



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**LA ENERGÍA ELÉCTRICA FV Y EL SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA**

Autor:

Fraile Gutiérrez, Cristina

Tutor:

**Pérez García, Julián M.
Dpto. INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Valladolid, Marzo de 2018.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ANTECEDENTES Y OBJETO	6
2.1	Antecedentes	6
2.2	Objeto	8
3.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	8
3.1	Emplazamiento	8
3.2	Descripción general	8
4.	DISEÑO INSTALACION FOTOVOLTAICA.....	9
4.1	Descripción general	9
4.2	Dimensionado con el programa PVsyst.....	10
4.2.1	Bases de datos	10
4.2.2	Diseño del proyecto.....	12
4.3	Resultado de la simulación.....	28
5.	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	32
5.1	Introducción.....	32
5.2	La producción y la demanda de energía eléctrica	32
5.3	Descripción general de sistemas de energía eléctrica.....	33
5.3.1	Generación	34
5.3.2	Transporte	34
5.3.3	Red de distribución en media tensión	37
5.3.4	Red de distribución de baja tensión	39
5.4	Descripción de instalaciones típicas.....	39
6.	FLUJO DE POTENCIAS	44
6.1	Introducción.....	44
6.2	Modelo de la red	45
6.3	El problema del flujo de potencia	45

6.3.1 Tipos de nudos.....	49
6.4 Método de Newton-Raphson.....	51
6.4.1 Método iterativo Newton-Raphson	51
6.4.2 Aplicación al flujo de carga del sistema de potencia	52
7. PLANIFICACION MINIRED	56
7.1 Descripción de los nudos	56
7.1.1 Nudo número 1	56
7.1.2 Nudo número 2	57
7.1.3 Nudo número 3	57
7.1.4 Nudo número 4	58
7.1.5 Nudo número 5	58
7.1.6 Nudo número 6	58
7.2 Descripción de los parámetros de red.....	58
8. SIMULACIONES	59
9. CONCLUSIONES.....	75
10. ANEXOS.....	75
11. BIBLIOGRAFÍA.....	80

1. INTRODUCCIÓN

En este trabajo de fin de grado se va a intentar llevar a cabo, por un lado una instalación solar fotovoltaica con seguimiento en dos ejes mediante el programa PVSYST y por otro lado se va tratar de estudiar el comportamiento y la influencia de dicha instalación dentro de una red ficticia.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que se basa en la captación de radiación solar mediante una célula fotovoltaica y su posterior transformación en energía eléctrica. Es una fuente de energía renovable, por tanto inagotable y no contaminante lo cual supone una gran ventaja en sus instalaciones.

Este tipo de energía, se usa principalmente para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución, denominados conectados a red, en los cuales se genera electricidad mediante los módulos fotovoltaicos y se inyectan directamente a la red de distribución eléctrica. Estas instalaciones pueden ser fijas o con seguimiento, en estas últimas los paneles fotovoltaicos están instalados sobre unas estructuras que se mueven siguiendo el recorrido del sol, para maximizar la producción de energía eléctrica. Aunque también existen otros tipos de instalaciones denominadas aisladas, las cuales permiten alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica pueden ser de pequeño tamaño desde 5kWp en instalaciones de viviendas individuales o centrales de gran tamaño que pueden llegar a tener varios megavatios de potencia instalada.

Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, no requieren apenas de mantenimiento y presentan una gran simplicidad y facilidad de instalación. Además, la gran modularidad de estas instalaciones permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades de cada usuario o recursos económicos.

El trabajo se ha centrado, por un lado en la tecnología con seguimiento solar a dos ejes localizado en un huerto solar de 3,1MW de potencia instalada en

la localidad de Villardefrades en Valladolid. En la Imagen 1, se pueden observar un conjunto de la tecnología de seguidores “Pevafersa” situados en Villardefrades.



Imagen 1 Seguidores solares “Pevafersa”. (Fuente: Propia)

En una segunda fase del mismo, se verá la influencia del diseño de esta instalación dentro de un sistema eléctrico diseñado, con varios nudos de consumo. Dicho sistema eléctrico se ha creado a partir de varios consumos a los que se ha tenido acceso. Se calcularán los flujos de carga por la red a través de un programa implementado en Matlab y por último, se tratará de realizar una comparativa de la red cuando se encuentra conectada la planta solar fotovoltaica, frente a la situación en la que no tenemos conectada esta generación distribuida.

2. ANTECEDENTES Y OBJETO

2.1 Antecedentes

La energía solar fotovoltaica es una energía que hasta el 2008 tuvo un fuerte crecimiento debido a ciertos motivos políticos y económicos en España, fue a partir de ese mismo año cuando comenzó un declive en la infraestructura de estas instalaciones. Al contrario ha estado sucediendo en países del resto de Europa cuyo crecimiento de esta tecnología ahora mismo está en auge.

Es un dato cuanto menos desconcertante, ya que España es rica en esta materia prima, el sol, con unas 2800 horas de sol al año frente a otros países como Reino Unido con entorno a 1600 horas, en el cual el sol escasea, la tecnología solar fotovoltaica está en su máximo esplendor.

La Imagen 2 muestra un mapa de Europa y los niveles de radiación por región de media a lo largo de un año. Se observa que los niveles de irradiación son mayores en las regiones del sur, como por ejemplo España, Italia o Grecia, que en las regiones del norte, como por ejemplo Reino Unido o Alemania.

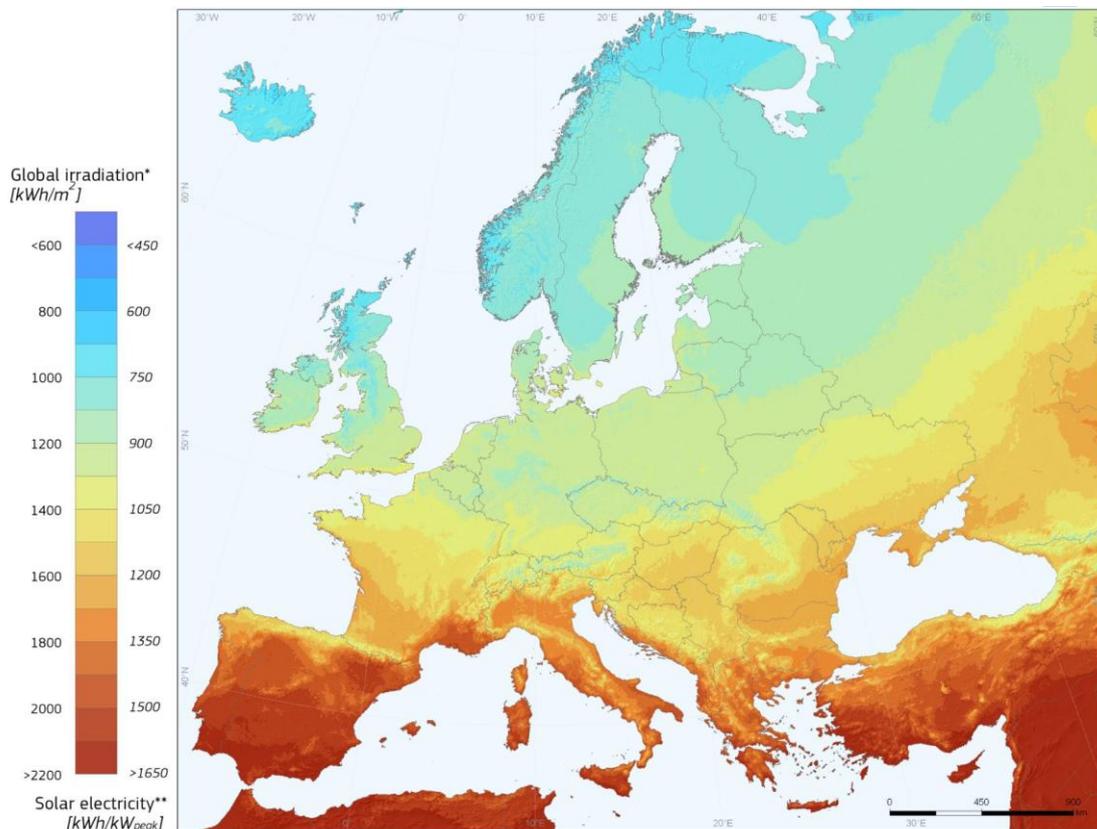


Imagen 2 Mapa de irradiación solar en Europa. (Fuente: Euroobserver)

2.2 Objetivo

En este Trabajo de Fin de Grado se persiguen dos objetivos:

El primero es el diseño y la simulación de una instalación solar fotovoltaica de 3.1 MW de potencia instalada, mediante el programa PVSYST, conectada a la red de distribución eléctrica, y ubicada en la localidad de Villardefrades, Valladolid.

Un segundo objetivo es estudiar el comportamiento y la influencia de la instalación solar fotovoltaica, dentro de una red previamente diseñada con varios nudos de consumo.

3. DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN

3.1 Emplazamiento

La instalación objeto de esta memoria se encuentra situada en la parcela 38 del polígono 5 de la localidad de Villardefrades en Valladolid. A continuación, en la Imagen 4, se muestra un plano del emplazamiento.



Imagen 4 Localización. (Fuente: Google Maps)

3.2 Descripción general

El generador fotovoltaico, formado por una serie de módulos conectados entre sí, se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Sin embargo, esta energía está en forma de corriente continua en el momento en el

que sale de los paneles fotovoltaicos y tiene que ser transformada por el inversor en corriente alterna para acoplarse a la red convencional. En el caso particular de la instalación que nos ocupa, la red a la que estará conectado el Generador Fotovoltaico será la de Media Tensión.

Así pues, los módulos fotovoltaicos generan una corriente continua proporcional a la irradiación solar que incide sobre ellos. Esta corriente se conduce al inversor que, utilizando la tecnología de potencia, la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia que la red eléctrica y de este modo queda disponible para cualquier usuario.

El generador fotovoltaico de la instalación estará formado por 15600 módulos de 200 Wp. Entre todo el sistema se alcanzará una potencia total de 3120 kWp.

4. DISEÑO INSTALACION FOTOVOLTAICA

4.1 Descripción general

El diseño de la instalación solar fotovoltaica se ha llevado a cabo a través del programa PVSYST, el cual es un software para el dimensionado, estudio y simulación de sistemas fotovoltaicos. Este permite una simulación detallada en valores horarios, ofrece la posibilidad de analizar diversas configuraciones de sistemas conectados a red, realiza un estudio de sombras por medio de una representación 3D de todo el sistema, y, a parte, dispone de una gran gama de componentes (diversidad de módulos fotovoltaicos e inversores).

