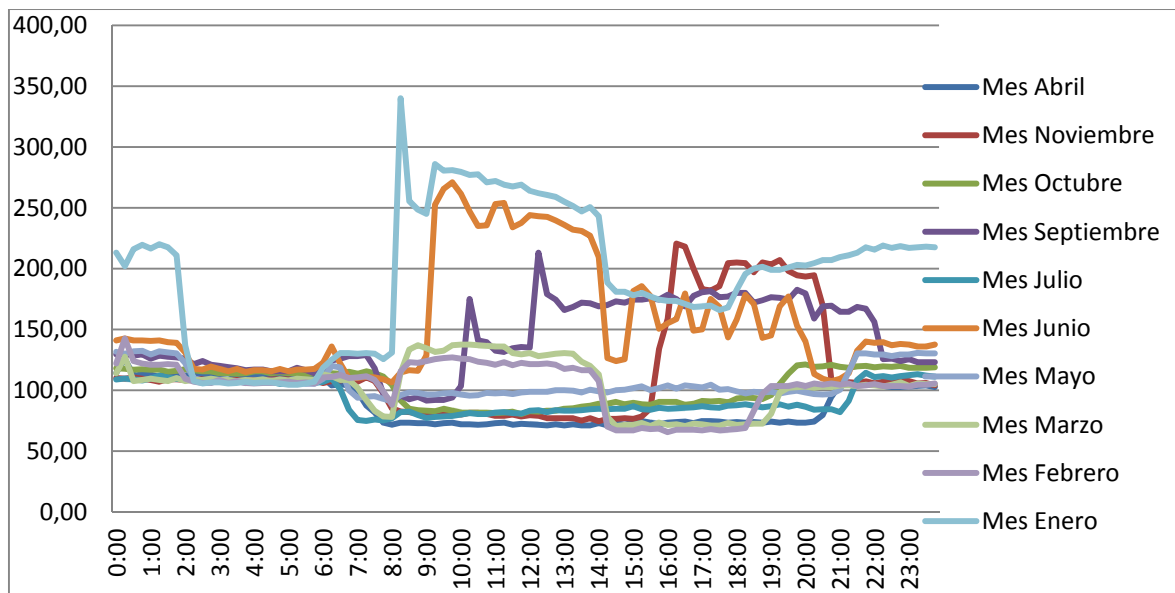
Otoño sigue en la línea que marca el Invierno, se acentúan los consumos por el uso de calefacción y los consumos aumentan durante las horas lectivas del centro llegando a sus mínimos en las horas en las que el edificio permanece cerrado.



Gráfica 4. Consumo días lectivos del cuarto trimestre.

FINES DE SEMANA POR MES (ANUAL)

Durante las vacaciones y los fines de semana los consumos se mantienen bajos debido a que en estos días solo está conectado lo estrictamente necesario para el mantenimiento de cámaras frigoríficas y algún otro sistema que no pueda mantenerse desconectado.



Gráfica 5. Consumo en fines de semana durante todo el año.

ASPECTOS IMPORTANTES A TENER EN CUENTA

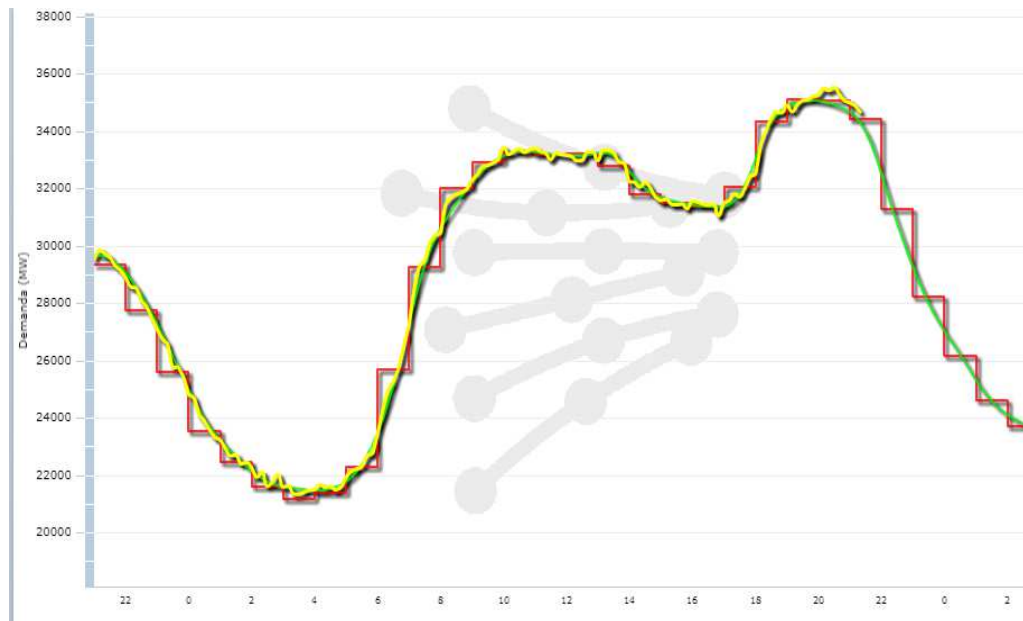
De las gráficas se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La variabilidad de los consumos es muy diferente en las diferentes estaciones, esto puede ser debido a la conexión de equipos de calefacción o aire acondicionado, el número de horas diurnas y nocturnas o incluso los horarios de los alumnos.
- Los consumos empiezan a incrementarse entre las seis y las siete de la mañana.
- Los consumos disminuyen a partir de las ocho de la tarde.
- El consumo mínimo, excepto los fines de semana, supera los 100 KW.

CURVA DE CONSUMO TÍPICA EN ESPAÑA

Red Eléctrica representa la demanda de energía que se está produciendo en el sistema eléctrico peninsular en tiempo real. Estos gráficos se actualizan cada diez minutos e incluyen datos de la demanda real, prevista y programada, así como los valores de máximos y mínimos de la demanda diaria.

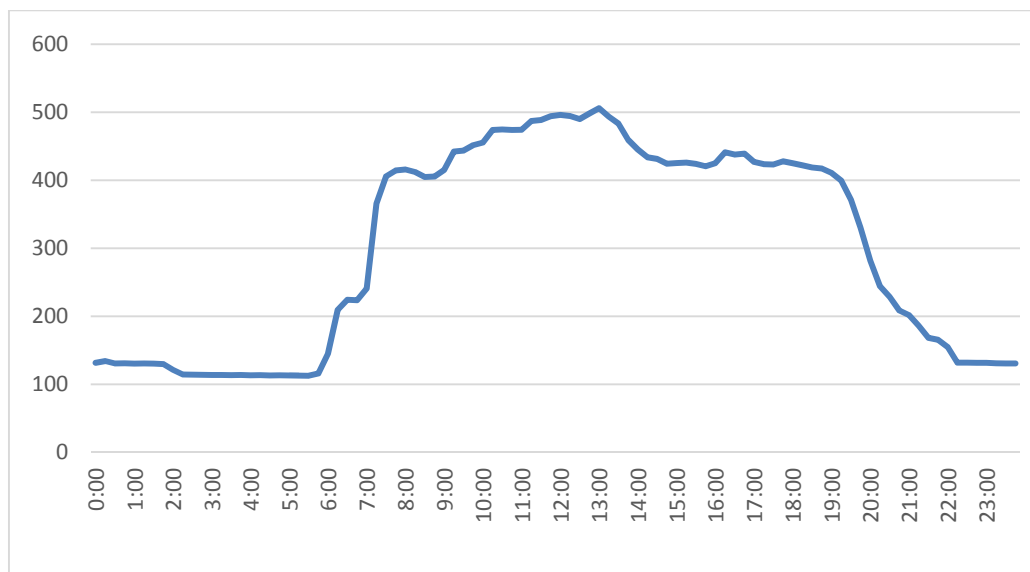
Esta demanda se representa mediante la curva de consumo, la cual tiene una forma característica cualquier día del año que se escoja. A continuación se representa esta curva de un día al azar para poder realizar comparaciones con el consumo que se representa en la instalación que abarca este proyecto.



Gráfica 6. Curva de consumo extraído de REE.

MEDIA ANUAL DE DIAS SEMANALES INCLUYENDO FESTIVOS

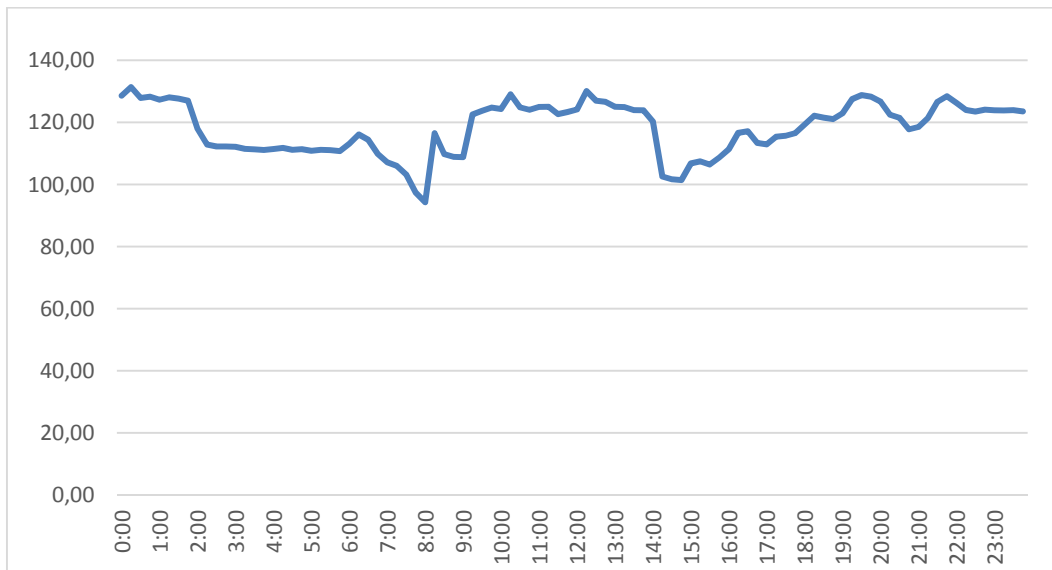
La grafica 7 muestra la tendencia descrita anteriormente ya que sigue fielmente la curva de consumo que proporciona REE en el tramo entre las 6:00h y las 20:00h.



Gráfica 7. Consumo medio anual de días entre semana.

FINES DE SEMANA (ANUAL)

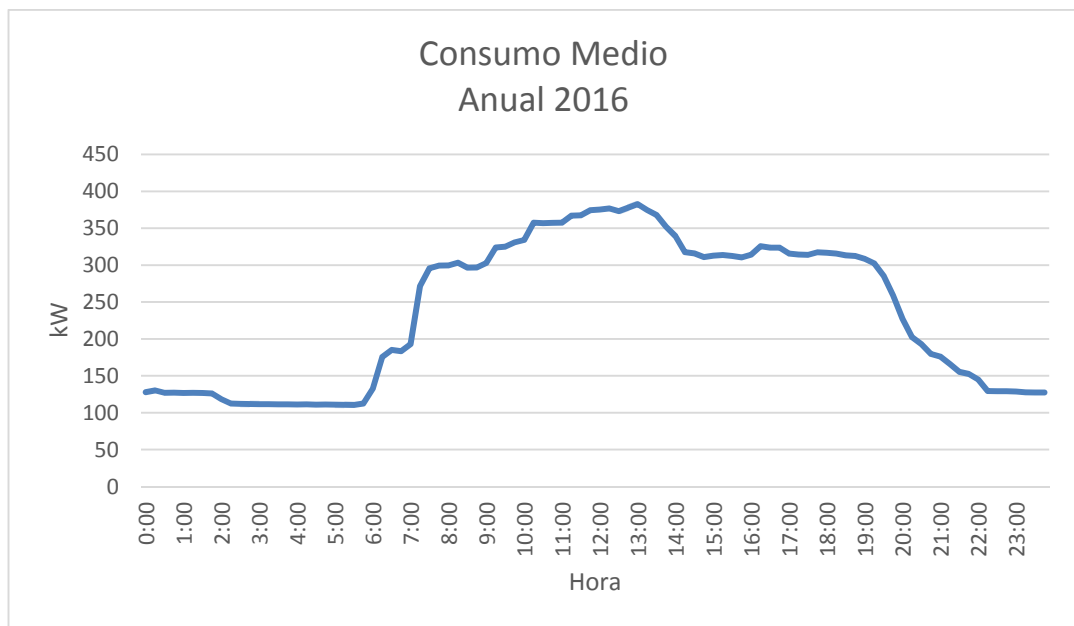
Durante los fines de semana se mantiene un valor que oscila entre los 90kW y los 130kW de consumo.



Gráfica 8. Consumo medio anual en fines de semana.

FINES DE SEMANA (ANUAL)

A continuación se muestra una media anual de todo el conjunto de días, incluyendo fines de semana. En esta grafica también se muestra el comportamiento que sigue la curva de demanda descrita anteriormente.



Gráfica 9. Consumo medio anual de los 365 días.

10.ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

Para poder realizar la instalación con los elementos apropiados se tendrán en cuenta los aspectos descritos anteriormente. A demás, para los siguientes cálculos, se seguirán las siguientes instrucciones:

- No se tendrá en cuenta la utilización de baterías.
- La potencia a instalar será próximo al valor mínimo de consumo obtenido en los datos de las gráficas anteriores.
- La forma de conectar los módulos entre sí determina las condiciones de tensión y de corriente. Estos a su vez determinan la tensión y la potencia del inversor y las características de la instalación.

Por lo tanto se utilizarán los elementos que se describen a continuación.

10.1 PANELES SOLARES

Su función es la de recolectar la energía solar que transmite el sol por medio de los fotones y transformarla en energía eléctrica.

Se ha elegido entre el gran abanico de posibilidades que ofertan los proveedores y fabricantes de módulos solares que existen tanto en España como fuera de ella, concluyendo que el mejor panel para el estudio es el modelo EX300P-72 del fabricante Exiom Solution S.A.

Entre las razones para elegirse este módulo destaca principalmente su coste, el cumplimiento de certificaciones, la garantía que proporciona el fabricante y su gran durabilidad al asegurar que durante los primeros 12 años de vida útil el panel proporcionará una potencia de salida no inferior al 90%, después, hasta los 25 años, la potencia de salida no bajará del 80%.

Otro de los factores para elegir la EX300P-72 viene determinada por la relación entre su potencia y las dimensiones que posee.

Las características del módulo se detallan en la siguiente tabla.

