



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Integración de Planta Fotovoltaica en
Edificio al amparo del Real Decreto
244/2019 de Autoconsumo**

Autor:

Sobrino Martin, Clara

Tutor:

**Pérez García, Julián M.
Dpto. INGENIERIA ELÉCTRICA
Valladolid, Febrero 2020**

RESUMEN

El Real Decreto de Autoconsumo 244/2019 nace en abril de 2019 y tiene por objetivo acercar el Autoconsumo a la ciudadanía de manera que se simplifiquen las gestiones a realizar frente a las administraciones públicas y se impulse de nuevo en España la utilización de la Energía Solar Fotovoltaica.

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es el estudio energético de la planta fotovoltaica integrada en el Edificio IndUVA a través del programa de simulación PVSyst y el análisis de los consumos de dicho Edificio. El fin de este estudio es encontrar la modalidad de autoconsumo, de entre las que ofrece el Real Decreto 244/2019, que mejor se adapte a sus necesidades. Una vez dada la solución se darán a conocer los trámites administrativos que harán falta para llevar a cabo la implantación de dicha modalidad.

PALABRAS CLAVE

Energía Fotovoltaica, Autoconsumo, Energía Excedentaria, Consumo, Estudio Económico y Energético

ABSTRACT

Royal Decree of Self-Consumption 244/2019 was born In April 2019, which brings Self-Consumption closer to people through simplifying the steps to be taken in front of public administrations and promoting the use of Photovoltaic Solar Energy again in Spain.

The objective of this Final Project is the energy Study of the photovoltaic plant integrated in the Induva Building with the PVSyst simulation program and the analysis of consumption. The purpose of this investigation is to find the best mode of self-consumption for the building. Once the solution is given, the administrative procedures that are needed to carry out the implementation of this modality will be developed.

KEYWORDS

Photovoltaic, Self-consumption, Excess of Energy, Consumption, Economic & Energetic Study

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	1
1.2. BREVE HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	4
1.3. DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	5
2. EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO.....	11
3. ESTUDIO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EL EDIFICIO INDUVA.....	21
3.1. PRESENTACIÓN DEL EDIFICIO	21
3.1.1. <i>Características</i>	21
3.2. PLANTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN FACHADA VENTILADA	24
3.2.1. <i>Descripción de la instalación</i>	24
3.2.2. <i>Estudio de la planta fotovoltaica con la Herramienta de Simulación PVSystem</i>	24
4. ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA.	63
4.1. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UN DÍA LECTIVO.....	64
4.2. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA DE CADA MES DEL AÑO.	70
5. ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO PARA LA ELECCIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO	82
5.1. IMPLICACIONES ECONÓMICAS Y ENERGÉTICAS DEBIDAS AL AUTOCONSUMO	84
6. APLICACIÓN DEL REAL DECRETO 244/2019 A LA INSTALACIÓN OBJETO DE ESTE TRABAJO FIN DE GRADO	90
CONCLUSIONES.....	98
BIBLIOGRAFÍA	100

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.-ESQUEMA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO (FUENTE: GOOGLE IMÁGENES [2])	3
FIGURA 2.- HORAS DE LUZ SOLAR AL AÑO EN EUROPA (FUENTE: GOOGLE IMÁGENES [5])	6
FIGURA 3.-ESQUEMAS AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES (FUENTE: GUÍA IDAE DE AUTOCONSUMO [18])	13
FIGURA 4.-ESQUEMAS AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES (FUENTE: GUÍA IDAE [18]).....	13
FIGURA 5.- ASPECTO DEL PROGRAMA PVSYSY DE CONEXIÓN A RED.....	26
FIGURA 6.-VISTA DEL PROGRAMA PVSYSY CORRESPONDIENTE A LA EDICIÓN DEL SUBAPARTADO ORIENTACIÓN.	28
FIGURA 7.- ESQUEMA CONEXIÓN ENTRE SUBCAMPOS E INVERSOR PROPORCIONADO POR PVSYSY.....	30
FIGURA 8.- VISTA DEL PROGRAMA PVSYSY CORRESPONDIENTE A LA EDICIÓN DEL SUBAPARTADO SISTEMA.....	31
FIGURA 9.- VISTA DEL PROGRAMA PVSYSY CORRESPONDIENTE A LA EDICIÓN DEL SUBAPARTADO SOMBAS CERCANAS	37
FIGURA 10.- ENTORNO DE TRABAJO DE LA HERRAMIENTA DE DIBUJO EN 3D DE PVSYSY –	38
FIGURA 11.- DISPOSICIÓN DE MÓDULOS A TRAVÉS DE LA ASIGNACIÓN AUTOMÁTICA DE PVSYSY.....	40
FIGURA 12.- PROYECCIÓN DE LAS SOMBRAS QUE PRODUCEN LOS ÁRBOLES Y LA ESCALERA DE EMERGENCIA SOBRE LA PLANTA FOTOVOLTAICA EL DÍA 13/06/2019 A LAS 12H P.M.	41
FIGURA 13.- CURVA I/V DE LA ENTRADA PRINCIPAL DEL INVERSOR EL DÍA 13/06/2019 A LAS 12H P.M. Y DE LAS CADENAS ASIGNADAS A DICHA ENTRADA	42
FIGURA 14.- CURVA I/V DE LA ENTRADA SECUNDARIA DEL INVERSOR EL DÍA 13/06/2019 A LAS 12H P.M. Y DE LAS CADENAS ASIGNADAS A DICHA ENTRADA	43
FIGURA 15.- CURVA I/V DE LA ENTRADA PRINCIPAL DEL INVERSOR EL DÍA 13/06/2019 A LAS 9H P.M. Y DE LAS CADENAS ASIGNADAS A DICHA ENTRADA	44
FIGURA 16.- CURVA I/V DE LA ENTRADA PRINCIPAL DEL INVERSOR EL DÍA 13/06/2019 A LAS 9H P.M. Y DE LAS CADENAS ASIGNADAS A DICHA ENTRADA	44
FIGURA 17.- VISTA DEL PROGRAMA PVSYSY CORRESPONDIENTE AL APARTADO SIMULACIÓN-RESULTADOS.....	45
FIGURA 18.- PARÁMETROS INICIALES DE LA SIMULACIÓN RECOGIDOS EN EL INFORME GENERADO POR EL PROGRAMA PVSYSY	48
FIGURA 19.- DIAGRAMA DE SOMBRAS DE LA INSTALACIÓN	48
FIGURA 20.- DIAGRAMA COMPARATIVO: ENERGÍA PRODUCIDA Y PÉRDIDAS EN EL GENERADOR FV.....	50
FIGURA 21.-DIAGRAMA DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR EL GENERADOR A LO LARGO DE UN DÍA EN DIFERENTES MESES DEL AÑO.	52
FIGURA 22.- DIAGRAMA DEL FACTOR DE RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	53
FIGURA 23.- TABLA DEL INFORME QUE PROPORCIONA PVSYSY CON LOS RESULTADOS PRINCIPALES	54
FIGURA 24.- DIAGRAMA DESGLOSADO DE LAS PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN DURANTE UN AÑO	56
FIGURA 25.-PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.	60

FIGURA 26.-PÉRDIDAS ÓHMICAS DEL CABLEADO.	62
FIGURA 27.- PRODUCCIÓN FV Y CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UN DÍA LECTIVO DE SEPTIEMBRE	65
FIGURA 28.- PRODUCCIÓN FV Y CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UN DÍA LECTIVO DE SEPTIEMBRE	67
FIGURA 29.- PRODUCCIÓN FV Y CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UN DÍA LECTIVO DE SEPTIEMBRE	69
FIGURA 30.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE ENERO.....	72
FIGURA 31- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE FEBRERO.....	73
FIGURA 32.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE MARZO	74
FIGURA 33.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE ABRIL	75
FIGURA 34.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE MAYO	76
FIGURA 35.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE JUNIO.....	77
FIGURA 36.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE JULIO	78
FIGURA 37.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE AGOSTO	79
FIGURA 38.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE SEPTIEMBRE	80
FIGURA 39.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE OCTUBRE	81
FIGURA 40.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE NOVIEMBRE	82
FIGURA 41.- REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA TIPO DE DICIEMBRE	83
FIGURA 42.-REPRESENTACIÓN DE CONSUMOS Y ENERGÍA EXCEDENTARIA A LO LARGO DE LOS MESES DE UN AÑO. ...	82
FIGURA 43.- REPRESENTACIÓN DE LOS COSTES DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD SIN EL APOYO DE LA GENERACIÓN FV Y CON EL APOYO DE LA GENERACIÓN FV ACOGIDO AL MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES.....	89
FIGURA 44.-TRÁMITES PARA EL AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES (FUENTE: GUÍA IDAE)	90
FIGURA 45.- CONTINUACIÓN TRÁMITES PARA EL AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES	91

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.- CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	31
TABLA 2.- CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR	32
TABLA 3.- RELACIÓON ENTRE LA RADIACIÓN SOLAR HORIZONTAL Y LA INCIDENTE EN LOS PANELES SOLARES.	57
TABLA 4.- COMPARACIÓN CONSUMOS MENSUALES Y ENERGÍA EXCEDENTARIA EN KWh.	83
TABLA 5.- COSTES FACTURAS MENSUALES Y AHORRO MENSUAL QUE SE PRODUCE CON LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES ACOGIDO AL MECANISMO DE COMPENSACIÓN.....	85
TABLA 6.- COSTES FACTURAS MENSUALES Y AHORRO MENSUAL QUE SE PRODUCE CON LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES NO ACOGIDO AL MECANISMO DE COMPENSACIÓN.	87

JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

Las instalaciones del aulario IndUVa han comenzado a dar servicio en el año 2018 con el inicio del curso 2018-2019. Como se comenta en el cuerpo del presente TFG, dicho aulario ha sido galardonado con el Gran Premio de Construcción Sostenible en la categoría de Edificios en el concurso internacional dirigido por la red Construction21 (gestionada por la Cátedra Unesco de Ciclo de Vida y Cambio Climático Esci-UPF) "Green Solutions Awards 2018". El premio ha sido recibido debido a la acción que realiza dicho edificio contra el Cambio Climático. Dada esta situación y con el nacimiento del nuevo Real Decreto 244/2019 del 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, la idea de implementar los nuevos conceptos que se recogen en este Documento para la planta fotovoltaica situada en la fachada ventilada del Edificio se hacía muy interesante.

El estudio de simulación de la propia planta fotovoltaica y la comparación de la producción de energía con los consumos de este edificio, se recogen en el presente Trabajo Fin de Grado con el fin de comprobar a través del análisis de estos últimos, que modalidad recogida en el nuevo Real Decreto es más beneficiosa y se adapta mejor a las necesidades del Aulario IndUVa.

Una vez planteada la justificación del presente Trabajo Fin de Grado, los objetivos que se plantean son:

- Concienciar y dar visibilidad de las virtudes que supone el aprovechamiento de una energía limpia como es la Energía Solar Fotovoltaica en modalidad de Autoconsumo.
- Conocer las repercusiones económicas y energéticas que se esperaría obtener conectando la planta fotovoltaica del estudio a la red interior del edificio en modalidad de autoconsumo.
- Elección de la modalidad más adecuada entre la modalidad de autoconsumo con excedentes y la modalidad de autoconsumo sin excedentes teniendo en cuenta el coste de la factura eléctrica y las repercusiones energéticas.

- Mostrar a través del estudio de simulación con la herramienta PVSyst las principales características eléctricas de la planta fotovoltaica.
- Conocer las aplicaciones y repercusiones del Real Decreto 244/2019.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La Energía Solar Fotovoltaica es un tipo de Energía Renovable y por tanto una fuente de energía no contaminante, inagotable, cuya tecnología utiliza el recurso natural de la radiación solar para la generación de energía eléctrica.

Las instalaciones que cuentan con esta tecnología, se dividen en dos grandes grupos: Instalaciones fotovoltaicas aisladas de red e Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica.

Las aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red son la mayoría referidas a la electrificación de viviendas cuyo acceso a la red eléctrica es imposible, pero también se dan aplicaciones en el sector primario, en terrenos agrícolas para bombeo de aguas o en iluminación de invernaderos y granjas. En estas aplicaciones se hace necesaria la utilización de baterías de acumulación con un sistema regulador, para poder utilizar energía eléctrica cuando los generadores fotovoltaicos no estén disponibles. En estos casos, si es necesaria la corriente alterna para alimentar los consumos, se utilizará un inversor que actúe de regulador.

Para las instalaciones conectadas a la red eléctrica será dicho inversor el eje central de la instalación. La función de este dispositivo, además de convertir la corriente continua en corriente alterna, será sincronizarla con la de la red, para conseguir corrientes idénticas con el fin de poder inyectar la energía a la red. Además, protegerá la instalación y la red de posibles defectos. Entre las aplicaciones de este grupo de instalaciones destaca la venta de energía al sistema eléctrico desde Centrales Fotovoltaicas, pero también el autoconsumo conectado a la red eléctrica, que suministra energía a instalaciones próximas a la instalación generadora. Esta última aplicación se trata del tema central del presente Trabajo Fin de Grado.

Las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo, son aquellas que permiten al usuario generar su propia energía eléctrica. Es decir, el

Autoconsumo fotovoltaico es la generación de energía eléctrica y su consumo en el mismo instante de producción y lugar.

Algunas de las ventajas que se pueden asociar a esta modalidad de la tecnología fotovoltaica son ([1]):

- El autoconsumo proporciona al ciudadano poder sobre el modelo energético al optar por producir su propia energía eléctrica.
- Supone un ahorro energético y económico para el consumidor. Así, teniendo en cuenta que el precio de la electricidad sube y que el precio de los equipos fotovoltaicos baja, la inversión inicial que supone se verá amortizada teniendo en cuenta que la vida útil de un panel fotovoltaico ronda los 30 años y que la instalación empieza a tener beneficios una vez hayan pasado en torno a 10 años
- El mercado inmobiliario valora muy positivamente las instalaciones fotovoltaicas incluidas en la propiedad. La mayor preocupación por el medio ambiente, y el enorme ahorro que supone la instalación de placas solares, revaloriza la propiedad y aumenta su valor en el caso que, en un futuro, decidiéramos venderla.
- El autoconsumo contribuye a la descarbonización de la energía y a mejorar la calidad del aire al contribuir con la desaparición de combustibles fósiles. Cooperando también a la reducción de los daños ocasionados por el nombrado cambio climático.
- Al disminuir el consumo de estos combustibles, se disminuirá la dependencia energética del exterior que actualmente existe en España.
- La generación eléctrica descentralizada o distribuida, tiene grandes ventajas sobre la centralizada. El autoconsumo es una tecnología de generación de clase distribuida. Una de las ventajas más destacada es que al estar la generación y el consumo en el mismo lugar, desaparecen prácticamente las pérdidas por transporte, por lo que se evitan costes.
- El autoconsumo forma parte de la transición energética que se está produciendo a nivel global. Esta transición energética contribuye a

la creación de nuevos puestos de trabajo, de estudio, de investigación y desarrollo que se vinculan en esta ocasión con el cuidado del planeta. Además, incentiva la actividad económica e industrial mejorando la competitividad de las empresas

A grandes rasgos, el esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red es el siguiente:

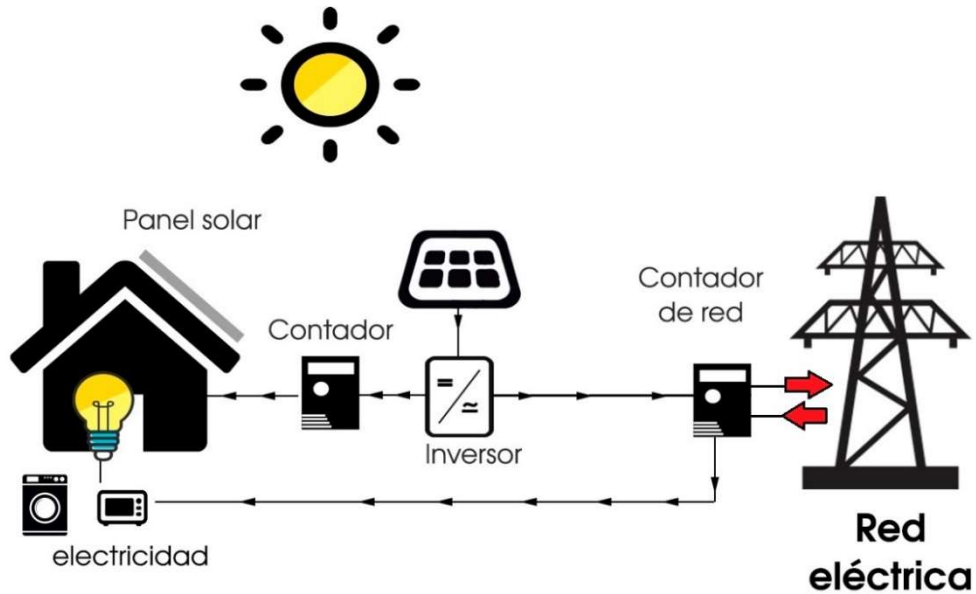


Figura 1.-Esquema Instalación Fotovoltáica de Autoconsumo (Fuente: Quetzal Ingeniería [2])

En este tipo de autoconsumo los componentes de la instalación son los siguientes:

- Paneles Fotovoltaicos.
- Inversor.
- Equipos de medida y protección.

Los paneles fotovoltaicos actúan de generador eléctrico y conectan su salida con el inversor. Las células fotovoltaicas captan la radiación solar y los átomos de silicio de los cuales están compuestas dichas células interactúan con los fotones produciendo electricidad.

El inversor es el equipo que adapta las características de tensión, frecuencia e intensidad de la energía eléctrica generada a las características demandadas por los consumos. Debido a que la tecnología fotovoltaica genera electricidad

en corriente continua, la función principal del inversor es convertir ésta en corriente alterna.

El equipo de medida contabiliza y regula la potencia que se demanda y que se genera. Siempre deberá ser inferior o igual a la contratada con la distribuidora eléctrica. En el caso del autoconsumo con vertido de la energía excedente, el contador deberá ser bidireccional de manera que se midan los consumos demandados cuando la tecnología fotovoltaica no sea suficiente y además que se mida la energía excedente inyectada.

Las protecciones eléctricas juegan un papel muy importante en una instalación fotovoltaica. Estos dispositivos de protección tienen por objetivo garantizar la seguridad de las personas y asegurar el buen funcionamiento de los equipos de la instalación, previniendo posibles incidencias como sobretensiones y sobreintensidades.

1.2. BREVE HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La historia de la Energía Solar Fotovoltaica está marcada por el desarrollo tecnológico de una forma lenta pero segura. Esto quiere decir que, en la actualidad, es una forma de generación de energía madura pero que mejora progresivamente, cuya tecnología sigue investigándose continuamente con el fin de conseguir la mayor eficiencia energética.

El primer indicio de Energía solar fotovoltaica fue un accidente, como muchos descubrimientos del mundo moderno. El descubrimiento fue gracias a Bequerel que observó que exponiendo al sol una pila electrolítica su corriente aumentaba. En 1877 en la King College de Londres se observa que el Selenio produce electricidad con la exposición a luz solar. Así, las primeras células fotovoltaicas se fabricaron a partir de este Semimetal.

El nacimiento de la utilización de paneles fotovoltaicos para la generación de energía fue en los primeros satélites que se lanzaron al espacio. La primera nave espacial en incorporar paneles fotovoltaicos fue el satélite norteamericano Explorer 1 en el año 1958. A partir de entonces, la célula de

Silicio entra en el mercado de la industria energética. Este hecho motivó a la industria de esta tecnología, comenzando así la investigación por parte de algunos gobiernos con el fin de mejorar este tipo de generación eléctrica.

A finales de los años 50 ya se comercializaban las células fotovoltaicas, pero no fue hasta la entrada del nuevo siglo, cuando la Energía Solar tomó fuerza. El creciente desarrollo industrial, el alto coste de los combustibles fósiles (primera fuente de energía) y la conciencia ambiental que se estaba creando impulsó el aprovechamiento de esta tecnología.

Hoy en día, según datos del Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (AIE PVPS), organización que vela por la seguridad energética, el desarrollo económico y la protección del medio ambiente, existe una potencia total instalada fotovoltaica de 500 GW en los países que la forman. De esos 500 GW, en 2018 se instalaron 99,8 GW ([3]).

Un artículo de la revista Energías Renovables que cita a la Agencia Internacional de la Energía, dice que la velocidad del desarrollo de la tecnología fotovoltaica, según ésta, se debe a su capacidad única para cubrir la mayoría de los segmentos del mercado, desde los sistemas individuales muy pequeños para la electrificación rural hasta las centrales eléctricas de tamaño utilitario (hoy en día de más de 1 GWp) ([4]).

1.3. DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

A partir la transición política española, alrededor de los años 1975-1986 (hasta que España formó parte de la Unión Europea) se produjo un interés social muy grande por renovarse en muchos aspectos. Y fue entonces cuando se apostó por la investigación de la Energía Solar. Así, el catedrático Antonio Luque fundó el Instituto de Energía Solar en 1979, centro perteneciente a la Universidad Politécnica de Madrid que se encargó, no solo de ser pionero en investigación en España, con respecto a la energía solar fotovoltaica, si no a nivel global proporcionando a Europa grandes conocimientos en esta materia.

España fue inicialmente uno de los primeros países a nivel mundial en investigación, desarrollo y aprovechamiento de la energía solar. Algunos de los factores por los que España se convirtió en esa potencia del Sector Fotovoltaico fueron:

- España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol. Mientras que Reino Unido cuenta con una media de entre 1200 y 1600 horas de luz solar al año, las zonas de España, Portugal y el Sur de Italia disponen de entre 2500 y 3000 horas ([5]).

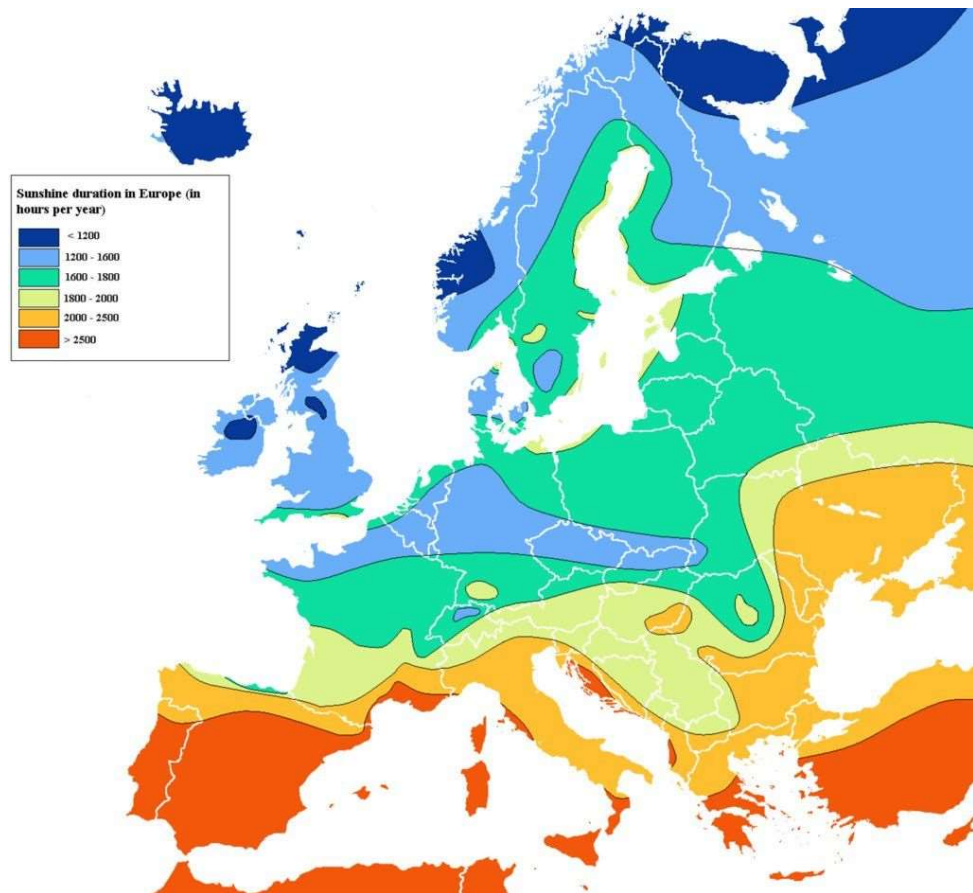


Figura 2.- Horas de luz solar al año en Europa (Fuente: Blog Geografía Infinita [5])

- Los compromisos europeos en instalación de energías renovables. Desde 1997, la Unión Europea trabajó para alcanzar el 12% de participación de las energías renovables frente al consumo total de energía en el año 2010; Para el año 2020, la recomendación de la Unión Europea fue que el porcentaje de energías renovables debería cubrir un 20% del consumo total de energía. Y actualmente, existen ya unos

objetivos para el año 2030 tales como: al menos un 32% de cuota de energías renovables, un 32,5% de mejora de la eficiencia energética y al menos un 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, con respecto a 1990 ([6]).

- La conveniencia estratégica de disminuir la gran dependencia energética exterior y aumentar la autonomía energética

Las primeras instalaciones que se realizaron en España fueron en medios rurales y en lugares donde no llegaba la red eléctrica. Este hecho colocó a España entre los primeros mercados de electrificación rural. A pesar de este hecho, existían instalaciones conectadas a red, pero no estaban incorporadas al sistema eléctrico por no existir ningún marco legal sobre ellas.

En 1998, gracias a las medidas de apoyo a las energías renovables que se llevaron a cabo en los países más desarrollados del resto de Europa, se aprueba el Real Decreto 2818/1998 ([7]) que reconocía la idea que existía de conectar a la red eléctrica los paneles fotovoltaicos y que ya proporcionaba primas por kWh instalado.

El RD 436/2004 ([8]) y el RD 661/2007 ([9]) impulsan definitivamente el desarrollo de centrales fotovoltaicas en el país. Estos Reales Decretos regulaban la actividad de producción energética en régimen especial y además estipulaban una prima de por cada kWh de energía fotovoltaica que se inyectaba a la red.

Las primas que se ofrecían se mantuvieron muy altas de forma que se produjo una “burbuja fotovoltaica” debido a que se aumentó de manera desmesurada el número de nuevas instalaciones. Además, aprovechando la situación en España, países extranjeros vinieron a instalar su fotovoltaica aquí. Estos hechos provocaron un déficit sumado al que ya había, en el Sistema Eléctrico Español.

A partir de 2008, con el Real Decreto 1578/2008 ([10]) se limitó la cantidad de potencia fotovoltaica instalable anual. Además de rebajarse las retribuciones en función del tipo de suelo y diferenciarse en tipos según potencia instalada.

En 2011, con el Real Decreto 1699/2011, ([11]) de 18 de noviembre, se reguló inicialmente el régimen de autoconsumo para instalaciones de pequeña potencia (inferior a 100kW), aunque con la publicación del Real Decreto 1/2012 ([12]) por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, la instalación de tecnología fotovoltaica se vio frenada.

Estos factores ralentizaron la construcción de nuevas plantas que en años sucesivos se vio reflejado en un declive de éstas.

El periódico digital EUOBSERVER, el cual se trata de una organización sin ánimo de lucro que proporciona información sobre la comunidad europea, realiza un barómetro año tras año con datos estimados de la energía fotovoltaica instalada en los países de los que se compone la unión europea, de éste se obtienen los siguientes datos: en España se instalaron en el año 2008 3404,762 MW, mientras que en el año 2010 solo 370 MW ([13]).

En 2013, la ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico según su artículo 1, buscaba establecer la regulación del Sector Eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste ([14]).

Dicha ley garantizaba un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido, en cuanto a las instalaciones de producción en modalidad de autoconsumo, el Artículo 9 define en qué consiste la actividad de autoconsumo y sus modalidades. Además, establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. Es decir, como sigue diciendo el artículo en su punto 3, “Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía

autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico.”

Hasta esta fecha la actividad de autoconsumo no tenía un marco legal y reglamentario específico.

En 2015, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, trata temas que no se reconocían en el RD 1699/ 2011. Entre estas condiciones destaca el conocido “Impuesto al Sol”, o de manera técnica, el Peaje de respaldo, un cargo que el consumidor debía pagar por la potencia autoconsumida si la instalación superaba los 10 kW de potencia instalada, en concepto de cubrir los costes de mantenimiento de las redes de transporte y distribución y los costes de inversiones adicionales que pudieran surgir a partir de la implantación de la generación distribuida de autoconsumo. Además, este Real Decreto implantó que los excesos de generación no serían remunerados.([15]).

El Real Decreto-Ley que enmarca la situación actual de autoconsumo en España y que da lugar al Real Decreto objeto de este Trabajo, es el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Dicho Real Decreto-Ley tiene como objetivo, entre otros, la implantación del autoconsumo con el fin de que el consumidor logre una energía más limpia y barata y se beneficie de la disminución en la factura energética que puede suponer su uso ([16]). Esta Norma se encarga de introducir tres principios fundamentales que rigen esta actividad como reflejo del amplio consenso existente en la materia entre la mayoría de grupos políticos del congreso.

- Se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos.
- Se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala.
- Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.

En el artículo 18 de este Real Decreto-Ley, se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. El artículo 9 de esta ley, al cual se ha hecho referencia con anterioridad en este texto, sufre grandes modificaciones tales como la definición y las modalidades de autoconsumo. Así, desde este momento existirá Autoconsumo sin excedentes, que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red eléctrica y Autoconsumo con excedentes, el cual si admite inyectar energía a las redes de distribución y transporte. Además, el artículo 9 modificado adapta las condiciones administrativas en cuanto a crear y gestionar los registros territoriales de autoconsumo de forma que las Comunidades Autónomas podrán hacerse cargo de este trabajo. Por otro lado, en este artículo se recoge que la energía autoconsumida de origen renovable estará exenta de todo tipo de cargos y peajes, llegando a habilitar reglamentariamente mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores con autoconsumo con excedentes para instalaciones de potencias menores a 100kW. También, se establecen las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo.