En la Imagen 5 se muestra la primera pantalla que aparece al abrir el software de PVSYST, en la cual podemos iniciar el proyecto de la instalación que vayamos a diseñar. Se puede realizar un pre-dimensionado de la instalación, en este caso no usaremos esta opción ya que solo nos aportará datos rápidos y básicos que no nos servirán para el fin que se persigue. Si que emplearemos la opción de “diseño de proyecto”, será desde esta desde donde se desarrollará el diseño de la instalación. Y la opción de “bases de datos” será la primera que se usará, teniendo especial importancia, ya que desde aquí se incluirá la localización que va a tener el proyecto.



Imagen 5 Menú principal de PVSYST. (Fuente: PVSYST)

4.2 Dimensionado con el programa PVSYST

En este apartado se procede al dimensionado propiamente dicho de la instalación solar fotovoltaica.

4.2.1 Bases de datos

Antes de comenzar a diseñar la instalación, para incluir nuestros datos de irradiación, en el primer menú principal que nos aparece al abrir el programa (Imagen 5) incluye una opción que se denomina “Bases de datos”. Una vez seleccionada esta opción, tenemos una amplia variedad de acciones con respecto a las bases de datos de clima, como a las bases de datos de componentes a incluir en la instalación.

En primer lugar, lo que se necesita es una base de datos de clima del emplazamiento donde se situará la instalación. Una fuente fiable y además gratuita para obtener los datos de irradiación de un emplazamiento es la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Para ello es necesario acceder a la página web, elegir el emplazamiento en el cual se sitúa la instalación, guardar el lugar e importar la meteorología. En la Imagen 6, se muestra la Página Web de la cual se ha obtenido la base de datos.

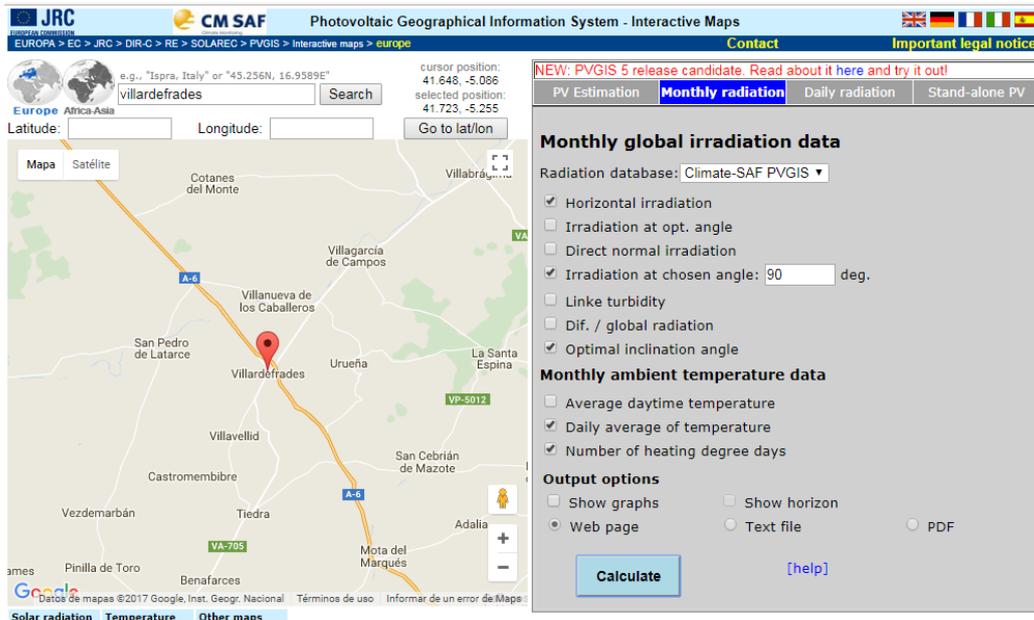


Imagen 6 Página Web PVGIS. (Fuente: Google)

A partir de aquí, nos proporciona una tabla con los datos de radiación solar para ese emplazamiento. Una vez conseguidos, los tenemos que descargar en el PVSYST y proceder a la utilización de la localización de Villardefrades.

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 41°43'48" North, 5°15'28" West, Elevation: 721 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 35 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	I_{opt}	T_{24h}
Jan	1790	63	4.1
Feb	2930	57	4.3
Mar	4440	44	7.8
Apr	5330	28	11.0
May	6510	17	14.5
Jun	7390	8	18.9
Jul	7800	12	22.4
Aug	6790	24	22.2
Sep	5180	40	18.5
Oct	3470	53	13.5
Nov	2190	62	7.8
Dec	1670	66	4.4
Year	4630	35	12.4

H_h : Irradiation on horizontal plane ($Wh/m^2/day$)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)
 T_{24h} : 24 hour average of temperature ($^{\circ}C$)

Imagen 7 Tabla de irradiación. (Fuente: PVSYST)

Dentro del menú de “base de datos de clima”, se encuentra una opción para importar nuestra base de datos denominada “Importación base clima”. Con la tabla de datos de radiación obtenidos previamente, tenemos que copiarlos y

pulsar el botón “Importar” que aparezca en la pantalla. Ya tendríamos una base de datos de nuestro emplazamiento en el programa disponible para ser usada en el proyecto.

4.2.2 Diseño del proyecto

Lo primero que hay que hacer para iniciar un proyecto en PVSYS, una vez ya tenemos incluida nuestra base de datos y estamos en el menú principal, es seleccionar la opción “diseño del proyecto” en el menú de la Imagen 5.

El menú que se despliega a continuación ofrece la posibilidad de diseñar diferentes tipos de proyectos. En nuestro caso seleccionaremos la opción de “Conectado a red” ya que nuestra instalación estará conectada a la red. Se despliega un menú principal para el diseño del proyecto, en el cual lo primero que tenemos que realizar es seleccionar la opción que nos indica “Lugar y Meteo”, donde debemos seleccionar la base de datos de clima creada previamente.

- Orientación

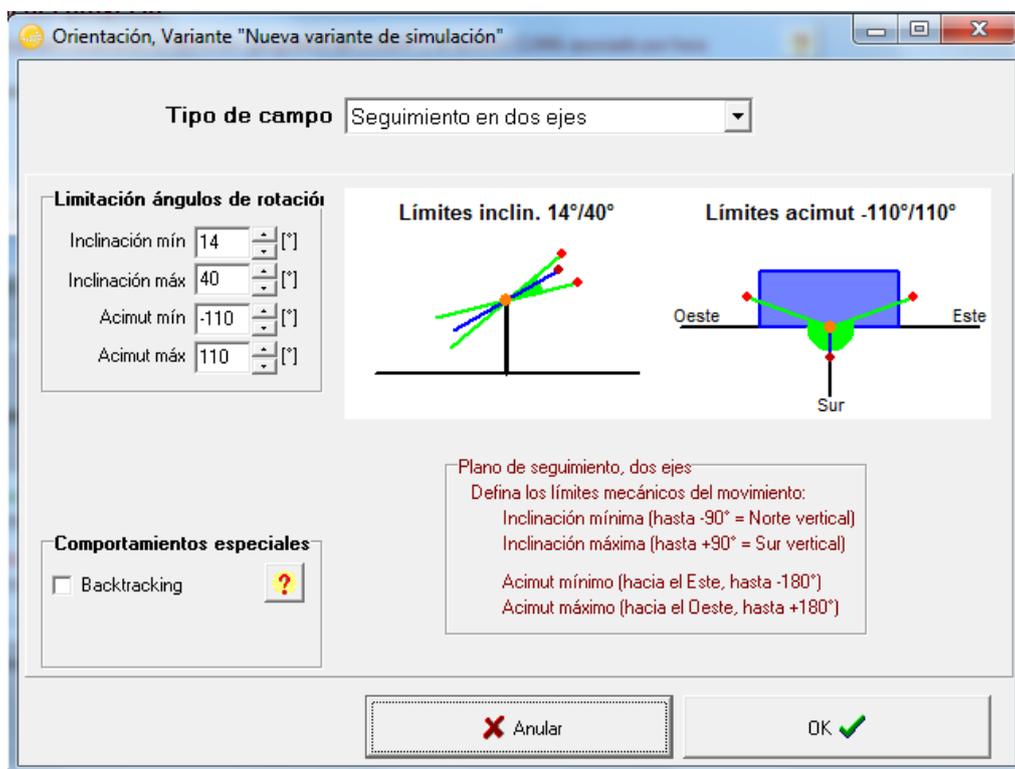


Imagen 8 Apartado Orientación. (Fuente: PVSYS)

Una vez definida la localización, continuamos el diseño del proyecto especificando qué tipo de instalación solar vamos a realizar. En nuestro caso vamos a realizar una instalación con seguimiento en dos ejes. A continuación debemos indicar el azimut y la inclinación máxima y mínima que van a tener nuestros seguidores (esta característica viene especificada en el catálogo del fabricante de los seguidores que vayamos a elegir, no es un dato aleatorio).

En esta pestaña del programa nos deja la opción de seleccionar backtracking, esto es, el retorno del panel solar en caso de producirse sombras con otros paneles. En nuestro caso no vamos a tener en cuenta esta opción ya que los seguidores están pensados para hacer un seguimiento de la trayectoria del sol y tenemos terreno suficiente, sin obstáculos aparentes que puedan generar sombras, a la hora de disponerlos en el espacio como para no tener problemas de proyecciones de sombras de unos paneles con respecto a otros. Y además, en el apartado de sombras cercanas se llevará a cabo el dibujo de la instalación para poder ver más detenidamente este aspecto.

A continuación, en la Imagen 9, se detallan las características del seguidor empleado:

FABRICANTE	PEVAFERSA ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.
Potencia Máxima instalable	Hasta 9,9 KWp (Orientativo, dependiendo del módulo empleado)
Superficie Modular	Hasta 82 m ² (Orientativo, dependiendo del módulo empleado)
Seguimiento	2 Ejes: Azimutal y Cenital
Altura Máxima	6,4 m
Accionamiento Eje Azimutal	Tracción a una rueda mediante motor hidráulico
Accionamiento Eje Cenital	Mediante 2 cilindros hidráulicos
Campo de giro Azimutal	220°
Campo de giro Cenital	De 14° a 40°
Peso sin Módulos	2.100,60 kg
Peso máximo de los módulos	1.500 kg
Material de la estructura	Acero Galvanizado inmersión en caliente
Fijación de paneles	Los paneles van sujetos con un polímero plástico y sellados con silicona especial antirrobo
Sistema de seguimiento	Autómata programable totalmente independiente en cada seguidor
Armarios Eléctricos de Autómata y de Protección	Alojando cuadro de control y cuadro de protección eléctrica, IP65
Cimentación	Zapata de hormigón in situ de 7 m ³
Velocidad de Viento de Diseño	102 Km/h. Si pasa de 45 Km/h desciende a la mínima inclinación (esta velocidad puede ser modificada)
Consumo eléctrico	0,11 kWh/día/<40 kW/año
Garantía	10 años en piezas, estructura y mecanismos.