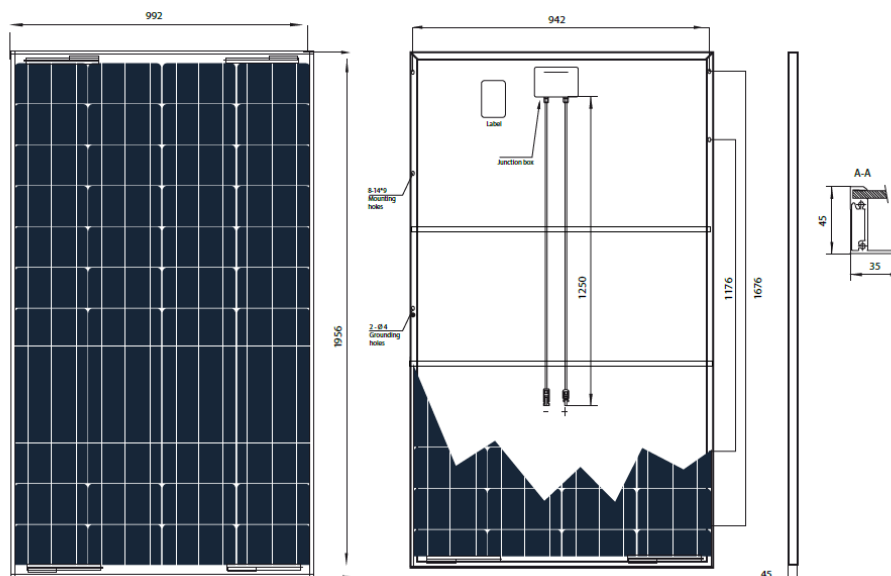


Ilustración 4. Dimensiones módulo solar.

TYPO TIPO	EX300P-72
Power Output	300
Maximum Power Tolerance Tolerancia potencia máx	
STC 1000 W/M ² Module Temperature 25°C A.M. 1,5	Module Efficiency Eficiencia módulo (%)
	15.5
	Voltage MPP Máximo Voltaje, VMP (V)
	36.7
	Current MPP Tensión máxima actual, IMP (A)
	8.18
	Voltage Open Circuit VOC Tension de circuit abierto, VOC (V)
	45.8
	Short Circuit Current, ISC Corriente de cortocircuito, ISC (A)
	8.73
Power Output	227.2
NOCT 800W/M ² Environment Temperature 20°C A.M. 1,5	Voltage MPP Máximo Voltaje, VMP (V)
	33.4
	Current MPP Tensión máxima actual, IMP (A)
	6.79
	Voltage Open Circuit VOC Tensión máxima actual, IMP (A)
	41.7
	Short Circuit Current, ISC Corriente de cortocircuito, ISC (A)
	7.48

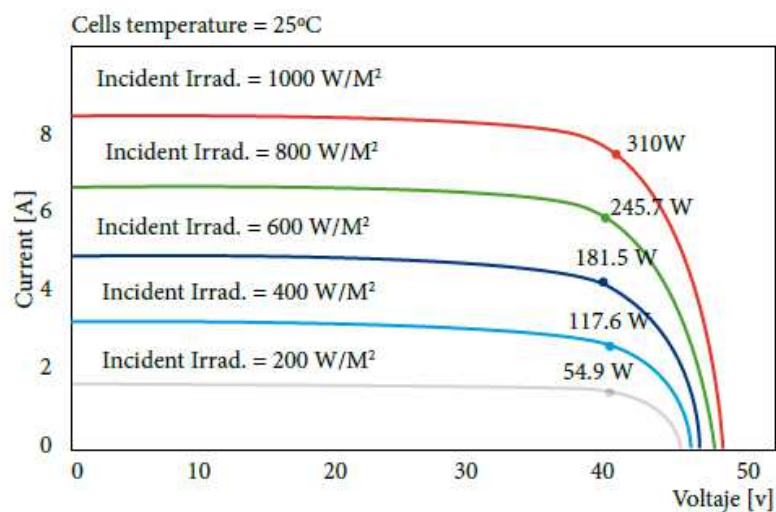
Tabla 2. Datos Fabricante módulo solar.

TEMP. COEFFICIENTS | COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Temp. Coefficient of P _{MAX} Coeficiente de temp. P _{MAX} :	-0.442%/°C
Temp. Coefficient of I _{SC} Coeficiente de temp. I _{SC} :	0.088 %/°C
Temp. Coefficient of V _{OC} Coeficiente de temp. V _{OC} :	-0.352 %/°C
NOCT:	45 ± 2°C

Tabla 3. Coeficientes módulo solar.

I-V CURVES



Gráfica 10. Curva I-V.

10.2 INVERSOR

El inversor transforma la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna. Entrega la potencia que generan los módulos, a la red a la que está conectado. Es el elemento capaz de enlazar la instalación solar con la red eléctrica.

Existe un rango en el que puede funcionar y viene determinado por el fabricante.

Se exige para la instalación que el inversor tenga una elevada eficiencia, que sea un elemento robusto protegido contra sobrecargas y cortocircuitos y que de suceder un fallo temporal transitorio pueda ser rearmado automáticamente. Además deberá soportar demandas de potencia mayor del 150% de su potencia máxima.

Se elige por tanto un elemento robusto de una marca reconocida en el sector y que tiene un funcionamiento totalmente automático para entregar la potencia máxima siempre y cuando se encuentre en su rango de funcionamiento

En el caso de la presente instalación se utiliza el inversor de ABB, el cual puede trabajar en un amplio rango de tensiones.

A continuación se detallan las especificaciones del inversor elegido.

Datos técnicos y tipos	
	100 kW
Código de tipo	PVS800-57-0100kW-A
Entrada (CC)	
Potencia FV máx. recomendada (P_{FV})	120 kW
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450-750 V
Tensión CC máx. ($U_{CC, max}$)	900 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC, max}$)	245 A
Número de entradas CC protegidas (paralelo)	1 (+/-)
Salida (CA)	
Potencia de salida CA nominal (P_{CA})	100 kW
Intensidad nominal CA ($I_{CA, nom}$)	195 A
Tensión de servicio de la red (+/- 10%) ¹⁾	300 V
Rango de funcionamiento, frecuencia de la red (f_{CA}) ²⁾	50/60 Hz
Rizado de tensión, tensión FV (U_{FV})	< 3%
Distorsión armónica de la intensidad de red (KI_{CA})	< 3%
Compensación del factor de potencia (cos ϕ)	Sí
Estructura de la red	Red TN e IT
Rendimiento	
Rendimiento máx. ($P_{CA, max}$) ³⁾	97,7%
Euro-eta ³⁾	96,7%
Consumo de energía	
Consumo propio en funcionamiento (P_{dis})	< 0,5% $P_{CA, nom}$
Consumo en modo de espera (P_{noche})	< aprox. 45 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50 Hz
Dimensiones y peso	
Altura/Anchura/Profundidad, mm (Al / An / P)	1030 / 2130 / 644
Peso aprox.	575 kg

Límites ambientales	
Categoría de protección	IP22
Intervalo de temperatura ambiente ⁵⁾	-20 °C a +40 °C
Temperatura ambiente máxima ⁶⁾	+50 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15% a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar	1000 m
Nivel máximo de ruido	75 dBA (típico <65dBA)
Flujo de aire de refrigeración	1300 m ³ /h
Protección	
Monitorización contra defecto a tierra	SI
Monitorización de red con protección contra funcionamiento en isla	SI
Polaridad inversa de CC	SI
Cortocircuito de CA	SI
Protección contra sobretensión, sobreintensidad y sobretensión CC, CA	SI

Tabla 4. Datos fabricante inversor.

10.3 ESTRUCTURA DEL SOPORTE PARA PLACAS

La estructura es la encargada de soportar el módulo. Se le puede dar una inclinación fija, como será el caso de la instalación que está describiendo el presente proyecto, o también existe en el mercado una gama de mecanismos soporte llamados seguidores, los cuales tienen la función de seguir la trayectoria del Sol para un mayor aprovechamiento de la energía aportada por el Sol y que además se mantiene la utilidad de soporte para la placa.

10.4 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

Todas las instalaciones con tensión nominal superior a 48 V deberán contar con una toma de tierra, tal como indica el REBT, debido a que las tensiones superiores a ese valor se describen como peligrosas.

La toma de tierra estará, como mínimo conectada a la estructura soporte donde se fije el módulo y los marcos metálicos de las placas si los tuviera.

El sistema de protección, mediante la toma de tierra garantiza la seguridad de las personas frente a contactos directos e indirectos. La instalación debe asegurar además la protección frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

10.5 CABLEADO

La legislación europea CPR, (Construction Products Regulation) establece los requisitos básicos y características esenciales que todos los productos destinados a la construcción deben cumplir, incluidos los cables, con ámbito de aplicación en la UE.

Además se utilizan también las normativas ya vigentes.

No propagador de la llama UNE-EN 50265-2-1 (IEC 60332-1).

No propagador del incendio UNE-EN 60332-3

Libre de halógenos UNE-EN 50267-2-1 / IEC 60754-1

Baja opacidad de humos UNE-EN 50268 / IEC 61034

Baja corrosividad de gases UNE-EN 50267-2-2 / IEC 60754-2

Según la intensidad que transcurra por los cables, se seleccionará la sección de cable adecuada para garantizar que la instalación no tenga una caída de tensión en dichos cables mayor al 1,5% de la tensión nominal continua del sistema.

N x S / NGS	Ø Exterior	Peso Cable	Resistencia	Intensidad	
				mm ²	mm
2.5	5.35	49	7.98	--	25
4	6.00	66	4.95	--	34
6	6.55	86	3.30	--	43
10	7.60	132	1.91	--	60
16	8.60	188	1.21	--	80
25	10.8	294	0.78	--	80
35	11.9	390	0.554	--	105

Tabla 5 Intensidades según sección para cables fotovoltaicos ZZ.

Los cables de positivo y negativo de la parte continua se deben conducir separados, protegidos y señalizados con el código de colores según indica la norma vigente.

Se debe evitar los esfuerzos sobre los elementos de la instalación así como sobre los propios cables.

En resumen y de forma visual se establece lo siguiente.

CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE



TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR:
120° C⁽¹⁾
IEC 60216



RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS
Mínima: -40°C
IEC 60811-1-4



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV)
UL 1581



RESISTENCIA AL OZONO
IEC 60811-2-1



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA
IEC 60811-1-3

ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)



ECOLÓGICO



LIBRE DE HALÓGENOS
IEC 60754-1



BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
IEC EN 61034-2



NO PROPAGADOR DEL INCENDIO
IEC 60332-3



Ilustración 5. Características obligatorias de los cables. Norma IEC.

El National Electric Code (NEC) es el estándar estadounidense para la instalación segura de cableado y equipos eléctricos. El NEC especifica los métodos aceptables de cableado y materiales para proteger a las personas y los bienes de los riesgos derivados del uso de la electricidad.

11. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALCIÓN

11.1 PERDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

La parte fundamental del generador consiste en captar la máxima energía disponible, por lo que se tendrá en cuenta el aprovechamiento máximo de la energía solar que puede absorber cada módulo individual.

Para que este aprovechamiento llegue a ser máximo, es necesario tener en cuenta la distancia mínima que debe existir entre las distintas cadenas de paneles, evitando que una cadena proyecte su sombra sobre la cadena posterior. Esta distancia depende de la inclinación de los paneles y del ángulo de azimut.

El ángulo de inclinación (β) se define como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

El ángulo de Azimut (α) se define como el ángulo que forma el módulo al desviarse de la orientación Sur, siendo en esta, el ángulo 0.

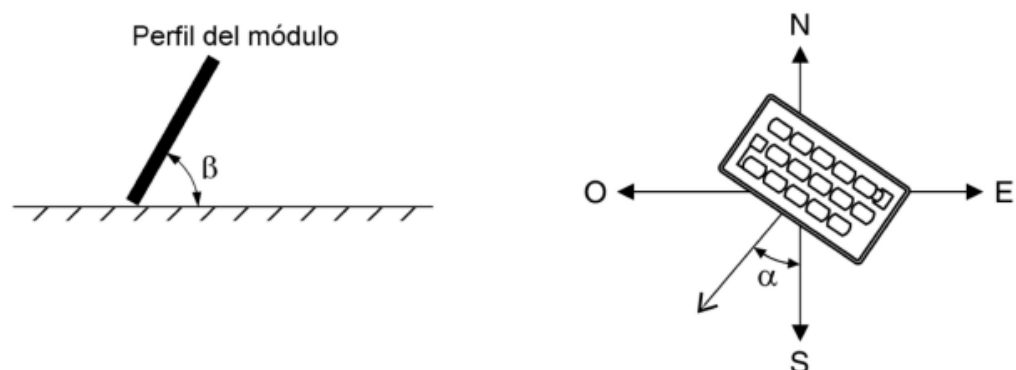


Ilustración 6. Ángulo de inclinación (β) y de azimut (α).

El procedimiento para calcular la inclinación de los paneles será la siguiente.

Dado que la orientación del edificio es Sur, se obtiene un ángulo de azimut igual a cero ($\alpha=0$).

Las pérdidas máximas para este caso se sitúan en torno al 10% debido a que se trata de un caso general.

La inclinación se calcula como la latitud menos $10^\circ \Rightarrow$ Inclinación (β)= 30° aproximadamente.

Como se describe en la ilustración 7, se selecciona el rango del 90-95% debido a las pérdidas del 10% que se comentaba anteriormente, se selecciona la línea Sur ya que el azimut es 0° y se observa donde corta la línea para una latitud de 41° , la cual proporcionará dos valores, uno máximo y otro mínimo.

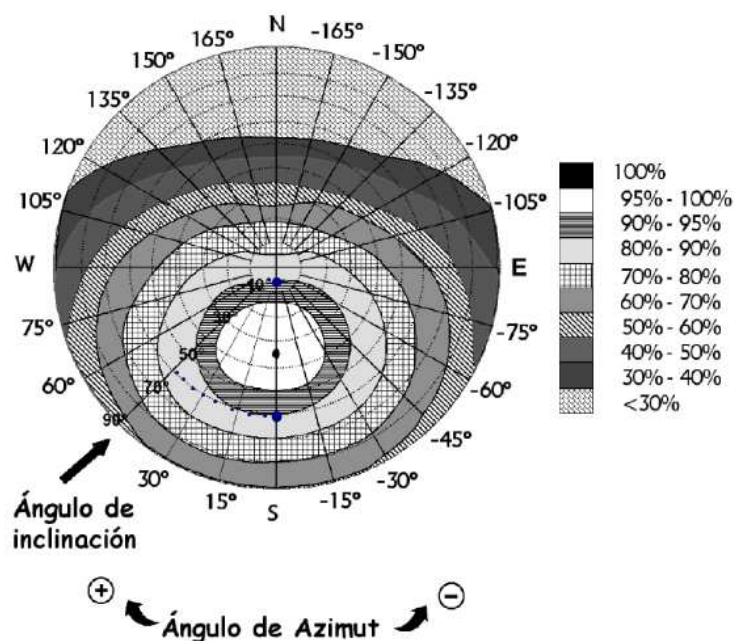


Ilustración 7. Límites de inclinación para una latitud de 41° .

Inclinación máxima= Corte máximo - (41° - latitud) = $60 - (41 - 41) = 60$

Inclinación mínima= Corte mínimo - (41° - latitud) = $7 - (41 - 41) = 7$

Por lo tanto, seleccionando $\beta = 30^\circ$, cumple con los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación. Además, inclinando 30° el módulo, se consigue que se auto-limpie cuando caiga sobre él agua de lluvia.

11.2 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PANELES

Una vez conocida la inclinación de los paneles, se puede calcular la distancia mínima entre ellos, para ello, se toma como referencia el día más desfavorable en cuanto al sombreado se refiere, el 21 de Diciembre, día del solsticio de invierno por ser en el que el Sol alcanza una menor altitud y por tanto proyecta la sombra más larga generada por los propios módulos.