El Real Decreto-ley 15/2018 incorpora, además, la derogación los artículos 7.1 y 7.2 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, relativos a las configuraciones de medida, las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada y relativos al pago de cargos por la energía autoconsumida.

La actualización de este Real Decreto-Ley corre a cuenta del Real Decreto objeto de este proyecto, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica ([17]).

2. EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, impulsa a que el autoconsumo se realice con Generación Distribuida renovable y además establece que la energía autoconsumida estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

La misión del Real Decreto 244/2019 es completar el marco regulatorio sobre autoconsumo y el cumplimiento de las obligaciones impuestas en el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Lo que pretende es la revolución del autoconsumo español favoreciendo al sistema eléctrico y energético, a la economía general y a todos los consumidores.

Alguno de los aspectos que trata este Real Decreto son las condiciones administrativas, técnicas y económicas para la conexión a red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo, los mecanismos de compensación simplificada entre déficits y superávits de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW y la organización del registro administrativo.

Gracias a este Real Decreto se efectúa la incorporación al ordenamiento jurídico español de parte del contenido del artículo 21 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

El Real Decreto está conformado por 23 artículos y se estructura en siete capítulos, dos disposiciones adicionales, nueve disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

En el capítulo I, de acuerdo con el artículo 1, el objeto del Real Decreto es establecer:

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

- 1) Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 2) La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
- 3) El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
- 4) El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas.
- 5) La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Y según el artículo 2, el ámbito de aplicación de este Real Decreto serán las instalaciones de producción cogidas a cualquier modalidad de autoconsumo definidas en el artículo 9 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre, que se encuentren conectada a la red de transporte o distribución. Las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados solamente en caso de interrupción en la alimentación de energía eléctrica, serán exentos del cumplimiento de esta norma.

Siguiendo con el capítulo II, en el artículo 3, se encuentra definido el Autoconsumo de la siguiente manera: “De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se entenderá por autoconsumo, el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.

En el artículo 4, se establece la nueva clasificación de modalidades de autoconsumo. El Real Decreto regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Dichas modalidades son:

- a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: Las instalaciones pertenecientes a este tipo de autoconsumo estarán conectadas a la red de transporte o distribución, pero la energía excedente que sea generada por la tecnología correspondiente no se inyectará a la red. Se contará con un mecanismo antivertido conectado en el punto frontera que cortará la corriente. Se podrá comprar energía a la red cuando la generada no sea suficiente para alimentar las cargas conectadas, pero no se podrá venderla o cederla a la red.

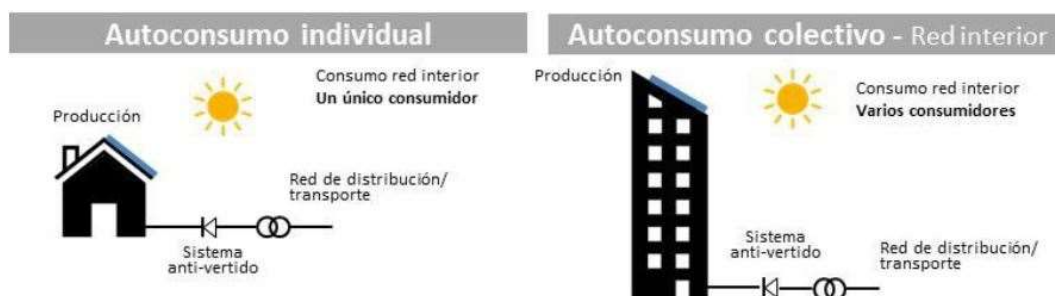


Figura 3.-Esquemas autoconsumo sin excedentes (Fuente: Guía IDAE de Autoconsumo [18])

- b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes: Las instalaciones pertenecientes a este tipo de autoconsumo estarán conectadas a la red de transporte o distribución e inyectarán la energía excedentaria de la generada para el autoconsumo, en dichas redes. Como en el anterior tipo, se podrá comprar energía a la red y además verter la energía que no se está utilizando por la instalación de consumo.

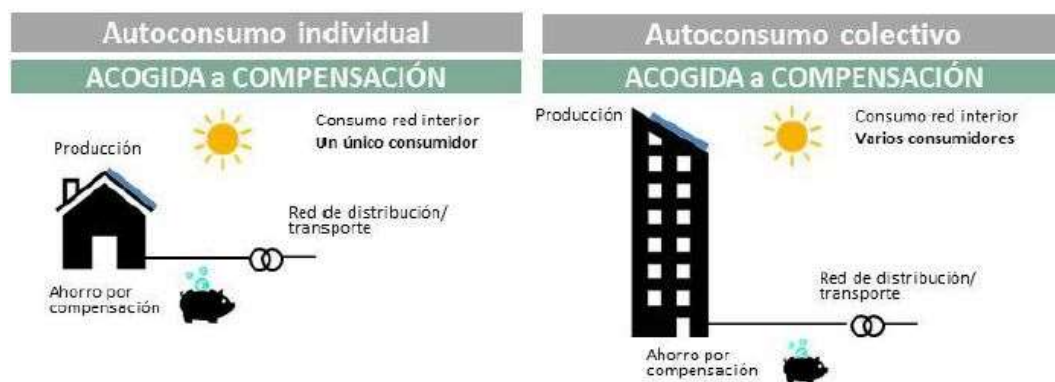


Figura 4.-Esquemas autoconsumo con excedentes (Fuente: Guía IDEA de Autoconsumo [18])

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes se divide en:

- a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Instalación de autoconsumo en la cual, el consumidor y el productor optan por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Este mecanismo se basa en que en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria inyectada valorada al precio medio del mercado menos el coste de los desvíos, si el contrato de suministro es de PVPC (Precio Voluntario Pequeño Consumidor) o al precio acordado con la comercializadora, si se dispone de un contrato de suministro con una comercializadora libre.

Cabe destacar que, en ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, según dicta el artículo 14 de este real decreto.

Para que una instalación de generación se acoja a la modalidad de autoconsumo con excedentes y con mecanismo de compensación es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

- b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Instalación de autoconsumo en la cual, el consumidor y el productor optan por no acogerse al mecanismo de compensación de excedentes o no cumplen alguna de las condiciones para poderse acoger.

Cualquiera de las modalidades definidas se podrá clasificar a su vez en autoconsumo individual y autoconsumo colectivo, siendo el autoconsumo individual aquel donde solo exista un solo consumidor asociado a la instalación de generación y el autoconsumo colectivo aquel donde existan varios consumidores.

La modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes colectivo también puede acogerse al mecanismo de compensación. Esto es un caso particular y se debe a la aparición de excedentes horarios individualizados al calcular el reparto de la generación.

Las instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas se pueden denominar de red interior o instalaciones a través de la red. Las instalaciones de red interior están conectadas a la red interior de los consumidores por líneas de enlace directo. Las instalaciones a través de la red se denominan así por estar o conectadas a la red de baja tensión del Centro de Transformación, o conectadas en baja tensión, pero a una distancia entre generación y consumo inferior a 500 metros, o por encontrarse la generación y consumos en la misma referencia catastral.

En el capítulo III se reglamenta el régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo. Se regulan temas como los requisitos generales para cogerse a una modalidad de autoconsumo, la calidad del servicio, el acceso y conexión a red de las diferentes modalidades y los contratos de acceso a red y suministro de energía.

Referente a los requisitos de medida y gestión de la energía, en el artículo 10 del capítulo IV, se regulan los equipos de medida de las instalaciones acogidas a cualquier modalidad de autoconsumo. Así, se hace imprescindible la presencia de equipos de medida para la correcta facturación de los precios, tarifas, peajes y otros costes de aplicación. Estos equipos de medida deberán

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

ser bidireccionales y estar ubicados en el punto frontera de la generación. O en su caso, disponer de dos equipos de medida, uno en el punto frontera de la generación y otro en el punto frontera con la red de transporte o distribución.

Algo novedoso de este Real Decreto es el mecanismo de compensación al que se ha hecho referencia antes. Es en el capítulo V dónde se regula la gestión de la energía eléctrica producida y consumida y es este capítulo donde se explica dicho mecanismo y sus requisitos. En el artículo 14 de este capítulo, se define el contrato de compensación de excedentes como aquel contrato firmado entre productor y consumidor para el establecimiento de un método de compensación entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas.

El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación. En el autoconsumo con excedentes, la energía procedente de la instalación que no es consumida instantáneamente se vierte a la red. En caso de que los consumidores no tengan energía autoconsumida suficiente, estos comprarán energía a la compañía distribuidora, al precio que marque su contrato de suministro. Todos los excedentes horarios de los consumidores llegarán a la comercializadora por el Operador del Sistema, éste obtiene los datos gracias al encargado de la lectura. Será la comercializadora la encargada de compensar al consumidor. El importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento el resultado de la compensación podrá ser negativo.

Cuando finaliza el periodo de facturación se realiza la compensación entre el coste de la energía comprada de la red y el valor de la energía excedentaria inyectada a la misma. Así, la energía excedentaria se valora a un cierto precio, restando ese valor al precio de la energía adquirida de la red. El importe de la energía excedentaria variará según el contrato de suministro. Si el contrato de suministro es con una comercializadora libre, la energía horaria consumida de la red y la energía horaria excedentaria serán valoradas al precio horario que se acuerde con la comercializadora. Si el contrato de suministro es al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con una comercializadora de

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

referencia, la energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del PVPC en cada hora y la energía horaria excedentaria será valorada al precio medio horario, que se obtendrá a partir de los resultados de mercado diario e intradiario en cada hora, menos los costes de los desvíos en esa hora.

Acogerse al mecanismo de compensación conlleva tener en cuenta ciertos aspectos como:

- La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía (al contrario que las centrales fotovoltaicas) y, por eso, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre.
- Se deberá remitir a la empresa distribuidora el contrato o acuerdo de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo.
- La compensación se realiza siempre dentro del periodo de facturación (máximo un mes)

El capítulo VI describe la aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo. En cuanto a los peajes de acceso, el artículo 16, que define los peajes de acceso correspondientes a los productores de energía eléctrica, cita “serán los titulares de las instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, los que deberán satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por la energía horaria excedente vertida.”

El artículo 17 hace referencia a los peajes de acceso a las redes de distribución y transporte de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo. Como se ha dicho a lo largo del texto, de acuerdo con el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de peajes.

De la misma forma, el mismo artículo dice que dichas instalaciones también estarán exentas de todo tipo de cargos.

En el artículo 18, referente a los cargos del sistema eléctrico de aplicación a las modalidades de autoconsumo cita “los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades les resultarán de aplicación los cargos del sistema eléctrico que correspondan al punto de suministro por orden de la Ministra para la Transición Ecológica.” Dichos cargos tendrán consideración de ingresos del sistema eléctrico de acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y ayudarán a financiar los costes del sistema eléctrico.

Una de las cosas que este Real Decreto renueva es la tramitación administrativa del régimen de autoconsumo. El capítulo VII regula el registro administrativo, la inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo y el régimen sancionador.

En cuanto al registro administrativo, según el artículo 19, éste será telemático, declarativo y de acceso gratuito. La Administración General del Estado tendrá potestad para con los datos remitidos por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla sobre los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de suministro con autoconsumo reguladas. Además, será responsable también de la agregación y análisis de la información recogida en el registro, pudiendo solicitar a la comunidad autónoma o Ciudad la corrección de la información remitida.

Siguiendo con el mismo artículo, el registro contendrá dos secciones. La sección primera donde los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo sin excedentes se inscribirán y la sección segunda en la que se inscribirán los consumidores acogidos a las modalidades con excedentes.

El capítulo VII finaliza con los artículos 22 y 23 que regulan la inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo y el régimen sancionador.

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

La disposición adicional primera exige unos requisitos al Operador del sistema, a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, a las Distribuidoras y a las Comercializadoras, tales como, plazos que cumplir para realizar las modificaciones pertinentes en sus protocolos con el fin de adaptarse a lo concerniente al Real Decreto 244/2019, o normas que llevar a cabo a partir de la entrada en vigor de dicho real decreto.

La disposición adicional segunda exige la remisión por parte de los gestores de las redes de transporte y distribución, de la información relativa a las instalaciones de autoconsumo antes de una fecha determinada.

Las disposiciones adicionales transitorias de este Real Decreto son nueve y los temas que tratan, según la disposición, son los siguientes:

1. Adaptación de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo existentes al amparo de lo regulado en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.
2. Configuraciones singulares de medida de las cogeneraciones.
3. Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos del sistema eléctrico a las modalidades de autoconsumo.
4. Facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados.
5. Elementos de almacenamiento
6. Término de facturación de energía reactiva.
7. Adaptación de contadores tipo 4.
8. Puesta en marcha del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
9. Ubicación especial de equipos de medida.

Existe una única disposición derogativa, la cual anula disposiciones del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo y lo recogido en el apartado 4.3.3 del capítulo 7 de la ITC-40 Real Decreto

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Finalmente, las disposiciones finales son dos y hacen referencia, la primera a una modificación en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y la segunda a la modificación de la norma ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Reglamento electrotécnico para baja tensión. Dicha modificación comprende cuatro cambios:

- El primero es un cambio en la redacción del apartado 2.c).”Las instalaciones generadoras interconectadas para autoconsumo, podrán pertenecer a las modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes o modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de autoconsumo de energía eléctrica ”.
- El Segundo, es la adición de párrafos nuevos al apartado 4.3, sobre el cumplimiento de las prescripciones de la ITC-BT-40 para todas las instalaciones de autoconsumo sea cual sea su modalidad.
- El tercero es la modificación del encabezado del cuarto párrafo del apartado 7,” Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes, con independencia de que estos ajustes podrían verse modificados por la normativa del sector eléctrico en función del generador al que aplique”.
- Y el cuarto es un nuevo anexo que se añade sobre los Sistemas para evitar el vertido de energía a la red.

El Real Decreto 244/2019 cierra con dos anexos:

- El anexo I sobre el cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red

EL REAL DECRETO 244/2019 DE AUTOCONSUMO

- El anexo II sobre la estructura del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica y de los datos que deberán ser remitidos por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla

3. ESTUDIO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EL EDIFICIO INDUVA

3.1. PRESENTACIÓN DEL EDIFICIO

El Edificio IndUVa, también conocido como Torre Aulario IndUVa está ubicado en la Sede Margelina perteneciente a la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid.

El Aulario IndUVa es un tipo de proyecto de nueva construcción cuya obra es llevada a cabo en el año 2017 y cuya fecha de entrega se corresponde con el año 2018. Junto a este proyecto, la Universidad de Valladolid está rehabilitando los edificios que integran la Sede Margelina anexos a éste, dónde se encontrarán los despachos, laboratorios, talleres, cafetería y biblioteca.

El uso característico del edificio es el uso docente, así el Aulario recoge todas las aulas de la Escuela de Ingenierías Industriales. Concretamente, el Aulario está integrado por 34 aulas de diversos tamaños repartidas entre la planta baja y las cinco alturas de las que se compone el edificio. En cada planta existen tres aulas de 96 alumnos, un aula de 60 alumnos y dos aulas para 40 alumnos lo que supone un total de 428 alumnos en cada altura. La ocupación máxima de alumnos se estima en 2523 personas.

La superficie total construida del edificio son $5845.93 m^2$, según datos del portal digital Construction21 [19] dedicado a divulgar información sobre la construcción sostenible.

3.1.1. Características

La construcción del Aulario IndUVa incorpora criterios de responsabilidad ambiental y de sostenibilidad considerando la eficiencia energética como punto principal. Este tipo de construcciones se conocen como edificaciones inteligentes y suponen una mejora considerable contribuyendo a la reducción de la contaminación y por tanto reduciendo el cambio climático.

En cuanto a las condiciones de sostenibilidad, el Aulario es un Edificio de Energía casi nula, lo que significa que su construcción contribuye a la reducción de gases contaminantes y al mismo tiempo disminuye de forma notable el consumo de energía al incorporar fuentes de energías renovables. Este tipo de edificios tiene en cuenta las condiciones climáticas del entorno para aprovechar el mismo de forma eficiente y sostenible.

Un edificio de energía casi nula es un edificio de alto rendimiento energético cuyo principal objetivo además de disminuir sus emisiones, es el ahorro económico que se consigue a lo largo del ciclo de vida del edificio teniendo en cuenta la inversión inicial.

Algunas de las características que hacen del IndUVa un edificio inteligente son ([20]):

- Empleo de un sistema de pozos canadienses (geotermia) en apoyo al sistema de ventilación. Este sistema se trata de un intercambiador de calor que, dependiendo la época del año, calienta o enfría el aire que es captado del exterior y que discurre por unas tuberías ubicadas en el subsuelo. Esta solución se adapta según la época de año.
- Ventilación nocturna, renovación de aire y enfriamiento.
- Control de soleamiento mediante la tamización que producen las pantallas filtrantes que componen las lamas horizontales que introducen la luz al fondo de cada aula.
- Diseño de diversos tratamientos de las fachadas en función de la orientación, considerando el calendario escolar y la previsión de ganancias térmicas.
- Incremento de la iluminación natural interior mediante fibra óptica. Este sistema incluye la colocación de dispositivos receptores giratorios en cubierta que mediante haces de cables de fibra óptica transportan la luz natural al mismo tiempo que mantienen todo el espectro de la luz solar.

- Sistema de gestión del edificio (BMS) con regulación automática digital, incluyendo el sistema de gestión de iluminación DALI.
- Exigencia de instalaciones, equipos y aparatos (ascensores, etc.) de alta eficiencia y certificación ambiental.
- Gran aislamiento térmico ($U=0.20/0.15 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ \text{C}$), eliminando puentes térmicos, y con carpinterías de alto aislamiento y vidrio de baja emisividad y transmitancia cercana a $U=1,10 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ \text{C}$, para un mayor control térmico con el objetivo de reducir el consumo en calefacción y electricidad.

Además de las características mencionadas, el Aulario IndUVa está integrado por Energías Renovables que contribuyen a la eficiencia del edificio.

Aparte de que el edificio se conecte al sistema de calefacción de la Universidad de Valladolid que funciona con combustibles de bajas emisiones tratándose en este caso de Biomasa, el IndUVa posee en su fachada ventilada, orientada al Sur-Este, paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, el sistema de pozos canadienses se podría clasificar entre las fuentes renovables que aprovecha el edificio por tratarse de un sistema que utiliza la energía geotérmica de apoyo al sistema de climatización.

Su contribución a la sostenibilidad mereció el Gran Premio de Construcción Sostenible en la categoría de Edificios en el concurso internacional dirigido por la red Construction21 (gestionada por la Cátedra Unesco de Ciclo de Vida y Cambio Climático Esci-UPF) "Green Solutions Awards 2018", que destacan edificios, distritos e infraestructuras ejemplares que contribuyen a la lucha contra el cambio climático ([19]).

3.2. PLANTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN FACHADA VENTILADA

La planta fotovoltaica instalada en la torre Aulario, en la actualidad, no se encuentra conectada a red. En los apartados posteriores se simulará la instalación fotovoltaica integrada en la fachada del Aulario IndUVa con conexión a red a través del programa de simulación PVSyst.

3.2.1. Descripción de la instalación

El Diseño del Aulario IndUVa es de volumetría simple y su estructura rectangular es perfecta para integrar en su fachada paneles fotovoltaicos.

Estos paneles, por estar integrados en la fachada ventilada del edificio tendrán una inclinación de 90° con respecto a la horizontal del suelo.

La fachada donde se ha optado por situar dichos paneles está orientada al Sur-Este, aproximadamente a 45° Este del Sur, es decir, la instalación cuenta con un azimut de -45° . El azimut es el ángulo de orientación sobre la superficie terrestre teniendo como referencia el Sur, es decir, es la separación en dirección este-oeste con respecto al sur.

Dicha instalación cuenta con un total de 272 paneles fotovoltaicos que se disponen en vertical y están centrados y ajustados a la parte superior de la fachada. En total la superficie ocupada es de $196 m^2$.

La instalación de los paneles fotovoltaicos en este lugar del edificio cumple con la misión de divulgación de la energía renovable fotovoltaica debido a que es visible y accesible por todas las personas que visitan estas instalaciones.

3.2.2. Estudio de la planta fotovoltaica con la Herramienta de Simulación PVSyst

3.2.2.1. Programa de simulación PVSyst

PVSyst se trata de un potente software que permite el estudio, dimensionamiento, simulación y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos a través de herramientas de diseño preliminar y de diseño de proyecto.

Dentro de las herramientas de las que se compone dicho programa destaca la base de datos de PVGIS que recoge información meteorológica de irradiación global y difusa, y la latitud, longitud y altitud del lugar donde se quiere realizar la instalación.

PVGIS es una página web que da valores interpolados para cualquier localidad geográfica de Europa y África, gracias a la red de estaciones meteorológicas que posee en toda Europa y las mediciones por satélites realizadas en África. Además de la página web PVGIS se puede obtener información meteorológica de otras páginas como AEMET, METEONORM... etc.

Esta base meteorológica posibilita el dimensionamiento de la instalación en función de su ubicación, el cálculo óptimo de inclinación y orientación y la representación en tres dimensiones que permite añadir sombreados para el posterior cálculo de producción teniendo en cuenta las pérdidas más reales según la orientación del sol.

Para el dimensionamiento de la instalación objeto se han utilizado datos de la base meteorológica PVGIS.

El programa PVSyst proporciona la posibilidad de elegir entre el diseño de una instalación conectada a red, una instalación aislada y una instalación de bombeo.

Los programas de simulación de sistemas fotovoltaicos son de gran importancia a la hora de realizar un proyecto. Estos programas permiten realizar cálculos para una gran variedad de condiciones con el fin de obtener una estimación de la energía producida, la rentabilidad del proyecto y el beneficio que aporta.

3.2.2.2. Desarrollo de la simulación

A continuación, se explicará el proceso que se ha seguido para realizar la simulación de la Planta fotovoltaica integrada en el edificio Aulario IndUVa con conexión a red.

En primer lugar, antes de elegir la clase de proyecto que se va a simular, se elegirá la base de datos meteorológicos a utilizar. Para eso, desde la página

web de PVGIS se importan los datos recogidos en tablas al programa PVSyst de manera que éste guarde la base de datos calculada para su posterior uso.

En segundo lugar, elegimos el proyecto a diseñar. Como se ha dicho antes, PVSyst ofrece la posibilidad de calcular la simulación de una instalación fotovoltaica conectada a red, aislada o una instalación de bombeo. Eligiendo la opción de conectado a red, el programa te dirige a la siguiente pantalla:

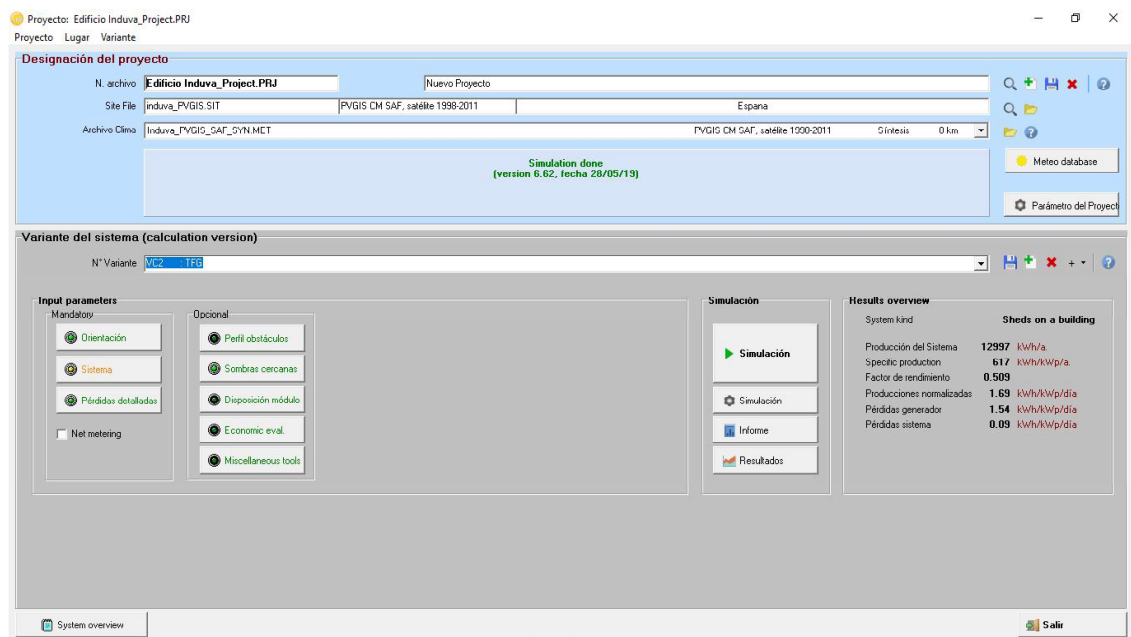


Figura 5.- Aspecto del programa PVSyst de conexión a red

Como se puede observar, la ventana se divide en dos partes de dos colores diferentes:

Por un lado, “Designación del proyecto”, desde donde se accederá a la base de datos meteorológicos calculada previamente y desde donde se podrá dar nombre al proyecto que a continuación se desarrollará o importar otro proyecto ya creado, también conectado a red.

Por otro lado, “Variante del sistema”, donde se designarán las características de la instalación, tales como:

1) Orientación:

Permite al usuario definir el tipo de instalación o tipo de campo que se va a simular en cuanto a posición, orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.

Las instalaciones podrán ser:

- De plano inclinado fijo:

Para las instalaciones fijas, como es el caso del presente proyecto, se deberá introducir los parámetros del campo correspondientes a la inclinación del plano (90°) y al Acimut (-45°). PVSyst ofrece la información de observar para qué época del año es más óptima la instalación dependiendo el uso que se le quiera dar a ésta. Según la ayuda del programa, para instalaciones conectadas a red, en las que el precio de venta de la energía no varía en exceso durante todo el año, es conveniente optimizar la instalación de forma anual, es decir, maximizar la energía anual.

El factor que se encarga de optimizar la instalación se conoce como Factor de Transposición y se define como la relación entre la irradiación incidente en el plano y la irradiación incidente en el plano horizontal. Esta herramienta calcula la orientación más adecuada. Y, además, en forma de porcentaje, calcula lo que se pierde cuando no está orientado de manera óptima. A mayor Factor de Transposición, mayor es la irradiación que llega a los paneles fotovoltaicos y menores son las pérdidas.

La figura 6 es la pantalla que se visualiza a la hora de elegir el tipo de instalación. Las gráficas que se muestran en dicha figura representan las curvas del factor de transposición en función de la inclinación del plano y en función de la orientación.

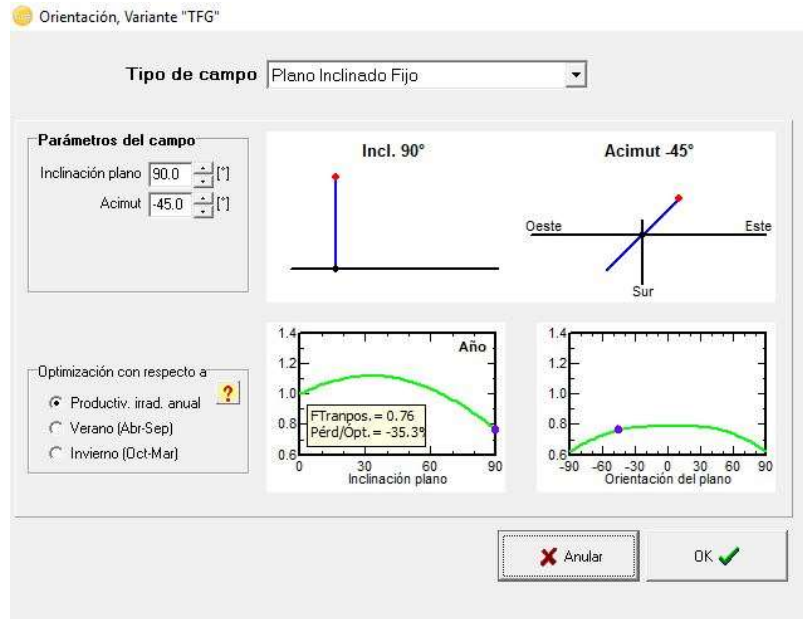


Figura 6.-Vista del programa PVSyst correspondiente a la edición del subapartado Orientación.

Curvas del Factor de Transposición calculadas por PVSyst

Observando las gráficas, para la inclinación del plano (90°), el programa calcula un factor de transposición bastante más inferior que el que se podría obtener para la inclinación ideal de 30° . Siendo éste factor 0.76.

Sin embargo, para la orientación del plano con respecto al sur (-45°), el Factor de Transposición no difiere demasiado del que se obtendría si el acimut fuera de 0° (orientación ideal).

- Con seguimiento:

PVSyst ofrece la posibilidad de simular instalaciones fotovoltaicas en las que los paneles fotovoltaicos se disponen en sistemas que orientan su ángulo de inclinación a lo largo del día siguiendo la trayectoria del sol y optimizando al máximo la producción de energía. Estos sistemas se conocen como Seguidores.

Existen Seguidores a un eje que mueven los paneles en una dirección (Norte-Sur o Este-Oeste) y Seguidores a dos ejes que mueven los paneles en dos direcciones.

El movimiento se hace posible gracias a un motor eléctrico colocado en cada Seguidor.

- De varias orientaciones:

En la opción de la instalación de plano fijo solo existía una orientación de los paneles. El programa, en esta opción, permite dar a una instalación de plano fijo diferentes orientaciones a los módulos fotovoltaicos.