Imagen 9 Características del seguidor. (Fuente: Fabricante)

Como ya se sabe se va a implantar un seguimiento en dos ejes, en el eje acimutal y en el eje cenital. Se han tenido en cuenta los campos de giro y así se han especificado en el PVSYST. Como se puede observar en la hoja de características, especifica un campo acimutal de 220°, y por ese motivo se ha indicado -110° de azimut mínimo y 110° de azimut máximo. El azimut es el ángulo en la dirección de referencia, también podemos llamarlo ángulo de orientación. En cuanto al campo de giro cenital o ángulo de inclinación, se observa una inclinación mínima de 14° y una máxima de 40°. Todos estos datos nos han permitido definir la limitación de ángulos de rotación dentro del programa.

- Sistema

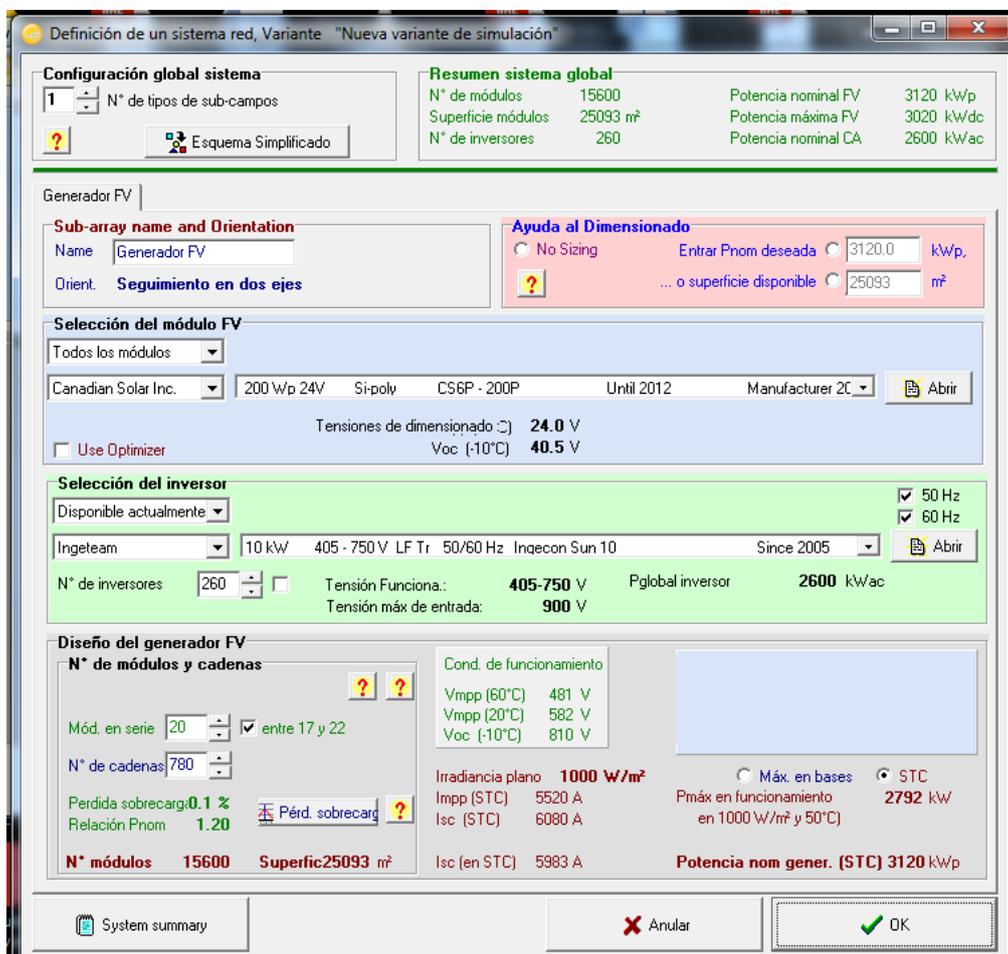


Imagen 10 Apartado Sistema. (Fuente: PVSYST)

Este es un punto muy importante del diseño de la instalación, ya que en él debemos elegir los elementos que van a componer el sistema, los cuales son los módulos fotovoltaicos y los inversores, así como la disposición de la matriz,

indicando el número de módulos en serie y en paralelo para simular el sistema. En nuestro caso y para simplificar el diseño, elegiremos el mismo modelo de panel para toda la instalación e igualmente para los inversores. Tanto en la selección de los módulos como en la de los inversores, podemos acceder a un amplio catálogo de la base de datos de PVSYST para seleccionar sus características. A través de las pestañas desplegables podemos seleccionar su marca, potencia y tecnología.

La suma de la potencia de todos los paneles será la potencia total. También hay que tener en cuenta que se ajuste la tensión y la corriente de la instalación a las cargas.

Los componentes utilizados son:

- Panel Canadian Solar Inc 200Wp.

Es un módulo de silicio policristalino de 200Wp.

CS6P-200/205/210/215/220/225/230/235/240M
ClearPower

Electrical Data		CS6P-200M	CS6P-205M	CS6P-210M	CS6P-215M	CS6P-220M	CS6P-225M	CS6P-230M	CS6P-235M	CS6P-240M
Nominal Maximum Power at STC (Pmax)		200W	205W	210W	215W	220W	225W	230W	235W	240W
Optimum Operating Voltage (Vmp)		29.2V	29.2V	29.3V	29.3V	29.5V	29.7V	29.9V	30.1V	30.2V
Optimum Operating Current (Imp)		6.86A	7.02A	7.17A	7.33A	7.45A	7.58A	7.70A	7.82A	7.95A
Open Circuit Voltage (Voc)		36.5V	36.5V	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V
Short Circuit Current (Isc)		7.56A	7.66A	7.77A	7.89A	7.97A	8.07A	8.22A	8.34A	8.46A
Operating Temperature		-40°C~+85°C								
Maximum System Voltage		1000V (IEC) /600V (UL)								
Maximum Series Fuse Rating		15A								
Power Tolerance		+5W								
Temperature Coefficient	Pmax	-0.45%/°C								
	Voc	-0.35%/°C								
	Isc	0.060%/°C								
	NOCT	45°C								

Imagen 11 Sección de la hoja de características del Panel. (Fuente: Bibliografía XI)

- Inversor IngeconSun 10KW.

Es un inversor de 10KW. A la hora de realizar diseños de este tipo se tiene muy en cuenta la tensión de funcionamiento, la cual en este caso viene especificada en un rango de 405V la mínima y 750V la máxima. También es importante el valor de tensión de entrada máxima que soporta el inversor, ya que posteriormente nos va a afectar a la disposición de los módulos. Dicha disposición va a tener que ajustarse a este rango de tensiones máximas y mínimas que ofrece el inversor.

	10	12,5	15	20	25	30
INGECON SUN Smart con transformador						
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V				
Tensión máxima DC ²⁾	900 V	900 V				
Corriente máxima DC	26 A	32 A	39 A	52 A	65 A	78 A
Nº entradas DC	8	8	8	1	1	1
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC ³⁾	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27,5 kW	33 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V				
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz				
Coseno Phi ⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sl. Smáx=11 kVA	Sl. Smáx=13 kVA	Sl. Smáx=16 kVA	Sl. Smáx=22 kVA	Sl. Smáx=27,5 kVA	Sl. Smáx=33 kVA
THD ⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	94,9%	94,9%	94,9%	96,1%	96,1%	96,1%
Euroeficiencia	93,3%	93,5%	93,8%	94,5%	94,9%	95,2%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	433 m³/h	433 m³/h	433 m³/h	674 m³/h	674 m³/h	674 m³/h
Consumo en stand-by ⁶⁾	30 W	30 W				
Consumo nocturno	1 W	<5 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54

Imagen 12 Sección de la hoja de características del Inversor. (Fuente: Bibliografía XII)

Los seguidores son de una media de 10 kW de potencia instalada y utilizaremos un inversor por cada seguidor. Por tanto en nuestra instalación cada seguidor va a estar compuesto por 60 paneles fotovoltaicos, dispuestos horizontalmente, 12 en el eje de ordenadas y 5 en el eje de coordenadas, teniendo un total de 260 seguidores en toda la instalación. Los módulos en cada seguidor formarán tres cadenas de 20 módulos en serie, lo cual nos da un total de 780 cadenas de 20 módulos en serie, utilizando un total de 15600 módulos, que nos van a proporcionar la potencia instalada requerida de 3120 kWp.

Sabemos que la tensión varía con la temperatura a razón de a mayor tensión menor temperatura. Para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor, como ya se ha mencionado anteriormente, se tendrá que tener en cuenta y evaluar las condiciones extremas y de funcionamiento del generador fotovoltaico. Dichas condiciones vienen dadas en su intervalo de funcionamiento:

Por un lado tenemos la tensión MPP mínima (V_{min}), que es la tensión del campo fotovoltaico para la máxima temperatura de funcionamiento prevista, en nuestro caso PVSYST nos la fija en 60°C.

Otro parámetro importante a tener en cuenta es la tensión MPP máxima ($V_{m\acute{a}x}$) del campo fotovoltaico para la mínima temperatura de funcionamiento prevista, en nuestro caso esta temperatura se fija en 20°C

Y por último la tensión sin carga ($V_{0c\ m\acute{a}x}$) del campo fotovoltaico para la mínima temperatura de funcionamiento prevista.

Después se evalúa el intervalo de funcionamiento del inversor en corriente continua. En este caso hay que tener en cuenta los siguientes parámetros:

La tensión de entrada mínima admitida por el inversor ($V_{MPPT\ min}$), en nuestro caso son 405V.

También hay que fijarse en la tensión de entrada máxima admitida por el inversor ($V_{MPPT\ m\acute{a}x}$), que en nuestro caso son 750V.

Y por último la tensión de entrada máxima soportada por el inversor ($V_{m\acute{a}x}$), que son 900V.