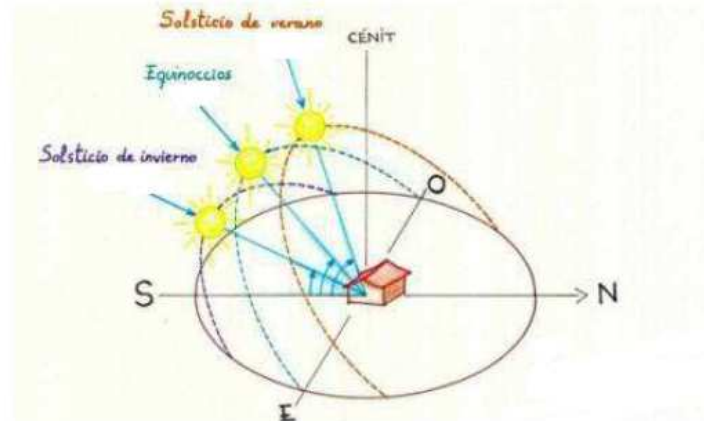


Ilustración 8. Trayectorias del Sol.

El ángulo a mediodía del día del solsticio de invierno (ϕ_{\min}) se puede calcular, ya que se sabe que en el solsticio de invierno la trayectoria del sol es unos 23° más baja que la del equinoccio, de la siguiente manera.

$$\Phi_{\min} = (90^\circ - \text{latitud}) - 23^\circ = (90 - 41) - 23 = 26^\circ$$

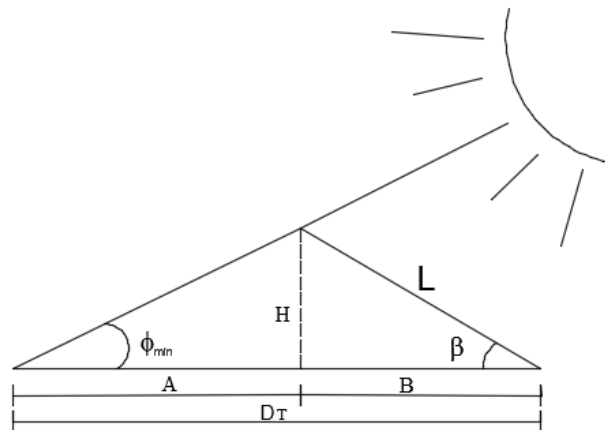


Ilustración 9. Valores para el cálculo de distancia mínima

La distancia mínima se define como:

$$D_T = A + B$$

Siendo

$$B = L \cos(\beta)$$

$$H = L \sin(\beta)$$

$$\tan(\phi_{\min}) = \frac{H}{A}$$

$$A = \frac{L \sin(\beta)}{\tan(\phi_{\min})}$$

$$D_T = \frac{L \sin(\beta)}{\tan(\phi_{\min})} + L \cos(\beta)$$

Por tanto la distancia mínima entre dos bancadas o grupos de placas será:

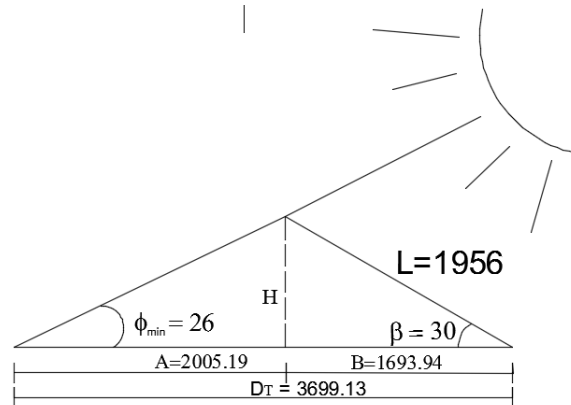


Ilustración 10. Valores de distancia mínima para caso particular

$$D_T = \frac{1956 \sin(30)}{\tan(26)} + 1956 \cos(30) = 3699.14 \text{ mm}$$

11.3 CONEXIÓN DE LOS PANELES SERIE-PARALELO

Para el cálculo, se contempla tanto el módulo solar como el inversor descritos anteriormente, de los cuales se puede obtener la siguiente información en condiciones STC.

Del módulo se extrae lo siguiente

$$P_{\max} = 300 \text{ W}$$

$$U_{ca} = 45,8 \text{ V}$$

$$U_{\text{PMP}} = 36,7 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 8,73 \text{ A}$$

$$\text{Coef}U_{oc} = -0,352 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$$

Del inversor se tiene que:

$$U_{\max} = 900 \text{ V}$$

$$U_{\text{MAXpmp}} = 750 \text{ V}$$

$$U_{\text{MINpmp}} = 450 \text{ V}$$

$$I_{\max} = 245 \text{ A}$$

Con estos datos, que son los que pondrán las restricciones a nuestra instalación, se procede al cálculo para determinar la formación y situación de las bancadas de paneles sobre el tejado del edificio en estudio.

La tensión vendrá determinada por el número de paneles conectados en serie formando strings, mientras que la corriente la determinará el número de paneles en paralelo.

CONEXIÓN MÁXIMA DE MÓDULOS EN PARALELO

La corriente máxima entregada por los módulos no debe superar, en ningún caso, la corriente máxima que soporta la entrada del inversor. Por tanto, con los datos que aportan las hojas de fabricante de los dos elementos anteriores, se puede hallar el rango de strings a conectar en paralelo.

$$Np_{max} = \frac{I_{max}}{I_{cc}} = \frac{245}{8,73} = 28,06$$

El resultado indica que se podrán colocar hasta un máximo de 28 módulos en paralelo, ya que se aproxima al número natural anterior al valor.

CONEXIÓN MÁXIMA DE MÓDULOS EN SERIE

Para el cálculo del número máximo de paneles se evalúa, por un lado, la tensión en circuito abierto en las peores condiciones puesto que esta debe ser menor que la tensión máxima del inversor. Se toma como peor condición una temperatura ambiente del emplazamiento de -10°C .

$$U_{ca\text{ emplazamiento}} = U_{ca\text{ STC}} \left(\frac{\text{Coef}U_{oc}}{100} \cdot (T_{\text{emplazamiento}} - T_{\text{STC}}) + 1 \right)$$

$$U_{ca\text{ emplazamiento}} = 45,8 \left(\frac{-0,352}{100} \cdot (-10 - 25) + 1 \right) = 51,44\text{ V}$$

$$Ns_{\text{max}_1} = \frac{U_{max}}{U_{ca(-10^{\circ}\text{C})}}$$

$$Ns_{\text{max}_1} = \frac{900}{51,44} = 17,49$$

Se debe tener en cuenta también que la tensión en el punto de máxima potencia en las peores condiciones debe ser menor que la tensión máxima del rango del punto de máxima potencia.

$$U_{PMP\text{ emplazamiento}} = U_{PMP\text{ STC}} \left(\frac{\text{Coef}U_{oc}}{100} \cdot (T_{\text{emplazamiento}} - T_{\text{STC}}) + 1 \right)$$

$$U_{PMP\text{ emplazamiento}} = 36,7 \left(\frac{-0,352}{100} \cdot (-10 - 25) + 1 \right) = 41,22\text{ V}$$

$$Ns_{\text{max}_2} = \frac{U_{\text{MAX}pmp}}{U_{pmp(-10^{\circ}\text{C})}}$$

$$Ns_{\text{max}_2} = \frac{750}{41,22} = 18,19$$

Con el análisis realizado se llega a la conclusión de que será imposible superar el número de 17 paneles en serie, tal como indica Ns_{max_1} , ya que es la restricción que hace cumplir las dos hipótesis.

CONEXIÓN MÍNIMA DE MÓDULOS EN SERIE

El cálculo del número mínimo de paneles en serie debe tener en cuenta que la tensión en el punto de máxima potencia de los módulos en las peores condiciones, para este caso temperatura de 70 °C, no debe ser menor que la tensión mínima del rango del punto de máxima potencia del inversor

$$U_{PMP\text{ emplazamiento}} = U_{PMP\text{ STC}} \left(\frac{\text{Coef}U_{oc}}{100} \cdot (T_{\text{emplazamiento}} - T_{STC}) + 1 \right)$$

$$U_{PMP\text{ emplazamiento}} = 36,7 \left(\frac{-0,352}{100} \cdot (70 - 25) + 1 \right) = 30,88\text{ V}$$

$$N_{S_{\min}} = \frac{U_{\text{MIN}pmp}}{U_{pmp(70^{\circ}\text{C})}}$$

$$N_{S_{\min}} = \frac{450}{30,88} = 14,57$$

El número mínimo de paneles en serie será entonces de 15 ya que es el natural más próximo superior.

Por tanto el número de paneles en serie está comprendido entre 15 y 17.

El número de cadenas de módulos en paralelo puede estar en el rango de 1 a 28 strings.

Se adoptará entonces, la configuración que pueda satisfacer la demanda propuesta a instalar del edificio. En el caso que corresponde a este proyecto, se optará por 14 cadenas en paralelo las cuales estarán compuestas por 16 módulos cada una, lo que hace que la instalación disponga de un total de 224 módulos distribuidos de la forma que indica el plano sobre el tejado del edificio.

La potencia pico que se podrá extraer del generador solar será de 67200W_p

12. AUTOCONSUMO

El autoconsumo es el consumo de energía producido localmente que puede consumir el productor. Esta forma del consumo de la energía eléctrica es interesante si los costes de generación a partir de las placas solares situadas en el tejado, en el caso del presente proyecto, son inferiores a los de compra de electricidad suministrada por una compañía eléctrica procedente de la red.

Para que el autoconsumo sea rentable, es esencial el momento de generación y consumo de la electricidad, es decir, se debería producir la mayor cantidad de energía cuando el precio de la electricidad es más cara aprovechando así la instalación propia para el consumo y evitando en la medida de lo posible el consumo desde la red. No sería rentable si la generación se produce a medio día y sin embargo el consumo se realiza por la noche (siempre que no exista un dispositivo de almacenamiento adicional) ya que no se puede aprovechar la electricidad generada por las propias placas en el momento en el que su productividad es mayor y por lo tanto el momento que mas ahorro se consigue.

En la mayoría de los países donde no ofrecen ningún tipo de ayuda al autoconsumo, la rentabilidad solo se alcanza para unos niveles altos de autoconsumo.

Existen diferentes normativas para la remuneración de la energía sobrante que se inyecta a la red, desde la NO remuneración, como sucede en España, hasta la instalación de un sistema bidireccional de medida neta que consigue que se remunere con el precio al por menor de la electricidad, siempre que la producción total instantánea sea inferior que el consumo en ese instante de tiempo.

Entre estos dos extremos existe la posibilidad de poder percibir la ayuda del sistema de apoyo a las energías renovables de la electricidad inyectada a la red la cual consiste en el sistema de facturación neta, es decir, se mide la cantidad de energía incorporada a la red y se traduce en una reducción en la factura consumida de la red a través de la empresa suministradora.

En los siguientes puntos del presente documento se evaluarán los aspectos que se muestran en la siguiente tabla extraída de la documentación de la International Energy Agency, la cual está relacionada con todos los aspectos a tener en cuenta a la hora de realizar un estudio sobre autoconsumo.

Onsite Self-Consumption	Right to self-consume	<ul style="list-style-type: none"> Self-consumption is legally permitted
	Revenues for self-consumed PV electricity	<ul style="list-style-type: none"> Savings on the variable price of electricity from the grid
	Charges to finance T&D costs	<ul style="list-style-type: none"> Additional costs associated to self-consumption such as fees or taxes may exist
Excess PV Electricity	Value of excess electricity	<ul style="list-style-type: none"> Net metering: energetic compensation (credit in kWh) Net billing: monetary compensation (credit in monetary unit)
	Maximum timeframe for compensation	<ul style="list-style-type: none"> Self-consumption: real time (e.g 15 minutes) Net metering and net billing: time frame is typically one year although there are some exceptions (from credits that can be rolled over to the following billing cycle to quarterly compensation)

Key:

	Same between schemes
	Main differences

Ilustración 11. Aspectos de las políticas de autoconsumo

Uno de los puntos que más tienen en cuenta los nuevos autoconsumidores es la forma en la que van a poder percibir su ahorro a la hora de conectarse a la red con sus vertidos de electricidad, mediante una instalación de autoconsumo. Para ello se han propuesto diferentes formas de pagos que intentan beneficiar a los autoconsumidores y poder extender la filosofía del autoconsumo y mejorar cada vez más para que se reduzcan las emisiones a la atmosfera.

Algunos ejemplos de formas de pagos que utilizan los diferentes países, y que así acogen en sus normativas, son las siguientes.

El precio al por menor estándar, la electricidad es enviada a la red al mismo precio por el cual sería comprada en ese momento como si se tratase de una comercializadora, tanto si se trata de un periodo llano, valle o punta.

Este régimen de facturación se traduce del inglés como medida derivada del tiempo de uso. ("time-of-use metering"), su abreviatura en inglés es TOU.

Además del coste de la energía, incluye el coste de los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y otros costes de mucha menor entidad.

El precio mayorista de mercado o "market rate net metering" este método establece que el distribuidor registra los precios de mercado de la electricidad en el pull. En momento en que las sobras son enviadas a la red, son anotadas y pagadas al precio indicado del momento de vertido.

El precio fijado por decreto, el regulador local establece a las sobras del Net Metering un precio fijo, se trata prácticamente de un precio de compra garantizado.

El precio de los "costos evitados", "avoided costs" permite al propietario que produce su propia electricidad ahorrarles, a las empresas eléctricas, los costos que conllevaría producir la electricidad que consumiría de las fuentes convencionales si no tuviera su propio generador y recibe entonces una compensación en la cantidad de estos costos.

Lo más favorable para el productor y por tanto menos favorable para las empresas comercializadoras, es la venta con precios al por menor puesto que la producción de los generadores fotovoltaicos es mayor en las horas punta. Es en ese momento cuando los precios al por menor de la electricidad son más altos.

Otras formas de reembolso ya no son tan favorables para el productor, ya que los precios establecidos de la electricidad vertida vienen a ser casi siempre más bajos que los precios al por menor, llegando en algunos países incluso a ser nulos.

Estas formas de reembolso favorecen más a las empresas eléctricas.

13. NORMATIVA EUROPEA Y ESPAÑOLA

Desde 2009, el apoyo a la electricidad procedente de energías renovables en los Estados miembros de la UE se rige por la Directiva 2009/28/CE, conocida como la «Directiva FER»

La Directiva define objetivos vinculantes para las cuotas de las energías renovables de los Estados miembros en el consumo final de energía, sin embargo, cada país tienen plena libertad para poder aplicar sus propias leyes y de los instrumentos utilizados para alcanzar los objetivos.

Los Estados miembros también tienen la posibilidad de hacer uso de los mecanismos de flexibilidad si deben o desean generar una parte de las energías renovables necesarias en otros países de la UE.

A través de diversos documentos, la Unión Europea ha establecido 3 objetivos en materia de energía y cambio climático para el año 2020 (conocidos como 20-20-20 para 2020):

Incremento de un 20% de la eficiencia energética.

Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.

Aumento hasta el 20% de la contribución de las energías renovables en el consumo energético.

A nivel nacional, el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 estableció medidas que permitirían alcanzar en el año 2010 una contribución de las fuentes de energía renovables del 12,1% de la demanda total de energía primaria.

En el caso del consumo bruto de electricidad, las energías renovables debían contribuir en un 30,3%. En el caso concreto de la energía solar, se debía esperar un incremento de potencia instalada de 363 MWp en el periodo 2005-2010 para la solar fotovoltaica.

En este contexto, la aprobación del Código Técnico de la Edificación (CTE) constituye un instrumento crucial para impulsar la energía solar fotovoltaica entre otras.

Llegado 2010, los Estados miembros tuvieron que elaborar planes de acción nacionales en materia de energía renovable (PANER), incluidas sus trayectorias de ampliación para cada sector, tecnología, medidas e instrumentos para fomentar las energías renovables.

Los Estados miembros deben notificar cada dos años las diferencias entre su situación actual y su plan (Steinhilber 2016).

Como resultado de la libertad en cuanto a los instrumentos de apoyo para fomentar las energías renovables, los Estados miembros de la UE cuentan con una variedad de sistemas de apoyo a las energías renovables entre los que destacaban los sistemas regulados que utilizaban tarifas reguladas o primas reguladas cuyo nivel se fijaba administrativamente o se determinaba en una subasta competitiva.

Tradicionalmente, las tarifas reguladas (FiT, feed-in tariff) fueron concebidas como tarifas reguladas fijadas administrativamente.

Tal sistema conllevaba un riesgo muy bajo para los operadores de las centrales, ya que reciben una determinada cantidad de dinero por cada unidad de electricidad generada con independencia de la situación de la demanda.

Aunque este sistema llevó a unos costes de apoyo comparativamente bajos por unidad de electricidad debido a los bajos costes de capital, también planteó algunos problemas. El más importante es que las adaptaciones de los niveles de ayuda eran, a veces, demasiado lentas para responder a la caída de los costes de la tecnología, especialmente en el caso de la energía fotovoltaica.

A esta falta de previsión se le sumó el efecto de que no se podían imponer límites a la capacidad anual instalada en las tarifas reguladas.

El excesivo nivel de tarifas reguladas de algunos años, dio lugar a tasas de ampliación extrema de las energías renovables, lo que implicaba elevados costes de apoyo general.

Además, el hecho de que los operadores de instalaciones renovables no fueran incentivados para responder a la situación de la demanda, resultó ser un problema.

Como consecuencia de esto, muchos estados miembros de la Unión Europea modificaron sus sistemas de apoyo para pasar a ser regímenes de prima regulada en función de una subasta. Las subastas para determinar el nivel de ayuda se componen de la siguiente manera.

En primer lugar, establecen un simple límite anual para nuevas instalaciones, con ello se consigue evitar la extensión de las energías renovables muy elevadas y no intencionadas, como sucedió con la energía solar fotovoltaica. Por lo general, se licita una cierta cantidad de capacidad instalada, lo que significa que, como máximo, esa capacidad subastada puede recibir apoyo en un período determinado.

En segundo lugar, la determinación competitiva del nivel de ayuda puede reducir los costes de apoyo. Sin embargo, esto solo puede conseguirse si la competencia en el mercado es suficiente, lo que no siempre es fácil determinar de antemano.

Las subastas implican riesgos adicionales para los operadores de las centrales, ya que tienen que invertir antes de la subasta, pero no pueden tener la seguridad de que el proyecto vaya a tener éxito. Este riesgo adicional implica costes añadidos de capital. En consecuencia, para que las subastas reduzcan los costes de apoyo, el ahorro debido a la competencia debe compensar los costes adicionales derivados del mayor riesgo.

14. ESCENARIO ACTUAL EN ESPAÑA

14.1 ANTECEDENTES

España siempre había estado a la vanguardia de los países que apoyan las energías renovables, esto era así debido al innovador sistema de apoyo español y a las medidas para la integración de sistemas. Esta situación cambió radicalmente después de 2007.

Anteriormente el sistema se basaba en un sistema en el que los operadores de las centrales podían optar entre una tarifa regulada o una prima regulada, además del precio regulado de la electricidad al por mayor.

El nivel de ayudas para la energía fotovoltaica, en España, era relativamente elevado entre los años 2007 y 2008 debido a las tarifas que establecía el Real Decreto 661/2007. Para la energía solar, solo estaba disponible la opción de tarifas fijas o reguladas (FIT) y que se exponen a continuación en la siguiente tabla.

	Pot \leq 100KW	100KW < Pot \leq 10MW	Pot > 10MW
Hasta 25 años	44,0381 cts/KWh	41,75 cts/KWh	22,976 cts/KWh
A partir de los 25 años	35,2305 cts/KWh	33,4 cts/KWh	18,3811 cts/KWh

Tabla 6. Tarifa regulada según Real Decreto 661/2007

Existieron otros factores por los que aumentó tanto, durante 2007 y 2008, la potencia instalada en el país.

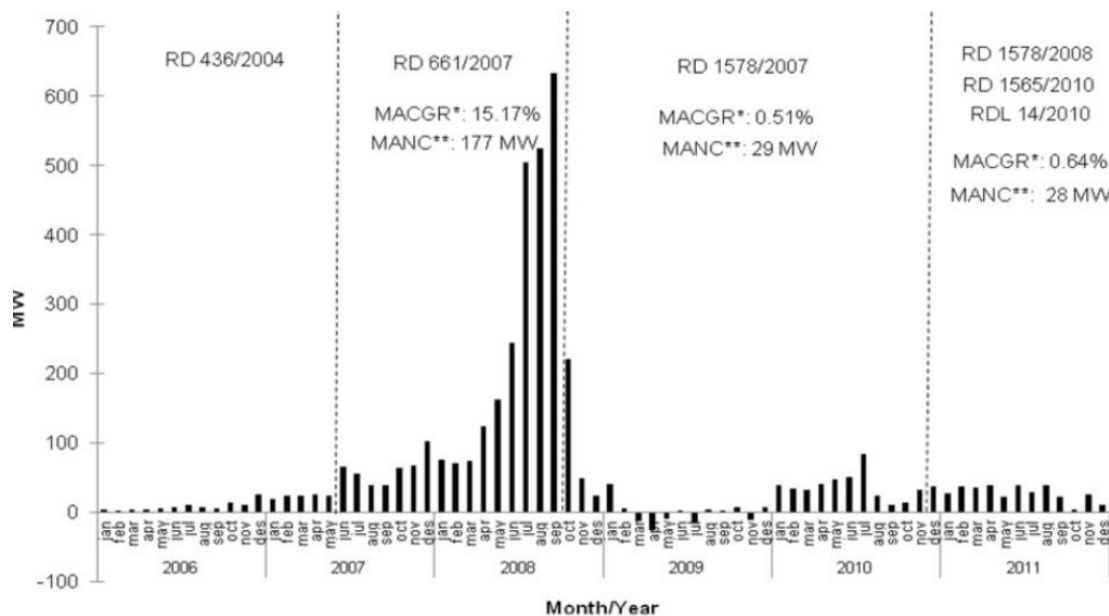
El Real Decreto 661/2007 establecía que una vez alcanzado el 85% de potencia a partir de 2010, las centrales adicionales serían respaldadas por un nuevo régimen de ayudas que no se definió.

Ante la incertidumbre de la ayuda, los inversores no arriesgaron e invirtieron lo más rápidamente posible para recibir las tarifas originales. Las empresas constructoras buscaban oportunidades de inversión después de que el boom inmobiliario llegara a su fin.

Los ayuntamientos concedían licencias municipales para aprovechar las ventajas de la energía renovable en su comunidad, muchas de estas ciudades o pueblos hicieron crecer su economía al instalar o conceder suelo para este tipo de energías.

También supuso una ventaja, a la hora de instalar paneles solares en aquellos años, el cambio Dólar-Euro puesto que los paneles importados resultaban más baratos que los paneles nacionales.

En la gráfica que se muestra a continuación se muestra la evolución del crecimiento de la energía solar fotovoltaica en megavatios durante los años y las diferentes tarifas que se aplicaban según los reales decretos vigentes.



Gráfica 11. Potencia instalada por mes y año según legislación vigente

El auge de estas energías, combinado con los precios relativamente altos y los pagos por la capacidad disponible de las centrales convencionales, fueron algunas de las razones por la que el déficit en el sector eléctrico español aumentara. Sin embargo, la principal razón fueron las tarifas reguladas al por menor de la electricidad.

El efecto de este déficit fue notable entre los años 2005 -2013 ya que los costes del sistema eléctrico español aumentaron más que los ingresos que se obtenían de él, además se agravó con la llegada de la crisis económica.

Los costes del sistema incluían la remuneración por las redes de transporte y distribución, subsidios para las energías renovables, la cogeneración, el carbón doméstico y la capacidad de red convencional. Al poseer los usuarios finales unas tarifas de acceso reguladas, los ingresos por estas tarifas no se incrementaron, pues al estar reguladas continuaron al mismo nivel por razones políticas y sociales mientras los gastos continuaban ampliándose.

En 2009 se constituyó el Fondo de Amortización del déficit Eléctrico, que gestionaba y vendía el déficit garantizado al 100% por el Estado.

En 2008 y 2013 se hicieron públicos los reales decretos por los que se recortaban las ayudas a las energías renovables, se aumentaban las tarifas de acceso, se reducía la retribución del transporte y la distribución e introducían un impuesto del 7% para la generación de electricidad.

En 2013 se aplicaron nuevas leyes para cambiar el régimen de apoyo a las energías renovables, reducir los pagos por capacidad, reducir la retribución del transporte y la distribución y disminuir los incentivos a los contratos de demanda interrumpibles. Algunas de estas se enumeran a continuación.

- Real Decreto 1578/2008
 - Reducción de los niveles de tarificación y distinción entre sistemas fotovoltaicos en tierra y en tejados para nuevas instalaciones.

- Reducción del periodo de ayudas para las nuevas instalaciones a 25 años.
- Cuota de capacidad trimestral y anual reducida si alcanzase el 75% de la cuota trimestral prevista.
- Real Decreto 1565/2010
 - Mayor reducción de las tarifas tanto en tierra como en tejado.
 - Reducción del periodo de ayuda a 25 años para instalaciones ya existentes.
 - Límite máximo para el apoyo anual a las horas de plena carga en las instalaciones existentes.
- Real Decreto-Ley 1/2012
 - Eliminación de toda ayuda a nuevas instalaciones.
- Real Decreto-Ley 2/2012
 - Introducción de un impuesto del 7% sobre la generación de electricidad para todas instalaciones. Los productores de energía renovable no pueden repercutir el impuesto en los mercados porque no venden electricidad al mercado
 - Se suprime la opción de las primas reguladas.
- Real Decreto-Ley 2/2013
 - Adaptación anual de tarifas en instalaciones existentes (disminución).

En 2014, según la orden ministerial IET 1045/2014 Y Real Decreto-Ley 413/2014 se realizó una modificación del régimen de apoyo para instalaciones existentes que con todas las leyes anteriores provocaron una grave pérdida de ingresos para los propietarios de las instalaciones existentes.

Los cambios dieron lugar a una pérdida casi completa de inversión en el sector fotovoltaico del país y con la consiguiente destrucción de empleo en la industria.

14.2 ACTUALIDAD

La International Energy Agency (IEA, Agencia Internacional de Energía) afirma que España tiene la legislación más restrictiva y que mas castiga el autoconsumo a pesar de ser uno de los países que ha alcanzado la paridad de red, es decir, que el coste promedio de una producción de electricidad en una instalación de autoconsumo a lo largo de su vida útil es igual o inferior que el precio que tendría la electricidad consumida de la red.

Actualmente esta instaurado el Real Decreto 900/2015 el cual contiene disposiciones muy adversas para el autoconsumo principalmente debido a lo que se comenta en el item de autoconsumo. Es muy difícil o casi imposible conseguir que el coste de generación de la electricidad para el autoconsumo sea inferior que el

coste de comprarla de la red. Todo ello proviene de los diferentes apartados que engloba la norma y que se comentan a continuación.

El Real Decreto 900/2015 establece dos modalidades de autoconsumo la tipo 1 y la tipo 2.

La modalidad tipo 1 corresponde a la modalidad de suministro de un consumidor en un único punto de suministro o instalación. La potencia contratada no debe ser superior a 100 kW. También es de obligado cumplimiento que la suma de potencias instaladas de generación sea igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor y que el titular del punto de suministro sea el mismo para todos los equipos de consumo e instalación de generación conectados a su red.

La posibilidad de poder verter energía a la red en este tipo de modalidad es posible, pero debido a que el exceso no se remunera ni se contempla la posibilidad de balance neto, es decir, que el exceso que pudiese verter la instalación a la red en las puntas de consumo se devuelva de alguna forma a los productores desde la red, hace que no sea una práctica entre los consumidores. Un inconveniente que sin duda hace que el autoconsumo sea menos rentable.

Este Real Decreto incorpora a demás un “peaje” de respaldo popularmente llamado “impuesto al sol” con el que se establece un impuesto que paga el autoconsumidor por la electricidad que produzca aunque sea para consumo propio.

El precio se calcula considerando el término variable de los peajes de acceso, el valor de los pagos por capacidad y el precio estimado de los servicios de ajuste en cada periodo, inicialmente se tomaron unos valores que alcanzaron los 9 céntimos por kilovatio hora (kWh.), siempre para potencias inferiores a los 10 kW.

Los impulsores de esta ley indican que este impuesto se justifica de la siguiente manera. “Cuando un autoconsumidor está conectado a la red general se beneficia del respaldo que le proporciona el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda en tiempo real. Esto justifica que tenga que hacer frente a los costes del sistema eléctrico, cuando el autoconsumidor va a utilizar la red que pagamos entre todos tienen que contribuir porque, sino, los demás estaríamos pagando por una parte del autoconsumo”.

Según dicta el Real Decreto 1699/2011 en el Artículo 11, en el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación, Por tanto quedaba recalcado que no se pueden instalar baterías. Este apartado fue cambiado en el Real Decreto 900/2015 por el que sigue: “A excepción de los servicios auxiliares de generación y, en su caso de instalaciones de acumulación, en el circuito que une la instalación de producción con su equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de consumo”, por lo que da derecho a instalar baterías pero con condiciones.

En esta modalidad, a la hora de rellenar el modelo de comunicación de inscripción, se distinguen dos tipos de instalaciones, por un lado los consumidores de potencia contratada menor o igual a 10 kW y por otro lado los que contratan una potencia mayor a 10 kW o una modalidad de tipo 2.

La modalidad tipo 2 implica que la potencia sea mayor a 100 kW y establece que la suma de las potencias sea igual o inferior a la potencia contratada y el titular en todas ellas es la misma persona jurídica o física.

El punto de suministro o instalación de un consumidor deberá cumplir con los requisitos establecidos en la normativa de aplicación para que se considere como tal.

En ningún caso, un generador compuesto por placas solares o cualquier otro medio renovable utilizado para autoconsumo, se podrá conectar a la red interior de varios consumidores, es decir, se contempla que los bloques de viviendas no pueden disponer de energía solar fotovoltaica para su autoconsumo.