- Con ajuste de inclinación estacional:

De la misma forma que la opción anterior, la opción de una instalación con ajuste de inclinación estacional se refiere a una instalación que según la época del año y según qué meses se definan cómo verano o invierno, se tendrá una inclinación de los módulos u otra.

- De cobertizos ilimitados:

El programa imita las condiciones de una instalación de plano inclinado fijo. Llama “cobertizo” a la estructura mecánica que soporta los paneles. En el argot fotovoltaico español es lo que se conoce como Mesa. El cálculo del sombreado de esta opción supone el número de mesas ilimitadas cuando las mesas son muy largas con respecto a su ancho

- De parasoles ilimitadas:

Este tipo de instalación hace referencia a las protecciones que se utilizan en las instalaciones solares fotovoltaicas.

2) Sistema:

En este apartado se designan los componentes de la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, habrá que definir el número de tipos de subcampos del que se compone la instalación. Estos subcampos corresponden a las divisiones que puede tener o no, el campo solar que forman todos los paneles fotovoltaicos.

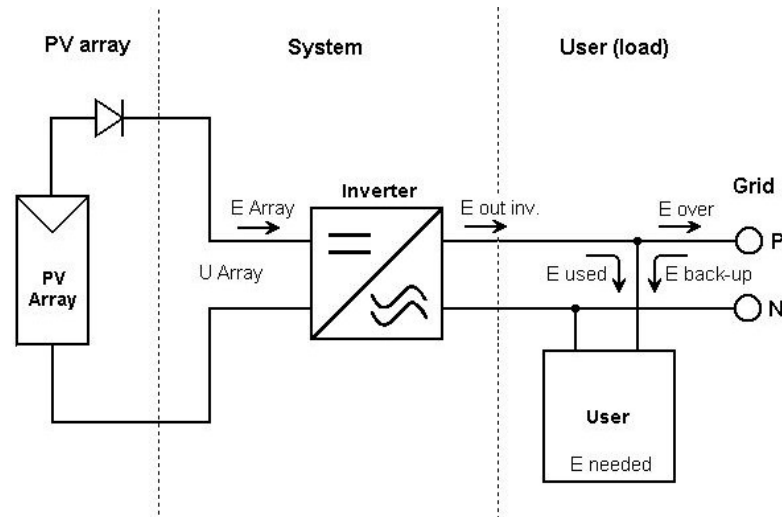


Figura 7.- Esquema conexión entre subcampos e inversor proporcionado por PVSyst

En este caso, para la instalación solar objeto, es necesario definir dos subcampos (como se muestra en la figura 7) debido a que el tipo de inversor que se conectará a los paneles, con el fin de transformar la corriente continua en corriente alterna, tiene dos entradas y cada una de ellas es un seguidor de máxima potencia (MMP).

Cada subcampo estará formado por un conjunto de paneles que estarán referenciados uno a la entrada principal y otro a la entrada secundaria.

Cada uno de estos dos campos tendrá un seguimiento del punto de máxima potencia diferente, es decir cada entrada regulará la energía que llega de manera que, para un valor de corriente y tensión, se obtenga la máxima potencia.

A continuación, se dispone la figura 8 donde se muestra la información referente al apartado "Sistema". Cada subcampo aparece en la imagen como "sub-generador 1" y "sub-generador 2". A la hora de seleccionar el Módulo Fotovoltaico y el Inversor se elegirá el mismo para ambos subcampos.

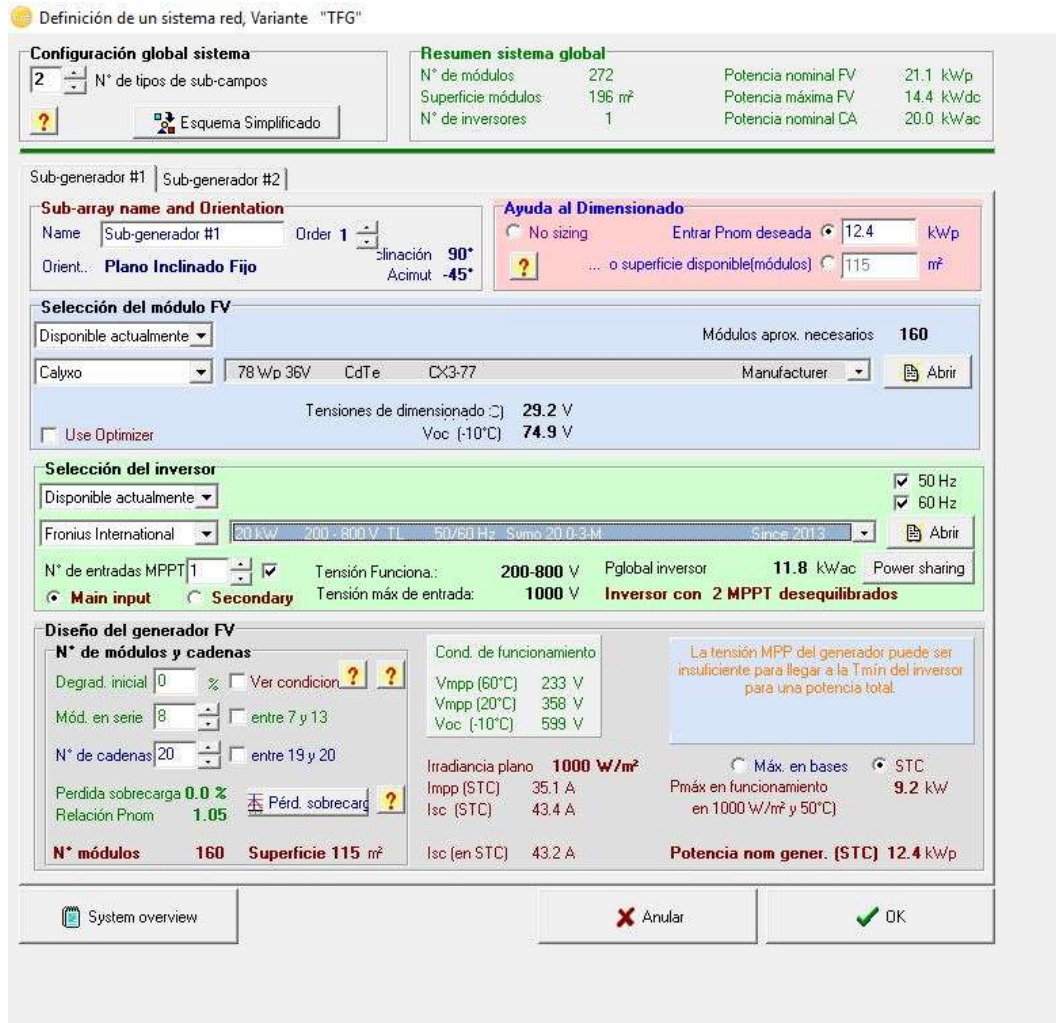


Figura 8.- Vista del programa PVSyst correspondiente a la edición del subapartado Sistema

El Módulo Fotovoltaico pertenece a la marca CALYXO y tiene las siguientes características:

MÓDULO FOTOVOLTAICO	CX3-77 CALYXO
Potencia nominal en STC (P_{MPP})	77.5 W
Corriente (I_{MPP})	1.83 A
Voltaje (V_{MPP})	43 V
Dimensiones (mm)	600 x 1200 mm
Espesor (mm)	7 mm
Peso (Kg)	12 Kg
Material	Silicio Amorfo

Tabla 1.- Características de los paneles fotovoltaicos

Las condiciones de funcionamiento son las condiciones estándar que se utilizan en los ensayos de paneles fotovoltaicos:

- Radiación solar de 1000 W/m^2
- Temperatura de la célula 25°C
- Valor espectral 1.5 AM.

El dimensionado de los paneles se realizará a partir de la potencia que el inversor puede convertir, es decir, el programa PVSyst calculará el número de paneles que serán necesarios para cubrir la potencia que suministra el Inversor.

El inversor utilizado es el modelo 20.3-3-M de la serie SYMO perteneciente a la marca FRONIUS. Se trata de un inversor trifásico sin transformador válido para todo tipo de instalaciones. Según el fabricante es perfecto para ubicarlo en superficies irregulares como tejados o azoteas.

Las características del dispositivo se recogen en la siguiente tabla:

INVERSOR	FRONIUS SYMO 20.3-3-M
Rango de tensión MMP (U_{MMP} mín) – (U_{MMP} máx)	420 - 800 V
Máxima salida del generador FV (P de máx)	30 kW
Potencia nominal CA (P_{CA})	20 kW
Máxima potencia de salida (kVA)	20 kVA
Máxima corriente de salida (A)	28.9 A
Peso (Kg)	43.4 Kg
Rendimiento	97.9 %

Tabla 2.- Características del inversor

Las condiciones de funcionamiento que utiliza el programa para realizar la simulación están dentro del rango de tensiones que el programa registra para ese inversor y se muestran en la figura 8.

$$U_{MMP} (60^{\circ}\text{C}) = 233 \text{ V}$$

$$U_{MMP} (20^{\circ}\text{C}) = 358 \text{ V}$$

$$U_{OC} (-10^{\circ}\text{C}) = 599 \text{ V}$$

Según el inversor seleccionado la tensión a la que funciona se encuentra entre 200V-800V, siendo la tensión máxima de entrada 1000 V.

A la hora del diseño del número de módulos y cadenas que tendrán nuestros campos, PVSyst te proporciona una Ayuda para el Dimensionado teniendo la opción de introducir la potencia que se desea que cada campo suministre.

Teniendo en cuenta que existe una potencia instalada en paneles total de 21.1kWp, se han distribuido los kWp de manera que el primer subcampo, el que se conecta a la entrada principal, tenga 12.4 kWp y el segundo, el conectado a la entrada secundaria, 8.7 kWp.

Las potencias asignadas a la entrada principal y a la entrada secundaria se han calculado a partir de la disposición de los paneles. Se ha supuesto que existen 8 paneles en serie por cada cadena. En total existen 272 paneles, si calculamos el número de cadenas dividiendo el total de los paneles entre los paneles que forman una, se obtienen 34 cadenas. A la hora de dividir las cadenas entre las entradas del inversor se ha optado por separar en 20 y 14 cadenas

El programa te proporciona un rango de módulos en serie y un rango de cadenas (número de series de módulos conectados en paralelo) en el que la conexión será segura estando dentro de los límites de tensión.

Como se ha dicho antes, el número de módulos en serie para el subcampo conectado a la entrada principal del inversor será 8 y el número de cadenas, 20. De manera que, se comprueba con dos simples operaciones la potencia que entrega dicho subcampo:

$$\text{N}^\circ \text{ paneles} = 20 \text{ cadenas} * 8 \text{ paneles en serie} = 160 \text{ Paneles}$$

(3.1)

$$\text{Potencia subcampo 1} = \text{N}^\circ \text{ paneles} * \text{Potencia nominal} = 160 * 77.5 \text{ W} = 12400 \text{ W}$$

(3.2)

De la misma forma, para el segundo subcampo conectado a la entrada secundaria del inversor, con una potencia estimada del campo de 9 kW, se han elegido 8 módulos en serie conectados en 14 cadenas.

Comprobando la potencia total del subcampo se obtiene:

$$\text{N}^\circ \text{ paneles} = 14 \text{ cadenas} * 8 \text{ paneles en serie} = 112 \text{ Paneles}$$

(3.3)

$$\text{Potencia subcampo 1} = \text{N}^\circ \text{ paneles} * \text{Potencia nominal} = 112 * 77.5 \text{ W} = 8680 \text{ W}$$

(3.4)

En total la instalación se ha dimensionado para 272 paneles fotovoltaicos que ocupan 196 m^2 .

Además de seleccionar la manera de conectar los paneles, el programa PVSyst te proporciona la opción de introducir el Grado de Degradación inicial de éstos. Se trata de un índice que te proporciona el fabricante y que indica la degeneración de las cualidades del panel desde el momento de la instalación hasta pasado cierto tiempo. En este caso, la degradación inicial es 0% puesto que el fabricante de los paneles utilizados ya incluye el índice de degradación en sus características.

Cada subapartado es llave para acceder al siguiente, es decir, sin definir en primer lugar, "Orientación" no se podrá tener acceso al apartado "Sistema". Una vez definido "Sistema" se tendrá acceso al resto de opciones que te proporciona el programa como la definición de pérdidas o la programación de sombras.

Cuando dentro de un subapartado las variables elegidas son adecuadas y coherentes con el sistema elegido, la etiqueta del subapartado se vuelve de color verde indicando la posibilidad de seguir con la simulación.

Siguiendo con el resto de apartados, los dos siguientes representan los factores que pueden ocasionar pérdidas.

3) Pérdidas detalladas

Este apartado recoge las pérdidas térmicas de aislamiento, pérdidas óhmicas, pérdidas por polvo y suciedad, periodos de indisponibilidad del sistema y pérdidas IAM entre otros factores.

Las pérdidas térmicas vienen dadas por el factor de pérdidas que PVSyst asocia a este tipo de instalación.

Las pérdidas óhmicas se calculan a continuación:

El programa de simulación te ofrece un cálculo detallado de las pérdidas óhmicas. Las pérdidas óhmicas son aquellas que se producen debido a las caídas de tensión que se dan a lo largo del cableado. Existen pérdidas de este tipo en el circuito de Corriente Continua y en el circuito de Corriente Alterna. Las pérdidas que se calcularán en este apartado se corresponden con las del circuito de Corriente Continua. Este circuito abarca, por un lado, la conexión de las cadenas de módulos y, por otro lado, el cableado de estas hasta la entrada del inversor. PVSyst calcula estas dos caídas de tensión para cada subcampo.

Para el cálculo de estas pérdidas es necesario introducir los metros de cable que existen y, además, la sección que se utiliza en cada ocasión. No será la misma sección para el conexionado de las cadenas que para el cableado de estas hasta el inversor. La sección de estos tramos depende de las corrientes que circulan por ellos.

Se estima una longitud de cableado para las cadenas de módulos de un metro con una sección mínima de 1.5 mm^2 debido a que la corriente que se calcula que pase por la cadena es de 1.8 A. Para la conexión de las 14 cadenas, que conectan un subcampo hasta la entrada secundaria del inversor se utiliza un cable de sección mayor debido a que la corriente aumenta. La longitud del cableado es de 20 m y la sección en este caso es 4 mm^2 para una corriente de 25.8 A. La caída de tensión que calcula el programa hasta esta entrada es de 94 mOhm que expresado en voltios son 2.42 V.

Para la entrada principal, que agrupa las 20 cadenas restantes, la caída de tensión se ha calculado para una longitud hasta el inversor de 20 m y para una corriente de 36.9 A. La sección que se necesita en este caso será de 6 mm^2 . Se obtiene una caída de tensión de la línea de 62.7 mOhm, que expresado en voltios son 2.31 V.

Es importante dimensionar adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente para disminuir estas pérdidas.

En cuanto a las pérdidas por polvo y suciedad, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por los módulos fotovoltaicos. La presencia de suciedades localizadas (como excrementos de aves) da lugar a pérdidas por mismatch, explicadas en posteriores apartados, por formación de puntos calientes.

Las pérdidas IAM representan las pérdidas espectrales del módulo fotovoltaico. Estas pérdidas se dan debido a que las condiciones estándar de medida (1000 W/m^2 y 25° C) implican una incidencia de la radiación perpendicular y un espectro estándar AM1.5 pero durante el proceso de captación ni la incidencia es perpendicular ni el espectro es estándar en todo momento. Las pérdidas tienen lugar debido a que la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente.

4) Perfil de obstáculos

Calcula a través del diagrama solar y la figura de sombra que se quiera dibujar la línea del perfil de obstáculos que se encuentra el sol con la inclinación de 90° y el acimut de -45° . Para este caso no se ha dibujado ningún perfil de obstáculos.

5) Sombras cercanas:

La introducción en el programa de las sombras que afectarán a la instalación se realiza a través de este punto. La ventana correspondiente a este apartado ofrece el aspecto de la figura 1:

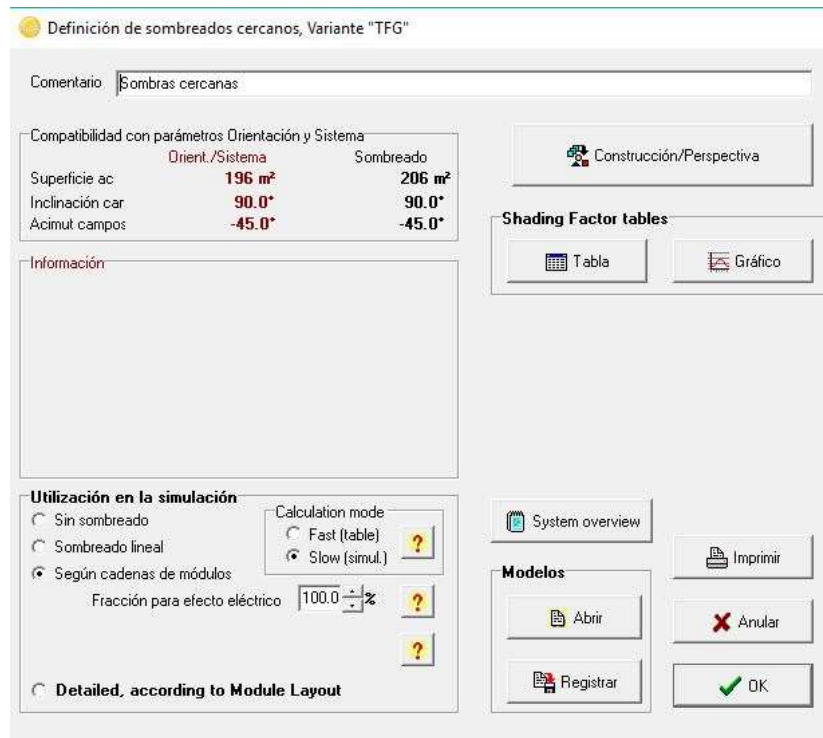


Figura 9.- Vista del programa PVSyst correspondiente a la edición del subapartado Sombras Cercanas

PVSyst ofrece una herramienta de dibujo 3D que renderiza las formas geométricas con el fin de visualizar la instalación lo más parecida a la realidad posible. Esta opción se consigue a través de “Construcción/Perspectiva”.

El aspecto de la instalación con ayuda de la herramienta es el siguiente:

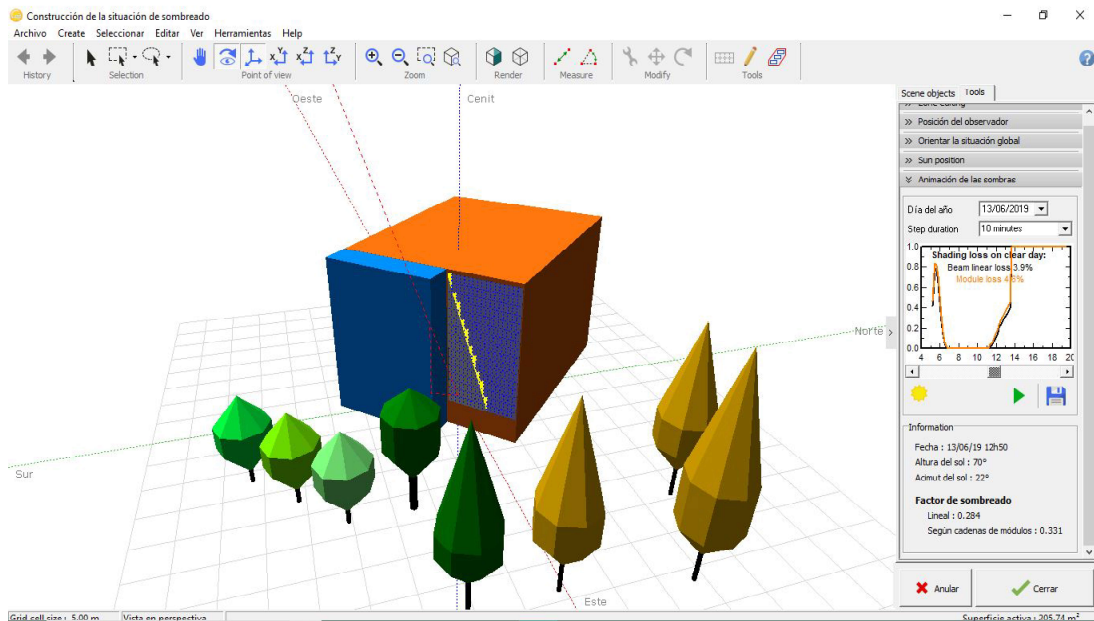


Figura 10.- Entorno de trabajo de la Herramienta de dibujo en 3D de PVSyst –

Proyección de las sombras a lo largo del día.

Este apartado sirve para tener en cuenta las pérdidas por sombras que pueden darse a la hora de realizar los cálculos de la simulación. PVSyst ofrece el dibujo de los Paneles Fotovoltaicos, de edificios, de objetos como árboles, y también el dibujo de tejados.

La herramienta permite orientar el dibujo en el espacio introduciendo un nuevo azimut, además de permitir elegir la posición del sol pudiendo seleccionar el día y la hora del que queremos obtener la radiación, puesto que las sombras no serán las mismas un día de invierno que un día de verano.

Una ventaja de esta herramienta de dibujo es la posibilidad de observar de forma animada la proyección del sol sobre los paneles fotovoltaicos y el efecto de sombra que provocan los objetos cercanos a lo largo de las horas del día, lo que se muestra en la figura 12. Además, en esta figura se integra una gráfica donde se refleja el factor de sombreado a lo largo de las horas del día. Siendo éste mayor que cero a partir de las 11:30h p.m. aproximadamente.

En este mismo apartado, se selecciona de qué forma utilizar las sombras a la hora de hacer los cálculos en la simulación. Las opciones son las siguientes:

- “Sin sombreado”: no se utilizarán las sombras dibujadas para el cálculo de las pérdidas de la instalación.
- “Sombreado lineal”: no se tiene en cuenta la conexión eléctrica de los paneles. El programa disminuye la irradiancia que llega a la instalación. Si existe una sombra, en lugar de que ésta solo afecte a la cadena a la que pertenece el módulo sombreado, toda la instalación se ve afectada por la disminución de irradiancia.
- “Según cadenas de módulos”: Seleccionando esta opción se eligen las condiciones iniciales del sistema (las que se han indicado) para el cálculo de las sombras en la simulación.
- “Detallado, según disposición de módulos”: esta opción permite visualizar y diseñar las conexiones de los paneles de la instalación basándose en las condiciones iniciales del sistema, es decir, dos campos de paneles los cuales tienen ocho módulos en serie con 14 y 20 cadenas respectivamente.

6) Disposición de Módulos:

Seleccionando “Detallado, según disposición de módulos”, es necesario designar el agrupamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos en el apartado **Disposición de Módulos**.

El programa en primer lugar, permite introducir la posición (centrados en la superficie a ocupar) y orientación (verticales).

En segundo lugar, muestra la opción de escoger entre atribución de los módulos de forma manual o automática.

Se opta por la Atribución Automática y el programa asigna a cada panel sus hermanos en serie y realiza la conexión eléctrica de 14 y 20 cadenas como se definió en las condiciones del sistema.

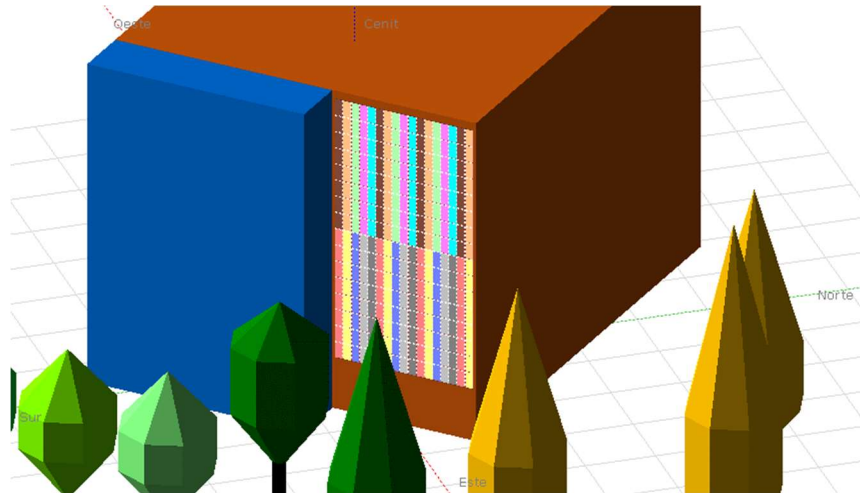


Figura 11.- Disposición de módulos a través de la asignación automática de PVSyst.

En tercer lugar, después de definir la disposición de los módulos el programa, a través de la herramienta 3D mencionada antes, proporciona la visualización de la simulación de las sombras proyectadas en los campos fotovoltaicos a lo largo de las 24 h del día.

En esta opción, como diferencia de la animación de sombras de la figura 12, se observan datos reales de la irradiancia global incidente y de la irradiancia difusa que afecta a los paneles. También se observa sobre qué cadenas directamente se proyectan las sombras.

Irradiancia total incidente: 397 W/m^2

Irradiancia difusa: 146 W/m^2

Altura del sol: 71.2°

Acimut del sol: -13.4°

Como similitud, se podrá elegir la fecha del año de la que se quiere obtener las sombras.

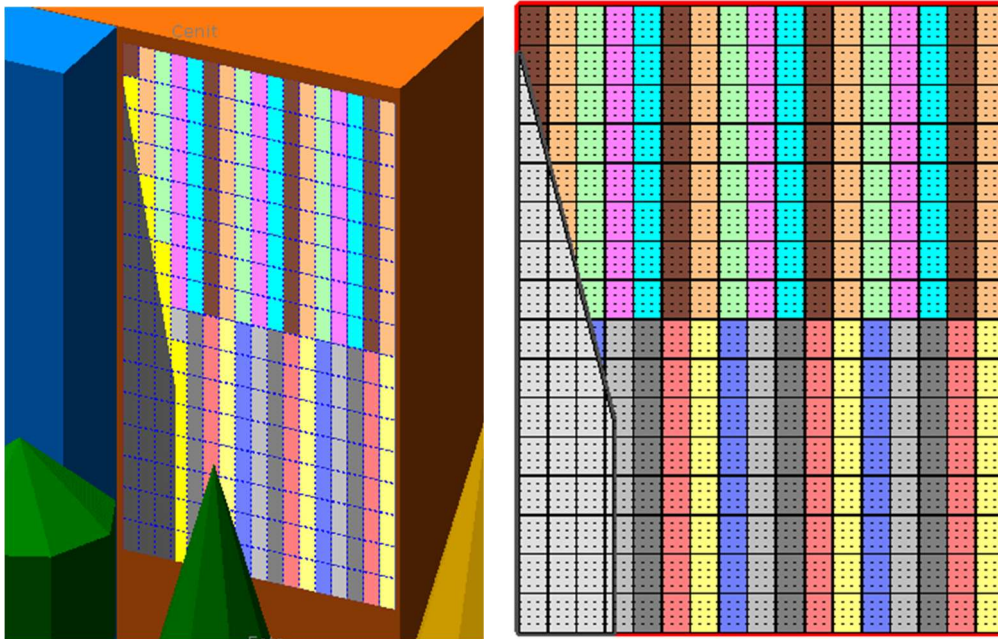


Figura 12.- Proyección de las sombras que producen los árboles y la escalera de emergencia sobre la planta fotovoltaica el día 13/06/2019 a las 12h p.m.

La disposición de los módulos se realiza de manera que los paneles en serie, como se aprecia en la figura 12, están unidos verticalmente. Los 8 paneles que forman una cadena se representan del mismo color y en línea vertical. La razón por la que el cosido de los paneles se realiza verticalmente recae en el objetivo de minimizar las pérdidas por sombreado. Si se conectaran en horizontal y un panel se sombrease y el de por encima de él también estuviera sombreado, las cadenas afectadas por la sombra serían dos al pertenecer éstos a cadenas diferentes. Si se conectan en vertical, estaría afectada por la sombra solo una cadena.

En último lugar, el cálculo de sombreado que se realiza en este apartado, a la hora de ejecutar la animación de sombras, existe para cada campo fotovoltaico asociado a cada entrada MMP de los inversores. Así, se calculan las curvas I/V de cada entrada para recoger la eficiencia de los paneles. Dichas curvas representan pares de valores de tensión e intensidad en los que puede encontrarse funcionando la célula fotovoltaica a temperatura constante.

La corriente representada es la generada por la radiación solar cuando impacta en la célula. Cuanto más aumente la irradiancia que reciben los paneles, mayor será la intensidad a la que operan.

La curva I/V de una cadena de módulos se calcula sumando los voltajes de las características I/V de todos los módulos de dicha cadena. Y la curva característica asociada a una de las entradas MMP del inversor se calcula sumando las corrientes de todas las cadenas

Para la curva característica de cada entrada el inversor buscará el punto de máxima potencia. Esto fijará la tensión de operación, como se aprecia en la figura 13, y la corriente de operación de cada cadena.

A continuación, se representan las curvas para el día 13/06/2019 a las 12h p.m. de la entrada principal y secundaria.