Con el dimensionado llevado a cabo con el programa PVSYST, se tiene en cuenta una configuración en la cual nos aconseja cadenas de entre 17 y 22 módulos en serie. El número de paneles en serie determinará la tensión total del generador fotovoltaico, que se ajustará a los niveles de tensión del inversor. Las ramas en paralelo condicionarán la corriente de funcionamiento: a mayor número de ramas, mayor será la intensidad. Para nuestra instalación, como ya señalamos anteriormente, hemos elegido una configuración de 20 módulos en serie, lo cual como podemos observar en la imagen, nos proporciona unas condiciones de funcionamiento de tensión mínima a 60°C de 481V, valor de tensión que se encuentra en el rango de tensiones que nos proporcionaba los datos técnicos del inversor cuyo valor de tensión mínima admitida es 405V. Todo esto es para poder garantizar las condiciones extremas de funcionamiento del inversor y de los propios módulos fotovoltaicos.

El número de módulos en serie garantiza que la tensión de funcionamiento sea adecuada para el inversor:

*Tensión de funcionamiento [V] = Tensión del modulo [V] * módulos en serie*

$$480 = 24 \text{ V} * 20$$

Por otro lado, la tensión máxima a 20°C para las condiciones de funcionamiento obtenidas es de 582V, valor que también se encuentra dentro del rango teórico admisible por el inversor, que en este caso la tensión máxima de entrada según las características del mismo es de 750V.

Por último la tensión de entrada máxima soportada por el inversor seleccionado es de 900V, y en nuestras condiciones de funcionamiento vamos a tener una tensión máxima soportada de 810V a -10°C.

Con todo esto, concluimos por tanto, que tenemos un dimensionado correcto dentro de los rangos admitidos tanto por el inversor como por los módulos fotovoltaicos. Hemos adecuado ambos rangos de funcionamiento para que se solapen de manera que tengamos un funcionamiento óptimo de ambos consiguiendo que sean seguros y eficientes en ambos casos.

- Horizonte

Para dibujar sombras lejanas producidas, como por ejemplo, por una cordillera, el procedimiento es hacer una fotografía panorámica dirigida al sur y, para ello, se requieren aparatos especializados. Este procedimiento resulta muy costoso y laborioso de realizar, por este motivo es posible crear un perfil del horizonte a partir de PVSYST. En nuestro caso no hemos considerado ninguna sombra de este tipo ya que el emplazamiento en el cual se sitúa la instalación fotovoltaica no presenta riesgos de estas características.

Se puede observar en la Imagen 13, el gráfico que genera PVSYST del horizonte, que no hay ningún tipo de obstáculo que suponga sombreados importantes y que debemos tener en cuenta, ya que no han sido dibujados.

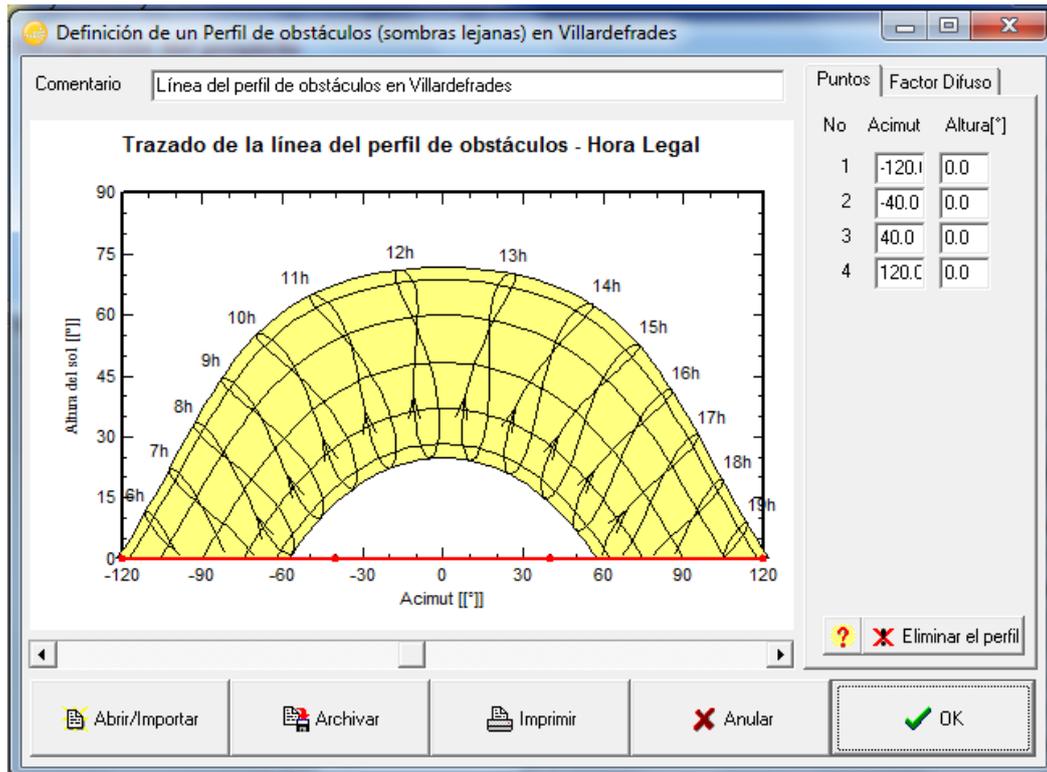


Imagen 13 Gráfica Horizonte. (Fuente: PVSYST)

- Sombras cercanas

Para realizar un estudio de sombras sobre un sistema, se debe realizar previamente un perfil de las sombras. Con este perfil obtenemos un factor de pérdidas de generación energética por sombras. Este parámetro ha de ser calculado específicamente para cada instalación, y usualmente se toma como punto de referencia el punto central del sistema fotovoltaico. El problema se encuentra cuando el sistema fotovoltaico es de grandes dimensiones y se desea precisión. En estos casos, se deben realizar varios análisis de sombras en diferentes puntos del sistema a fin de obtener un análisis de las sombras que se ajuste más a la realidad.

El resultado del mencionado análisis permite obtener el nivel de sombra presente a lo largo de todo el año, mostrado en un diagrama de movimiento del sol.

Hay diferentes formas para la elaboración y representación del perfil de sombras. Una sería a través de aparatos especializados que generan el perfil mediante una fotografía panorámica e indicando las coordenadas del lugar. Otra

sería por medio de la aplicación de la trigonometría, puesto que las dimensiones y distancias de los elementos y del sol son conocidas. A partir de aquí podríamos mencionar otras múltiples formas, como la aplicación de un software especializado, etc.

El procedimiento del estudio mediante el software PVSYST, consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie estudiada, con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol. Cabe añadir que para sistemas fotovoltaicos que abarcan grandes superficies resulta un trabajo muy laborioso, por eso PVSYST dispone de herramientas que nos permiten realizar un estudio de horizonte de la instalación y su posible generación de sombras en momentos determinados del día y del año.

En este caso se ha realizado un esquema del sistema FV en PVSYST, dentro de la opción de sombras cercanas que nos aparece en el menú principal del proyecto de la instalación que se está llevando a cabo.

Para proceder a dibujar la disposición de módulos en el espacio disponible, así como los obstáculos que puedan suponer sombras en los paneles, se debe seleccionar la opción de “Construcción/Perspectiva”, como se puede observar en la Imagen 14.



Imagen 14 Menú para acceder a la construcción de la perspectiva. (Fuente: PVSYST)

Una vez seleccionado, aparecerá un entorno en blanco para poder proceder a la realización de la situación, disponiendo los paneles en el espacio, así como cualquier detalle relevante para la simulación.

Esta instalación se encuentra en un polígono en el cual no hay ningún elemento que pueda producir sombras aparentes en nuestra instalación, por tanto eso ha facilitado mucho el desarrollo del dibujo. Pero sí es importante la colocación entre los paneles para evitar sombras entre ellos, y de esta manera conseguir una eficiencia máxima de los mismos.

Para un mejor manejo de la herramienta, en primer lugar se debe seleccionar la opción de dibujar en dos dimensiones. En este caso la opción de dibujo en los planos X e Y. A continuación, se definen las dimensiones del módulo empleado para posteriormente integrar el número de módulos necesarios (60 módulos que componen cada seguidor) en los seguidores. Lo siguiente que se ha llevado a cabo es la definición del seguidor que hemos empleado. Como se ha dicho en anteriores apartados, el seguidor usado para la instalación consta de 5 módulos en el eje de coordenadas y 12 en el eje de ordenadas, todos ellos dispuestos horizontalmente.

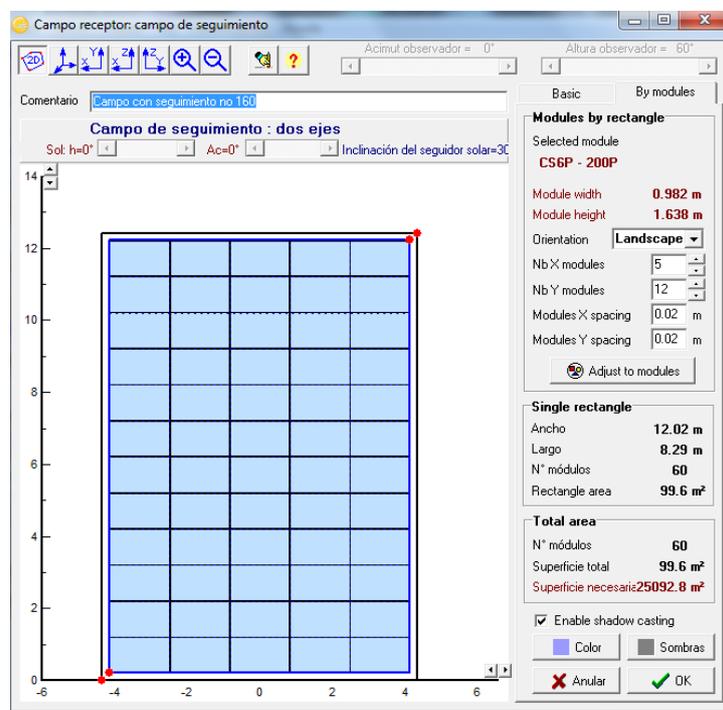


Imagen 15 Dibujo esquemático del Seguidor. (Fuente: PVSYST)

En la Imagen 15, se puede observar uno de los seguidores de la instalación, en concreto el numero 160. En la misma se especifican todos los datos de dimensiones del módulo, separación entre módulos dentro de los seguidores, disposición de los módulos y orientación en el espacio, número de módulos total que componen el seguidor, dimensiones y área totales del mismo.

Una vez dibujado el seguidor con sus dimensiones y número de paneles correspondientes, ya se pueden disponer todos los seguidores, tomando como referencia el primero diseñando y trasladando el resto, un total de 260. Teniendo en cuenta el área disponible y con el fin de que los seguidores se hagan la menor cantidad de sobras posibles, se han dispuesto con una separación de 20 metros unos de otros en ambos ejes.