Según cita el Boletín Oficial del estado del 10 de Octubre de 2015, podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida.

Para poder proceder al acceso y la conexión en cualquiera de las modalidades, los consumidores deben comunicar a la empresa suministradora de la zona la intención de realizar una nueva instalación o la modificación de una antigua aun cuando no se vierta energía a las redes de transporte. No obstante los consumidores de potencia menor a 10 kW y que acrediten que cuentan con un sistema que impida el vertido instantáneo a la red, estarán exentos del pago de los estudios de acceso y conexión que llevan a cabo las compañías de distribución o transporte.

A efectos de contratación de los peajes de acceso y del suministro de energía eléctrica resultará de aplicación la normativa específica del sector eléctrico en esta materia.

El consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo y el productor, en la modalidad de autoconsumo tipo 2, para los servicios auxiliares de generación, podrán adquirir la energía bien como consumidores directos en el mercado de producción o bien a través de una empresa comercializadora tal como indica el BOE.

En este último caso, el contrato de suministro, podrá ser en mercado libre o en cualquiera de las modalidades previstas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Los contratos que, en su caso, se suscriban con una empresa comercializadora deberán reflejar expresamente la modalidad de autoconsumo al que se encuentra acogido y cumplir con las condiciones mínimas que se establezcan en la normativa, aun cuando no se vierta energía a las redes en ningún instante.

Para poder contabilizar este trasvase de energía entre productor-consumidor y red se requiere la instalación de dos contadores, uno que registre el consumo eléctrico de la red y el otro que registre la energía neta que produce la instalación fotovoltaica, estos contadores estarán, además, integrados en el sistema de telegestión.

Por otro lado se contemplan gastos fijos dependiendo de la disposición del consumidor y los elementos de su instalación.

Los cargos fijos se estipulan según la tabla 7 que se expone a continuación la cual forma parte del Real Decreto mencionado.

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	3.0 A (Pc > 15 kW).	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV).	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV).	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV).	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla 7. Cargo fijo de una instalación de autoconsumo

A continuación se resumen los tipos de conexiones que se pueden realizar con los contadores.

Tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realiza sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. En todos los casos se considera esta diferencia nula cuando el valor sea negativo.

El Anexo 1 de la norma, especifica lo relacionado a esta tabla, ya que depende de la instalación que este peaje se pague o no. Este nos muestra la siguiente expresión.

POT cargos fijos = Potencia de Aplicación de Cargos – Potencia a Facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso

La diferencia de potencia al que se refiere consta de dos términos, la potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso, que no es otra cosa que la potencia que nos viene reflejada en nuestra factura de consumo, normalmente, la potencia contratada. Habrá ocasiones en suministros industriales, que se facture un exceso de potencia o, al contrario, se bonifique si no llega en ese periodo al 85% de la potencia contratada.

La potencia de aplicación de cargos. Esta definición, es quizás la que más confusión ha creado debido, a que es un término nuevo que se define en el propio Real Decreto de autoconsumo eléctrico y depende de la tipología de la instalación.

En el caso de que exista un contador que registre la energía consumida total por el consumidor asociado, es decir, en la situación que se muestra en la ilustración inferior, el contador que se señala indica que estamos en el caso A. El símbolo de batería aparece difuminado, ya que en este supuesto A no se hace mención alguna a acumuladores solares.

En este caso, en el Real Decreto de autoconsumo eléctrico, se establece que la Potencia de Aplicación de Cargos, coincide con la Potencia a facturar o contratada. Por tanto, si cogemos nuestra ecuación principal, tenemos que:

$$\text{POT cargos fijos} = \text{Potencia de Aplicación de Cargos} - \text{Potencia a Facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso} = 0$$

Queda expuesto que siempre que se instale el contador rodeado, NO habrá cargos por término fijo de potencia.

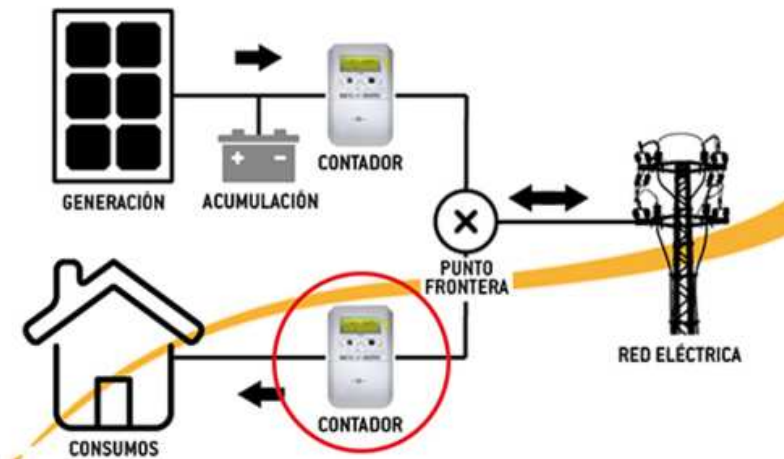


Ilustración 12. Instalación tipo A

Si el anterior contador no existe y la instalación no dispone de baterías se presenta el caso B1, en el cual las potencias vuelven a coincidir y por tanto se obtendrá que:

$$\text{POT cargos fijos} = \text{Potencia de Aplicación de Cargos} - \text{Potencia a Facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso} = 0$$

Y en consecuencia no existirá ningún gasto por este tipo de instalación.

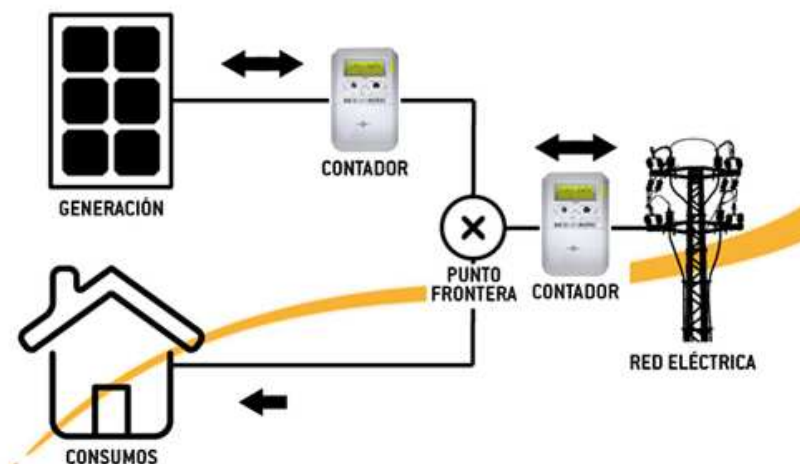


Ilustración 13. Instalación tipo B1

Por último, si la instalación contiene sistemas de acumulación y que no estén conectados como en el caso tipo A, el Anexo 1 del Real Decreto 900/2015 determina que la Potencia de aplicación de aplicación de cargas es la suma de dos términos, la Potencia a facturar más la Potencia Máxima de Generación y por lo tanto la operación de los factores podría ser distinta de cero.

POT cargos fijos = (Potencia a Facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso + Pot Max Generación) – Potencia a Facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso = Pot. Max. Generación(registrada en el contador)

El esquema perteneciente al tipo B2 sería el siguiente.

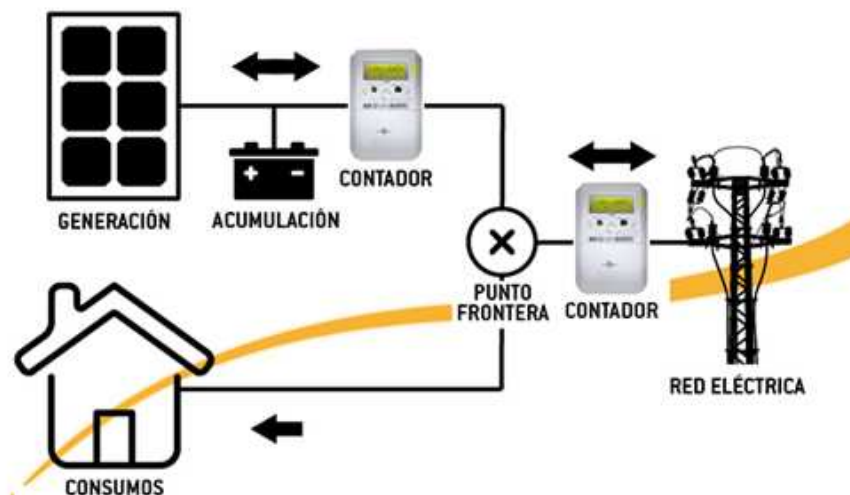


Ilustración 14. Instalación tipo B2

Al contrario que los costes fijos, los costes variables se aplican a todos los consumidores de autoconsumo los cuales están regulados según el Real Decreto 900/2015 como se identifican en la tabla.


Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,060728					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla 8. Cargos variables según tarifa contratada

14.3 ESTUDIO BÁSICO SEGÚN NORMATIVA ESPAÑOLA

Se analiza la instalación calculada anteriormente en el apartado 11 del presente proyecto, en primer lugar se tendrá en cuenta el cálculo realizado incluyendo la instalación en la modalidad tipo 1 sin vertido a Red ni acumuladores de energía, puesto que se tienen una potencia de generación para autoconsumo de 67,2kW. Se contempla también las siguientes hipótesis. Que la conexión se realiza en Baja Tensión con una tarifa 3.0A, no se tendrán en cuenta los costes fijos debido al conexionado explicado anteriormente y se excluyen los gastos de montaje de la instalación, mantenimientos y demás variable que se salgan del cálculo de ahorro en las tarifas de energía eléctrica por autoconsumo.

A continuación se muestran los valores de 2016 del informe de precios energéticos regulados del IDAE actualizados, que equivalen a los que se contemplan en el Real Decreto.



Nº 25
Año 2016

INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS
Datos enero de 2016

2.2 PEAJES DE ACCESO A BAJA TENSIÓN (< 1 kV)
(Valores de aplicación a partir del 1/01/2016)

	SIN DISCRIMINACIÓN				CON DISCRIMINACIÓN				CON DISCRIMINACIÓN SUPERVALLE			
	TARIFA 2.0A				TARIFA 2.0DHA				TARIFA 2.0DHS			
	TPA €/kW y año	Δ (*)	TEA €/kWh	Δ (*)	TPA €/kW y año	Δ (*)	TEA €/kWh	Δ (*)	TPA €/kW y año	Δ (*)	TEA €/kWh	Δ (*)
Potencia ≤ 10 kW	38,043426	0,00%	0,044027	0,00%	38,043426	0,00%	P1: 0,062012 P2: 0,002215	P1: 0,0% P2: 0,0%	38,043426	0,00%	P1: 0,062012 P2: 0,002879 P3: 0,000886	P1: 0,0% P2: 0,0% P3: 0,0%
	SIN DISCRIMINACIÓN				CON DISCRIMINACIÓN				CON DISCRIMINACIÓN SUPERVALLE			
	TARIFA 2.1A				TARIFA 2.1DHA				TARIFA 2.1DHS			
	TP €/kW y año	Δ (*)	TE €/kWh	Δ %*	TP €/kW y año	Δ (*)	TEA €/kWh	Δ (*)	TP €/kW y año	Δ (*)	TEA €/kWh	Δ (*)
Potencia > 10 kW ≤ 15 kW	44,444710	0,00%	0,05736	0,00%	44,444710	0,00%	P1: 0,074568 P2: 0,013192	P1: 0,0% P2: 0,0%	44,444710	0,00%	P1: 0,074568 P2: 0,017809 P3: 0,006596	P1: 0,0% P2: 0,0% P3: 0,0%
	CON DISCRIMINACIÓN				CON DISCRIMINACIÓN SUPERVALLE							
	TARIFA 3.0A				TARIFA 2.1DHS							
	TP €/kW y año	Δ (*)	TE €/kWh	Δ (*)	TP €/kW y año	Δ (*)	TEA €/kWh	Δ (*)				
Potencia > 15 kW	P1: 40,728885 P2: 24,437330 P3: 16,291555		P1: 0,0% P2: 0,0% P3: 0,0%				P1: 0,018762 P2: 0,012575 P3: 0,004670	P1: 0,0% P2: 0,0% P3: 0,0%				

Tabla 9. Informe precios del IDAE año 2016

Se tendrá en cuenta la grafica 7 que servirá de ejemplo para realizar un análisis del consumo medio en los días que el centro permanece abierto y por tanto donde se muestra el consumo habitual en la universidad.

Se instalará un aparato que impida el vertido del excedente a la red, ya que si esta se vierte, no se remunera y por consiguiente se consigue un beneficio de 0€

El edificio tiene contratada una potencia superior a la generada mediante los paneles fotovoltaicos y que conllevará el mismo gasto por tarifa de acceso sea cual sea el estudio a realizar, por tanto no se tendrá en cuenta ese gasto como se decía anteriormente.

Así pues se realiza un análisis al coste variable por el autoconsumo.

La siguiente tabla distingue los periodos de tarificación (P1, P2, P3) según horario y mes para la tarifa 3.0A.

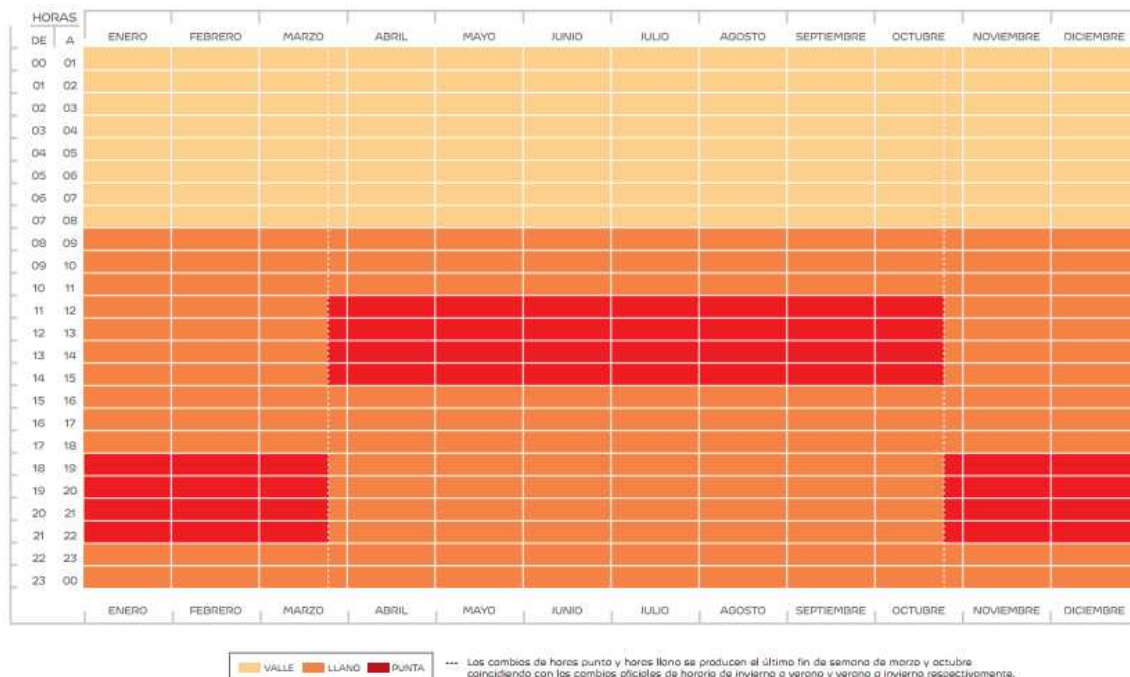


Tabla 10. Tarifa de acceso a redes eléctricas. Periodos tarifarios (3 periodos tarifa 3.0A)

Con ella se puede fijar el precio en cada periodo del kWh tal como se muestra a continuación.