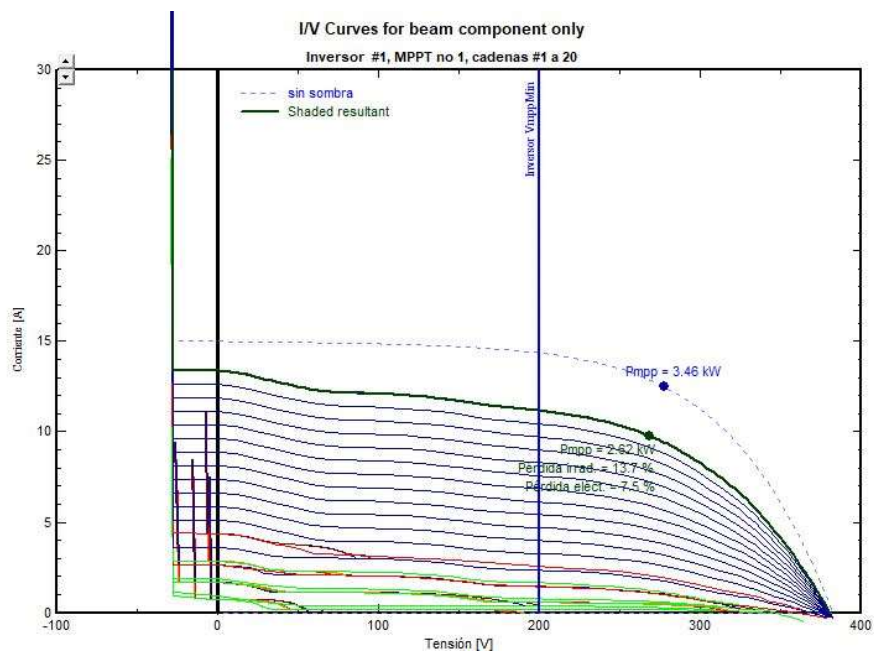


Figura 13.- Curva I/V de la entrada principal del inversor el día 13/06/2019 a las 12h p.m. y de las cadenas asignadas a dicha entrada

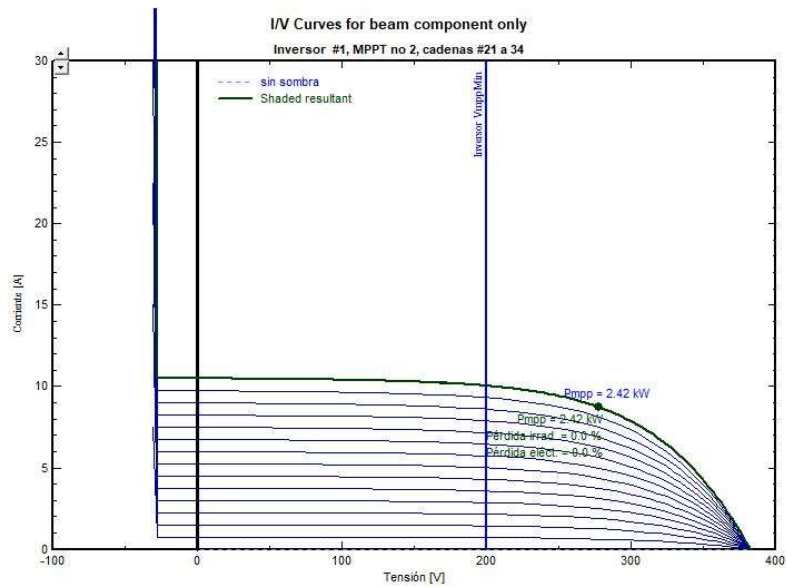


Figura 14.- Curva I/V de la entrada secundaria del inversor el día 13/06/2019 a las 12h p.m. y de las cadenas asignadas a dicha entrada

Se aprecia que la entrada principal opera con una corriente entorno a los 13 A y una tensión de 200 V, por lo que su punto de máxima potencia se encuentra en 2.62kW.

La entrada secundaria opera con una corriente de 12 A y con a una tensión de 200 V, por lo que su punto de máxima potencia se sitúa en 2.42 kW.

En contraste con las gráficas anteriores, a continuación, se mostrará las curvas I/V para ambas entradas en el mismo día seleccionado, pero a las 9h a.m. dónde todavía no hay sombras proyectadas en los paneles.

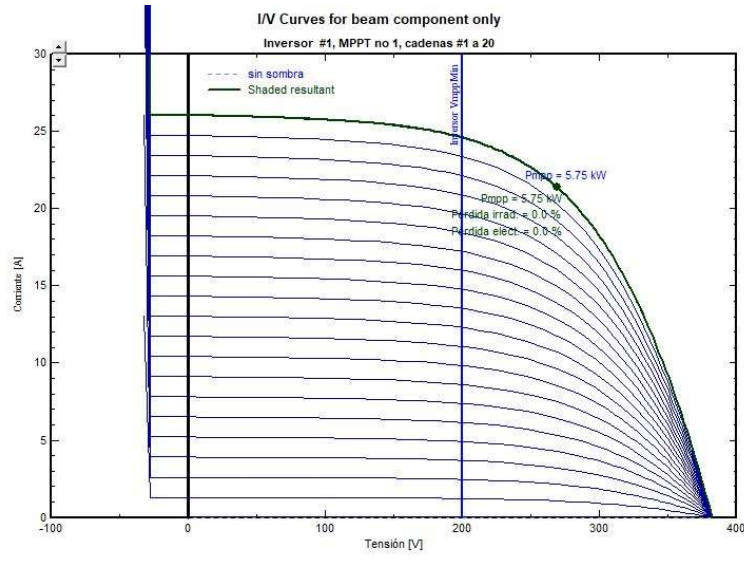


Figura 15.- Curva I/V de la entrada principal del inversor el día 13/06/2019 a las 9h p.m. y de las cadenas asignadas a dicha entrada

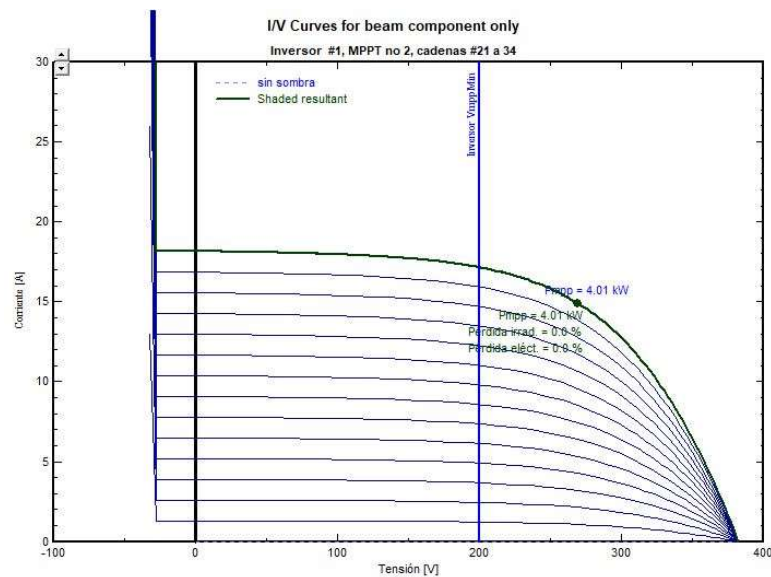


Figura 16.- Curva I/V de la entrada principal del inversor el día 13/06/2019 a las 9h p.m. y de las cadenas asignadas a dicha entrada

Como no hay proyección de sombras, la radiación que absorben los paneles es mucho mayor llegando a ser el punto de máxima potencia en esta ocasión de 5.75 kW para la entrada principal y de 4 kW para la entrada secundaria.

Se aprecia pues, que en la instalación objeto juegan un gran papel las sombras de los árboles y de la escalera pues a partir de las 12h p.m. comienzan a aparecer sobre la planta fotovoltaica reduciendo la producción de potencia del panel hasta la mitad.

A pesar de que la versión del programa utilizada no reconoce los paneles de silicio amorfo para la asignación de módulos prevista, los datos que ofrece sobre el cálculo de las curvas I/V son muy útiles para el análisis del punto de funcionamiento que como se ha comprobado, varía en gran medida dependiendo la hora del día. El cálculo de estas curvas nos da información sobre cuando se produce energía eléctrica con mayor eficiencia.

3.2.2.3. Análisis de la simulación calculada por el programa PVSyst

Una vez ejecutada la simulación, el apartado Resultados ofrece un resumen de los principales datos obtenidos de los cálculos.

Además de estos datos se pueden obtener tablas o gráficos de las variables que se quieran seleccionar según la información que se quiera obtener.

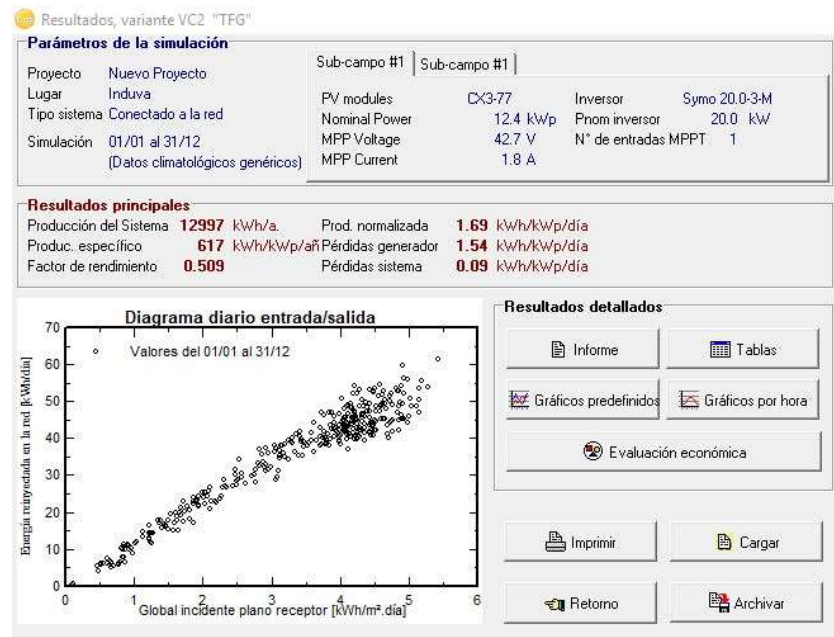


Figura 17.- Vista del programa PVSyst correspondiente al apartado Simulación-Resultados.

RESULTADOS PRINCIPALES

En el presente apartado se comentará el informe de simulación que calcula el programa y se acompañará con explicaciones y gráficos sacados del mismo. A continuación, se desarrollará la información que aparece en la figura 17.

- Producción del sistema

La Producción del Sistema es la Producción Anual y se calcula a partir de la producción media diaria la cual, se obtiene del Diagrama diario entrada/salida anterior.

$$\begin{aligned} \text{Producción anual [kWh]} &= \text{Producción media diaria [kWh]} * 365 \text{ días} \\ &= 12997 \text{ kWh} \end{aligned}$$

(3.5)

- Producto específico:

El Producto Específico son las horas equivalentes de la instalación, es decir, el cociente entre la Producción de Energía Anual y la Potencia instalada. Es el periodo que la radiación solar toma un valor igual a 1000 W/m².

$$\text{Horas equivalentes [h]} = \frac{\text{Producción Anual [kWh]}}{\text{Potencia instalada [kWp]}} = \frac{12997}{21.1} = 617 \text{ h}$$

(3.6)

- Factor de rendimiento o Performance Ratio:

El factor de rendimiento es la relación entre la Energía real que se obtiene a la salida del inversor y la Energía que se produciría si el sistema funcionara continuamente con su eficiencia nominal en las condiciones STC, a la que llamaremos Energía nominal. La Energía nominal de la instalación se obtiene a partir de la irradiancia incidente medida en un año.

El factor de rendimiento se representa como un porcentaje e indica que proporción de la energía está realmente disponible tras haber descartado pérdidas energéticas. Cuanto más cercano al 100% sea el factor de rendimiento, mejores condiciones tendrá la instalación y trabajará de forma más efectiva.

$$\begin{aligned}
 \text{Factor de rendimiento [PR]} &= \frac{\text{Energía real anual [kWh]}}{\text{Energía nominal [kWh]}} = \\
 &= \frac{\text{Energía real anual [kWh]}}{\text{Irradiación global incidente [kWh/m}^2\text{] * Superficie paneles [m}^2\text{] * rendimiento paneles}} = \\
 &= \frac{12997 \text{ kWh}}{1211,7 * 196 * 0.1093} = 0.50 \\
 &(3.7)
 \end{aligned}$$

INFORME DE SIMULACIÓN

Si se desea un archivo con resultados más detallados el programa genera un Informe donde se recogen los Parámetros de la simulación para cada campo de paneles, un diagrama de iso-sombreado de las sombras cercanas, gráficas de los Resultados Principales y un Diagrama desglosado de pérdidas que afectan a toda la instalación.

a) Parámetros de simulación:

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Nuevo Proyecto		
Lugar geográfico	Induva	País	España
Ubicación	Latitud 41.65° N	Longitud	-4.70° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud	702 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos:	Induva	PVGIS CM SAF, satélite 1998-2011 - Síntesis	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación 90°	Acimut	-45°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %
Características generadores FV (2 Tipo de generador definido)			
Módulo FV	CdTe	Modelo	CX3-77
Custom parameters definition		Fabricante	CALYXO
Sub-generador "Sub-generador #1"			
Número de módulos FV	En serie	8 módulos	En paralelo 20 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	160	Pnom unitaria 77.5 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	12.40 kWp	En cond. funciona. 9.23 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	263 V	I mpp 35 A
Sub-generador "Sub-generador #2"			
Número de módulos FV	En serie	8 módulos	En paralelo 14 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	112	Pnom unitaria 77.5 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	8.68 kWp	En cond. funciona. 6.46 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	263 V	I mpp 25 A
Total	Potencia global generadores	Nominal (STC)	21 kWp
	Superficie módulos		196 m²
		Total	272 módulos
		Superf. célula	181 m²

ESTUDIO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Inversor	Modelo	Symo 20.0-3-M	
Original PVsyst database	Fabricante	Fronius International	
Características	Tensión Funciona.	200-800 V	Phom unitaria 20.0 kWac
Sub-generador "Sub-generador #1"	Nº de inversores	1 * MPPT 0.55	Potencia total 11.8 kWac
Sub-generador "Sub-generador #2"	Nº de inversores	1 * MPPT 0.45	Potencia total 8.2 kWac
Total	Nº de inversores	1	Potencia total 20 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 15.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1 139 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#2 199 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Global	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión 0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.2 % en STC
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas	-0.6 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas	0.8 % en MPP
Module average degradation	Year no 1	Loss factor	7.6 %/year
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS 0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = $1 - b_0 (1/\cos i - 1)$	Parám. bo	0.05
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 períodos	Fracción de tiempo	2.0 %

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Figura 18.- Parámetros iniciales de la simulación recogidos en el informe generado por el programa PVsyst

b) Sombras cercanas

Las sombras cercanas se recogen en el Informe en forma de Diagrama Iso-Sombreado

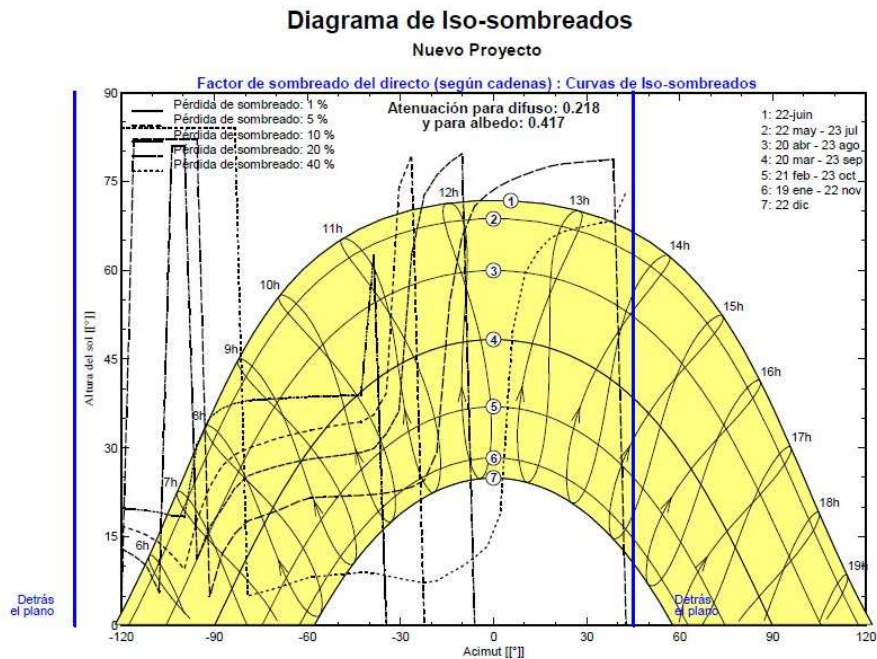


Figura 19.- Diagrama de sombras de la instalación

El diagrama Iso-Sombreado representa el espectro de sombras que tiene la instalación a lo largo de las horas del día.

En los ejes de este diagrama se enfrentan el acimut del sol y su altura describiendo las trayectorias que realiza la estrella en el lugar de emplazamiento de la instalación objeto.

Las sombras son representadas a través de las líneas que se superponen en el diagrama de la trayectoria solar. Se diferencian cinco tipos de línea dependiendo del porcentaje de pérdidas que supongan a la instalación.

El área que queda bajo las líneas es el espectro de sombras que se proyecta sobre los módulos fotovoltaicos.

Por ejemplo, se puede observar que el día 22 de junio, la instalación comienza a sombreadarse alrededor de las 11:30h a.m., la línea de pérdidas de sombreado correspondiente al 5% se superpone a la curva de la trayectoria solar cuando el sol tiene una altura de 70° y un acimut de -30° .

Para el día 13 de junio, calculado en los apartados anteriores, el espectro de sombras será muy parecido al del día 22.

c) Resultados principales

En el Informe, los Resultados Principales están acompañados por dos diagramas de barras y una tabla que recoge dichos resultados. Los datos que se recogen son mensuales.

En el diagrama correspondiente a la Figura 20, se representan en color morado, las pérdidas ocasionadas por el generador fotovoltaico debido a sombras o a polvo y suciedad. En color rojo, está representada la Energía útil producida a la salida del inversor y, por último, el color verde es la Pérdida del sistema debida al inversor puesto que, como es sabido, no tiene un rendimiento del 100%.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 21.08 kWp

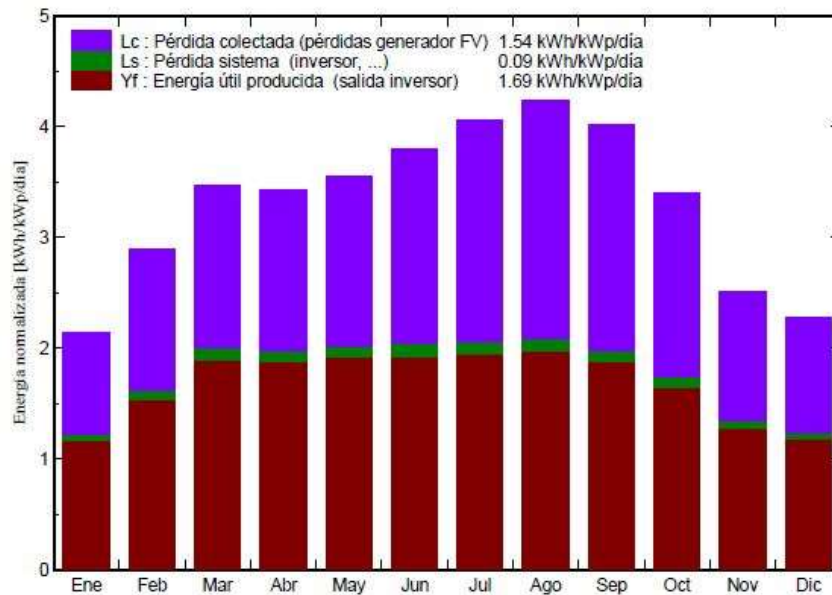


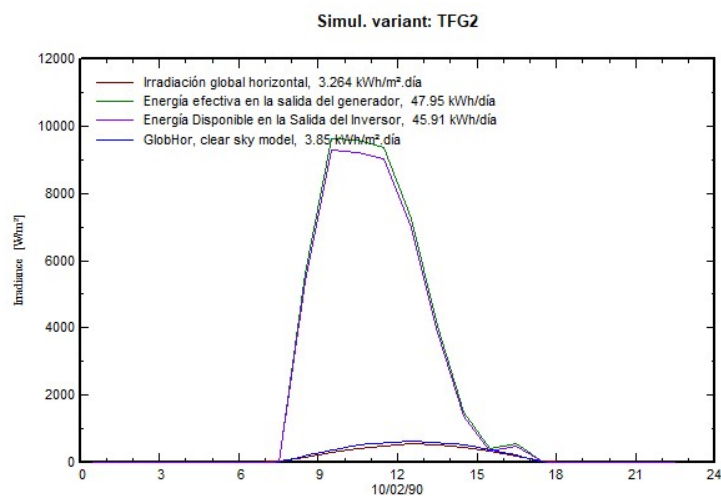
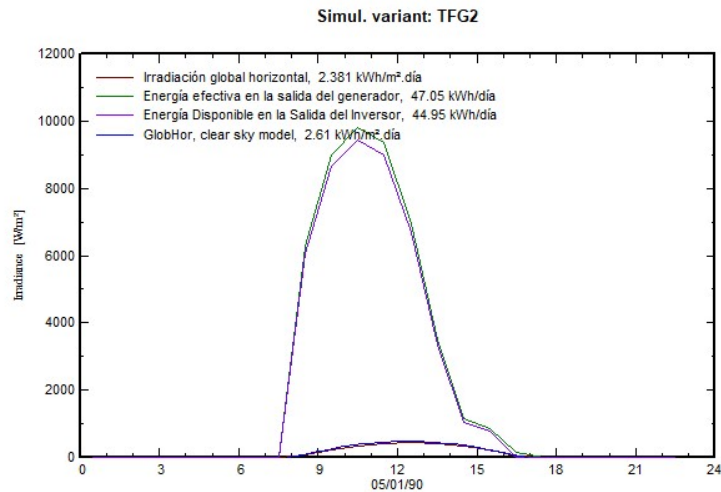
Figura 20.- Diagrama comparativo: Energía producida y pérdidas en el generador FV

Se trata de un diagrama comparativo y muy visual que cuantifica las pérdidas y la energía útil producida de manera mensual.

Se observa que en los meses de marzo a septiembre la energía útil producida a la salida del inversor es mayor que en los meses de invierno, octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero. Destaca que, en los meses previos a la estación estival, marzo, abril y mayo la energía producida es similar a la de los meses de verano, cuando la radiación del sol es muy superior a la de estos. En una instalación ideal, con la inclinación óptima para la zona geográfica donde se encuentra situada la planta, sería de esperar que en los meses de verano la producción fuera mayor. En este caso, la inclinación a 90° de los paneles fotovoltaicos y la "inclinación del planeta" que, por tratarse del solsticio de verano, el polo norte está más inclinado hacia el sol, hace que la estrella alcance su posición más alta en el cielo y la cantidad de luz que llega al hemisferio norte sea mayor. Los rayos inciden con más perpendicularidad sobre la superficie terrestre de los trópicos. Estos hechos hacen que no se aprecie el aumento de radiación en cuanto a la producción.

El programa PVSyst ofrece la posibilidad de obtener gráficos que muestran la energía producida por el generador a lo largo del día. A continuación, los diagramas de la figura 21, representan la energía de un día de enero, febrero, mayo, agosto y octubre, respectivamente.

A simple vista se aprecia que la producción de energía es mayor en las horas cercanas al mediodía (desde 8 a.m. hasta 1 p.m.). Si la planta fotovoltaica estudiada se pusiera en funcionamiento como instalación de autoconsumo, este hecho sería beneficioso pues que la producción de más energía sea en ese horario es rentable ya que se espera que en esas horas del día el consumo sea el mayor. Este suceso tiene lugar debido a la orientación del edificio Sur-Este.



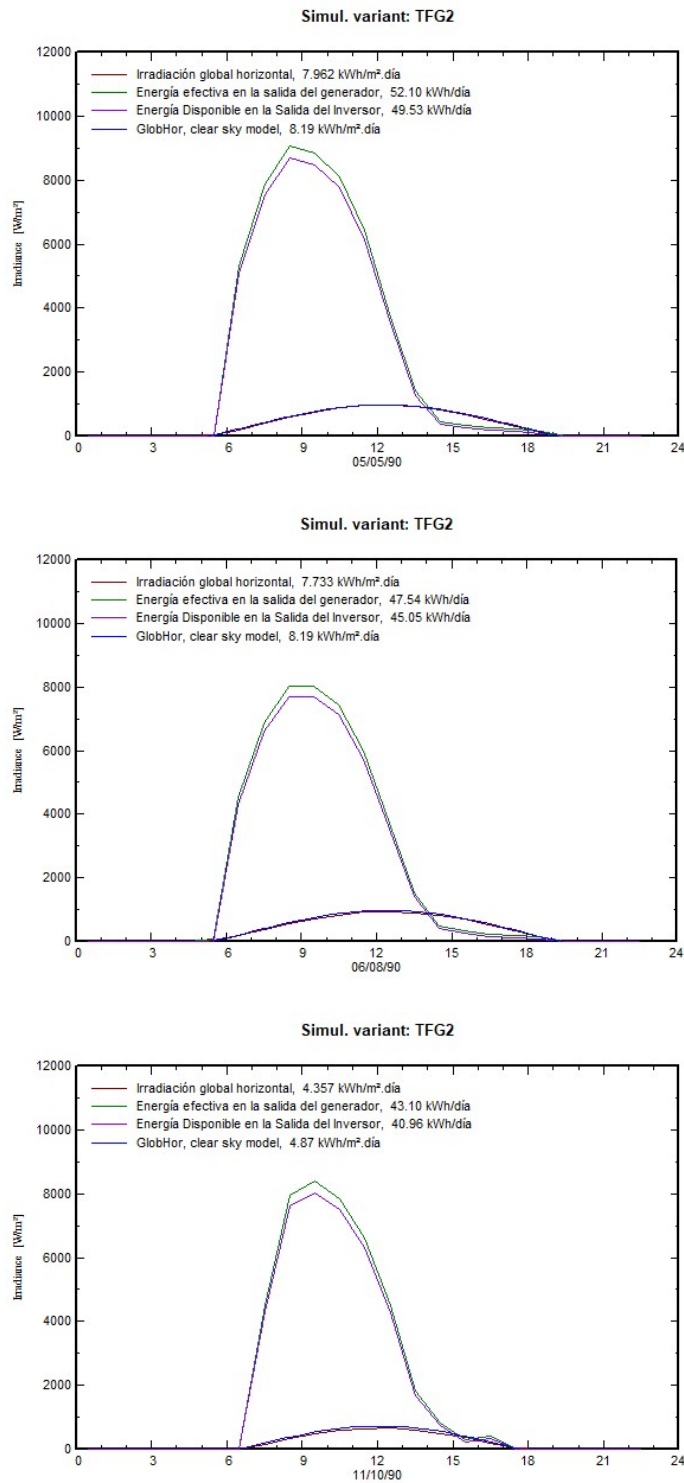


Figura 21.-Diagrama de la energía producida por el generador a lo largo de un día en diferentes meses del año.

Además de la energía producida por el generador, se han representado la irradiancia horizontal, la energía a la salida del inversor, y la irradiancia horizontal un día sin nubes.

Volviendo a la figura 20, se observa que las pérdidas en los módulos fotovoltaicos se incrementan en los meses de verano. Un factor por el que las pérdidas pueden ser mayores en los meses de verano, puede ser la temperatura. El calor afecta negativamente a las placas solares disminuyendo su rendimiento. El incremento de la temperatura influye especialmente en la tensión de operación, disminuyendo ésta a medida que la temperatura aumenta. Por el contrario, la intensidad se mantiene constante o en su defecto se incrementa ligeramente.

Como resultado, la potencia entregada por los paneles disminuirá.

El diagrama de la figura 22 representa la variación que tiene el factor de rendimiento de la instalación en los diferentes meses del año.

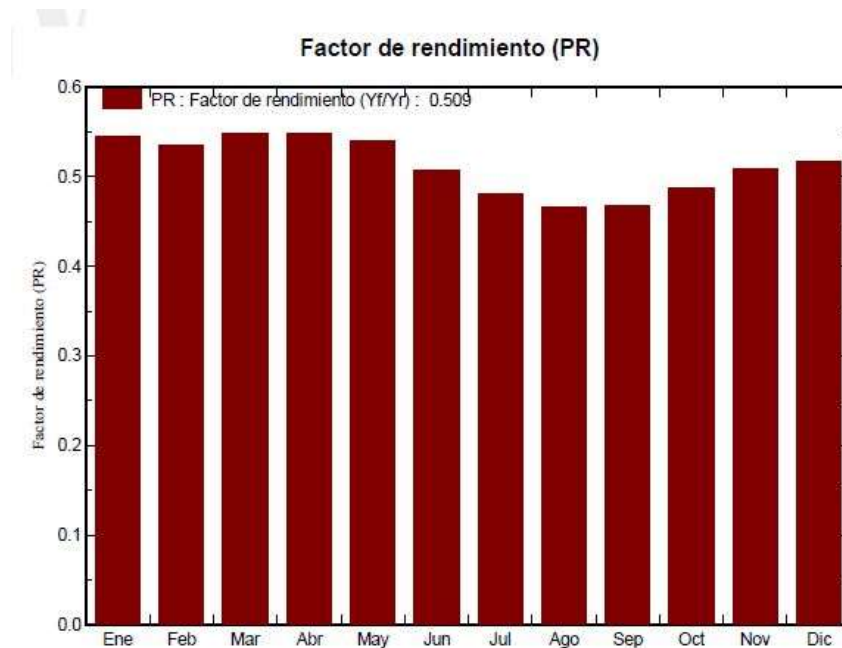


Figura 22.- Diagrama del Factor de rendimiento de la instalación

En este diagrama se aprecia la disminución del Factor de rendimiento en los meses mencionados antes por la influencia de las pérdidas por sombreados, pérdidas de envejecimiento de los módulos, pérdidas por cableado, pérdidas de eficiencia del inversor y por la influencia de la temperatura.

Si las pérdidas no supusieran un porcentaje tan elevado el factor de rendimiento se acercaría a 1. En este caso, el Factor de rendimiento más alto es 0.548 en los meses de marzo y abril.