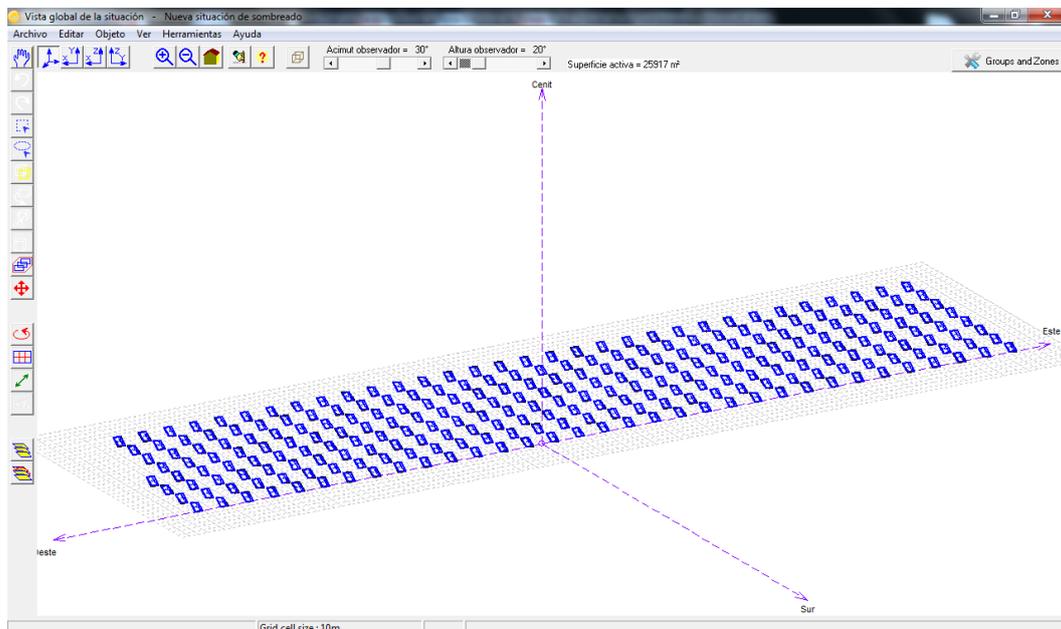


Imagen 16 Dibujo Instalación. (Fuente: PVSYST)

Este apartado del programa nos ofrece una herramienta muy interesante e ilustrativa para observar el comportamiento de la instalación mostrando la trayectoria del sol, así como el seguimiento que realizan los seguidores de la misma, mediante una animación donde se pueden ver las sombras que proyectan unos seguidores respecto a otros.

Se ha considerado interesante mostrar dicha animación para dos supuestos diferentes, uno correspondiente a los meses de invierno y otro a los meses de verano:

El día 15 de Diciembre muestra las siguientes sombras a las 12 del mediodía y a las 16 horas 30 minutos:

- A las 12 horas:

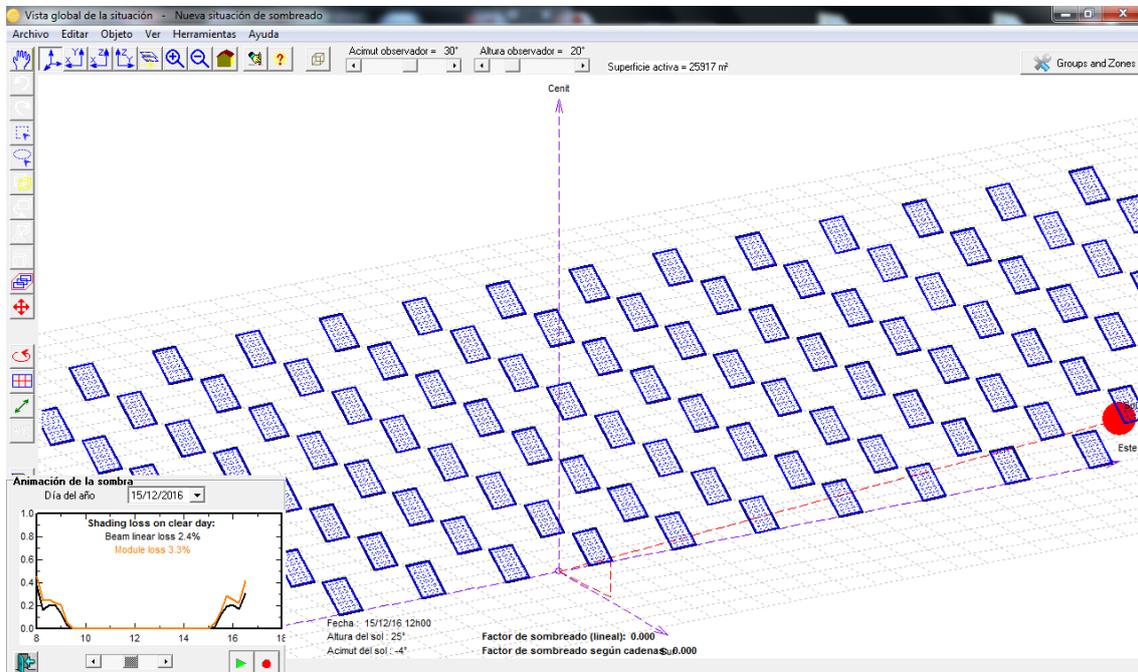


Imagen 17 Simulación trayectoria del sol y sombreado 15 Diciembre a las 12 horas. (Fuente: PVSYST)

- A las 16 horas 30 minutos:

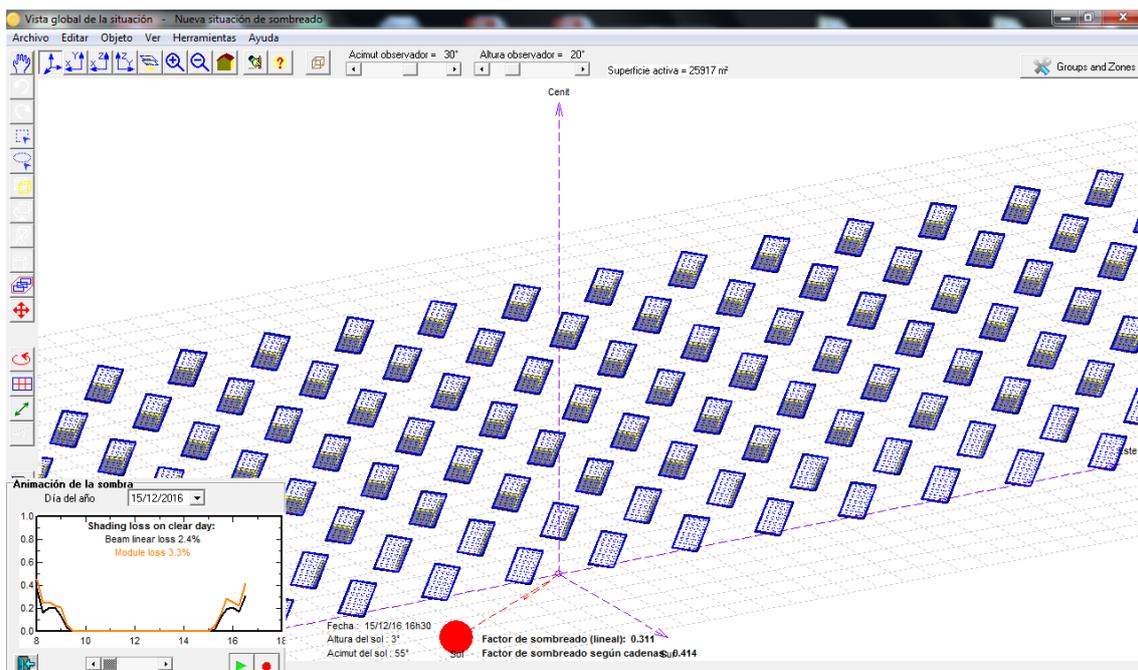


Imagen 18 Simulación trayectoria del sol y sombreado 15 Diciembre a las 16:30 horas. (Fuente: PVSYST)

En cuanto al 15 de Julio:

- A las 12 horas:

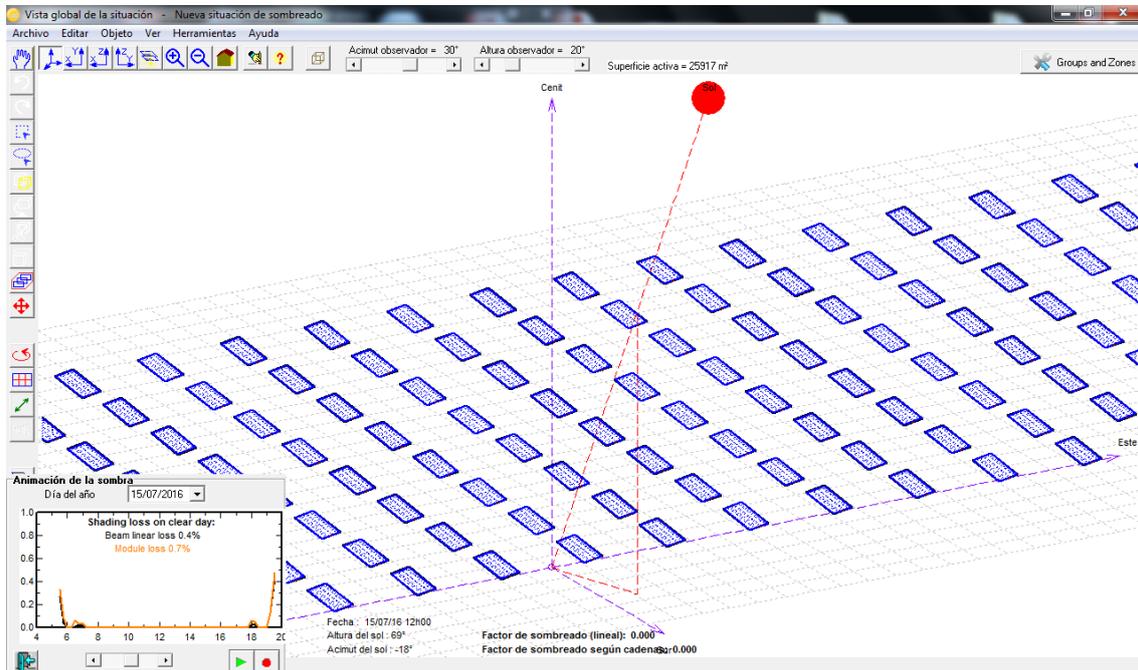


Imagen 19 Simulación trayectoria del sol y sombreado 15 Julio a las 12 horas. (Fuente: PVSYST)

- Alas 16 horas 30 minutos:

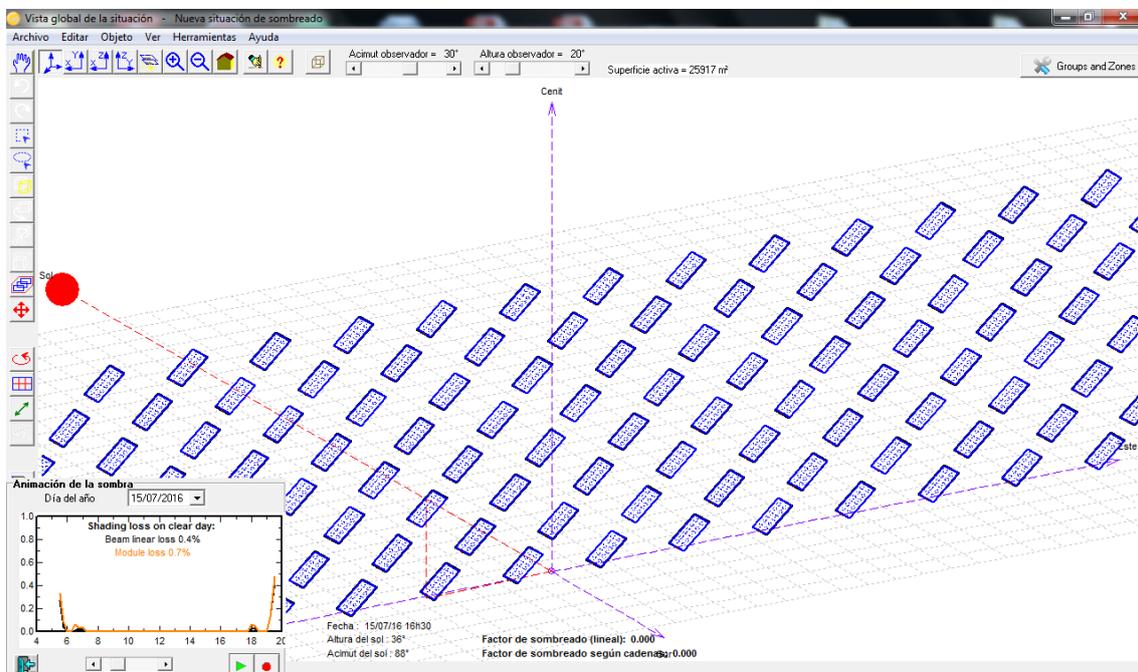


Imagen 20 Simulación trayectoria del sol y sombreado 15 Julio a las 16:30 horas. (Fuente: PVSYST)

- A las 19 horas 30 minutos:

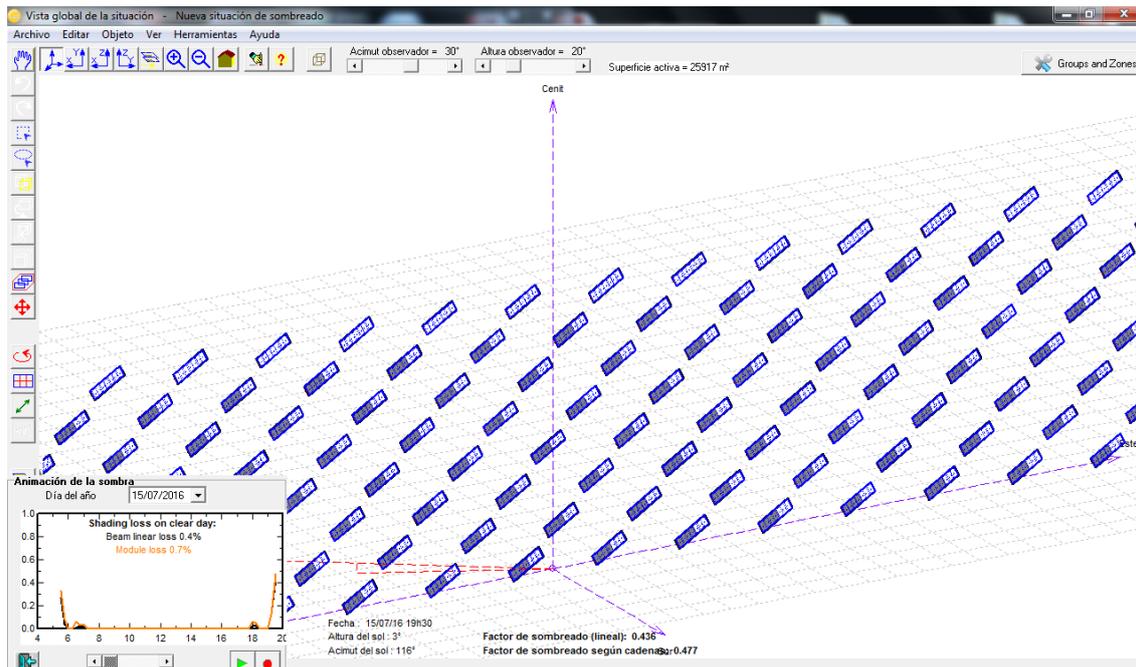


Imagen 21 Simulación trayectoria del sol y sombreado 15 Julio a las 19:30. (Fuente: PVSYST)

En ambos casos, a las 12 del mediodía el factor de sombreado es del 0%. Se ha elegido mostrar este instante ya que el sol se encuentra en un punto muy óptimo para no producirse sombras entre los seguidores. En el día 15 de diciembre, la última hora de sol, que corresponde con las 16:30, es el punto más bajo de este, por lo tanto los seguidores no pueden evitar un factor de sombreado del 0.34. Por otro lado, en el día 15 de Julio, para las 16:30, no hay factor de sombreado. No ocurre lo mismo a las 19:30, que es la última hora de sol correspondiente a ese día. Este se encuentra en un punto más bajo y se produce un factor de sombreado de 0.436.

Una vez finalizada la simulación de sombras cercanas, aparece una opción de generar una tabla, denominada “tabla de pérdidas por sombras” (esta tabla puede verse en la Imagen 22), donde se recogen los datos del porcentaje de pérdidas anuales por sombras dependiendo de la posición del sol. Estos datos son los que posteriormente emplea PVSYST para, dentro del diagrama de pérdidas finales, especificar el porcentaje de dichas pérdidas.

Proyecto: Villardefrades_Project.PRJ, Nueva situación de sombreado

Status: Show existing table, Recompute

Show: Linear table, Module strings table

Plane orientation: Seguimiento en dos ejes

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.018	0.018	0.000	0.000	0.000	0.027	0.000	0.000	0.000	0.018	0.018	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.171	0.000	0.176	0.176	0.000	0.107	0.000	0.393	0.000	0.108	0.000	0.176	0.176	0.000	0.170	0.000	0.000	0.000
2°	0.508	0.120	0.443	0.427	0.498	0.497	0.426	0.436	0.331	0.773	0.337	0.439	0.429	0.498	0.497	0.424	0.442	0.116	0.508	0.508

Factor de sombreado para difuso: 0.033 y para albedo: 0.463

Imagen 22 Tabla de Pérdidas por Sombras. (Fuente: PVSYST)

- Disposición módulo

En este apartado, el cual es bastante importante, se definen la disposición eléctrica que van a llevar los módulos de la instalación.

La disposición del módulo tiene una especial importancia, ya que gracias a este cálculo se tiene en cuenta como unos paneles afectan a otros, no desde el punto de vista de sombreados, si no desde el punto de vista eléctrico. Si un panel está parcialmente sombreado, los paneles que están en serie con el mismo se ven afectados negativamente, por eso es necesario conocer la configuración en serie de los paneles. Así mismo, este apartado nos permite introducir esta información, que el programa utilizará para evaluar un comportamiento más real de la instalación.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, en cada seguidor se han decidido disponer 60 módulos, de manera que este se rellena con 5 módulos en el eje horizontal y 12 en el eje vertical, dichos módulos están dispuestos de manera horizontal a lo largo de todo el seguidor.

En la Imagen 23 se muestra el apartado del programa donde se ha configurado la disposición eléctrica de los módulos. Se ha elegido una disposición de 20 módulos en serie, por tanto en cada seguidor tendremos 3 cadenas de 20

módulos en serie, lo que hace un total de 780 cadenas de 20 módulos en serie en toda la instalación.

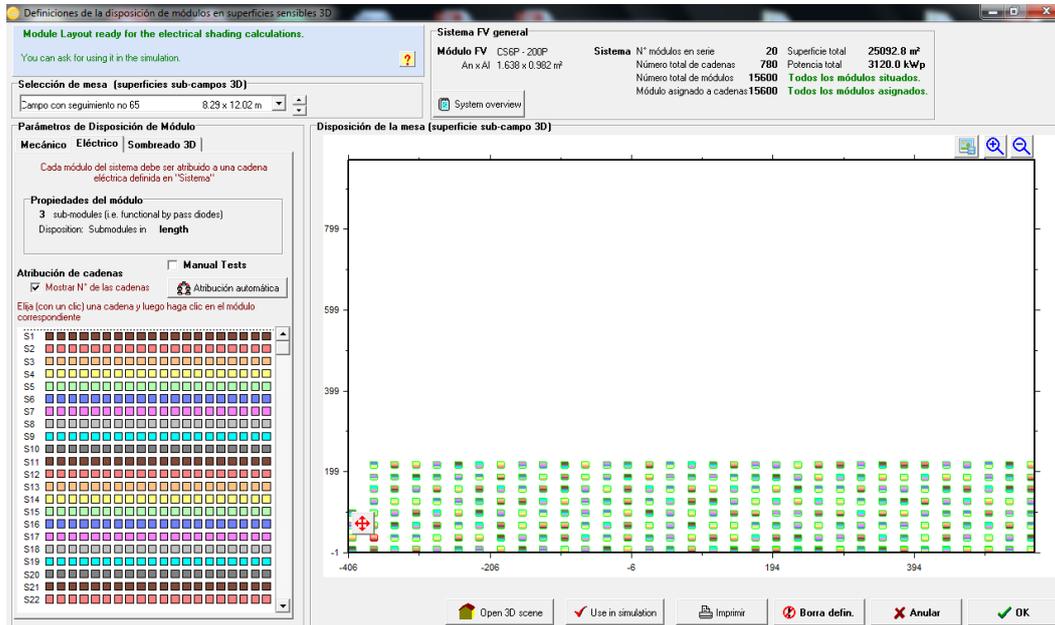


Imagen 23 Apartado Disposición del Módulo. (Fuente: PVSYST)

Se adjunta una imagen, con zoom, donde visualmente se puede observar como colocamos filas de diferentes colores para cada cadena de 20 módulos (Imagen 24). Se puede observar también como se ha elegido comenzar desde arriba a la izquierda e ir rellenando hacia la derecha y hacia abajo.