Según los datos administrados por el departamento de la Oficina Verde de la Universidad de Zaragoza se puede extraer la información del consumo por meses y utilizarla para hallar el consumo por horas. Si se añade la información proporcionada por el IDAE se obtiene el gasto de la instalación por mes, como ejemplo se utilizará el mes de marzo.

Los datos que se muestran en la tabla 11 son los proporcionados para los días en los que la Universidad está abierta para todos los colectivos en el mes de Marzo.

Se ha calculado el gasto general de esos días sin autoconsumo y tomando los precios que se muestran anteriormente en la tabla 9.

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO
APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
01/03/2016	110	124	115	115	118	116	134	238	686	740	743	734	724	716	681	650	660	648	610	606	475	230	158	108	
02/03/2016	111	116	110	110	109	107	132	226	663	690	677	676	673	667	655	630	612	618	596	575	486	233	162	108	
03/03/2016	113	115	108	108	109	107	128	233	654	656	672	691	677	650	688	645	658	660	615	582	487	243	161	110	
04/03/2016	111	114	108	109	108	109	129	243	666	672	678	667	658	617	452	274	259	450	591	536	430	216	161	109	
07/03/2016	111	113	108	105	107	108	120	555	649	748	743	772	769	752	734	714	707	691	639	610	484	225	164	110	
08/03/2016	112	118	110	109	111	110	126	217	631	710	737	714	715	712	693	672	670	670	627	598	489	236	168	110	
09/03/2016	115	115	110	108	111	109	123	220	632	730	728	732	744	750	713	697	675	675	653	631	514	250	167	109	
10/03/2016	110	117	109	109	109	106	117	213	627	725	705	704	702	703	711	688	673	674	628	613	493	237	165	108	
11/03/2016	112	113	107	107	115	113	127	207	619	681	688	695	682	663	476	277	265	427	580	557	475	215	154	113	
14/03/2016	115	107	102	101	101	101	119	546	562	637	808	769	798	774	768	756	753	743	678	640	527	238	164	115	
15/03/2016	112	129	121	122	125	122	131	202	619	723	764	755	769	749	734	711	683	630	600	569	467	220	162	113	
16/03/2016	113	127	119	118	120	120	127	208	609	704	710	716	728	734	739	711	666	665	629	610	501	244	165	115	
17/03/2016	113	129	122	120	121	118	125	218	626	704	687	681	697	683	679	666	665	659	610	569	465	225	163	110	
18/03/2016	110	127	118	114	115	115	114	113	92	452	369	352	362	355	360	355	325	312	96	75	111	116	115	109	
21/03/2016	136	122	115	115	112	112	132	570	654	673	677	660	679	659	470	321	322	457	551	536	475	262	195	144	
22/03/2016	114	124	119	120	120	118	128	194	574	717	668	648	646	663	489	330	289	480	594	534	429	220	152	102	
23/03/2016	98	102	102	100	102	102	102	94	66	69	71	68	69	70	71	68	66	68	69	66	93	98	96	97	
24/03/2016	98	97	98	96	95	98	95	88	61	63	61	63	62	61	61	64	61	63	63	62	93	96	96	98	
25/03/2016	96	97	96	97	96	98	96	89	65	64	63	62	62	61	62	63	62	62	64	63	95	100	97	99	
28/03/2016	99	97	99	96	97	98	98	103	94	71	75	76	79	80	103	78	69	73	70	72	71	91	99	100	
29/03/2016	101	99	100	99	101	100	101	105	92	76	124	116	78	79	75	69	66	71	70	70	69	90	99	99	
30/03/2016	99	100	99	101	100	98	97	98	84	65	64	66	63	66	68	65	65	66	65	65	65	89	100	101	
31/03/2016	102	120	112	112	114	112	124	610	631	628	621	610	609	601	337	82	76	74	74	70	66	89	98	96	
MEDIA kWh	108,411765	113,058824	108,705882	107,941176	109,058824	108,235294	115,058824	228,117647	394,529412	457,764706	463,705882	457,235294	460,529412	455,941176	406,823529	353	340,058824	364,647059	358,470588	341,294118	294,647059	169,411765	134,529412	107,529412	
Precio €/kWh	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	TOTAL MES DIAS LABORALES
Precio total por hora sin autoconsumo medio para 1 día	1,36	0,53	0,51	0,50	0,51	0,51	0,54	1,07	1,84	5,76	5,83	5,75	5,79	5,73	5,12	4,44	4,28	4,59	4,51	6,40	5,53	3,18	2,52	1,35	1.797,11 €

Tabla 11. Estudio básico para el consumo sin autoconsumo

A continuación se realizará el mismo estudio y con las mismas condiciones pero incluyendo el autoconsumo y todos los impuestos que se le aplican. Para poder empezar se necesita la producción de las placas por horas, por lo que se acude a la base de PVGIS. Para obtener dicho valor.

Primero se introduce la situación de la instalación, la cual se indica en el apartado 3 del presente documento, a continuación se introduce el valor del ángulo de inclinación y el azimut.

Por último se crea una tabla con todos los datos extraídos del cálculo del programa.

Fixed system: inclination=30°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.02	93.7	3.24	101
Feb	4.35	122	4.70	132
Mar	5.42	168	6.07	188
Apr	5.39	162	6.17	185
May	5.68	176	6.64	206
Jun	5.94	178	7.06	212
Jul	6.25	194	7.52	233
Aug	5.92	183	7.10	220
Sep	5.38	161	6.31	189
Oct	4.42	137	5.04	156
Nov	3.43	103	3.74	112
Dec	2.79	86.5	2.98	92.4
Yearly average	4.83	147	5.55	169
Total for year		1760		2030

Tabla 12. Extracción del cálculo realizado a la zona donde se encuentra la instalación por kW

Con esta tabla se puede desarrollar todo el apartado de consumo solar por año, por lo que se necesita realizar la siguiente operativa.

Se obtiene el número promedio de horas de sol que se proyectan en las coordenadas indicadas, en este caso, aproximadamente 6 horas de sol al día en el mes de Marzo, tal como se indica en el recuadro rojo.

Como las placas seleccionadas pueden conseguir una potencia de 300Wp cada una y la instalación se compone de 224 placas funcionando durante las 6 horas indicadas, entonces se puede concluir que en el mes de marzo se podría conseguir una energía generada de 403200 Wh/día con lo que se concluye que se generan 16800 Wh/hora con la instalación o lo que es lo mismo, 16.8kWh por hora.

Por tanto si se introducen estos datos en la tabla anterior se hallará el ahorro conseguido de la instalación.

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO
APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA

MEDIA kWh	108,411765	113,058824	108,705882	107,941176	109,058824	108,235294	115,058824	228,117647	394,529412	457,764706	463,705882	457,235294	460,529412	455,941176	406,823529	353	340,058824	364,647059	358,470588	341,294118	294,647059	169,411765	134,529412	107,529412	
Precio €/kWh	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	TOTAL MES DIAS LABORABLES
Precio total por hora sin autoconsumo medio para 1 día	1,36	0,53	0,51	0,50	0,51	0,51	0,54	1,07	1,84	5,76	5,83	5,75	5,79	5,73	5,12	4,44	4,28	4,59	4,51	6,40	5,53	3,18	2,52	1,35	1.797,11 €
kWh autoconsumo	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	
Diferencia kWh respecto los autoconsumidos	91,61	96,26	91,91	91,14	92,26	91,44	98,26	211,32	377,73	440,96	446,91	440,44	443,73	439,14	390,02	336,20	323,26	347,85	341,67	324,49	277,85	152,61	117,73	90,73	
Precio total por hora medio para 1 día	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	
Precio total por hora CON autoconsumo	1,15	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,46	0,99	1,76	5,55	5,62	5,54	5,58	5,52	4,90	4,23	4,06	4,37	4,30	6,09	5,21	2,86	2,21	1,14	1.695,37 €
Cargos transitorios por autoconsumo	0,019334	0,011155	0,011155	0,011155	0,011155	0,011155	0,011155	0,011155	0,011155	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,019334	0,029399	0,029399	0,029399	0,029399	0,019334	
Precio del kW autoconsumido	0,3248112	0,187404	0,187404	0,187404	0,187404	0,187404	0,187404	0,187404	0,187404	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,3248112	0,4939032	0,4939032	0,4939032	0,4939032	0,3248112	169,57 €

Tabla 13. Estudio básico para el consumo sin autoconsumo

A modo de resumen se inserta la tabla que sigue, pudiéndose ver la diferencia aplicada al autoconsumo.

PRECIO PAGADO SIN AUTOCONSUMO	1.797,11 €
PRECIO PAGADO CON AUTOCONSUMO	1.864,94 €
AHORRO POR AUTOCONSUMO	-67,83 €

Tabla 14. Resumen ahorro

Por tanto queda demostrado que la forma de aplicación de impuestos al autoconsumo proveniente de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, pueden llegar a no ser rentables, siendo la opción lógica no invertir en este tipo de consumo en España.

Sería diferente si la instalación se acogiese a la modalidad tipo 2, que para el caso del estudio realizado a esta instalación, se conseguiría el ahorro del vertido. Debido a la poca potencia fotovoltaica instalada en comparación con la potencia contratada, es posible que no se consiguiese verter a la red., por tanto el ahorro seguiría siendo negativo, todo esto sin tener en cuenta los fines de semana, donde se podría verter el excedente si se diera el caso.

Si en la instalación se añadieran mayor potencia de autoconsumo consiguiendo una potencia de más de 100kW/h en los momentos en los que la Universidad permanece cerrada, se conseguiría una ganancia adicional por el excedente en esos periodos, por lo que podría resultar rentable siempre que los impuestos no superen a la ganancia adicional por el vertido.

Para conseguir tal proporción de energía sería necesario instalar una potencia de unos 650 kW tal como muestra la siguiente tabla.

Nominal power of the PV system: 650.0 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.3% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
 Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
 Combined PV system losses: 24.9%

Fixed system: inclination=30°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1690.00	52400	3.24	101
Feb	2430.00	68100	4.70	132
Mar	3030.00	94000	6.07	188
Apr	3010.00	90300	6.17	185
May	3180.00	98500	6.64	206
Jun	3320.00	99600	7.06	212
Jul	3490.00	108000	7.52	233
Aug	3310.00	103000	7.10	220
Sep	3010.00	90200	6.31	189
Oct	2470.00	76700	5.04	156
Nov	1920.00	57500	3.74	112
Dec	1560.00	48300	2.98	92.4
Yearly average	2700	82200	5.55	169
Total for year		986000		2030

Tabla 15. Extracción del cálculo realizado a la zona donde se encuentra la instalación para 650 kW

Quedaría pendiente demostrar si es rentable, tanto por la inversión inicial de la instalación como por los consiguientes gastos en impuestos que conllevaría.

Por otra parte podría pensarse si sería más rentable pasarla a una instalación solar fotovoltaica aislada, pero esta parte no tiene lugar en el presente documento puesto que aquí se pone de manifiesto las políticas a la solar fotovoltaica conectada a red.

15. OTROS ESCENARIOS POSIBLES

15.1 ALEMANIA

En Alemania como en el resto de países el autoconsumo está totalmente permitido.

Se comenzó a alentar las energías renovables a los consumidores y se les introdujo al movimiento renovable de autoconsumir la energía generada por sus propios generadores fotovoltaicos, la idea se introdujo en el país debido a que la energía generada a través de fotovoltaica fue ayudada mediante primas pagadas por cada kWh de electricidad autoconsumida por los generadores preparados para tal fin.

En los años venideros el sistema se cambió a un modelo más sencillo con nuevos incentivos que ayudaron al mercado fotovoltaico.

Entre los aspectos principales que han permitido el desarrollo de instalaciones renovables propiedad de ciudadanos, granjeros y cooperativas de consumidores se encuentra la existencia de unas condiciones de retribución de la energía generada "sencillas y estables". El hecho de que los productores tengan unos ingresos fijos garantizados a través de una tarifa regulada que se mantenía durante 20 años ha resultado clave para que muchos de ellos se decidiesen a participar en el sector eléctrico".

Para las instalaciones de autoconsumo de potencia inferior a 10 kW el exceso de electricidad se paga mediante un descuento en la tarifa o a través del Modelo de Integración del Mercado, una prima adicional sobre los precios del mercado de la electricidad en función de la puesta en marcha de la instalación.

Para instalaciones entre 10 kW y 1MW solo pueden cobrar el 90% de la generación de electricidad anual, lo que se puede traducir en un requisito mínimo requerido del 10% de autoconsumo

La remuneración de las ayudas para los productores de energía solar en Alemania determina desde 2002, que el precio a pagar es de 0,48 €/kWh. De ese tiempo hasta ahora se ha reducido en un 5% quedando una ayuda de 0,456 €/kWh

Además las baterías están subvencionadas pudiéndose instalar en la instalación.

Actualmente este país está destacando en sus políticas ya que al contrario que ocurrió en España, Alemania continuó apostando por los apoyos a las renovables. La normativa vigente es un condicionante fundamental para conseguir el desarrollo deseado.

La energía autoconsumida tiene prioridad, pueden instalarse cualquier capacidad de generación hasta 52 GW y además la burocracia es mínima ya que no tienen que tener el consentimiento de las empresas de electricidad.

Todos los productores pagan el impuesto EEG (Umlage). Este impuesto se incluye en la factura de los consumidores y está destinado a financiar la transición energética. Las instalaciones de autoconsumo con potencia inferior a 10 kW están exentas de este gravamen; por otro lado, las que tienen una potencia superior, deben pagar solo el 35% del EEG Umlage en 2016 y el 40% en 2017 hasta la finalización de los 20 años de beneficio que otorga el gobierno alemán .

La reforma de la ley de energías renovables (Erneuerbare-Energien-Gesetz; abreviado EEG) para el año 2017 fue aprobada, tras un proceso de consulta, el 8 de julio de 2016. La principal y más clara novedad es que el desarrollo de nueva potencia instalada no se hará en base a precios regulados como hasta ahora, sino mediante licitaciones.

El Estado, en base a su plan de desarrollo de energías renovables, que prevé una penetración renovable del 45% para 2025, convocará licitaciones públicas en relación a la nueva potencia que se prevé instalar cada año. Así, por ejemplo, en 2017 se licitarán 600 MW de solar fotovoltaica.

Esta reforma busca, según el Ministerio de Economía y Energía, que la instalación de nueva potencia renovable se haga con la mayor eficiencia de costes posible. Es decir, si por ejemplo hay una licitación para instalar 1 MW fotovoltaico en una determinada región, el promotor que mejor oferta plantee será quien obtenga el permiso.