La tabla de la figura 23 recoge datos numéricos de variables que no han sido representadas en los diagramas anteriores como son las Irradiancias Globales, la Energía a la salida del generador, la Energía disponible que es producida una vez contabilizada las pérdidas o la Temperatura Ambiente. Los datos recogidos son mensuales.

A modo aclarativo, la irradiación global horizontal incluye la radiación directa y la difusa y se refiere a la irradiancia cuyo ángulo de incidencia forma 90° con los paneles, la Global incidente se refiere a la irradiancia total que incide en los paneles en el plano receptor y la Global efectivo es la irradiancia que reciben los paneles después de restar las pérdidas de sombreados y el factor IAM (Incident Angle Modifer).

TFG
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	53.6	29.50	4.20	66.5	45.1	0.804	0.763	0.544
Febrero	80.4	34.55	4.50	81.0	57.3	0.960	0.912	0.534
Marzo	134.5	57.85	7.90	107.5	80.7	1.306	1.242	0.548
Abril	156.0	65.52	11.30	103.0	78.7	1.254	1.189	0.548
Mayo	199.0	73.64	14.80	110.2	85.0	1.325	1.254	0.540
Junio	221.7	68.73	19.30	113.9	87.2	1.291	1.219	0.508
Julio	241.2	55.47	22.80	125.7	99.0	1.349	1.274	0.481
Agosto	210.8	50.59	22.60	131.5	103.1	1.367	1.293	0.466
Septiembre	155.7	45.15	18.80	120.6	92.2	1.253	1.187	0.467
Octubre	107.3	41.83	13.70	105.4	75.7	1.139	1.081	0.487
Noviembre	63.6	30.53	8.10	75.5	50.9	0.855	0.810	0.509
Diciembre	50.5	25.77	4.50	70.9	46.8	0.813	0.772	0.516
Año	1674.3	579.13	12.76	1211.7	901.8	13.717	12.997	0.509

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

Figura 23.- Tabla del informe que proporciona PVSyst con los resultados principales

Se observa que la energía total generada en la instalación en su totalidad en un año asciende a 12.997 MWh. Este valor final es el que se inyectaría a la red

en el caso de no existir Autoconsumo. En el caso a estudiar, sería la energía que utilizaría el Edificio en un año para cubrir su demanda.

d) Diagrama desglosado de pérdidas

En último lugar, en el Informe proporcionado por el programa, se encuentra el Diagrama de pérdidas durante todo el año (Figura 24).

Este diagrama presenta de una manera segregada los diferentes factores de pérdidas que se producen en los elementos de la instalación y su influencia sobre la producción total de energía. Así, estas pérdidas se han clasificado en distintos apartados, desde la recepción de la irradiancia solar por parte de los módulos fotovoltaicos, pasando por las pérdidas en corriente continua una vez generada la energía y finalizando con las pérdidas en la salida del inversor en corriente alterna.

Diagrama de pérdida durante todo el año

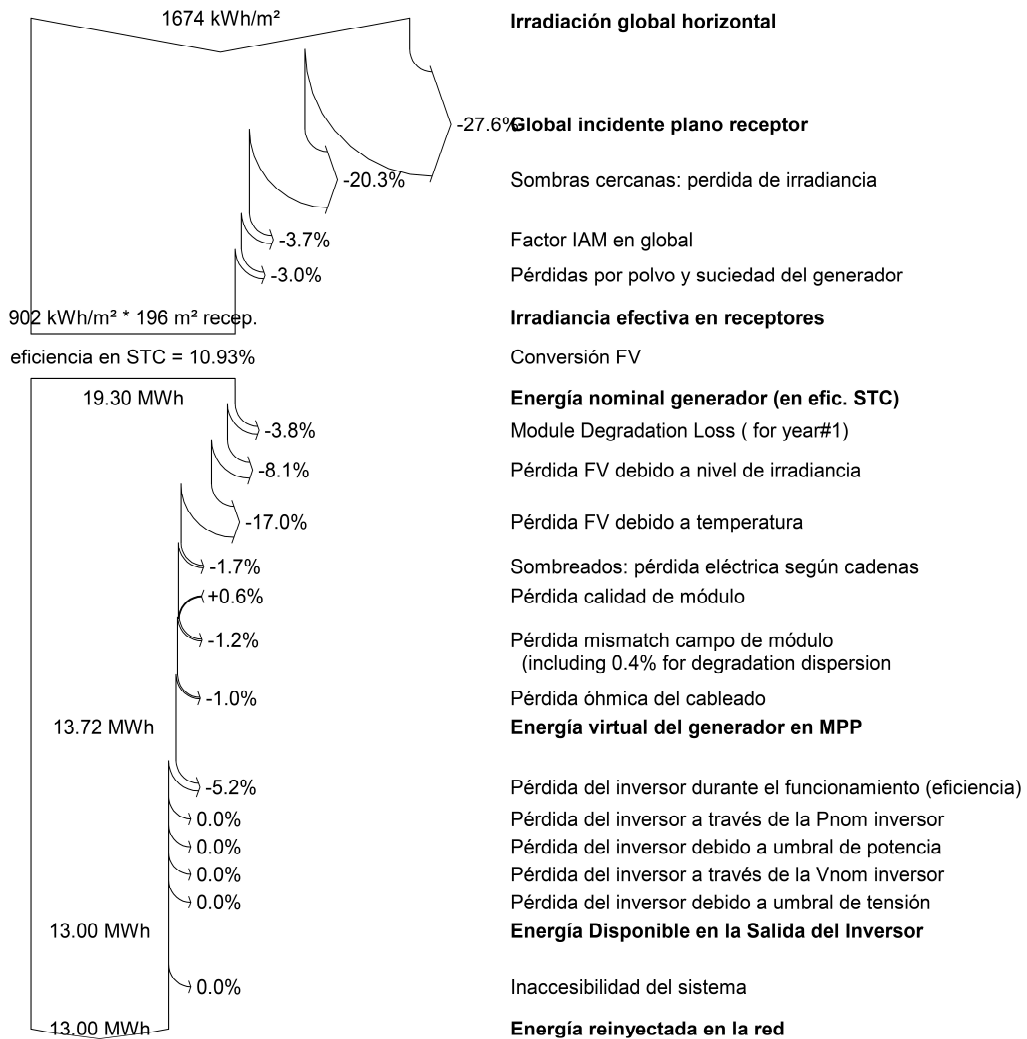


Figura 24.- Diagrama desglosado de las pérdidas de la instalación durante un año

Irradiación global horizontal:

En primer lugar, en la parte superior del diagrama está representada la Irradiación global horizontal, como una flecha cuya punta tiene dirección hacia abajo. Ésta abarca la irradiación difusa y directa y hace referencia a toda la irradiación que recibe un metro cuadrado de una superficie horizontal.

A continuación, se describirán las pérdidas que afectan a la irradiancia global:

1) Global Incidente plano receptor: -27.6%

Como se ha explicado antes, la irradiancia global incidente es aquella que llega a los paneles una vez se han tenido cuenta las pérdidas por orientación, posición e inclinación de los módulos fotovoltaicos. Dichas pérdidas suponen un 27.6% sobre el total y se corresponden con el mayor porcentaje representado en el diagrama.

Para justificar las pérdidas en el plano receptor se puede obtener la relación entre la irradiación global horizontal y la irradiación global incidente para cada mes del año. Se observa que la relación entre las dos irradiancias en los meses del solsticio de invierno, la irradiancia incidente supera la irradiancia global horizontal, esto se debe a la inclinación de la tierra respecto al sol en esa época del año. En el solsticio de invierno, en el hemisferio norte, los rayos del sol no inciden sobre la superficie terrestre con la perpendicularidad que lo hacen en el solsticio de verano. En esta época los rayos del sol son perpendiculares en el ecuador. Ahora la inclinación de la tierra respecto del sol hace que el planeta este más alejado de la estrella. Al no incidir totalmente perpendiculares, se hace posible una mayor recepción de radiación incidente.

	Glob Hor kWh/m ²	Glob Inc kWh/m ²	Glob Inc/Glob Hor
Enero	53.60	66.5	1.24
Febrero	80.40	81.00	1.00
Marzo	134.50	107.50	0.79
Abril	156.00	103.00	0.66
Mayo	199.00	110.20	0.55
Junio	221.70	113.90	0.51
Julio	241.20	125.70	0.52
Agosto	210.80	131.50	0.62
Septiembre	155.70	120.60	0.77
Octubre	107.30	105.40	0.98
Noviembre	63.60	75.50	1.19
Diciembre	50.50	70.90	1.40
Año	1674.30	1211.70	0.72

Tabla 3.- Relación entre la radiación solar horizontal y la incidente en los paneles solares.

2) Sombras cercanas: pérdida de irradiancia -20.3%

Las pérdidas por sombras cercanas como son la escalera de emergencia del edificio o los arboles próximos a la instalación suponen un 20.3% de pérdidas.

3) Factor IAM global: -3.7%

El factor IAM se trata de un índice que contabiliza las pérdidas por reflexión según el ángulo de incidencia del Sol. Sus siglas son “Incident Angle Modifier”.

Como se sabe la posición del sol varía durante el día y durante las estaciones, por lo tanto, también varía el ángulo con el cual los rayos solares entran en contacto con una superficie. Los aportes dependen de la orientación y de la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

4) Pérdidas por polvo y suciedad: -3.0%

En una instalación solar fotovoltaica no se debe perder de vista el mantenimiento y limpieza de los módulos fotovoltaicos. Pues la suciedad de éstos puede llegar a producir rendimientos bajos. Precisamente, los paneles utilizados no se encuentran en un lugar de fácil acceso para su mantenimiento por estar anclados a la pared lo que supondrá la acumulación de suciedad. Es recomendado por los fabricantes un mantenimiento de periodicidad anual.

Una vez, tenidos en cuenta los factores que dan lugar a las pérdidas de la Irradiancia global se obtiene una Irradiancia efectiva de 902 kWh/m^2 .

La superficie que ocupan los paneles es de 196 m^2 por lo que se calcula, considerando un rendimiento de los paneles del 10.93%, que la energía nominal que el generador convierte es de 19.30 MWh.

Energía disponible anual

*= Irradiancia efectiva anual * Superficie paneles*

$$* \text{rendimiento paneles} = 902 \frac{kWh}{m^2} * 196 m^2 * 10.93\%$$

= 19.32 MWh

(3.8)

Las pérdidas que afectan a la energía generada son las siguientes:

- 1) “Module Degradation loss”, pérdidas debidas a la Degradación del módulo fotovoltaico: -3.8 %**

La degradación de los módulos fotovoltaicos viene indicada por el índice de degradación de los paneles que es proporcionado por el fabricante. Este factor determina el envejecimiento de los paneles, es decir, la pérdida de las cualidades iniciales.

La vida útil de un panel fotovoltaico ronda los 25-30 años, lo que quiere decir que después de ese tiempo sus principales características se ven alteradas. La potencia que tiene asignado el panel disminuirá pudiendo seguir en funcionamiento, pero a un rendimiento mucho menor.

Una vez más el mantenimiento es una parte muy importante a tener en cuenta para alargar la vida útil de los módulos fotovoltaicos.

- 2) Pérdida debido al nivel de irradiancia: -8.1 %**

Como ya se ha mencionado, la irradiancia no es una variable constante si no que depende de factores meteorológicos y climáticos es por esto que supone un porcentaje de pérdidas a tener en cuenta a la hora de contabilizar la energía producida.

- 3) Pérdida debido al efecto de la temperatura: -17 %**

Como se ha comentado con anterioridad, las temperaturas elevadas influyen negativamente en la potencia final que producen los paneles. Esto se debe a que un aumento de temperatura equivale a una disminución de la tensión de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

Estas pérdidas constituyen un porcentaje de gran importancia con respecto al resto, lo que nos da una idea de lo significativo que puede llegar a ser la exposición continuada a altas temperaturas. En la figura 23, en la tabla que recogía los resultados principales, se observaba cómo, en los meses de verano, dónde las temperaturas son notablemente mayores, el factor de rendimiento disminuye siendo mayor en los meses de abril y mayo los cuales cuentan con temperaturas más templadas.

A continuación, la figura muestra las pérdidas por temperatura que se producen en cada mes del año:

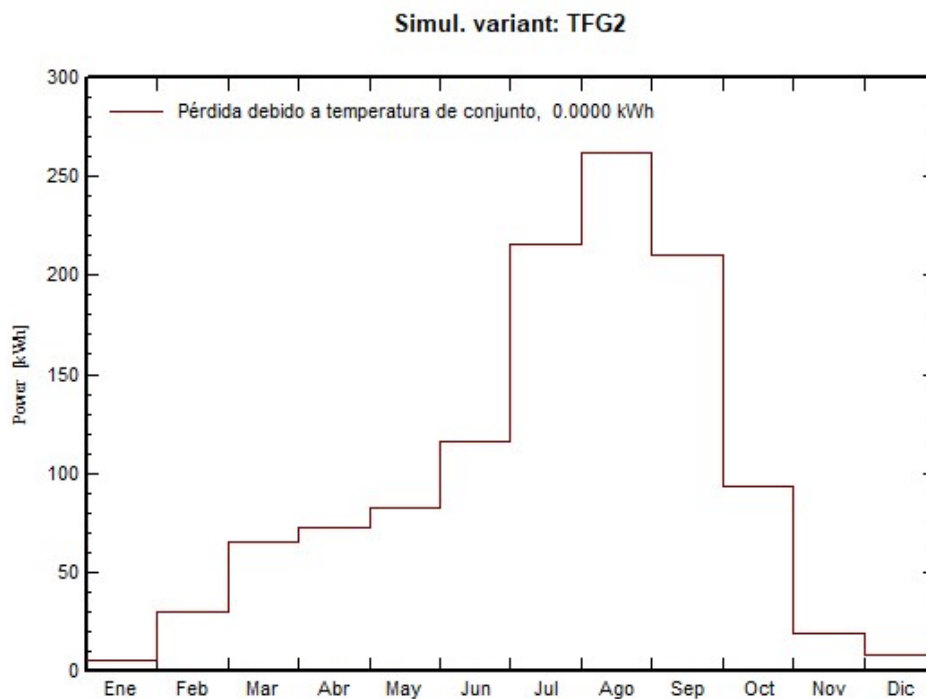


Figura 25.-Pérdidas por temperatura.

4) Sombreados: pérdida eléctrica según cadenas -1.7%

Este porcentaje de pérdidas se corresponde con las ocasionadas por el sombreado de un panel que, al estar conectado en serie en una cadena da lugar al sombreado de los paneles de esa cadena según haya quedado sombreado el primer panel.

5) Pérdida por “Mismatch”: -1.2 %

Son pérdidas referidas al efecto “Mismatch” o de mal acoplamiento. El efecto Mismatch se basa en el arrastre de las características de un panel que funciona de manera diferente, al resto de paneles con los que está conectado en serie. Estas características que son distintas a las nominales pueden ser debidas a suciedad, a la conexión de módulos fotovoltaicos distintos, a sombras o averías, provocan un comportamiento diferente dentro de la serie. Así, el panel que funciona diferente al resto, tratándose del panel con las peores características, es el que marcará la corriente de la cadena. Esto tiene su origen en que, si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie.

En el proyecto simulado, las pérdidas por este efecto son tan reducidas debido a las dos entradas de las que se compone el inversor. Las dos entradas, correspondientes a los dos puntos de seguimiento de máxima potencia reparten las conexiones en paralelo de los paneles, de manera que, si una cadena falla, el cambio que se produzca solo afecte al campo de paneles de la entrada a la que se conecte esa cadena, quedando el otro campo de paneles libre de defectos.

6) Pérdida óhmica del cableado: -1 %

En cualquier instalación eléctrica existen pérdidas óhmicas debido a la longitud de los cables y a la resistencia de éstos. Como se ha explicado ya, las pérdidas óhmicas son aquellas que se producen debido a las caídas de tensión que se dan a lo largo del cableado.

Se han calculado dichas pérdidas en el apartado 3.2.2.2 Desarrollo de la simulación, concretamente en el punto de **“3) Pérdidas detalladas.”**

En la figura 23 se representa las pérdidas óhmicas del cableado a lo largo de los meses del año.

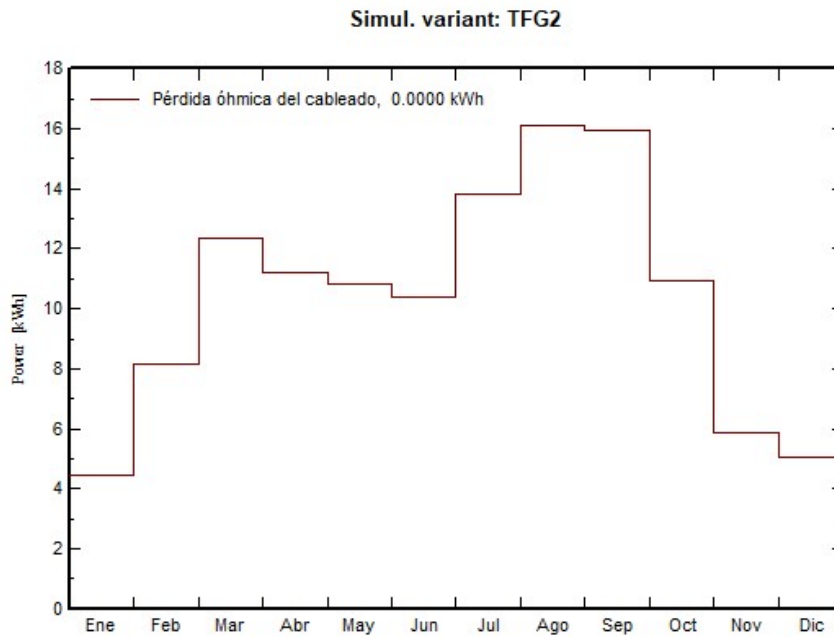


Figura 26.-Pérdidas óhmicas del cableado.

Finalizando el desglose de pérdidas, la energía que se obtiene del generador en el punto de máxima potencia después de tener en cuenta las pérdidas anteriores es de 13.72 MW.

Por último, las pérdidas referidas al inversor suponen el 5.2 % sobre la energía que se obtiene de los paneles, luego en total, a la salida del inversor se obtienen 13.00 MWh

4. ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA

Gracias a la Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad de la Unidad de Eficiencia Energética del Vicerrectorado de Patrimonio e Infraestructuras de la Universidad de Valladolid ha sido posible el acceso a los datos reales de consumo del Edificio IndUVa. En este apartado, se analizará la producción horaria de la planta fotovoltaica obtenida en la simulación con el programa PVSyst, frente los consumos horarios del edificio.

El objetivo es, una vez estudiado el resultado, observar que tipo de modalidad de autoconsumo se adapta mejor a las necesidades del edificio.

Para ello, se representará de manera graficada, la producción horaria y los consumos a lo largo de un día laborable de septiembre y, además, la producción y los consumos a lo largo de una semana tipo de cada mes del año. Con esto se conseguirá observar las diferencias que existen entre un día lectivo y un día correspondiente al fin de semana o festivo. En el eje de coordenadas se encuentra la potencia en medida en KW y en el eje de abscisas, las 24 horas de un día. En el caso de los gráficos semanales aparecerán siete veces dichas 24 horas.

Estos gráficos también servirán para apreciar las diferencias según la época del año que sea, ya que los consumos en un mes lectivo no serán los mismos que en un mes de vacaciones.

Las variables que se mostrarán en los gráficos de este apartado son cuatro y se corresponden con:

- Generación FV (KWh): Es la producción de energía eléctrica en KW que proporciona la planta fotovoltaica por hora.
- Consumo sin FV (KWh): Es la Energía Activa consumida por el edificio de la red eléctrica.

ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN FV Y LOS CONSUMOS

- Consumos con FV (KWh): Es la Energía que consumiría el edificio de la red eléctrica teniendo en cuenta la energía generada por la planta fotovoltaica. Se obtiene calculando la resta entre los consumos sin FV y la Generación FV.
- Energía excedente (KWh): Energía generada por la planta fotovoltaica que no es consumida por el edificio.

4.1. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UN DÍA LECTIVO

En la figura 27 están representadas las variables de Generación FV en color amarillo y Consumo sin FV en color azul, a lo largo de un día tipo de septiembre. Se trata de un día lectivo, por lo que, como el destino del edificio es albergar aulas para dar clase, los consumos son mayores durante la mañana, de 9-14h y por la tarde, de 16-21h, aproximadamente. En las horas de descanso, 14-16h, los consumos decaen debido a la escasa actividad en el edificio. Dichos consumos abarcan por un lado la iluminación, equipos de proyección, ordenadores, y por otro lado la climatización de las aulas y los distribuidores.

Cuando las dos curvas se superponen, las horas en las que el edificio demanda energía coinciden con las horas de generación. En esas horas, la energía fotovoltaica generada está alimentando dichos consumos. Cuando las dos áreas dejan de superponerse, no existe generación fotovoltaica y los consumos del edificio deberán ser satisfechos con energía comprada de la red eléctrica.

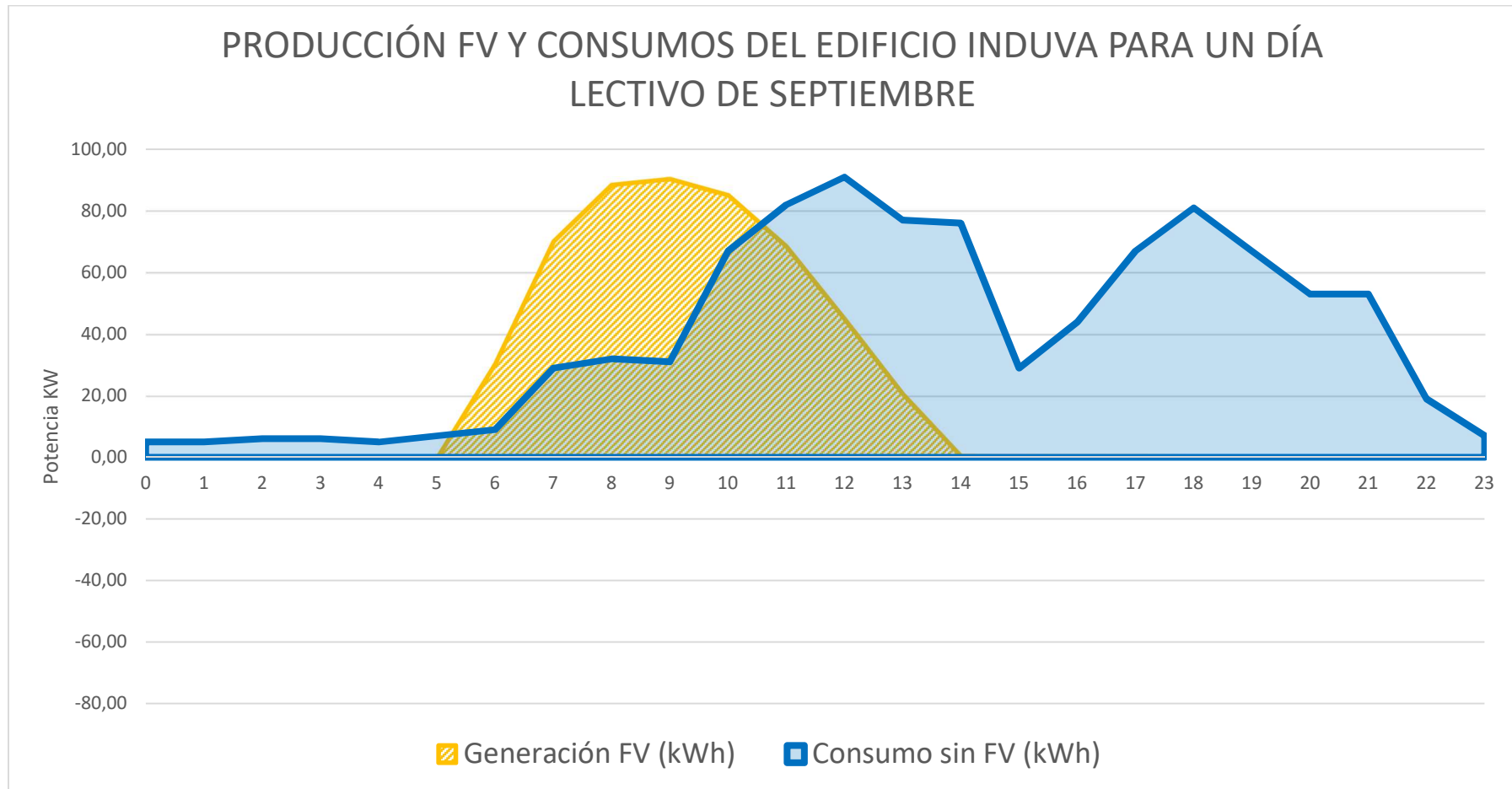


Figura 27.- Producción FV y consumos del Edificio IndUva para un día LECTIVO de Septiembre

Así, se diferencian varias situaciones a lo largo de un día:

- 1) Generación FV > Consumos sin FV: La Energía procedente de la generación fotovoltaica es mayor que la energía que demanda el consumo del edificio lo que supone no consumir nada de la red eléctrica. (En la figura 27, de 5h a.m. hasta las 11 a.m. aproximadamente)
- 2) Generación FV < Consumos sin FV: La Energía procedente de la generación fotovoltaica es menor que la energía que demanda el consumo del edificio. En esta situación la energía que no cubre la generación fotovoltaica se demanda de la red (En la figura 27, de 11h a.m. hasta las 14 p.m. aproximadamente)
- 3) Generación FV = 0; La energía procedente de la generación fotovoltaica es nula y sigue existiendo energía demandada por el consumo del edificio lo que se traduce en que toda la energía es demandada de la red eléctrica. (En la figura 27, desde las 14h p.m. en adelante)

Durante la noche, hasta primeras horas del amanecer (5 a.m. – 6 a.m.), no existe generación fotovoltaica y los consumos son reducidos. Comienza a generarse energía fotovoltaica cuando aún los consumos son menores que la producción de energía, produciéndose energía excedentaria. Este escenario se corresponde con la primera situación descrita. Después, los consumos continúan creciendo hasta que superan a la energía producida, en este contexto, la energía generada no es suficiente para cubrir todos los consumos y se debe comprar energía a la red (segunda situación). Cuando la producción de energía fotovoltaica finaliza, toda la energía que necesita el edificio es procedente de la red eléctrica (tercera situación).

En la figura 28 se representa la variable Consumo con FV. El cálculo de los valores de la curva de Consumos con FV (color rojo) se basa en restar los datos de Consumo sin FV y los datos de Generación FV. Cuando los consumos sean mayores que la producción fotovoltaica, los valores obtenidos en la operación anterior serán positivos. En cambio, si los consumos son inferiores que la producción, los valores obtenidos en la resta, serán negativos. Dichos valores negativos se referirían a la variable de Energía excedente. En el caso de la figura 28, se representan únicamente los valores positivos.

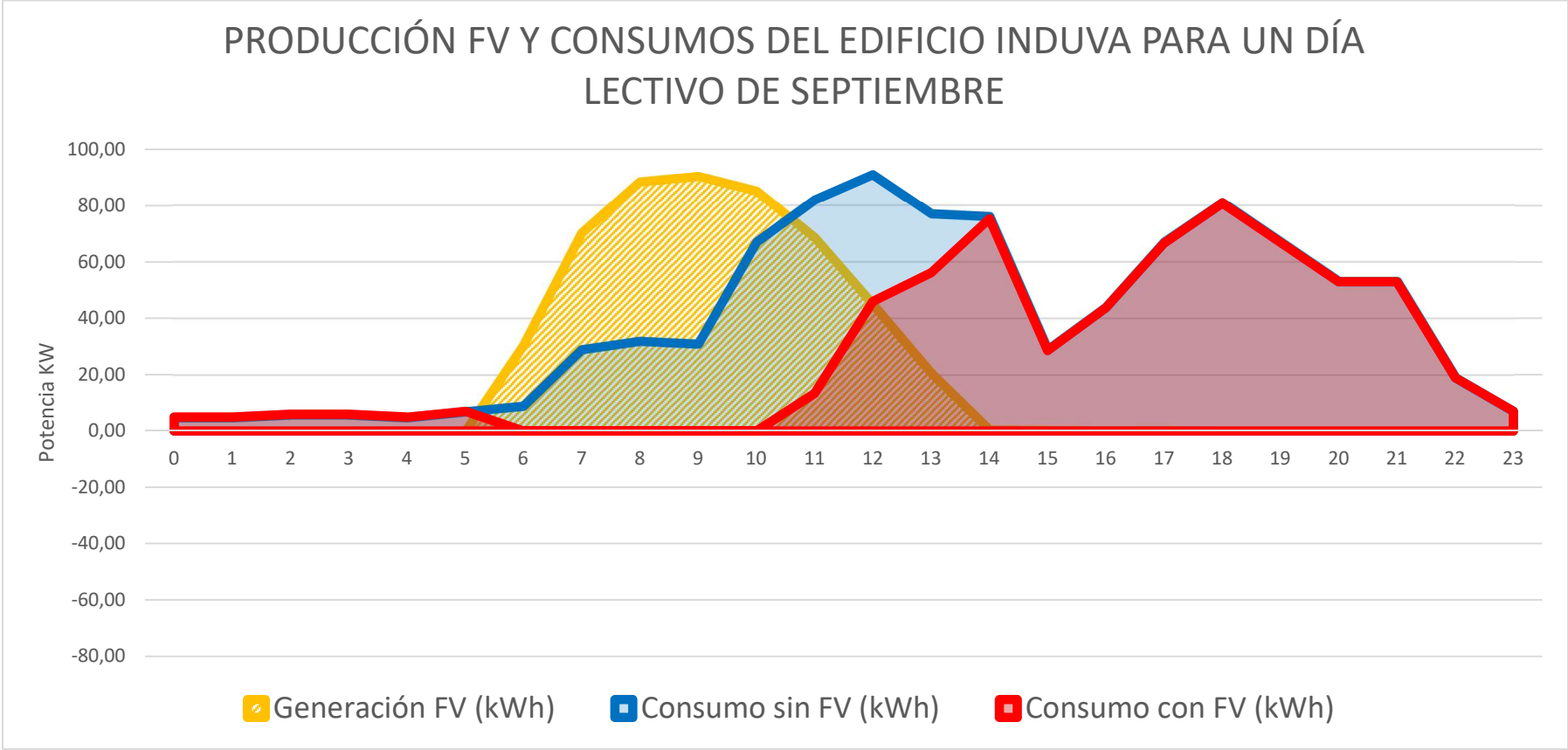


Figura 28.- Producción FV y consumos del Edificio IndUva para un día LECTIVO de Septiembre

ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN FV Y LOS CONSUMOS

En un primer vistazo, se observa que la curva roja es inferior a la curva azul mientras se superponen las áreas de la curva roja y amarilla. Es decir, mientras existe generación fotovoltaica. Cuando la curva amarilla y la curva roja se cruzan, alrededor de las 12 h a.m. los consumos que hasta ahora solo eran alimentados de energía fotovoltaica, deben ser alimentados también por energía comprada. Cuando la curva amarilla se hace cero, las líneas azul y roja coinciden pues la producción de energía fotovoltaica finaliza y los consumos solo son satisfechos con energía comprada.