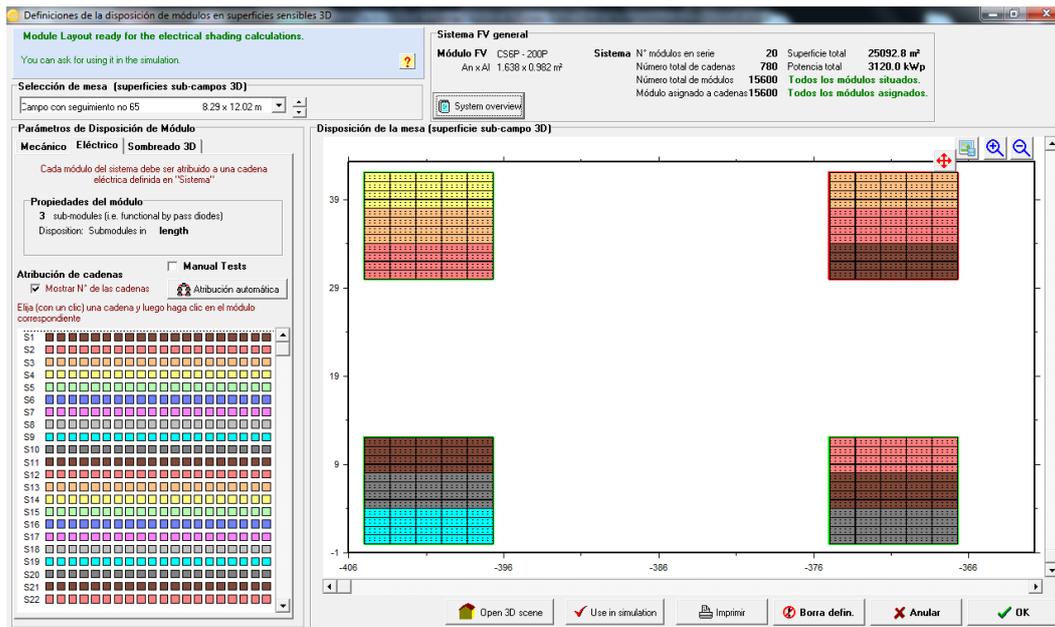


Imagen 24 Zoom disposición eléctrica de los módulos. (Fuente: PVSYST)

4.3 Resultado de la simulación

Una vez se han configurado todos los parámetros del sistema, se ejecuta la simulación para periodos anuales, generando así un informe donde se muestran los resultados mensuales:

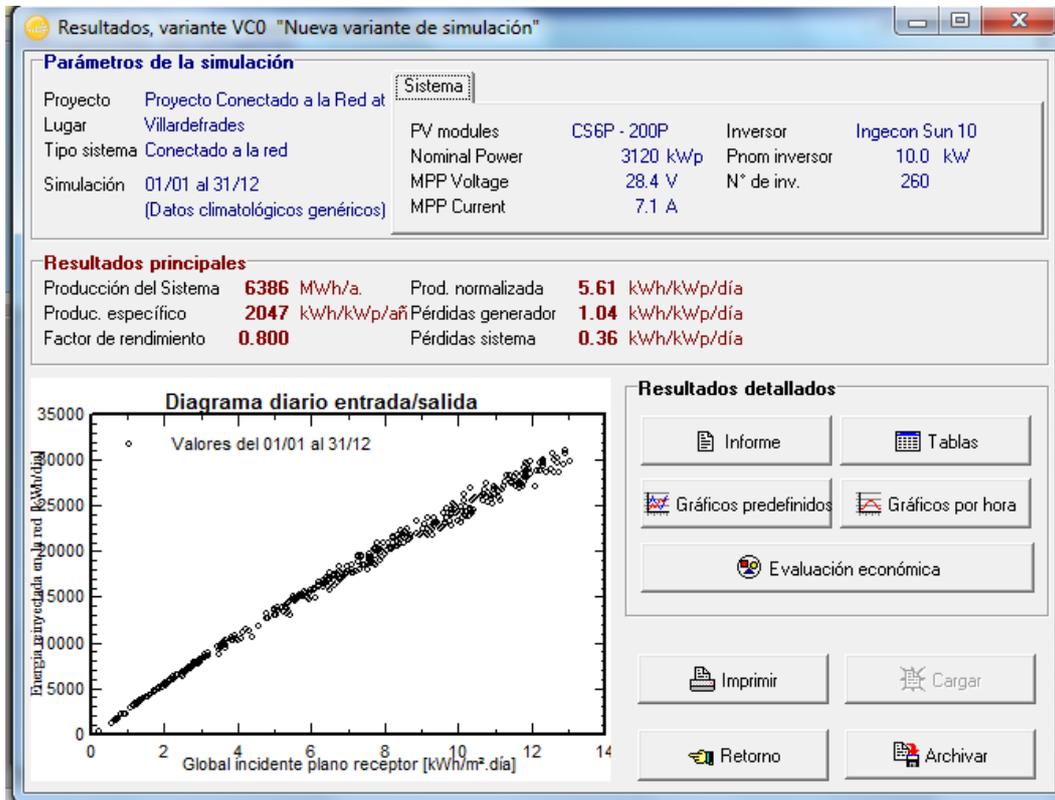


Imagen 25 Resultados simulación. (Fuente: PVSYS)

Producción anual del sistema: 6386 MWh/año

Proporción del rendimiento: 0.8

Producción normalizada: 5.61 kWh/kWp/día

Pérdidas del Generador Fotovoltaico: 1.04 kWh/kWp/día

Pérdidas del sistema: 0.36 kWh/kWp/día

En los resultados se observa que la producción media anual del generador es del 80%, esto es debido a que el sistema no es ideal y se producen pérdidas en el rendimiento del mismo. Estas pérdidas son producidas por el generador fotovoltaico y el resto de los elementos de la instalación.

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema **Energía producida 6386 MWh/año** **Factor de rendimiento (PR) 80.00 %** **Produc. específico 2047 kWh/kWp/año**

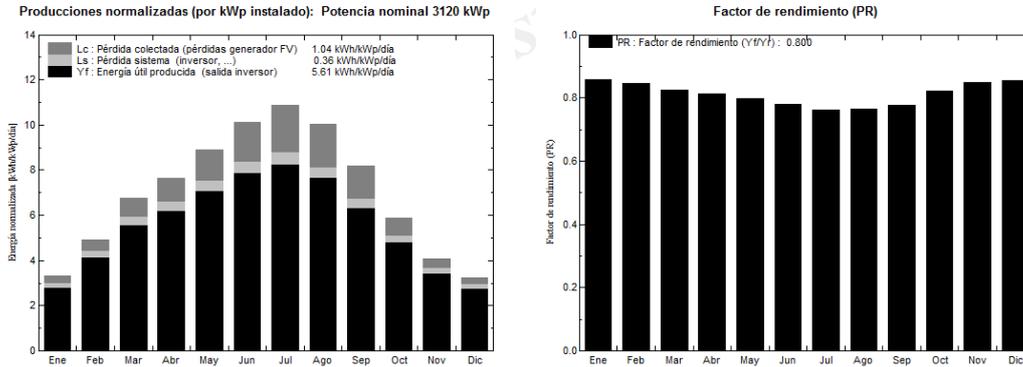


Imagen 26 Gráficas de producción y rendimiento. (Fuente: PVSYST)

Podemos ver en la gráfica de la Imagen 26 que las pérdidas producidas en el generador fotovoltaico son de 1.04 kWh/kWp/día, mientras que para el resto de los elementos de la instalación son 0.36 kWh/kWp/día.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	55.5	3.60	102.5	98.9	293.0	274.4	11.39	10.66
Febrero	82.0	4.60	137.6	134.9	388.2	363.7	11.24	10.53
Marzo	137.6	7.70	210.2	205.4	575.8	540.6	10.92	10.25
Abril	159.9	9.90	229.6	222.6	619.3	582.1	10.75	10.10
Mayo	201.8	14.20	275.5	268.2	730.2	686.3	10.56	9.93
Junio	221.7	19.40	304.1	296.9	787.5	740.4	10.32	9.70
Julio	241.8	21.50	336.9	330.2	853.5	801.8	10.09	9.48
Agosto	210.5	21.50	310.9	302.8	788.8	742.6	10.11	9.52
Septiembre	155.7	17.90	245.9	239.0	632.9	595.1	10.26	9.65
Octubre	107.6	12.70	182.0	177.7	495.4	466.0	10.85	10.21
Noviembre	65.7	7.00	122.2	118.9	345.1	323.7	11.25	10.55
Diciembre	51.8	3.80	100.8	97.2	287.0	268.9	11.34	10.63
Año	1691.6	12.03	2558.2	2492.7	6796.6	6385.6	10.59	9.95

Imagen 27 Tabla con datos mensuales. (Fuente: PVSYST)

GlobHor: Irradiación global horizontal

T Amb: Temperatura ambiente

GlobInc: Irradiación global incidente sobre el plano de colectores

GlobEff: Irradiación global "efectiva" (corregida con IAM y sombreado)

Earray: Energía efectiva a la salida del campo fotov. (considerando comport. del inv.)

E_Grid: Energía disponible a la salida del inversor

EffArrR: Eficiencia del campo fotovoltaico

EffSysR: Eficiencia del sistema

En la tabla de la Imagen 27 se observa que la energía total generada en la instalación en su totalidad en un año asciende a 6385.6 GWh. Este valor final es el que inyecta a la red, es decir, el que se encuentra a la salida de los inversores en el punto de interconexión con la red.