La EEG 2017 incluye también disposiciones para garantizar que promotores de distintos tipos tengan posibilidades de ganar las licitaciones y regula con considerable precisión la potencia que se instalará en 2017 y en años venideros, todo en vista a cumplir el compromiso de 45% de renovables en 2025.

15.1.1 ESTUDIO BÁSICO SEGÚN NORMATIVA ALEMANA

En el estudio que se hace al país, se tendrán en cuenta los precios utilizados en España para el término variable, puesto que así se podrá realizar una comparativa más intuitiva.

También se utilizarán las mismas potencias, horas de sol con igual irradiancia, temperaturas y los valores del estudio determinados para España.

Para el caso de las ayudas, primas, impuestos y los pagos de la energía vertida a la red se utilizarán los determinados en el país a estudiar puesto que no hay referencias españolas en esos apartados.

Se supondrá la inyección mínima de 1kWh a la red gracias a la adicción de batería.

El precio en el pull se tomará como 0.05645 €/kWh

Con todo ello lo que se quiere conseguir, es únicamente estudiar la política utilizada para el autoconsumo del país alemán

Por tanto seguiremos obteniendo los valores de la tabla 11 para el consumo sin auto-consumo. La diferencia determinante se verá a la hora de incluir el autoconsumo, lo que quedaría de la siguiente manera.

PRECIO PAGADO SIN AUTOCONSUMO	1.797,11 €
-------------------------------	------------

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO
APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA

MEDIA kWh	108,411765	113,058824	108,705882	107,941176	109,058824	108,235294	115,058824	228,117647	394,529412	457,764706	463,705882	457,235294	460,529412	455,941176	406,823529	353	340,058824	364,647059	358,470588	341,294118	294,647059	169,411765	134,529412	107,529412	
Precio €/kWh	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	TOTAL MES DIAS LABORABLES
Precio total por hora sin autoconsumo medio para 1 día	1,36	0,53	0,51	0,50	0,51	0,51	0,54	1,07	1,84	5,76	5,83	5,75	5,79	5,73	5,12	4,44	4,28	4,59	4,51	6,40	5,53	3,18	2,52	1,35	1.797,11 €
kWh autoconsumo	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	
Diferencia kWh respecto los autoconsumidos	91,61	96,26	91,91	91,14	92,26	91,44	98,26	211,32	377,73	440,96	446,91	440,44	443,73	439,14	390,02	336,20	323,26	347,85	341,67	324,49	277,85	152,61	117,73	90,73	
Precio total por hora medio para 1 día	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	
Precio total por hora CON autoconsumo	1,15	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,46	0,99	1,76	5,55	5,62	5,54	5,58	5,52	4,90	4,23	4,06	4,37	4,30	6,09	5,21	2,86	2,21	1,14	1.695,37 €
EEG Umlage por autoconsumo	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	
% de pago deL EEG Umlage	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	
EEG UmlLage 2016	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	0,022225	
Coste al kWh EEG	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	0,37338	206,11 €
Vertido de excesos a red kWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Precio Prima	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	
Precio Pull	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	
Precio total a cobrar por la energía vertida	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	0,256225	141,44 €
Precio del kW autoconsumido	1,27	0,57	0,55	0,54	0,55	0,54	0,58	1,10	1,88	5,66	5,74	5,66	5,70	5,64	5,02	4,34	4,18	4,49	4,41	6,21	5,33	2,98	2,33	1,26	1.760,04

Tabla 16. Estudio básico para el autoconsumo en Alemania

A modo de resumen se inserta la tabla que sigue pudiéndose ver la diferencia al aplicar el autoconsumo.

PRECIO PAGADO SIN AUTOCONSUMO	1.797,11 €
PRECIO PAGADO CON AUTOCONSUMO	1.760,04 €
AHORRO POR AUTOCONSUMO	37,07 €

Tabla 17. Resumen ahorro normativa alemana

Como se indica, se puede conseguir un ahorro de 37,07€ al mes al instalar un generador solar en el tejado de la universidad, una perspectiva diferente a lo que ocurre hoy en día en España.

15.2 CHINA

El autoconsumo en china viene desarrollándose a pasos agigantados debido en gran medida a las políticas aplicadas y a la estructura de su sistema consiguiendo en 2015 superar la potencia alemana de energía renovable instalada.

Ya en 2012 existían los incentivos al autoconsumo que fueron evolucionando para conseguir un rápido desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país. El registro de la instalación paso a ser un trámite rápido y sencillo con derecho para verter energía a la red.

Los incentivos consisten en un bonus sobre el precio al por mayor del mercado, los autoconsumidores pueden elegir si quieren acogerse a una tarifa regulada de duración de 20 años o por otro lado si prefieren optar por el autoconsumo con el bonus.

Para el exceso de electricidad generada por los generadores fotovoltaicos se remunera al precio de mercado, al por mayor, con un bonus adicional estipulado este bonus en la cuantía de 0,42CNY/kWh. Equivalente a 0,13 €/kWh

Por consiguiente se consigue un mayor aprovechamiento de las instalaciones de autoconsumo pudiendo amortizarse en un tiempo menor al conseguirse un mayor ahorro.

15.2.1 ESTUDIO BÁSICO PARA NORMATIVA CHINA

En el estudio que se hace al país, se tendrán en cuenta los precios utilizados en España para el término variable, puesto que así se podrá realizar una comparativa más intuitiva. También se utilizarán las mismas potencias, horas de sol con igual irradiancia, temperaturas y los valores del estudio determinados para España.

Para el caso de las ayudas, primas, impuestos y los pagos de la energía vertida a la red se utilizarán los determinados en el país a estudiar puesto que no hay referencias españolas en esos apartados.

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO
APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA**

MEDIA kWh	108,411765	113,058824	108,705882	107,941176	109,058824	108,235294	115,058824	228,117647	394,529412	457,764706	463,705882	457,235294	460,529412	455,941176	406,823529	353	340,058824	364,647059	358,470588	341,294118	294,647059	169,411765	134,529412	107,529412	
Precio €/kWh	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	TOTAL MES DIAS LABORABLES
Precio total por hora sin autoconsumo medio para 1 día	1,36	0,53	0,51	0,50	0,51	0,51	0,54	1,07	1,84	5,76	5,83	5,75	5,79	5,73	5,12	4,44	4,28	4,59	4,51	6,40	5,53	3,18	2,52	1,35	1.797,11 €
kWh autoconsumo	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	
Diferencia kWh respecto los autoconsumidos	91,61	96,26	91,91	91,14	92,26	91,44	98,26	211,32	377,73	440,96	446,91	440,44	443,73	439,14	390,02	336,20	323,26	347,85	341,67	324,49	277,85	152,61	117,73	90,73	
Precio total por hora medio para 1 día	0,012575	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,00467	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,012575	0,018762	0,018762	0,018762	0,018762	0,012575	
Precio total por hora CON autoconsumo	1,15	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,46	0,99	1,76	5,55	5,62	5,54	5,58	5,52	4,90	4,23	4,06	4,37	4,30	6,09	5,21	2,86	2,21	1,14	1.695,37 €
kWh vertidos	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
Precio Pull	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	0,05645	
Precio Prima	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	
Precio del vertido de excedente	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	0,093225	51,4602
Precio facturado	1,06	0,36	0,34	0,33	0,34	0,33	0,37	0,89	1,67	5,45	5,53	5,45	5,49	5,43	4,81	4,13	3,97	4,28	4,20	5,99	5,12	2,77	2,12	1,05	1.643,91 €

Tabla 18. Estudio básico para el autoconsumo en China

PRECIO PAGADO SIN AUTOCONSUMO	1.797,11 €
PRECIO PAGADO CON AUTOCONSUMO	1.643,91 €
AHORRO POR AUTOCONSUMO	153,20 €

Tabla 19. Resumen ahorro normativa China

Gracias a permitir realizar el autoconsumo sin ningún tipo de impuesto y recibiendo un bonus por la energía vertida, el ahorro que se consigue en este caso es mayor que en cualquiera de los dos anteriores.

15.3 ESTADOS UNIDOS

Los Estados Unidos se compone de diferentes estados, los cuales tienen potestad para incorporar sus propias normativas en algunos aspectos legales. Este país se compone de 50 Estados de los que 41 tienen una normativa específica en lo que a autoconsumo fotovoltaico se refiere.

En la mayoría de los Estados el modelo en el que se basa es el balance neto (net-metering), se trata de un incentivo eficaz para motivar a los consumidores a instaurar placas solares fotovoltaicas para autoconsumo consiguiendo un ahorro en la factura y contribuyendo a evitar el calentamiento global por gases de efecto invernadero.

En los EE. UU. la facturación se hace regularmente cada mes y luego el balance total al final del año, si el consumo mensual del propietario del generador es superior a su producción, entonces pagará la factura de la luz según su tarifa, naturalmente menos su producción, si produce la misma cantidad de energía que consume entonces no paga nada por esa cantidad consumida pero si se pagara por los pagos fijos por conexión, distribución, etc. En el caso de tener sobras en la facturación mensual, es decir que la producción supera el consumo, este exceso se traspasa al mes siguiente habitualmente en forma de crédito.

Al final del año se produce una compensación por el exceso que varía dependiendo del Estado en cuestión.

Una de las opciones adquirida es el pago del exceso de energía al productor dando lugar al comienzo de un nuevo periodo desde cero, otra forma implica que el sobrante de electricidad sea pagado al productor pero solo un cierto porcentaje. Si en lugar de pagar el exceso, este se traspasa al nuevo año se obtiene otro de los métodos utilizados por algunos estados de los EE.UU. Por último, otras regiones, establecen que la energía sobrante pase al distribuidor, a cambio, el productor no paga nada por la electricidad pero tampoco se puede beneficiar de las ayudas extras a la renovable, una vez finalizados los periodos anuales, la facturación se inicia de cero.

16. CONCLUSIONES

Como se ha podido comprobar durante todo el documento y como se expresaba al principio de este, cada país tiene potestad para crear su sistema de ayudas a las energías renovables, en particular se ha referenciado a la energía solar fotovoltaica.

Dado que se trata de un estudio básico en el cual no se han fijado valores precisos si no que resultan ser estimaciones, el tomar estos datos como fiables no tiene sentido para realizar una instalación real.

Con estos estudios básicos se ha conseguido tener una percepción de lo que está ocurriendo con la energía solar fotovoltaica tanto dentro como fuera de la Unión Europea y ha permitido además comparar diferentes políticas que era el objetivo final de este proyecto, del cual se ha concluido lo siguiente.

Tal como se informaba, tanto en informes realizados por la International Energy Agency (IEA), como en medios de comunicación, España tiene una de las leyes que más castiga el autoconsumo debido a todas las condiciones que se desarrollan en el Real Decreto 900/2015.

Es cierto que el valor de las primas y tarifas reguladas no han estado compensados durante el nacimiento de la energía solar y su desarrollo en los años posteriores, esto ha generado el déficit tarifario que se vive hoy en España, pero lo mismo le ha ocurrido a Alemania, a excepción de que en Alemania se ha conseguido actuar de una manera la cual beneficiase a todos, tanto a productores y consumidores como a las empresas eléctricas del país.

Alemania, al contrario que en España, ha conseguido que no se destruyese todo lo que se había invertido en energía solar y aunque no se han podido mantener los mismos precios que en el pasado, se ha podido llegar a un balance, incluso ha sido necesario introducir un impuesto a todas las facturas de electricidad no únicamente a los kWh autoconsumidos.

Por otro lado China ha sido la más precavida aportando una estabilidad al conjunto de sus ciudadanos puesto que no ha sido necesario introducir ningún tipo de impuesto debido a sus primas de valores asequibles.

Así pues, queda determinado que el mejor marco político para aplicar en España sería el de China pero debido al déficit tarifario en el que España está ya inmerso esto supondría un déficit mayor, por lo tanto cabe concluir que la política utilizada en Alemania sería más idónea puesto que utiliza impuestos para minimizar cada año el déficit tarifario y conseguir una transición energética pero a la vez fomenta el autoconsumo al no imponer un “impuesto al sol” y poder verter los excedentes a la red y que estos sean remunerados, lo que hace más viable el autoconsumo.

Quizás así, se conseguiría que España cumpliera sus objetivos para 2020 fijados por la Unión Europea.

17. BIBLIOGRAFIA

- «Apuntes Asig. Energías Renovables 4ºCurso Univ. Zaragoza. Ing. Eléctrica.» [1]
- «BOE-A-2015-10927.pdf». Boletín Oficial del Estado. Real Decreto 900/2015. Disponible en: <http://boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf> [2]
- «PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA». Disponible en: http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversion_final.pdf. [3]
- «8448171691.pdf. Componentes en una instalación fotovoltaica» Disponibles en : <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf> [4]
- «Cableado para fotovoltaica» Disponible en: [6.+ANEXOS%2FAnexo+Cableado%2FExzhellentSolar.pdf](http://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf). [5]
- «Artículos y Novedades | Autoconsumo fotovoltaico | Endesa Clientes», *Endesa*. [En línea]. Disponible en: [/articulos-y-novedades/autoconsumo-fotovoltaico.html](http://www.endesa.es/articulos-y-novedades/autoconsumo-fotovoltaico.html). [6]
- «Autoconsumo fotovoltaico», *Wikipedia*. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Autoconsumo_fotovoltaico [7]
- K. S. España, «Autoconsumo fotovoltaico conectado a red | AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO | Krannich Solar Spain». [En línea]. Disponible en: <http://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/autoconsumo-conectado-a-red.html>. [8]
- «31.-Greencities2013-Comunicaciones_Ahorro-energético-y-economico-en-instalaciones-fotovoltaicas.pdf». [9]
- «documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_a3c5aa42.pdf». Documento del IDAE. [10]
- http://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/eeg-nouvelle-2017-praesentation.pdf?__blob=publicationFile&v=2. «Documento sobre la política de Alemania en la lucha contra el cambio climático ». [11]
- «EL EFECTO FOTOVOLTAICO.» [En línea]. Disponible en: <http://solarfotovoltaica.galeon.com/ARCHIVOS/efecto.htm>. [Accedido: 19-jun-2017]. [12]
- J. Viúdez, «El sol ya no es gratis», *EL PAÍS*, 20-jul-2013. [En línea]. Disponible en: https://elpais.com/sociedad/2013/07/20/actualidad/1374338420_206181.html. [13]
- «Energía solar fotovoltaica», *Wikipedia*. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica [14]
- «Energía solar fotovoltaica y su contribución | ACCIONA». [En línea]. Disponible en: <http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>. [15]