El objetivo del gráfico de esta figura es reflejar la curva de consumo cuando la modalidad escogida de autoconsumo se corresponde con Autoconsumo sin excedentes. En esta modalidad, no existe energía excedentaria por lo que los valores negativos no aparecen en el gráfico. En su caso, aparecen valores nulos que representan los momentos que se corta la generación de energía. Este hecho se consigue gracias a un sistema anti vertido conectado en el punto frontera, que se encarga de cortar la corriente para no inyectar energía a la red eléctrica.

En la figura 29 se representa la curva de consumo correspondiente a una instalación fotovoltaica acogida a la modalidad de autoconsumo con excedentes. Esto significa, que existe Energía excedente y se representa a través de los valores negativos dibujados en color verde. Esta energía se inyecta a la red eléctrica pudiéndose acoger al mecanismo de compensación de excedentes o no. Se observa que la Energía excedente se produce cuando la curva de consumos azul y la de producción se cruzan. Esto es debido a que la producción empieza a aumentar de manera notable y los consumos se mantienen reducidos. Lógico, recordando la función del edificio, las horas de mayor consumo son las horas en las que se imparten las clases, hacia las nueve de la mañana que es cuando el consumo empieza a aumentar y la energía excedente disminuye.

NOTA: se han escogido datos de un día tipo de septiembre para explicar mejor las variables que he escogido para comparar las curvas de consumo. Más adelante del documento se recogen los datos de todos los meses del año.

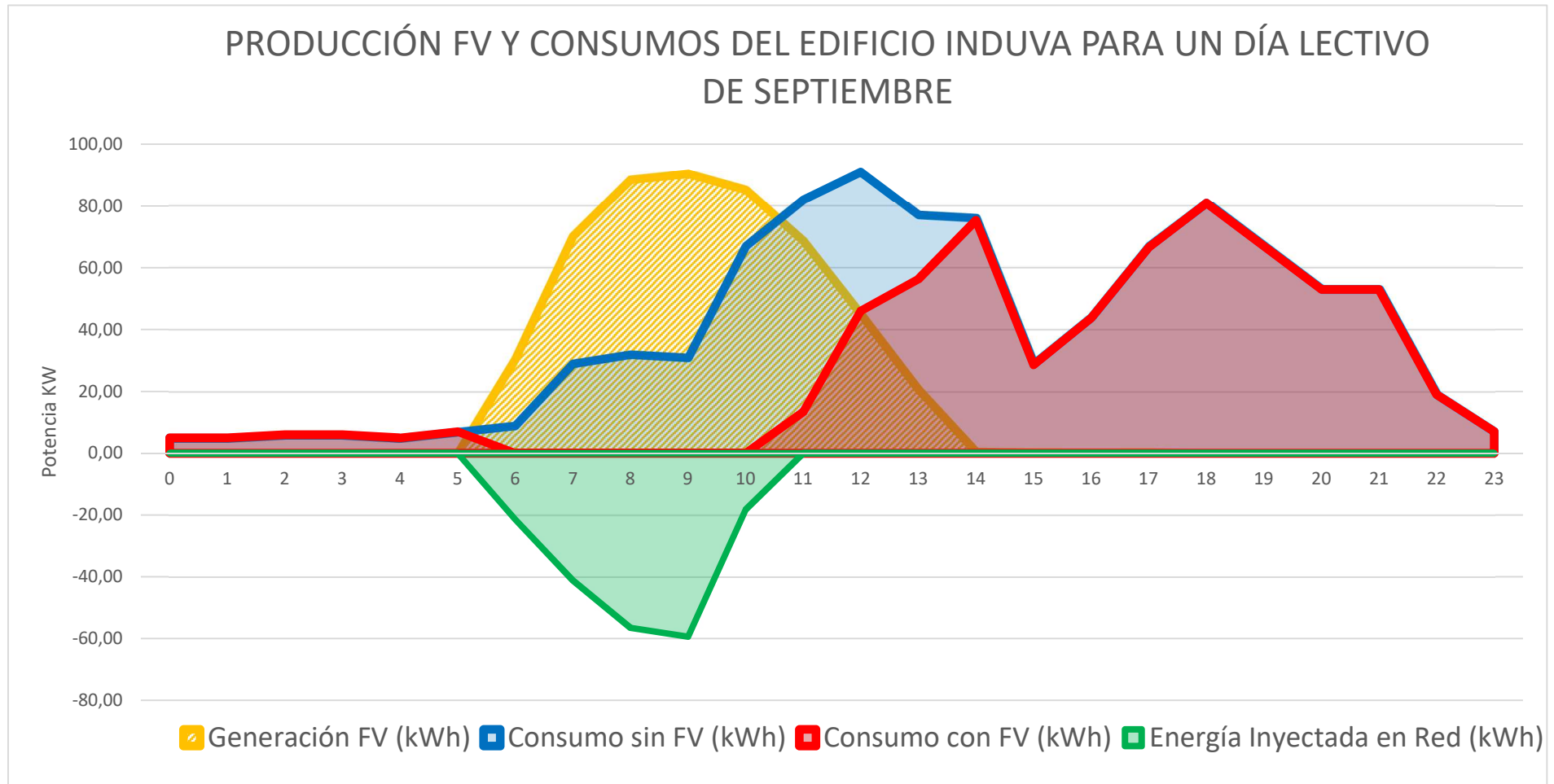


Figura 29.- Producción FV y consumos del Edificio IndUVA para un día LECTIVO de Septiembre

4.2. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN FV Y LOS CONSUMOS DEL EDIFICIO INDUVA PARA UNA SEMANA DE CADA MES DEL AÑO.

El nuevo real decreto bajo el que se ampara este estudio, reconoce la energía excedente como aquella que es sobrante a la hora de alimentar cierta instalación consumidora. Bien porque en ese momento no existe demanda por parte de dicha instalación, o bien porque se ha satisfecho la demanda y es la energía que sobra debido a que la producción es mayor que el consumo.

La principal característica que se observa en los gráficos semanales es que los mayores consumos se dan los días laborables, siendo los sábados y los domingos los días en los que los consumos son mínimos. Por este suceso, la energía excedente cobra protagonismo los fines de semana. Los días laborables en los que hay energía excedente, se debe a que la curva de producción supera a la curva de consumos en momentos puntuales. Del mismo modo, pero más acentuado es lo que ocurre los sábados y los domingos.

En los gráficos siguientes se representarán todas las variables descritas en el apartado anterior. El objetivo de la representación de los gráficos semanales es apreciar y contabilizar la energía excedente y observar en que meses existirá dicha energía los días laborables y que meses no lo hará. Además, como se ha dicho, se comprobará que los fines de semana siempre habrá energía excedente.

Gracias a los gráficos que se muestran a continuación se puede observar como a partir del solsticio de verano las horas de luz del día se reducen, siendo en el equinoccio de otoño iguales a las horas de oscuridad y en el Solsticio de invierno, mayores las de oscuridad que las de luz. Lo mismo pasa con el Equinoccio de primavera que se sucede al solsticio de invierno. Esto se observa de manera muy visual, por ejemplo, en los gráficos de octubre (figura 39) y noviembre (figura 40), donde la curva de generación se reduce en gran medida comparando un mes con otro.

La hora de salida del sol varía mucho dependiendo en la estación que nos encontremos, así, en los meses que abarcan el solsticio de verano habrá

generación eléctrica desde las 5h a.m. y en los meses correspondientes a los del solsticio de invierno la generación no podrá empezar antes de las 8h a.m., reduciéndose considerablemente las horas en las que la planta está produciendo.

La representación de las cuatro variables, al igual que en el caso del gráfico de la figura 29, está orientada al estudio autoconsumo con excedentes acogido al mecanismo de compensación.

Es interesante estudiar este tipo de autoconsumo de cara a los periodos vacacionales ya que existen tres durante el año, de duraciones diferentes. Aunque en los gráficos solo se refleje el periodo vacacional de verano, los otros dos, correspondientes al periodo de Navidad y de Semana Santa tienen el mismo comportamiento que los fines de semana correspondientes a esas fechas en cuanto a consumo y producción.

En el caso de el de verano, por ejemplo, este periodo es largo y la energía generada no se aprovecha. Lo mismo pasaría con los demás periodos vacacionales y con los fines de semana en general. Razón para estudiar la opción de compensación de excedentes.

NOTA: Los kWh Consumidos de los meses de enero, febrero, marzo, abril, son una estimación debido a que se carecía de los consumos de esos meses. LA estimación ha sido realizada en base a los datos de los meses de los que si se conocen los consumos que son, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre.

Se ha supuesto un consumo de los meses de enero, febrero y marzo igual al del mes de noviembre. El mes de abril se ha supuesto igual que el mes de mayo.

A pesar de que los consumos de esos meses sean estimados, la forma de tratar los datos seria idéntica a la que se utilizaría si tuviéramos los datos reales.

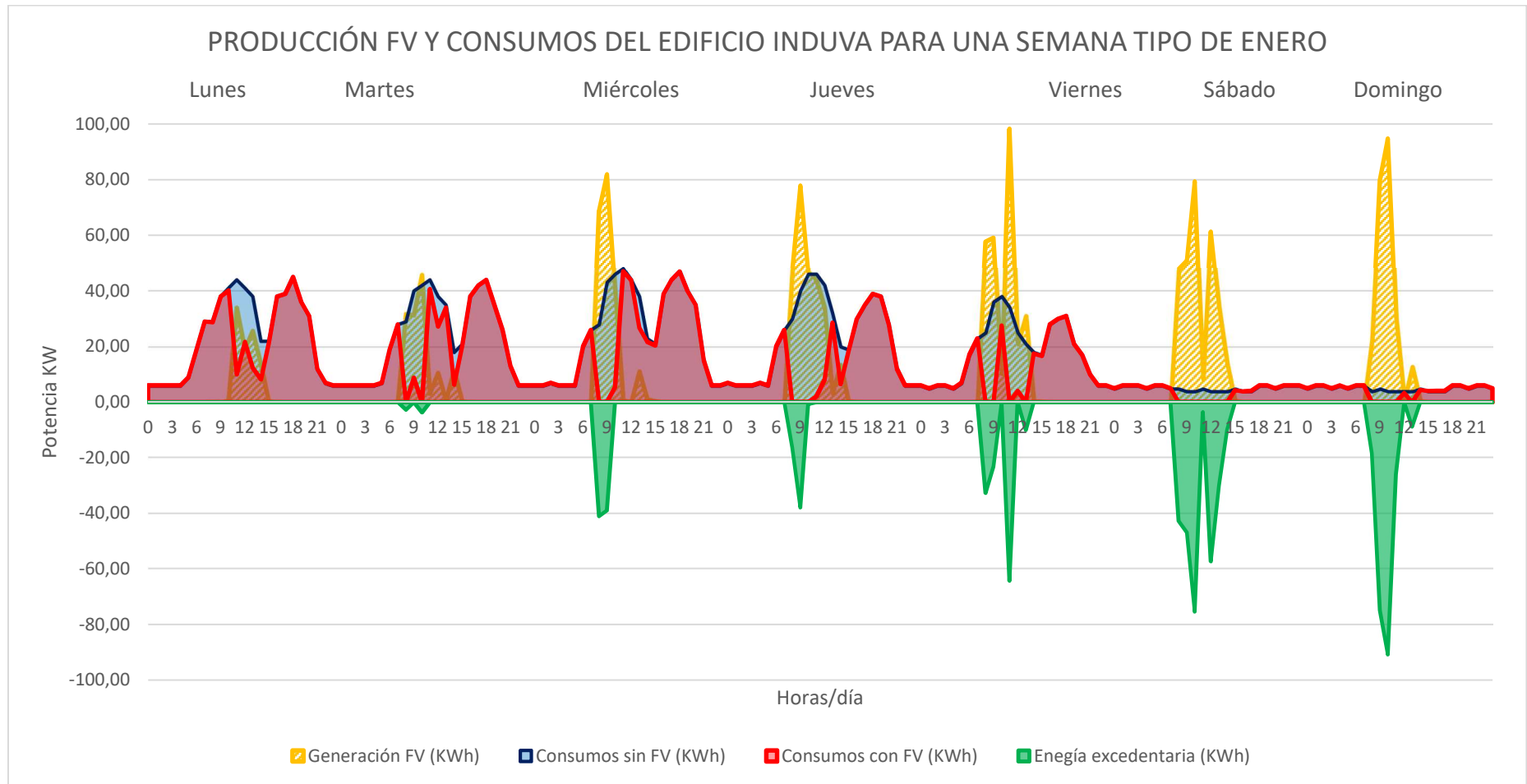


Figura 30.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Enero

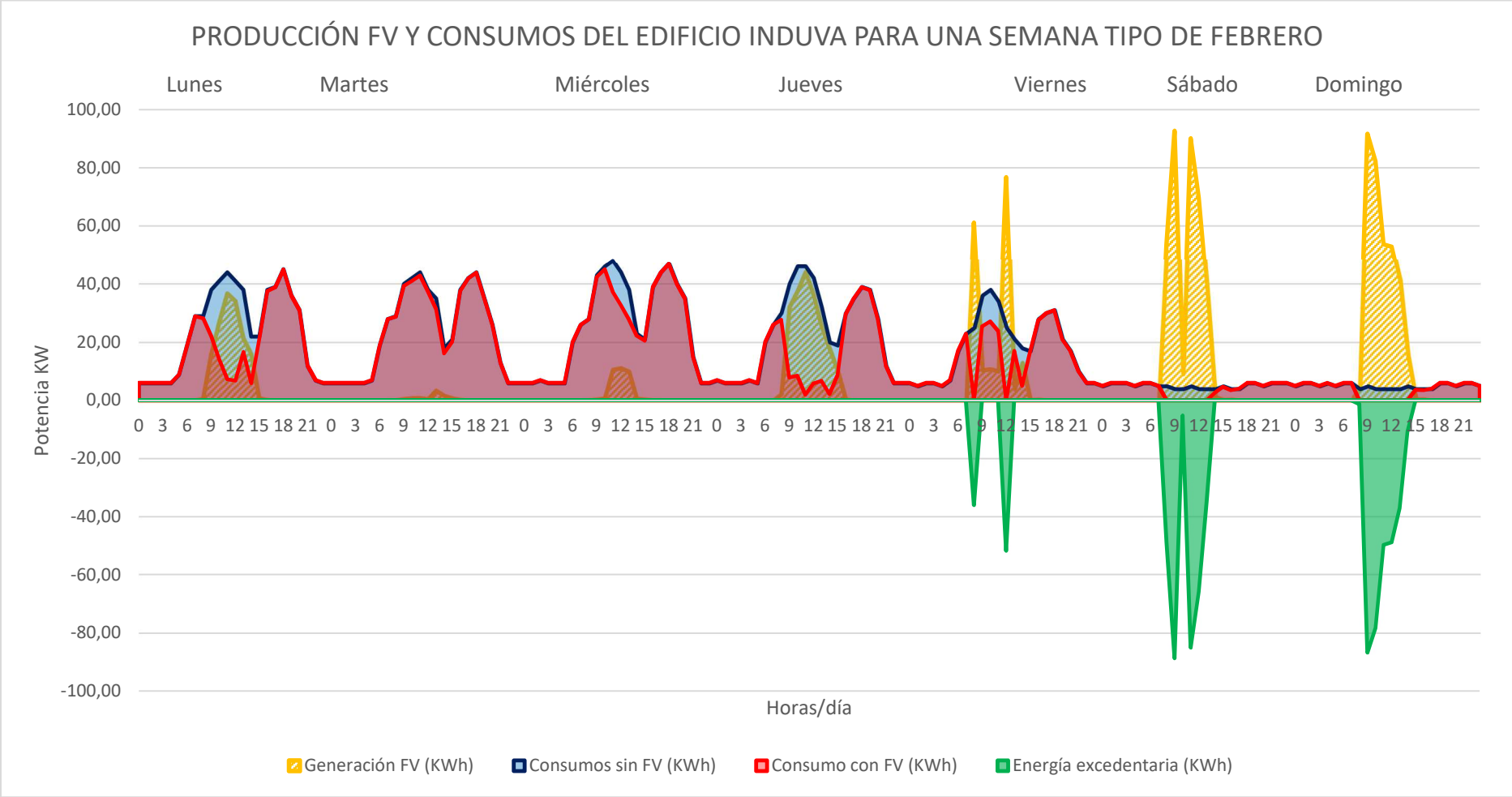


Figura 31- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Febrero

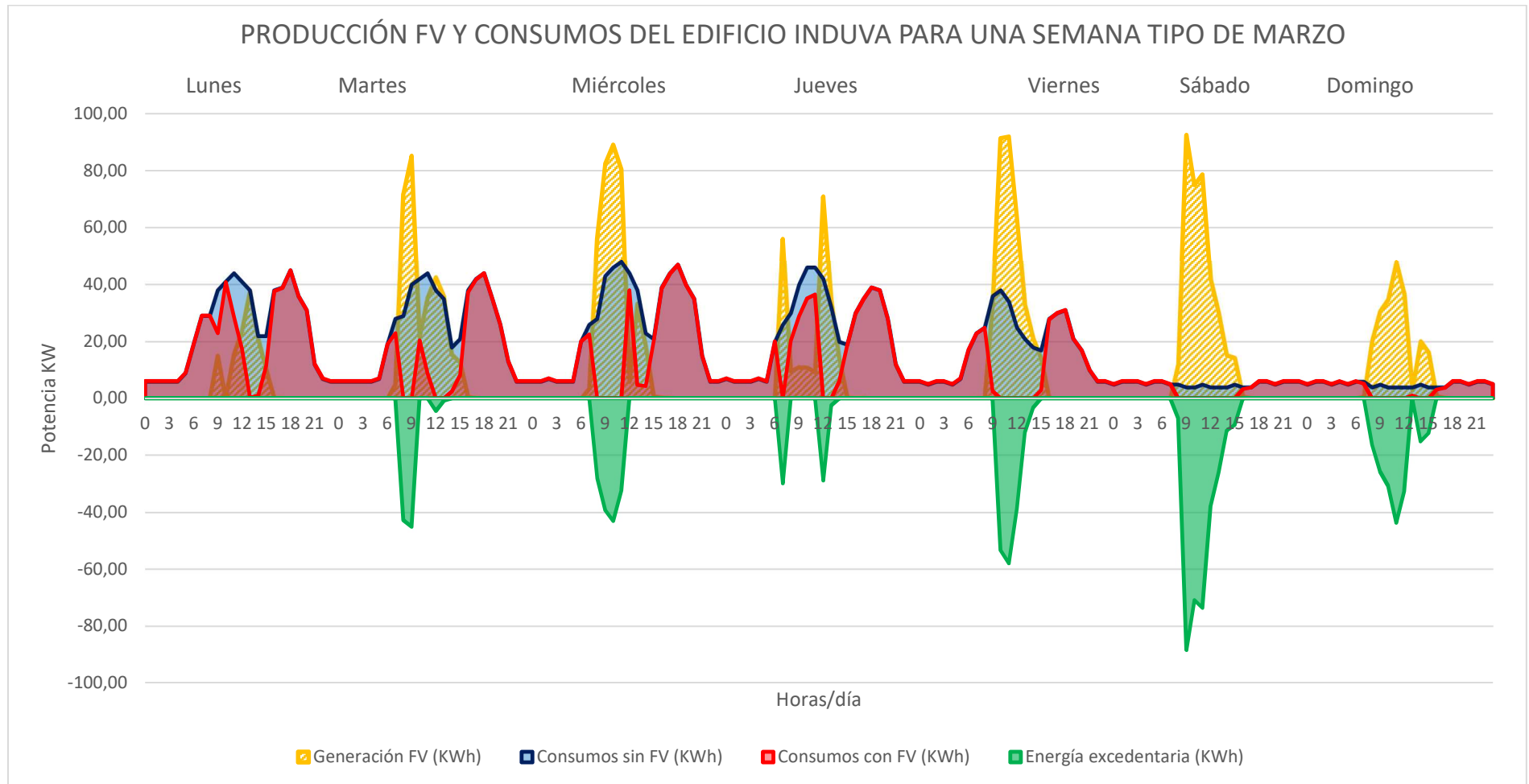


Figura 32.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Marzo

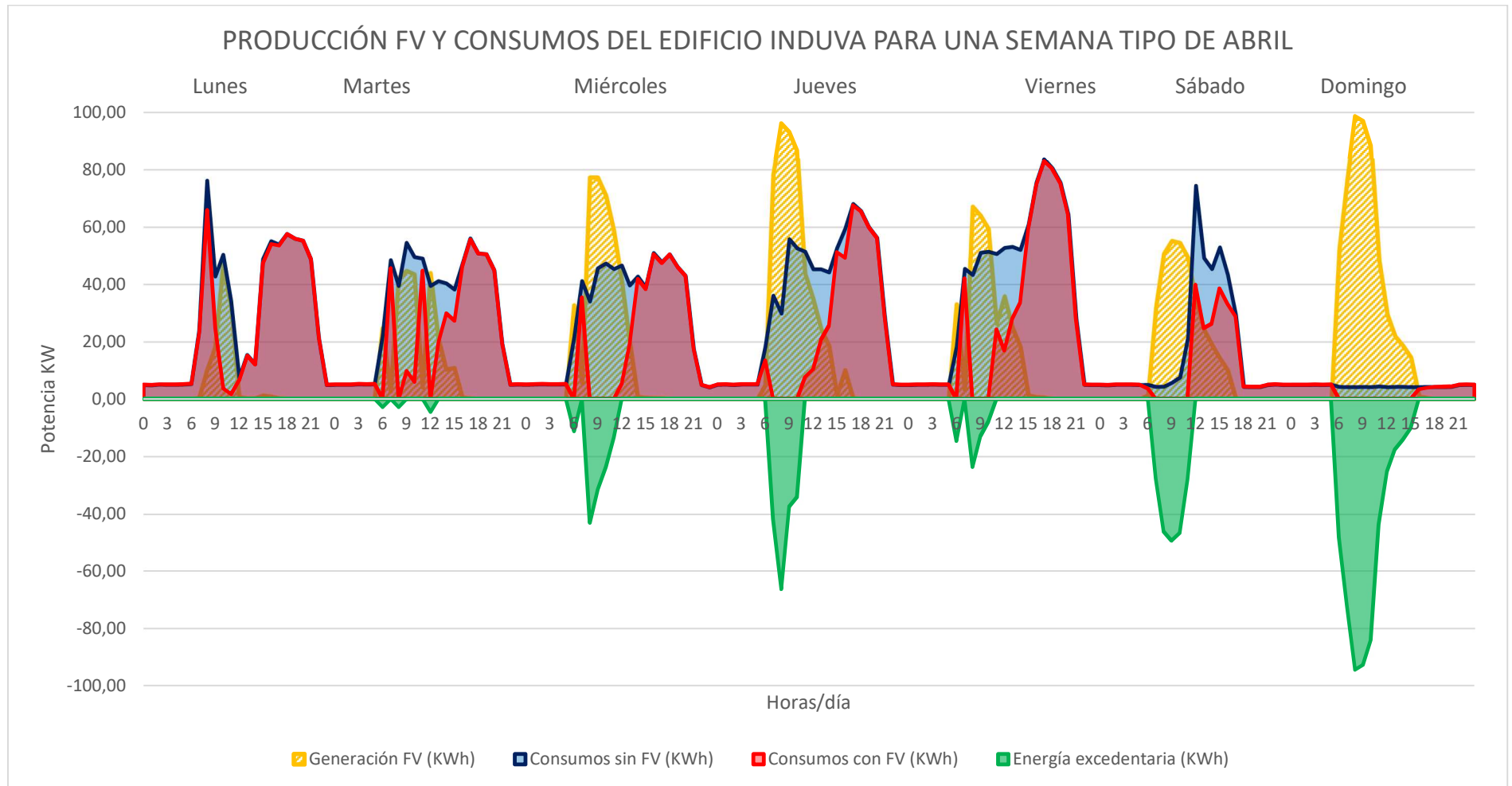


Figura 33.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Abril

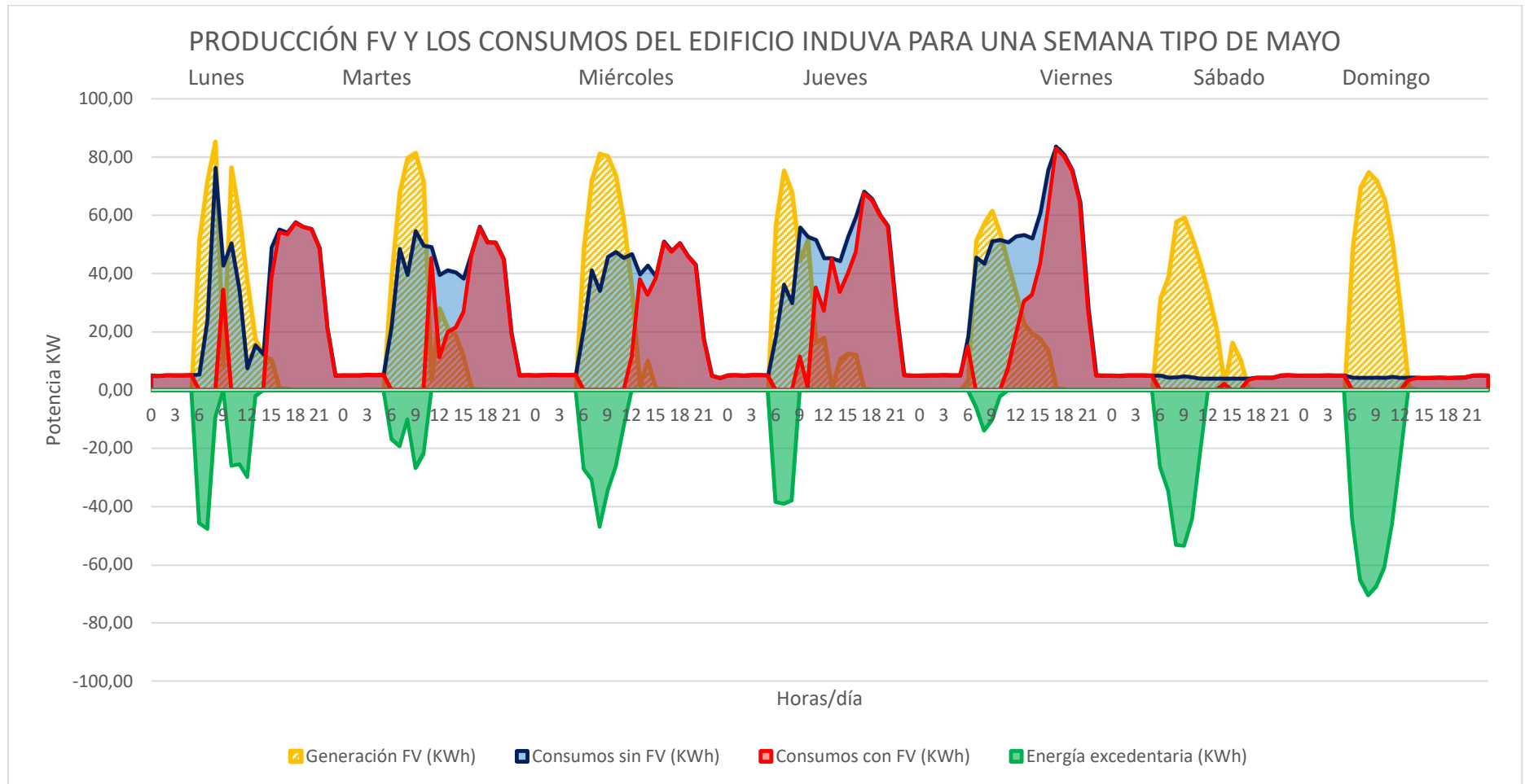


Figura 34.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUVA para una semana tipo de Mayo

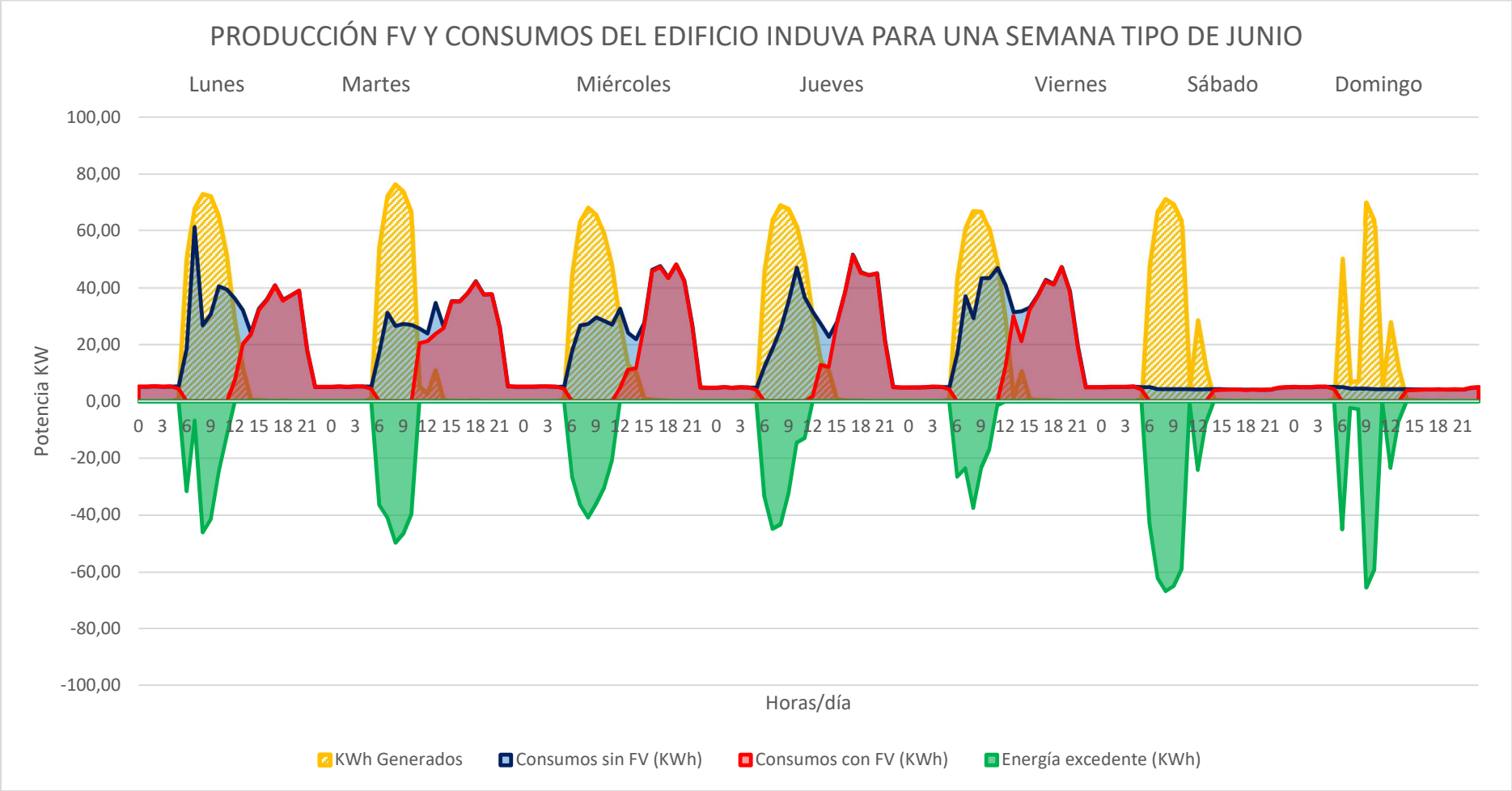


Figura 35.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Junio

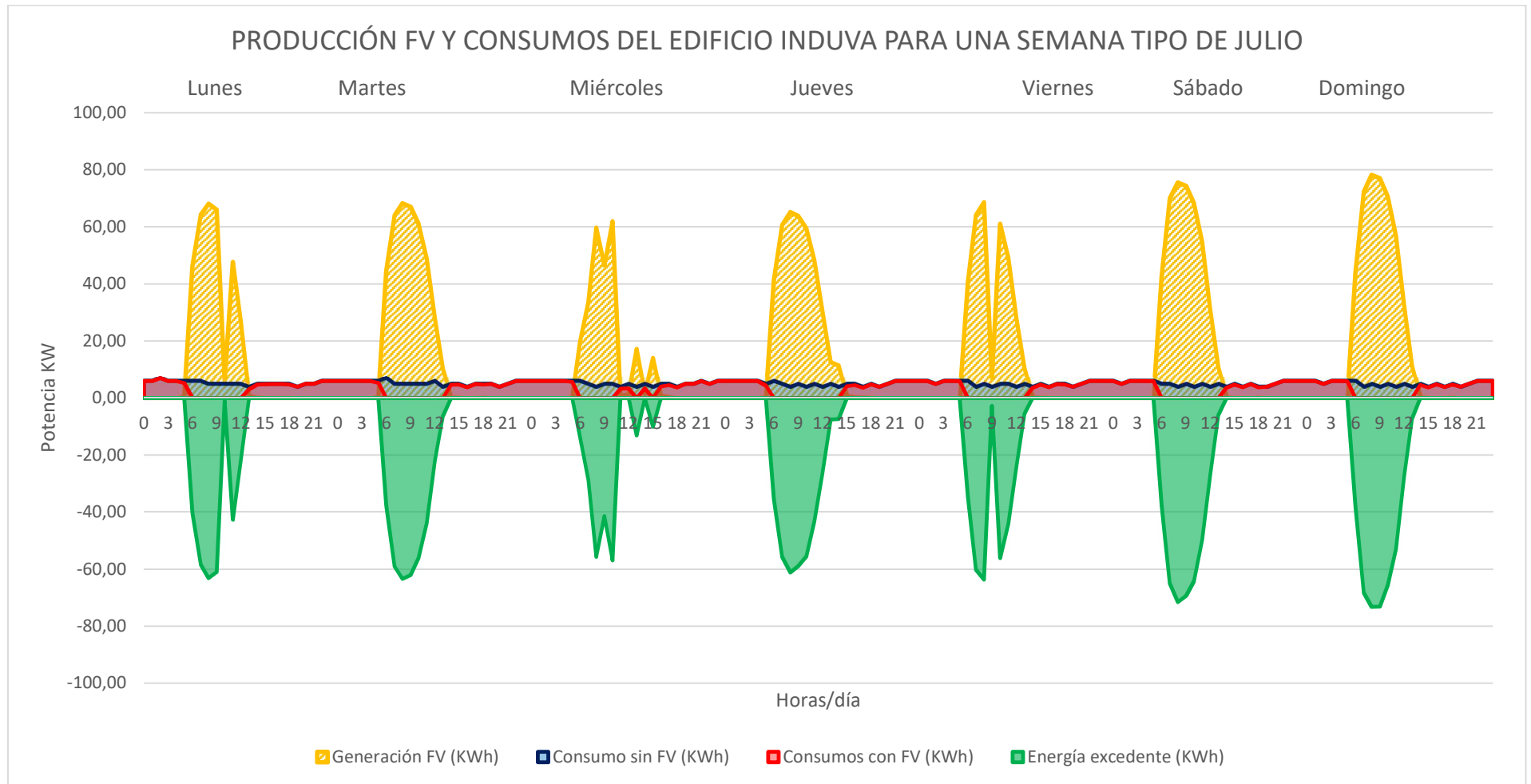


Figura 36.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUVA para una semana tipo de Julio

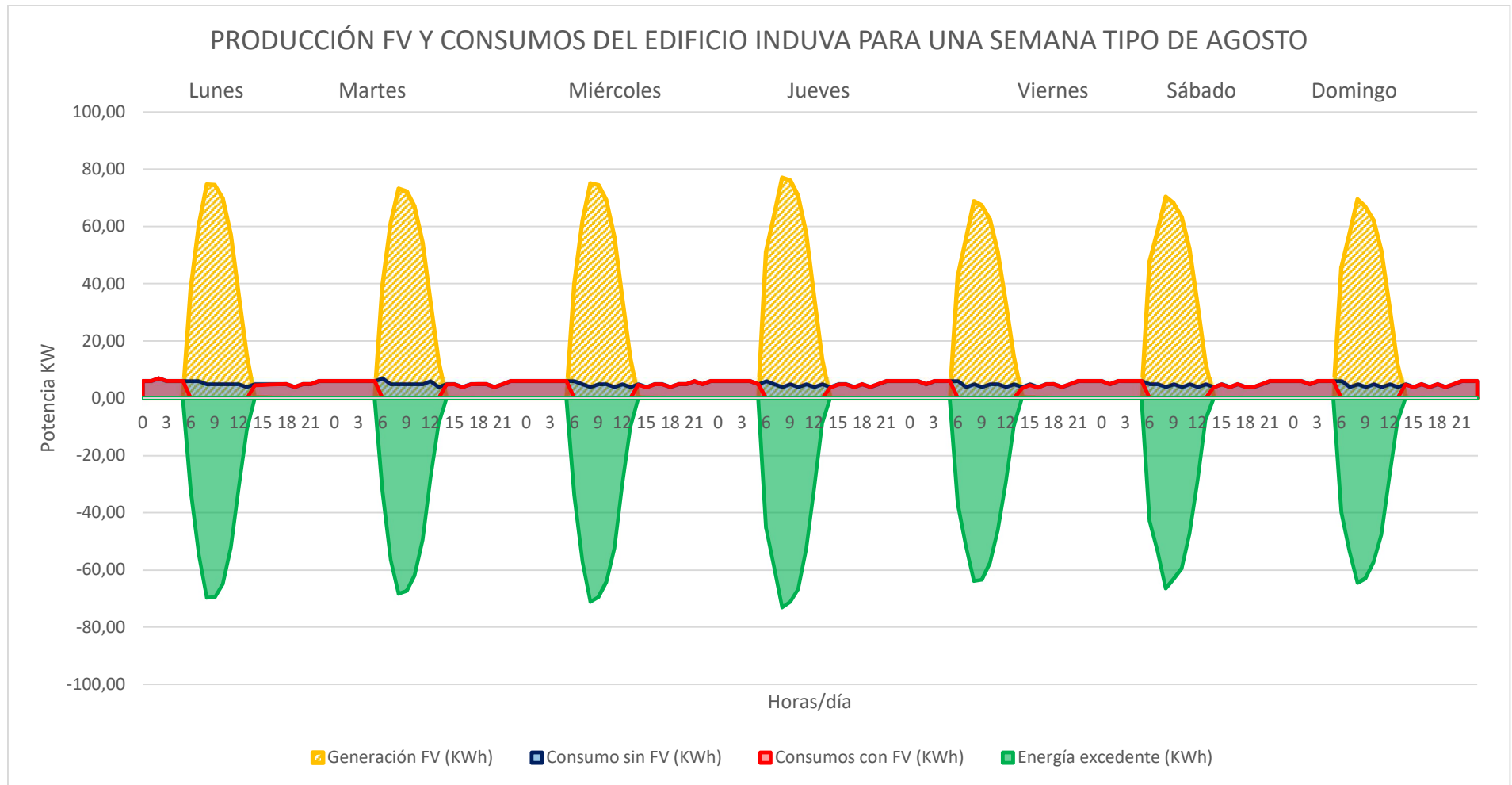


Figura 37.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Agosto

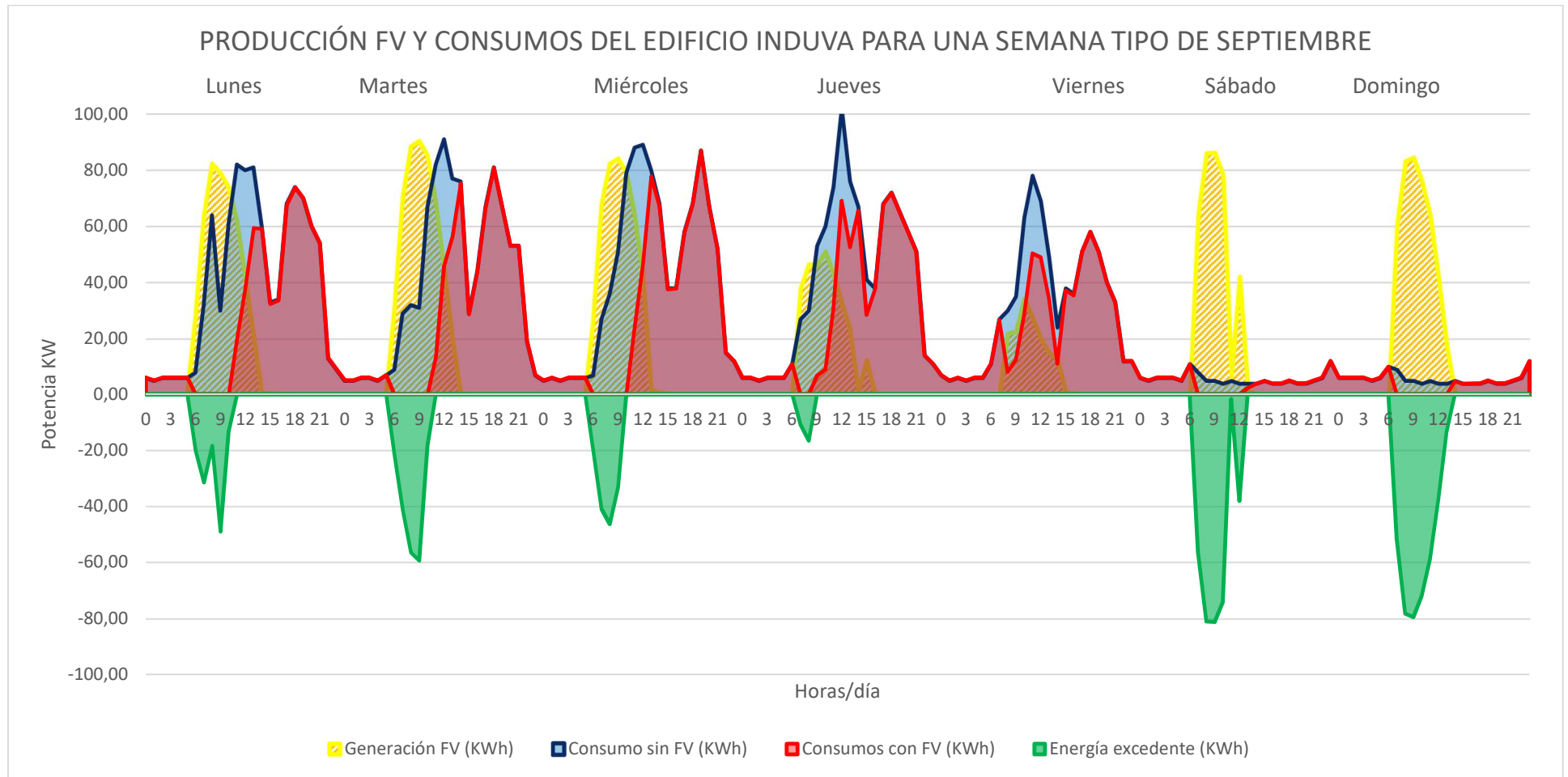


Figura 38.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Septiembre

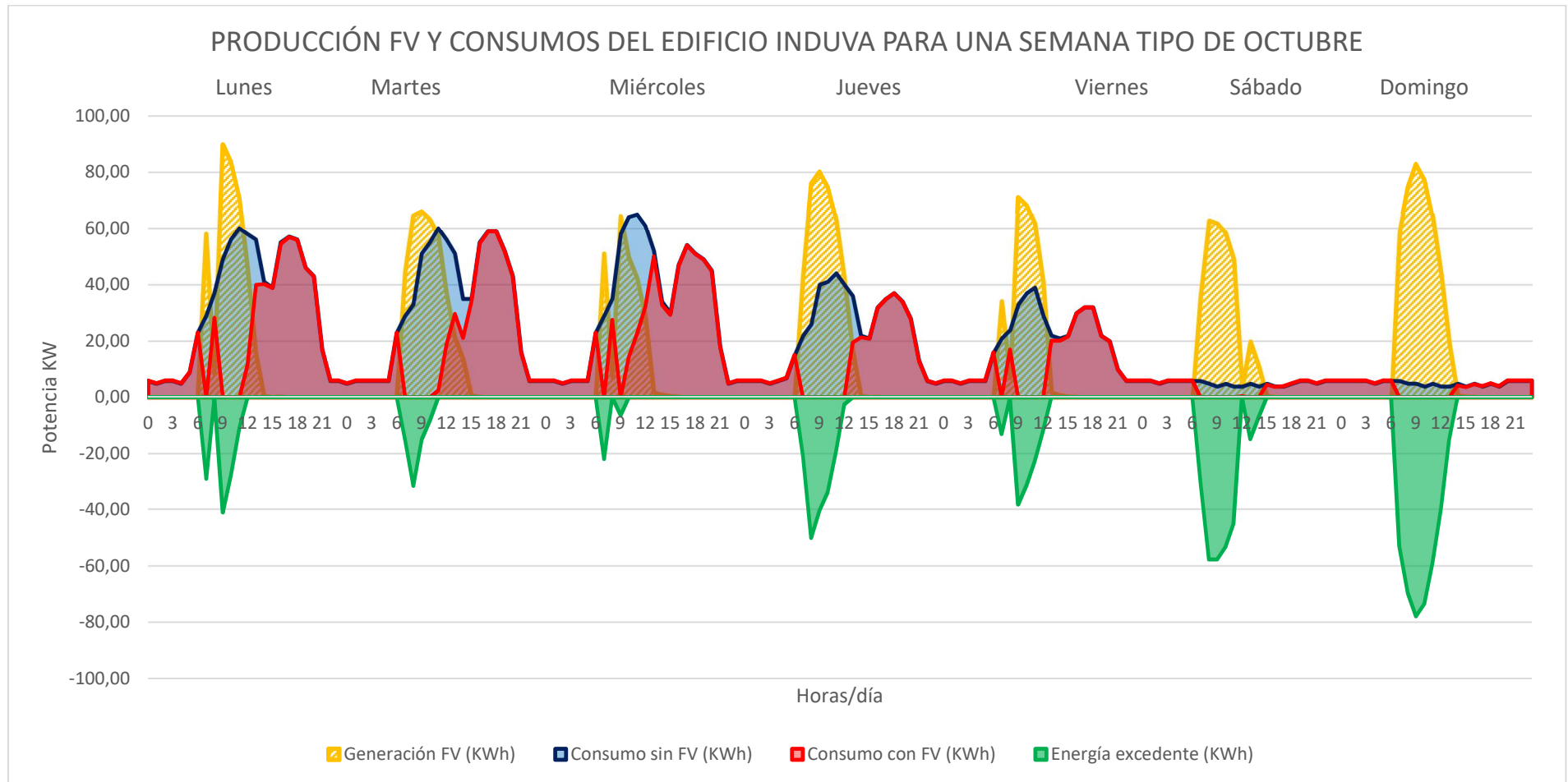


Figura 39.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Octubre

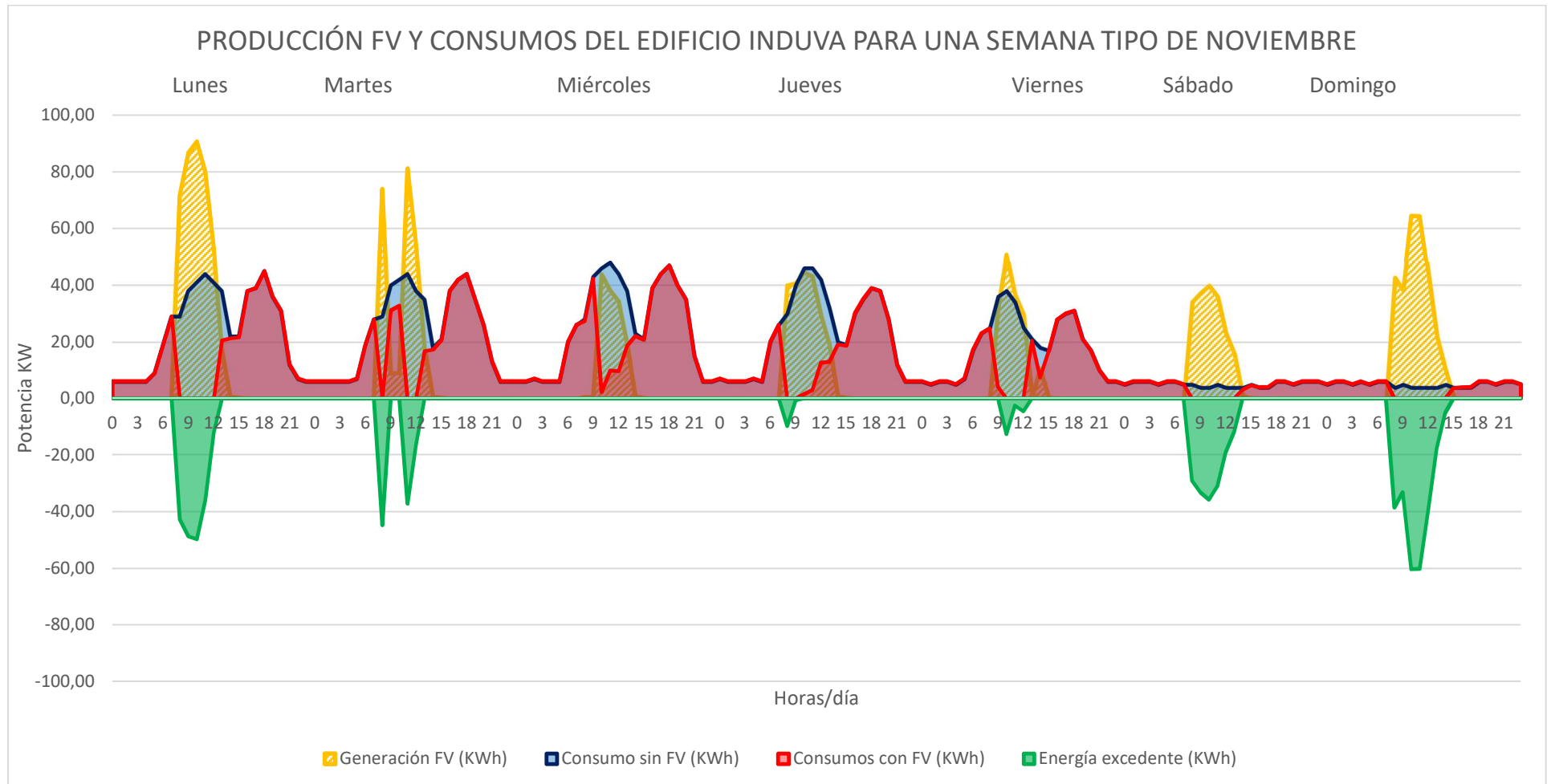


Figura 40.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Noviembre

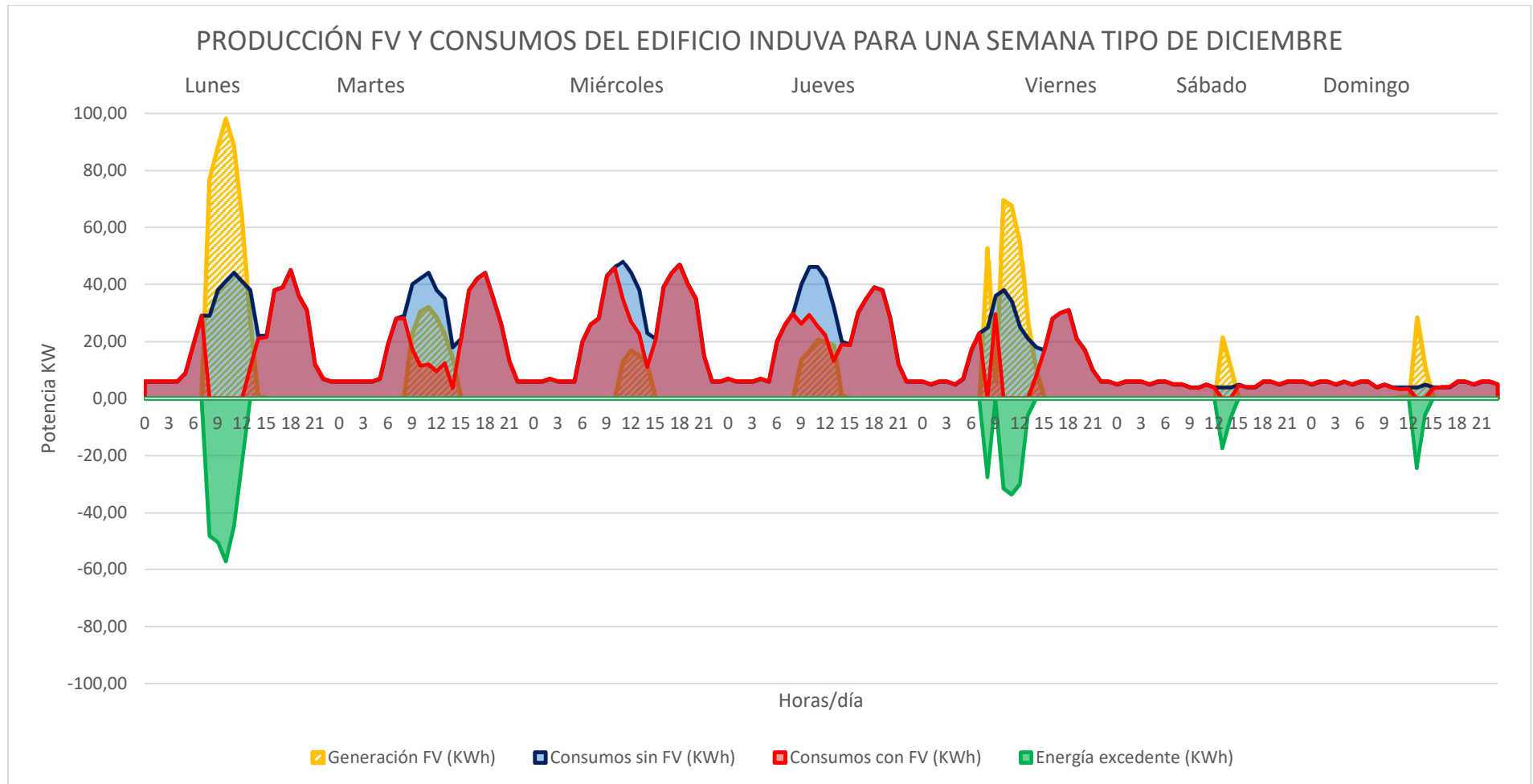


Figura 41.- Representación de la producción FV y los consumos del Edificio IndUva para una semana tipo de Diciembre

5. RESULTADOS DEL ANÁLISIS Y ELECCIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

En este apartado se comprobará desde un punto de vista económico y desde un punto de vista energético la modalidad de autoconsumo que mejor se adapta al edificio IndUva.

A continuación, en la figura 42, se observa una representación mensual de los consumos que se han dado a lo largo de los meses del año 2019.

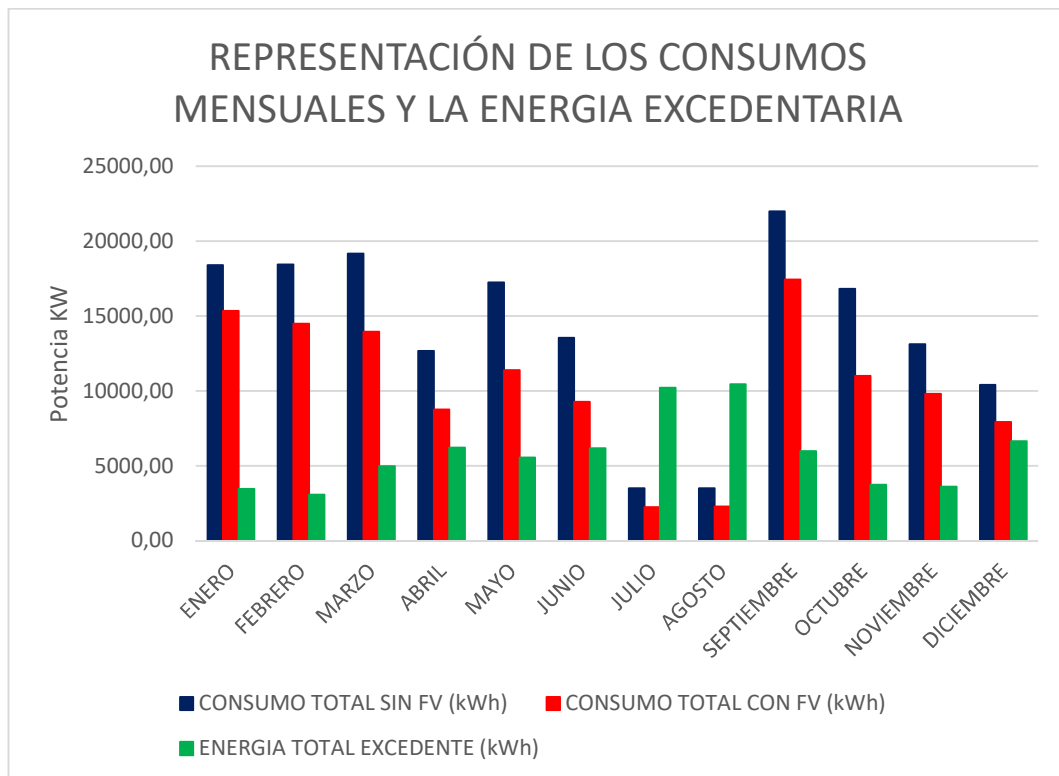


Figura 42.-Representación de consumos y Energía excedentaria a lo largo de los meses de un año.

La tabla 4 que se encuentra debajo de este párrafo, es a partir de la cual se ha elaborado el gráfico anterior. Dicha tabla recoge los datos de consumos mensuales que existen. Son datos reales. Se han obtenido de la suma de todos los consumos horarios de cada mes. El gráfico de la figura 42 y la tabla 4 ayudan a comparar los consumos que se obtienen hoy en día sin la utilización

RESULTADOS Y ELECCIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

de la planta fotovoltaica y los consumos que se obtendrían si se pusiera en funcionamiento la planta.