- [16]
Viaintermedia.com, «Fotovoltaica - ¿Cómo está regulado el autoconsumo en Alemania?», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. [En línea]. Disponible en: <http://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/como-esta-regulado-el-autoconsumo-en-20161025>.
- [17]
Viaintermedia.com, «Fotovoltaica - Estados Unidos, donde los reguladores reconocen los beneficios sociales del autoconsumo», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/estados-unidos-donde-los-reguladores-reconocen-los-20170213>.
- [18]
Viaintermedia.com, «Fotovoltaica - La AIE confirma que la legislación española castiga el autoconsumo», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. [En línea]. Disponible en: <http://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-aie-confirma-que-la-legislacion-espanola-20160428>.
- [19]
«iea-pvps_-_self-consumption_policies_-_2016_-_2_0.pdf». Informe de la AIE.
- [20]
«BOE-A-2011.pdf». Disponible en:
<https://www.boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf>
- [21]
«IPOL_STU(2016)556968_ES.pdf». Disponible en:
http://www.sunwindenergy.com/sites/default/files/iea-pvps_-_self-consumption_policies_-_2016_-_2_0.pdf
- [22]
Eco LogicOS, *La Gran Estafa, La corrupción más grande de España está en la Energía*. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=-0mGSIEMDIO>
- [23]
«La reforma de la ley alemana de energías renovables». [En línea]. Disponible en: <http://www.holtropblog.com/es/index.php/44-renovables/944-la-reforma-de-la-ley-alemana-de-energias-renovables>.
- [24]
K. S. E. Valencia, «Normativa fotovoltaica y el nuevo RD autoconsumo 2015 | AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO | Krannich Solar España». [En línea]. Disponible en: <http://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/normativa-fotovoltaica.html>.
- [25]
Miguel Noche, *Nueva Ley Autoconsumo fotovoltaico. Repaso*. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=vkp53tL9kYY&t=88s>
- [26]
Miguel Noche, *Nueva Propuesta de Ley de Autoconsumo*. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=PRV_0NAK9SI
- [27]
«PDF Directivas europeas.pdf». Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:02009L0028-20151005&from=ES>

- [28]
M. Planelles, «PSOE, Podemos y Ciudadanos, unidos contra el ‘impuesto al sol’», *EL PAÍS*, 25-feb-2016. [En línea]. Disponible en:
https://politica.elpais.com/politica/2016/02/25/actualidad/1456402160_677287.html.
- [29]
«RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A» disponible en:
<https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>.
- [30]
«Radiación solar», *Wikipedia, la enciclopedia libre*.
- [31]
«Spain’s Supreme Court will consider a challenge to the “sun tax”», *pv magazine International*. [En línea]. Disponible en: https://www.pv-magazine.com/2016/01/12/spains-supreme-court-will-consider-a-challenge-to-the-sun-tax_100022753/.
- [32]
J. Duggan (Reporter), «Spanish government cuts to renewable energy could be unconstitutional, court says | Olive Press News Spain».
- [33]
«Definición de Balance Neto». Disponible en: <http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html>
- [34]
«RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, seguimiento de la demanda de energía». [En línea]. Disponible en: <https://demanda.ree.es/demanda.html>;
- [35]
«PVGIS,PV POTENCIAL ESTIMATION UTILITY ». [En línea]. Disponible en:
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [36]
«Periodos tarifarios en España ». [En línea]. Disponible en: http://www.esipe.es/wp-content/uploads/periodos_tarifarios_r1.pdf



Universidad
Zaragoza

ANEXO I

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE AUTOCONSUMO APLICADAS A ENERGÍA FOTOVOLTAICA

PLANOS DEL EDIFICIO M.A. BETANCOURT

Autor

MAIKEL TABUENCA SIMÓN

Director

ANTONIO MONTAÑÉS ESPINOSA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA (EINA)
UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

2017

CUBIERTA

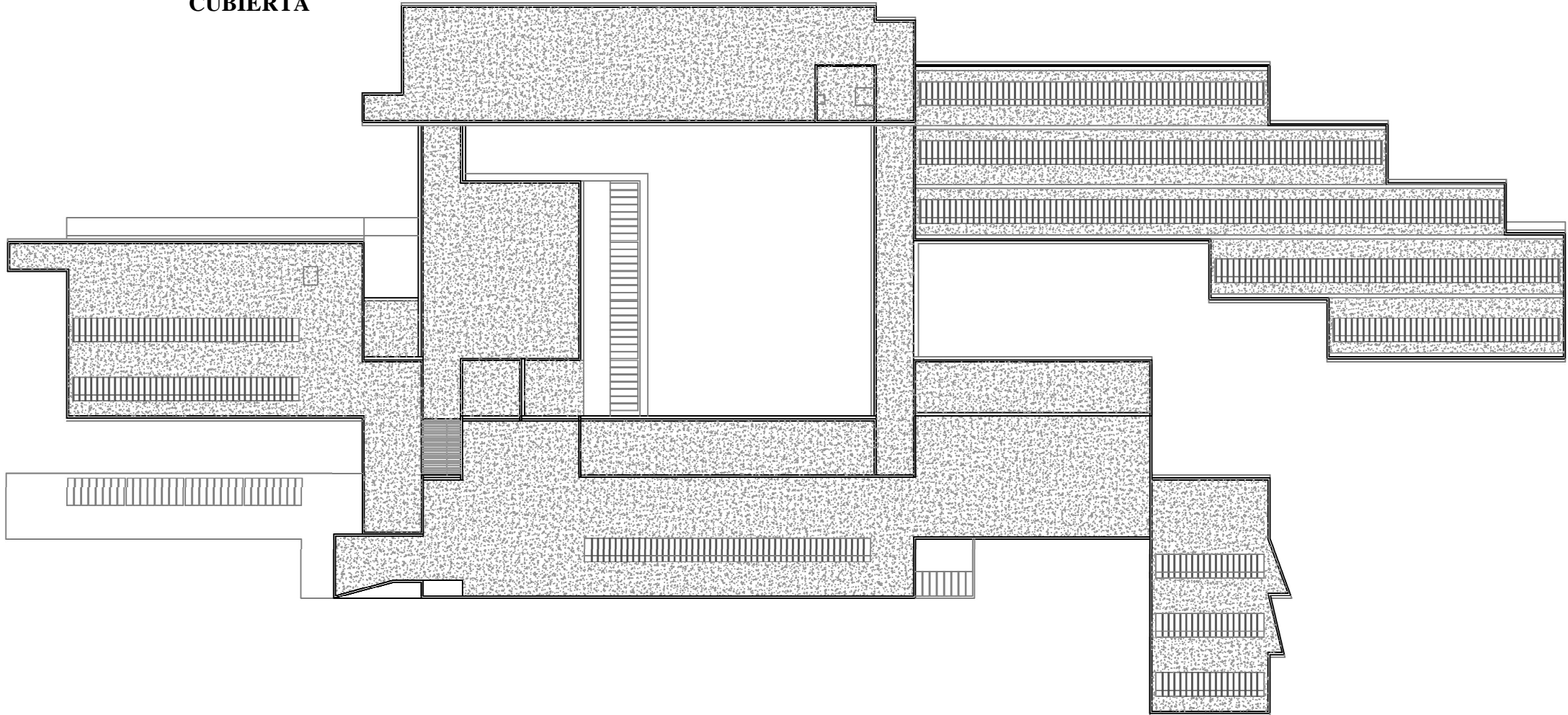


Ilustración 1. Cubierta del edificio M.A. Betancourt

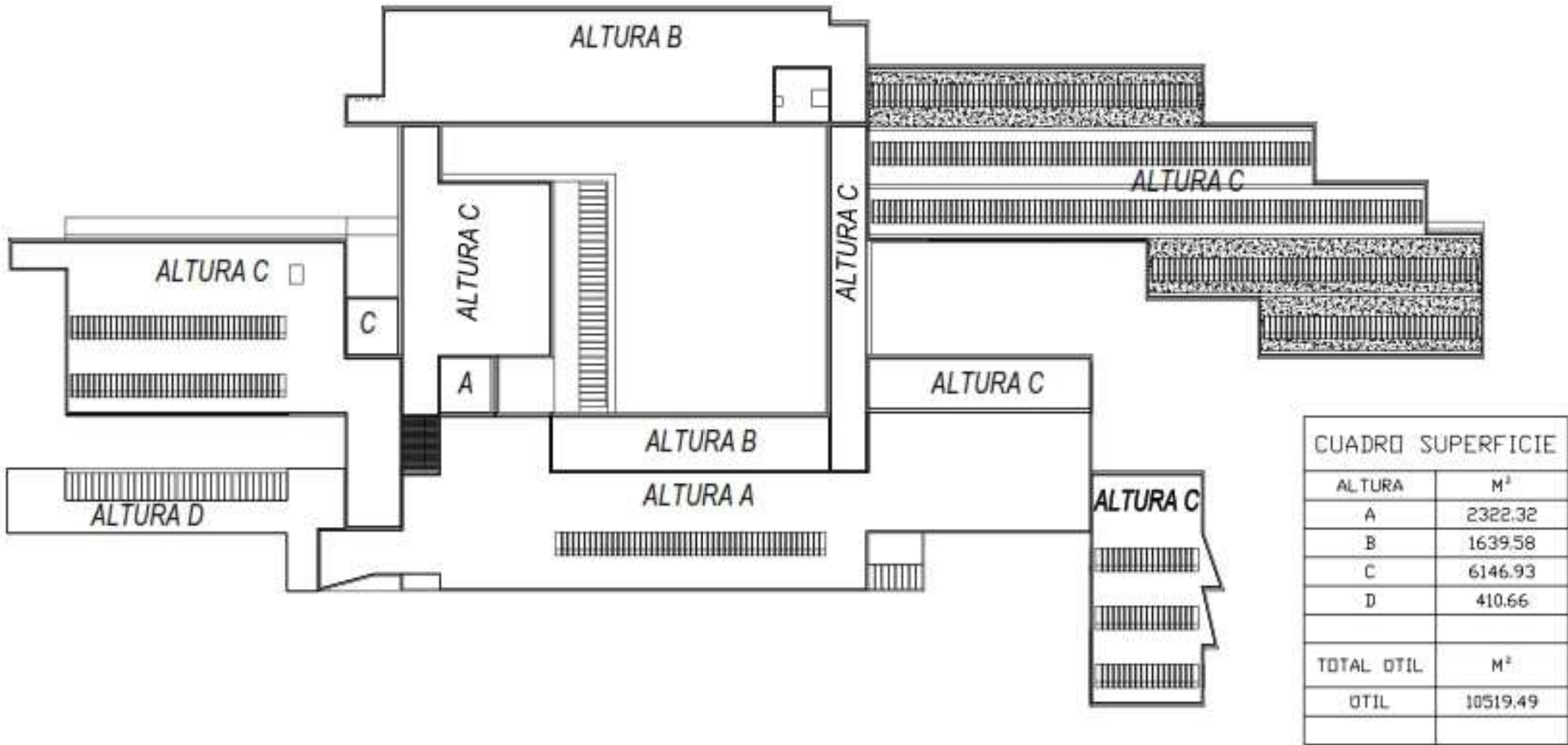


Ilustración 2. Alturas de las cubiertas existentes en el edificio

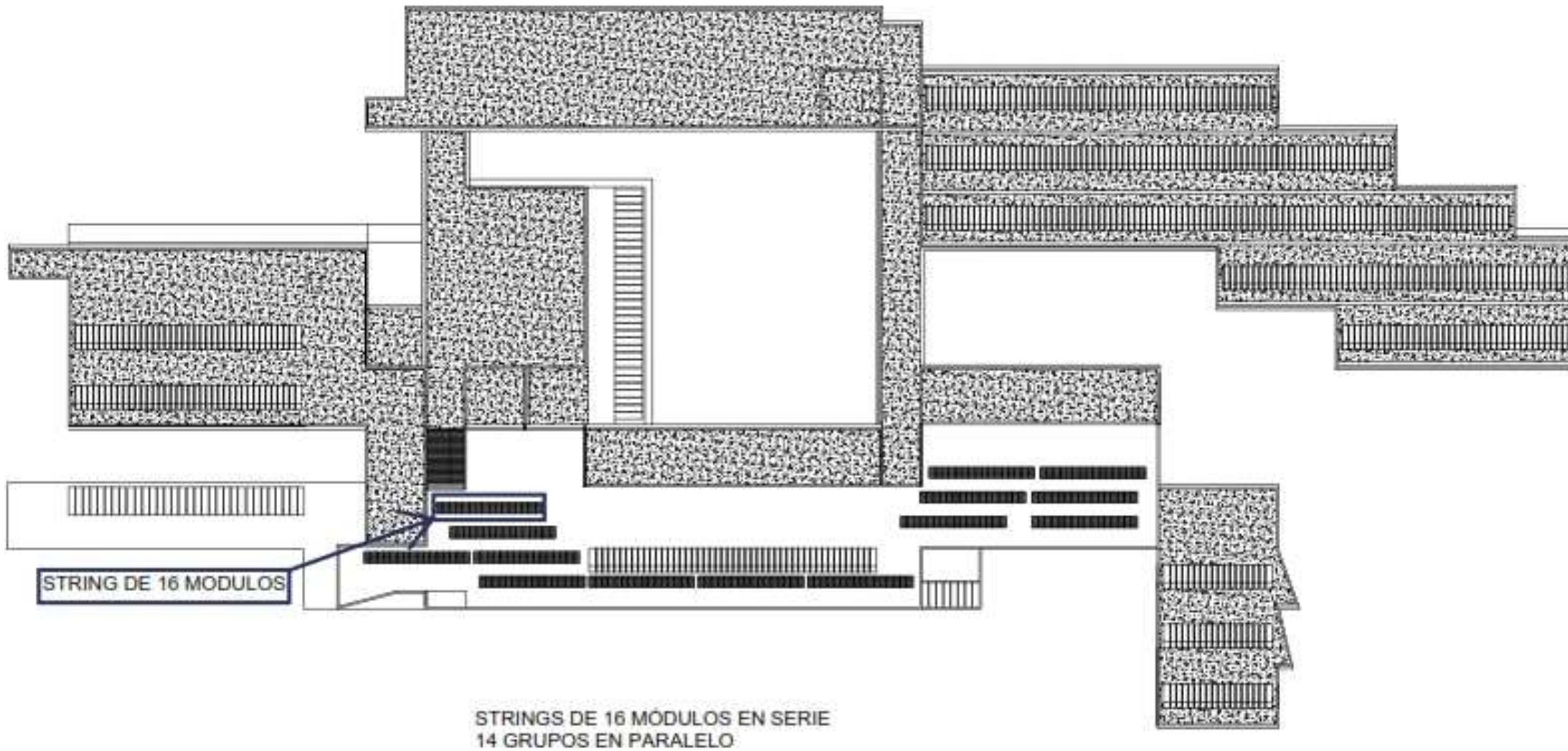


Ilustración 3. Colocación de los paneles solares fotovoltaicos

FACHADA

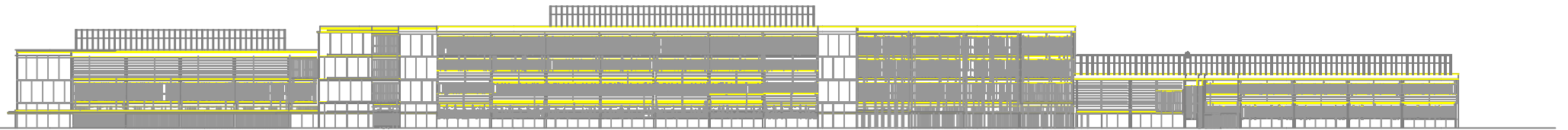


Ilustración 4. Fachada Sur del edificio M.A. Betancourt