	CONSUMO TOTAL SIN FV (kWh)	CONSUMO TOTAL CON FV (kWh)	ENERGIA TOTAL EXCEDENTE (kWh)
ENERO	18398	15347	3452
FEBRERO	18448	14501	3081
MARZO	19175	13961	4975
ABRIL	12682	8761	6229
MAYO	17240	11385	5563
JUNIO	13553	9269	6172
JULIO	3512	2250	10218
AGOSTO	3512	2289	10452
SEPTIEMBRE	21995	17434	5985
OCTUBRE	16811	11007	3748
NOVIEMBRE	13116	9802	3616
DICIEMBRE	10414	7925	6638

Tabla 4.- Comparación consumos mensuales y energía excedentaria en kWh.

Se observa que la utilización de la generación fotovoltaica reduce en gran medida el consumo. Así mismo, se observa que la energía excedentaria que se obtiene, como ya se ha dicho antes en anteriores apartados, es mayor en los meses en los que existen días vacacionales. Se debe valorar la energía excedente que es capaz de generar la instalación para poder contemplar la posibilidad de inyectar dicha energía a la red eléctrica y así poder obtener a cambio una compensación económica en la factura eléctrica.

5.1. IMPLICACIONES ECONÓMICAS Y ENERGÉTICAS DEBIDAS AL AUTOCONSUMO

A continuación, se estudiará el ahorro mensual que se produce comparando los consumos del edificio sin el apoyo de la generación fotovoltaica y con el apoyo de ésta cuando el autoconsumo con excedentes es acogido al mecanismo de compensación de energía excedentaria. De la misma forma, más adelante, se estudiará el ahorro mensual que se produce si el autoconsumo es sin excedentes.

La tarifa elegida para el tratamiento de datos es la tarifa PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor). El ahorro será calculado teniendo en cuenta el coste de la instalación fotovoltaica para una vida útil de 25 años.

Para obtener el ahorro mensual, primeramente, se ha calculado el coste mensual de los consumos sin y con la fotovoltaica. En segundo lugar, se ha calculado los ingresos que se obtienen por la compensación de Energía Excedentaria que se produce. Y, en tercer lugar, se ha calculado el coste fijo mensual que supone la inversión de la planta fotovoltaica a lo largo de 25 años que he calificado como amortización. Teniendo en cuenta todos los factores mencionados la fórmula para calcular el ahorro mensual es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Ahorro mensual (€)} & \\
 &= \text{Coste SIN FV} - \text{Coste CON FV} + \text{Ingresos E.Excedentaria} \\
 &\quad - \text{Amortización FV}
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

En el caso del análisis del ahorro mensual para autoconsumo sin excedentes la fórmula a utilizar será:

$$\text{Ahorro mensual (€)} = \text{Coste SIN FV} - \text{Coste CON FV} - \text{Amortización FV}
 \tag{5.2}$$

RESULTADOS Y ELECCIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

- Autoconsumo con excedentes acogido al Mecanismo de Compensación:

El precio de la Energía Excedentaria del Autoconsumo para el Mecanismo de Compensación Simplificado, al igual que el Término de facturación de Energía Activa para PVPC se han obtenido de la página web del Sistema de Información del Operador del Sistema, ESIOS [21]. La página web ESIOS proporciona precios de la Energía Excedentaria a partir del mes de abril, por lo que los precios de enero, febrero y marzo se han supuesto iguales a los precios del mes de abril. El fin que se quiere alcanzar es tener datos de todos los meses del año para así determinar el estudio de un año tipo completo. Se han redondeado los datos para obtener números enteros.

	COSTE FACTURA MENSUAL SIN FV (€)	COSTE FACTURA MENSUAL CON FV (€)	INGRESOS MENSUALES POR COMPENSACION DE EXCEDENTES (€)	COSTE FACTURA MENSUAL COMPENSADA	AMORTIZACIÓN PLANTA FV (€)	AHORRO MENSUAL Autoconsumo con excedentes (€)
ENERO	2326	1931	134	1796	167	363
FEBRERO	2217	1471	100	1371	167	679
MARZO	2164	1564	264	1300	167	697
ABRIL	1488	1019	324	695	167	626
MAYO	1884	1228	291	937	167	780
JUNIO	1459	990	293	697	167	595
JULIO	395	252	532	0	167	508
AGOSTO	371	241	467	0	167	430
SEPTIEMBRE	2312	1829	247	1582	167	564
OCTUBRE	1848	1202	178	1024	167	658
NOVIEMBRE	1429	1071	143	928	167	334
DICIEMBRE	1100	835	244	592	167	98,00

Tabla 5.- Costes facturas mensuales y ahorro mensual que se produce con la modalidad de Autoconsumo con excedentes acogido al Mecanismo de Compensación.

Sobre estas líneas, se muestra la tabla 5 que recoge el Coste de la factura que correspondería a los consumos sin la energía generada por la planta fotovoltaica, el Coste de la factura correspondiente a los consumos teniendo en cuenta la generación fotovoltaica, la cantidad monetaria que se compensaría en la factura por la compensación de excedentes, el importe mensual que supone la inversión de la planta fotovoltaica, el Coste una vez restada la compensación de excedentes y finalmente el ahorro que se consigue.

La idea principal que se quiere transmitir es que el hecho de acogerse a la modalidad de autoconsumo supone un claro beneficio en la factura de la luz. Pues todos los meses existe un ingreso por compensación de excedentes llegando a los 532€ en el mes de julio, mes junto con el de agosto, que más KWh de energía excedentaria se tiene.

Valorando esta modalidad de Autoconsumo desde el aspecto energético, se debe mencionar que el autoconsumo contribuye a abaratar el precio del mercado eléctrico al aumentar la oferta de energía renovable (si hay excedentes, hay más energía negociada en el mercado eléctrico) [22]. Si cada instalación de autoconsumo situada en las ciudades se acogiera al mecanismo de compensación de excedentes, al haber un aumento de Energía excedente en la red, las Eléctricas reducirían la compra de energía (que a posteriori se vende) lo que ayudaría, como se ha dicho antes, a hacer más barato el precio de la energía. En este caso, los excedentes del Edificio IndUVA podrían ser consumidos por los edificios contiguos.

Por otro lado, hay decir que la utilización de la Energía Fotovoltaica como instalación de autoconsumo ofrece ventajas energéticas correspondientes a la Generación Distribuida. Esto implica, al tratarse de una fuente de generación de energía independiente, menores pérdidas en la red de distribución debido al menor uso de la infraestructura eléctrica. Esto se traduce también, en una mayor eficiencia en la utilización de la energía. La Generación Distribuida también conlleva menores emisiones de CO₂ por ser una Energía renovable y, por lo tanto, mejora el medio ambiente y ayuda a la lucha contra el cambio climático.

RESULTADOS Y ELECCIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

- Autoconsumo sin excedentes

Del mismo modo que se han comparado a través de la tabla 5 el coste de la factura mensual sin generación FV y el coste de la factura mensual cuando el autoconsumo es con excedentes acogido al mecanismo de compensación, en la tabla 6 se muestra el ahorro mensual obtenido si el autoconsumo se correspondiera a la modalidad sin excedentes. Se han redondeado los datos para obtener números enteros.

	COSTE FACTURA MENSUAL SIN FV (€)	COSTE FACTURA MENSUAL CON FV (€)	AMORTIZA- CIÓN PLANTA FV (€)	AHORRO MENSUAL Autoconsumo SIN excedentes (€)
ENERO	2326	1931	167	228
FEBRERO	2217	1472	167	578
MARZO	2164	1564	167	433
ABRIL	1488	1020	167	301
MAYO	1884	1229	167	489
JUNIO	1459	991	167	302
JULIO	395	252	167	0
AGOSTO	371	242	167	0
SEPTIEMBRE	2313	1829	167	317
OCTUBRE	1849	1203	167	479
NOVIEMBRE	1429	1071	167	192
DICIEMBRE	1100	835	167	98

Tabla 6.- Costes facturas mensuales y ahorro mensual que se produce con la modalidad de Autoconsumo sin excedentes NO acogido al Mecanismo de Compensación.

Desde un punto de vista económico, es evidente que la opción antes estudiada es más favorable a la hora de elegir un tipo de Autoconsumo, pero desde una posición energética las instalaciones de Autoconsumo sin excedentes además de compartir las mismas virtudes que la opción de modalidad de Autoconsumo con excedentes de la Generación Distribuida, dependen en menor medida del sistema eléctrico gracias a un sistema Anti-vertido, reduciendo el uso de las

redes de transporte y distribución lo que se traduce en una menor presión sobre éstas.

Otra característica de este tipo de modalidad es la opción de incorporar sistemas de acumulación, lo que hace del Autoconsumo sin excedentes una alternativa muy interesante puesto que la tecnología de las baterías permite mejor gestión de la energía en caso de picos de demanda o defectos en la red.

Por otro lado, el Autoconsumo sin excedentes no acogido al Mecanismo de Compensación implica menos trámites administrativos al no tener que presentar ante ninguna institución formularios y registros sobre los excedentes.

Centrándonos en el punto de vista económico se ha dispuesto la figura 43 que compara los costes mensuales de la factura eléctrica en las tres situaciones que se vienen mostrando. Ya que el criterio energético contiene ventajas en las dos modalidades de autoconsumo comparadas, el criterio económico es que marca diferencia entre éstas pues como se observa en la gráfica el coste de la factura eléctrica la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a mecanismo de compensación es la que más disminuye dicha factura.

RESULTADOS Y ELECCIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

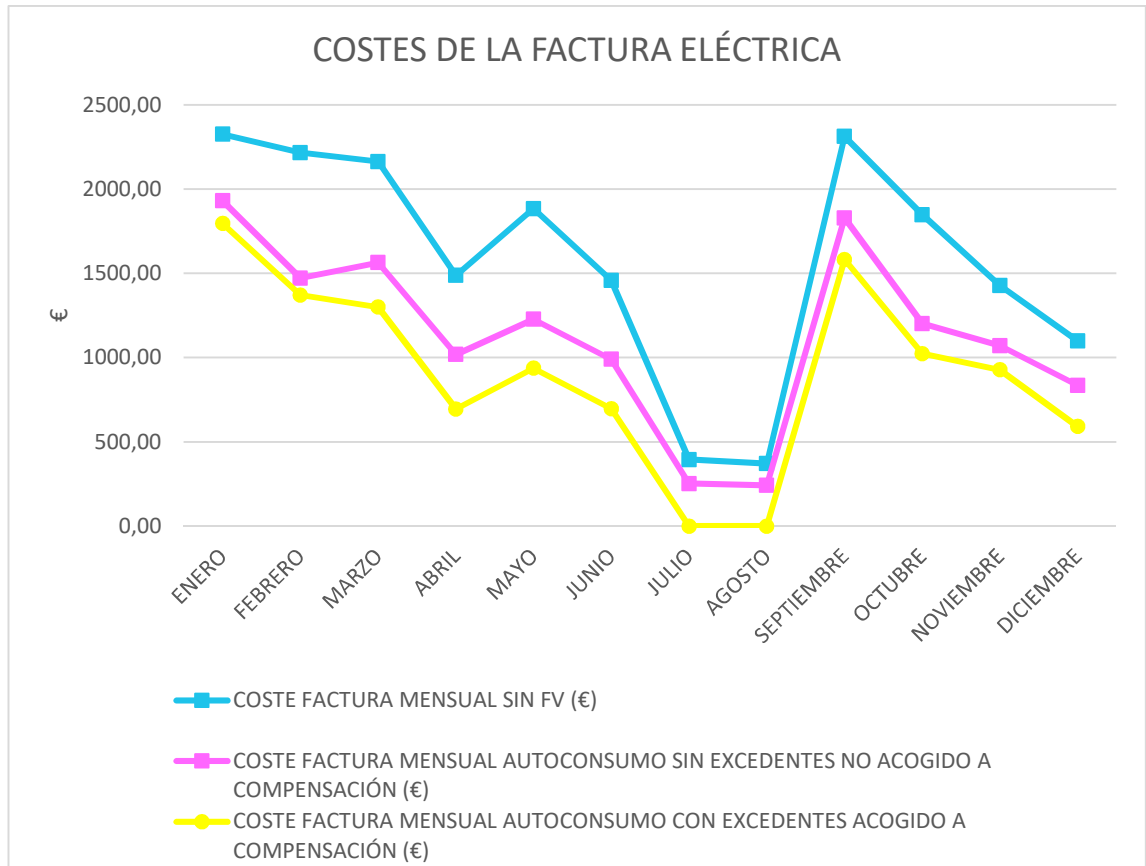


Figura 43.- Representación de los costes de la factura de electricidad sin el apoyo de la generación FV y con el apoyo de la generación FV acogido al mecanismo de compensación de excedentes

El ahorro mensual de la factura eléctrica que se produce con la modalidad de Autoconsumo con excedentes acogido al mecanismo de compensación ha sido significativo para demostrar como dicha modalidad es una buena opción de autoconsumo para el caso del Edificio IndUVa.

Por las evidencias de los gráficos y las tablas que se han adjuntado puedo afirmar que la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida al mecanismo de compensación, se trata de una buena opción para las características de los consumos del edificio IndUVa de la Universidad de Valladolid

6. APLICACIÓN DEL REAL DECRETO 244/2019 A LA INSTALACIÓN OBJETO DE ESTE TRABAJO FIN DE GRADO

La instalación fotovoltaica del Edificio IndUVA, según los resultados anteriormente mostrados y por la clasificación que proporciona el Real Decreto, se tratará como una Instalación de modalidad de suministro de autoconsumo individual con excedentes conectada a la de red interior de baja tensión, acogida a compensación.

La guía de autoconsumo que proporciona el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía facilita el siguiente esquema con los pasos que hay que seguir en la tramitación de las instalaciones en autoconsumo con excedentes. Se observa que, en función de la potencia de la instalación, ésta podrá quedar exenta de algunos de los pasos ([18]).

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES					
1. Diseño de la instalación					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico			
					Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Avaes o garantías					
Siempre debe solicitarse el CAU					
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación			Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT		AT
Exentas	Sí	Sí	Sí		Sí
Avaes o garantías – 40 €/kW					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT
Exentas	Sí	Sí	Exentas	Sí	Sí
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen					
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW>P<100kW	AT			
RD 1699/2011	RD 1699/2011	RD 1955/2000 - RD 1699/2011			
					Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA			
					Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Exentas	Sí	Sí			
					Admón. local
5. Licencia de obras					
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido					
6. Ejecución de la instalación					

Figura 44.-Trámites para el autoconsumo con excedentes (Fuente: Guía IDAE)

7. Inspección inicial e inspecciones periódicas			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Consultar CC.AA	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA	
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW Certificado instalación	BT – P>10 kW Certificado instalación Certificado fin de obra	AT Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
9. Autorización explotación			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW No necesita trámite Certificado instalación	BT – P>10 kW Sí Consultar CC.AA	AT Sí Consultar CC.AA	
10. Contrato de acceso			
BT – P≤100 kW Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	BT – P>100 kW Exentas – Comunicación cambio contrato	AT Exentas – Comunicación cambio contrato	
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares			Distribuidora o Comercializadora
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos			
12. Licencia de actividad			Admón. local
Acogidas a COMPENSACIÓN	Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Consultar normativa Ayuntamiento		Distribuidora o Comercializadora
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto	
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	BT – P>100 kW Sí, si existe	AT Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Para P≤100 W trámite de oficio por el Ministerio		
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí.		

Figura 45.- Continuación trámites para el autoconsumo con excedentes

Para instalaciones existentes, como es el caso de la instalación objeto de estudio, si no se ha realizado la tramitación administrativa de autoconsumo anteriormente, el consumidor debe proceder a realizarla, acogíendose a la modalidad adecuada según las características de la instalación y siguiendo los trámites administrativos que correspondan a la modalidad elegida.

A continuación, se detallará cada paso a seguir en la tramitación de la instalación objeto de estudio.

Paso 1: Diseño de la instalación

En primer lugar, en cuanto al diseño del proyecto, se trata de una instalación conectada a la red de baja tensión del edificio y cuya potencia del inversor es de 20 kW. Esto supondría la obligación de realizar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico competente cuando se construyó la instalación

Paso 2: Permisos de acceso y conexión / Avaes o garantías

En segundo lugar, debido a que se trata de una instalación con potencia superior a 15kW, se deberá solicitar los permisos de acceso y conexión a la compañía distribuidora y, además, será necesaria la presentación de avales y/o garantías ante la Caja General de Depósitos del Servicio Territorial de Hacienda de la Delegación Territorial de la provincia de Valladolid. Se deberá solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU), cuya función es identificar de forma única el autoconsumo, con independencia de la potencia instalada.

Paso 3: Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

En lo referente al paso tercero de Autorizaciones ambientales y de utilidad pública, las instalaciones con potencia menor de 100 kW no deberán requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública si el emplazamiento no se encuentra bajo alguna figura de protección. No obstante, las comunidades autónomas podrán advertir alguna tramitación específica.

Paso 4: Autorización administrativa previa y de construcción

El cuarto paso queda suspendido por tratarse de una instalación con potencia menor que 100 kW. La instalación quedará excluida del régimen de autorización administrativa previa y de construcción según la normativa la Comunidad Autónoma de Castilla y León. Pero se deberá solicitar la Autorización de Explotación a la Delegación Territorial de Valladolid para la puesta en servicio provisional y definitiva.

Paso 5: Licencia de obras

En quinto lugar, la normativa municipal podría obligar a la solicitud de licencia de obra. Esta solicitud puede implicar un trámite ordinario o simplificado, pero en cualquier caso exige la respuesta y concesión del permiso municipal.

Paso 6: Ejecución de la instalación

El paso número seis, se refiere a la ejecución de las obras que, como toda instalación eléctrica con conexión a una red de baja tensión, se hacen de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

En cuanto a las configuraciones de medida, teniendo en cuenta los requisitos particulares de la normativa del Real Decreto objeto, se espera que los equipos de medida sean bidireccionales y estén ubicados en el punto frontera.

Paso 7: Inspección inicial e inspecciones periódicas

La inspección inicial o las inspecciones periódicas, correspondientes al paso séptimo, dependerán del reglamento de cada Comunidad Autónoma, en el caso de Castilla y León, estarán sometidas a inspección inicial las instalaciones fotovoltaicas con potencia igual o superior a 25 kW, conectadas en baja tensión y todas las instalaciones conectadas en alta tensión.

Paso 8: Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Con respecto al octavo paso a seguir en la tramitación, al tratarse de una instalación con potencia superior a 10kW, se deberá disponer del certificado de la instalación proporcionado por la empresa instaladora y del certificado fin de obra firmado por el técnico competente, que certifique que la instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de la instalación. En la comunidad de Castilla y León, para instalaciones conectadas en baja tensión, la documentación a presentar en el Servicio Territorial de Economía e Industria constará de:

- Carpeta de baja tensión acompañada de la hoja de solicitud e inscripción y de la hoja resumen de características, según modelos aprobados por la Dirección General de Industria.

- Proyecto Técnico
- Certificado de la instalación por quintuplicado.
- Anexo de información al usuario
- Dirección de obra por duplicado
- Certificado de inspección inicial cuando proceda por duplicado
- Liquidación de la tasa correspondiente en materia de industria y energía recogida en la orden anual por la que se acuerda la publicación de las tarifas de las tasas vigentes,

Paso 9: Autorización de Explotación

La autorización de explotación es un trámite autonómico que en el caso de Castilla y León se deberá realizar para aquellas instalaciones de autoconsumo con excedentes con potencia superior a 10 kW, como es el caso de la instalación objeto de estudio. Dicho trámite, en Castilla y León se divide en dos etapas: Autorización de explotación en pruebas (se solicita cuando se presenta la certificación que acredite el final de la obra) y Autorización de explotación definitiva (se solicita una vez que puede realizarse la inscripción en los registros precisos)

La autorización de explotación de la instalación se expedirá una vez haya sido tramitado el certificado de instalación.

Paso 10: Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo

No se precisará definir un contrato específico de acceso y conexión con la compañía distribuidora para la instalación de autoconsumo, pero si se deberá comunicar a la compañía distribuidora, en caso de que la instalación de consumo cuente ya con contrato de acceso, que se habilite la posibilidad de contratación de autoconsumo. Este objetivo será realizado por la empresa distribuidora a través de la información que la comunidad autónoma le remita. Además, se deberá informar a la comercializadora para actualizar el contrato y que éste refleje la modalidad de autoconsumo elegida.

Paso 11: Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Según el Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, en su artículo 3.33, los servicios auxiliares de producción son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico.

No será necesario un contrato de suministro específico para el consumo de estos servicios si la empresa instaladora certifica que estos servicios son despreciables. Esto será así si se cumplen los siguientes requisitos:

- Las instalaciones de generación y consumo son próximas y conectadas a la red interior de baja tensión.
- Las instalaciones de generación son de tecnología renovable y de potencia inferior a 100 kW.
- La energía anual consumida por los servicios auxiliares es inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

La instalación objeto que se viene comentando cumple con estos requisitos luego, al igual que con el contrato de acceso para la instalación de autoconsumo, no será necesario un contrato de suministro para los servicios auxiliares.

Paso 12: Licencia de actividad

Una licencia de actividad es un documento que emite el ayuntamiento de cada municipio y que permite ejercer una actividad comercial o industrial concreta en un local, despacho o nave determinada. Es por eso, que en el esquema de la figura 4, las instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación, si precisan esta licencia de actividad, debido a su posibilidad de vender la energía excedente al Mercado del Sistema eléctrico. En el caso de las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación no se realiza ninguna actividad económica por lo que no es necesario este trámite.

Paso 13: Acuerdo de reparto y Contrato de compensación con excedentes

El productor y el consumidor de la instalación de autoconsumo individual con excedentes y acogida a compensación deberán firmar un contrato de

compensación de excedentes, para la compensación simplificada entre los déficits y superávits en la energía consumida y generada. Dicho contrato se firmará incluso si el productor y el consumidor es la misma persona física o jurídica. Será necesario también remitir un escrito a la empresa distribuidora solicitando la aplicación del sistema de compensación.

Paso 14: Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

En la Comunidad de Castilla y León para la inscripción en el registro de una instalación de autoconsumo se tendrá que crear primeramente el registro autonómico que aún es inexistente. El Real Decreto 244/2019 da a las Comunidades Autónomas la posibilidad de crear sus propios registros. La información del registro se deberá mandar a la Dirección General de Política Energética y Minas para la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

En cuanto a las instalaciones de autoconsumo con excedentes y con potencia inferior a 100 kW conectadas en Baja Tensión están exentas de este trámite.

Paso 15: Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.

El registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica será telemático, declarativo y de acceso gratuito. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica, el análisis de los datos sobre los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo que previamente fue recogida por la Comunidad Autónoma correspondiente.

La instalación objeto se inscribirá en la sección segunda contenida en el registro y a su vez, en la subsección a de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Paso 16: Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE)

Los titulares de una instalación de autoconsumo con excedentes acogida a compensación y con potencia inferior a 100 kW no tendrán que realizar la

inscripción en este Registro. Se encargará de ello la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica.

Paso 17: Contrato de venta de energía.

Deberá existir un contrato de venta de energía que represente a las instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación como sujetos de mercado generadores para la venta de energía.

CONCLUSIONES

La llegada del nuevo Real Decreto 244/2019 a la normativa legislativa española ofrece un nuevo escenario legal para el autoconsumo individual y colectivo y se trata de un importante hito en la regulación legislativa al introducir por primera vez en España un método de retribución de los excedentes de energía generados.

El método de “Compensación de excedentes simplificada” descontará de la factura eléctrica, a través de la comercializadora contratada, los vatios que se viertan a la red eléctrica.

Además de introducir el método de “Compensación de excedentes simplificada”, el nuevo real decreto elimina los cargos y peajes de acceso que había marcado la anterior legislación y que le hacían al autoconsumo un flaco favor en cuanto a la ejecución de nuevas instalaciones.

Respecto a la tramitación y registro administrativo de estas instalaciones a día de hoy la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) que se encarga de la elaboración de los formatos de los ficheros de intercambio de información entre las distribuidoras y las CCAA, y el Ministerio para la Transición ecológica siguen trabajando juntos para que los autoconsumidores puedan empezar a compensar sus excedentes con la mayor brevedad.

Como conclusión referida al Real Decreto se podría decir que la implantación del Real Decreto 244/2019 supondrá desde un punto de vista personal, un aumento considerable de este tipo de instalaciones ya sea con excedentes o sin excedentes, y el informe anual 2019 elaborado por la UNEF (Unión Española Fotovoltaica) [23] así lo afirma, defendiendo unas perspectivas de instalación de hasta 400MW de autoconsumo anuales.

Dados los objetivos que se recogen al principio de este Trabajo Fin de Grado, las conclusiones que se obtienen de la elaboración del Estudio son:

- La valoración a través del estudio económico y energético de la conexión en modalidad de autoconsumo de la planta fotovoltaica ha concluido

como mejor opción la conexión en modalidad de autoconsumo con excedentes acogida al mecanismo de compensación.

- Las dos modalidades estudiadas contemplan grandes ventajas desde un punto de vista energético pues se trata de dar a la instalación existente (en la actualidad sin uso), los beneficios de la generación distribuida, entre los que destacan el aumento de eficiencia energética debido a la descentralización de la generación eléctrica, la reducción de gases CO2 al utilizar una energía limpia o el ahorro significativo en la factura eléctrica.
- El empleo de la planta fotovoltaica instalada en la fachada ventilada del Edificio IndUVa como ejemplo de aplicación de la nueva normativa ha sido muy práctico para la elaboración de este trabajo, pues tener acceso a los consumos y poder utilizar datos reales ha facilitado el análisis económico realizado.
- Poder simular una instalación real y poder comprobar a través de la licencia del programa PVSyst cedida por la EII (Escuela de Ingenierías Industriales), la producción anual y las horas equivalentes de la planta, así como otros datos de interés técnicos también ha sido muy ventajoso en el aprendizaje de ese Software y en el manejo de esa información.
- La realización de los gráficos comparando la producción de la simulación con los valores reales de consumos a lo largo de todos los meses del año creo que es muy servicial a la hora de reflejar los días y periodos de más energía excedente y por lo tanto de mayor compensación en la factura eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Blog, «Factor energía,» 31 03 2017. [En línea]. Available: <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo/ventajas-del-autoconsumo/>. [Último acceso: Julio 2019].
- [2] «Quetzal ingeniería,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.quetzalingeneria.es>. [Último acceso: Junio 2019].
- [3] A. I. d. I. Energía, «Programa de Sistemas Fotovoltaicos,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=266>. [Último acceso: Octubre 2019].
- [4] P. Mosquera, «En el mundo ya hay medio teravatio de energía solar fotovoltaica instalada,» *Energías Renovables*, 2019.
- [5] G. Prieto, «Geografía Infinita,» Blog, 24 Julio 2017. [En línea]. Available: <https://www.geografiainfinita.com/2017/07/reparto-las-horas-sol-mundo/>. [Último acceso: Julio 2019].
- [6] W. o. d. I. U. Europea, «Comisión Europea, Acción por el clima,» Energía, cambio climático oy medio ambiente- Acción por el clima-EU Action, 2019. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es. [Último acceso: Octubre 2019].
- [7] J. C. R., «BOE-Real Decreto 2818/1998,» 30 Diciembre 1998. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/1998/12/30/pdfs/A44077-44089.pdf>. [Último acceso: Junio 2019].
- [8] J. C. R., «BOE-Real Decreto 436/2004,» 27 Marzo 2004. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2004/03/27/pdfs/A13217-13238.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].

- [9] J. C. R., «BOE-Real Decreto 661/2007,» 26 Mayo 2007. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].
- [10] J. C. R., «BOE- Real Decreto 1578/2008,» 27 Septiembre 2008. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2008/09/27/pdfs/A39117-39125.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].
- [11] J. C. R., «BOE-Real Decreto 1699/2011,» 18 Noviembre 2011. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2011/BOE-A-2011-19242-consolidado.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].
- [12] J. C. R., «BOE-Real Decreto 1/2012,» 27 Enero 2012. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].
- [13] EUOBSERVER, «EUOBSERVER,» abril 2011. [En línea]. Available: <https://euobserver.com>. [Último acceso: Octubre 2019].
- [14] J. C. R., «BOE-Ley 24/2013,» 27 Diciembre 2013. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf> . [Último acceso: Julio 2019].
- [15] J. C. R., «BOE-Real Decreto 900/2015,» 10 Octubre 2015. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].
- [16] F. R., «BOE-Real Decreto Ley 15/2018,» 6 Octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>. [Último acceso: Julio 2019].
- [17] F. R., «BOE-Real Decreto 244/2019,» 6 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>. [Último acceso: Mayo 2019].

- [18] D. S. IDAE, «Guía profesional de tramitación del autoconsumo,» Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>. [Último acceso: Octubre 2019].
- [19] M. J. G. Díaz, « Construction21,» Portal Digital Construction21, 20 Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.construction21.org/espana/case-studies/es/aulario-induva.html>. [Último acceso: Mayo 2019].
- [20] «CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.conama11.vsf.es/conama10/download/files/conama2016/CT%202016/1998973528.pdf> . [Último acceso: Mayo 2019].
- [21] S. d. I. d. O. d. Sistema, «ESIOS,» RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, ABRIL 2019. [En línea]. Available: https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=07-02-2020T00%3A00&end_date=07-02-2020T23%3A00&compare_start_date=06-02-2020T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015. [Último acceso: DICIEMBRE 2019].
- [22] IDAE, «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía,» abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=2ahUKEwjI9PnUncDnAhURUhoKHZQ7BwQQFjACegQIARAB&url=https%3A%2F%2Fwww.idae.es%2Ffile%2F14822%2Fdownload%3Ftoken%3DJTiJ1SZT&usg=AOvVaw24J3dDoxFA4Ko-hsZQPqt>. [Último acceso: Enero 2020].
- [23] UNEF, «Unión Española Fotovoltaica,» Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://unef.es/wp->

content/uploads/dlm_uploads/2019/09/memoria_unef_2019-
web.pdf. [Último acceso: Diciembre 2019].