El diagrama de pérdidas durante todo el año se muestra en la Imagen 28:

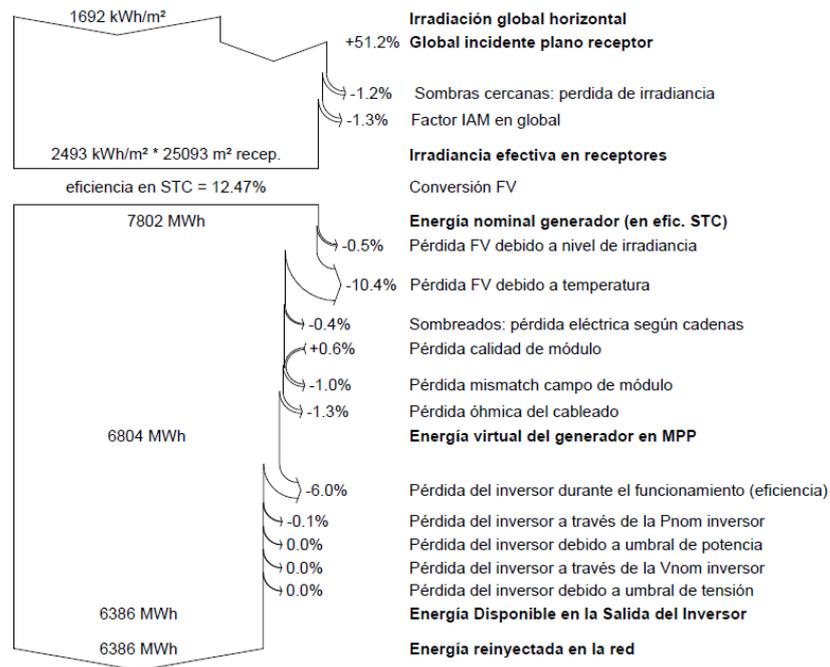


Imagen 28 Diagrama de pérdidas. (Fuente: PVSYST)

Este diagrama de pérdidas nos presenta de una manera desglosada la influencia de las diferentes pérdidas que se producen en los diferentes elementos de la instalación sobre su rendimiento global.

Su análisis permite optimizar el sistema para que las pérdidas sean mínimas. Estas pérdidas vienen desglosadas en distintos apartados, que vienen clasificadas por pérdidas de radiación, pérdidas en el generador (temperatura, impedancia de los cables...) y, por último pérdidas en el inversor. En este caso, vemos que las mayores pérdidas se producirán por el efecto de la temperatura, alcanzando un 10.4%.

Se observa en el diagrama que gracias al seguimiento que realizan los paneles de la trayectoria del sol, se obtiene un incremento del 53,2% de eficiencia; es lo que se llama en el diagrama “Global incidence plano receptor”. Como ya se ha comentado anteriormente, al no tener sombras cercanas aparentes, el factor de pérdida no es alto, ya que como se indica en el diagrama supone una pérdida de un 1,2% de eficiencia.

Se puede ver también que la eficiencia que nos ofrecen los paneles solares seleccionados para la instalación es de 12,47%. Las pérdidas debidas a nivel de irradiación son del 0,5% y las pérdidas por el efecto de la temperatura ya comentamos que son las más elevadas, suponiendo para la instalación un 10,4%.

En cuanto a la disposición del módulo, la pérdida eléctrica según cadenas es del 0,4%. El mismatch, que literalmente significa “emparejar mal”, es un efecto de mal acoplamiento. En instalaciones fotovoltaicas corresponde al comportamiento distinto de una placa con respecto a las otras dentro de una misma serie y esta hace de lastre al resto. Lo mismo sucede para una serie, si una serie funciona peor que el resto, esta va a ser la que marque la tensión de todo el conjunto. La pérdida de mismatch en el campo del módulo supone en la instalación un 1% de pérdida. En cuanto a las pérdidas óhmicas en el cableado suponen un 1,3%

Con el fin de posteriormente poder incluir la instalación solar fotovoltaica dentro de una red ficticia y ver su comportamiento e influencia en la misma, se han obtenido todas las potencias por hora generadas durante un año completo.

5. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

5.1 Introducción

La energía eléctrica es una de las formas de energía que en la actualidad se usan en la industria, en los hogares, en el comercio o en los medios de transporte. Se caracteriza por su controlabilidad, por su versatilidad y por su limpieza (particularmente en el lugar de consumo). Puede ser generada en grandes cantidades, de forma concentrada en determinados lugares y transmitida fiable y económicamente a largas distancias siendo finalmente adaptada de forma fácil y eficiente, principalmente para iluminación y para trabajo mecánico.

5.2 La producción y la demanda de energía eléctrica

La electricidad se obtiene por conversión, a partir de las fuentes de energía primaria. El calor liberado en la combustión del carbón, del petróleo o del gas natural (combustibles fósiles), a partir de la fisión de un material nuclear, es convertido primero en energía mecánica de rotación, mediante un ciclo termodinámico, o a partir de energías renovables cuya fuente es inagotable y gratuita como la eólica o la energía solar.

La energía eléctrica, a diferencia del agua o el gas, no puede ser almacenada económicamente con la tecnología disponible en la actualidad (excepto en muy pequeñas cantidades por medio de baterías). El sistema de generación, transporte y distribución debe ser capaz, por tanto, de ajustar la energía generada a la demanda en todo instante con unos valores especificados de tensión y frecuencia. La carga de iluminación oscila en función de las horas del día y las épocas del año. La carga motriz es más constante, sus oscilaciones vienen determinadas por el proceso productivo en que se utiliza. La Imagen 29 muestra una curva de carga diaria típica; en concreto se trata de la curva de demanda total del sistema eléctrico peninsular español.

Para satisfacer esa demanda variable, consideraciones de tipo económico llevan a la conveniencia de hacer funcionar al máximo de su capacidad, y con una potencia esencialmente constante, a las centrales generadoras con bajos costes de combustible o centrales de base (térmica clásicas y nucleares), reservando las de más elevado coste de combustible, pero que pueden entrar rápidamente en funcionamiento (turbinas de gas), y las de buena capacidad de regulación

(hidráulicas) para satisfacer las puntas de carga, denominadas por ello centrales de punta.

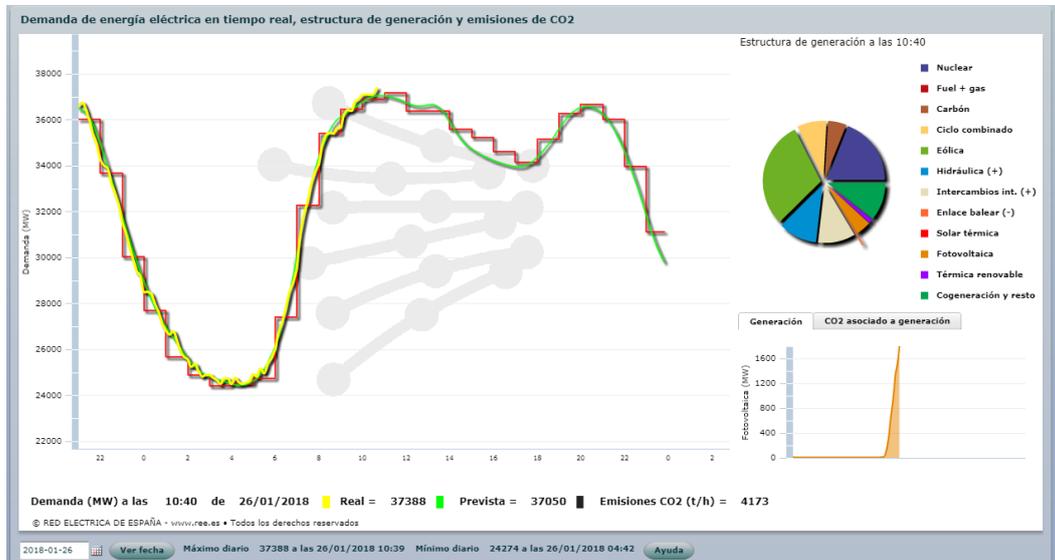


Imagen 29 Curva de carga diaria típica. (Fuente: Red Eléctrica)

5.3 Descripción general de sistemas de energía eléctrica

Los sistemas de energía eléctrica se estructuran en las partes o niveles de generación, transporte y distribución (Imagen 30). La interconexión de esos niveles se realiza en las subestaciones y centros de transformación, donde, además, se localizan los dispositivos de maniobra y protección del sistema. A continuación se describe de forma general cada una de esas partes.

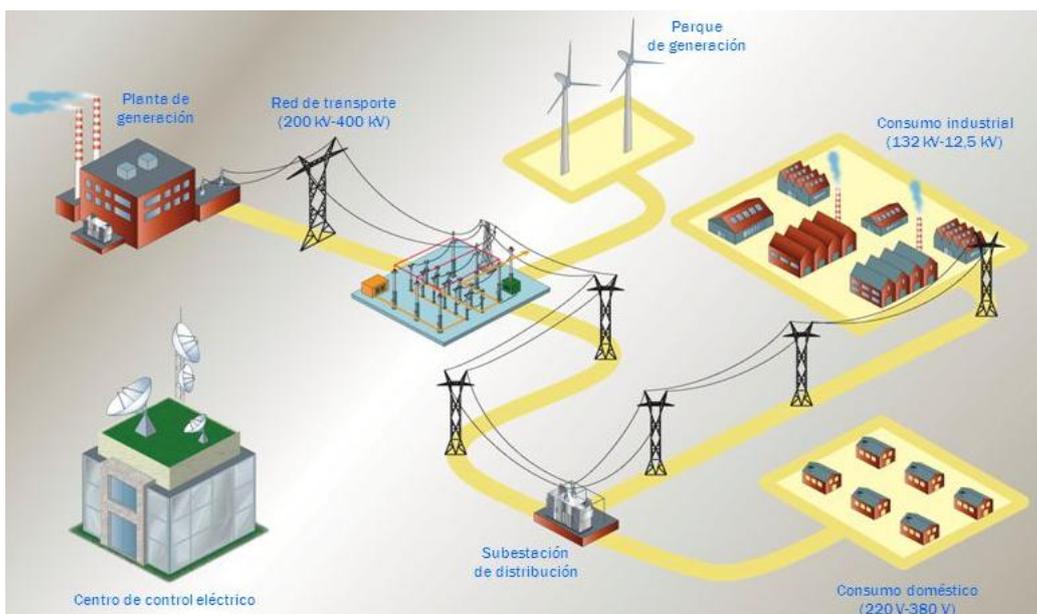


Imagen 30 Esquema general de un sistema de energía eléctrica. (Fuente: Red Eléctrica)

5.3.1 Generación

La producción de energía eléctrica tiene lugar en las centrales que, dependiendo del tipo de energía primaria utilizada, son hidráulicas, térmicas clásicas o térmicas nucleares principalmente. La generación de energía eléctrica se realiza mediante la maquina eléctrica denominada alternados trifásico con frecuencia 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América. Las tensiones en terminales (tensiones de línea o entre fases) de los generadores están entre los 6 y los 25 kV. Las potencias llegan hasta 1500 MVA en el caso de las maquinas instaladas en algunas centrales nucleares.

5.3.2 Transporte

Cuando se inició el desarrollo de los sistemas de energía eléctrica, a finales del siglo XIX y principios de XX, era típica la estructura en la que uno o varios generadores se conectaban directamente a una instalación de consumo (estructura típica también hoy día en instalaciones independientes alimentadas por un grupo electrógeno). En la actualidad, dadas las grandes cantidades de energía que se manejan una estructura de ese tipo, presentaría una fiabilidad crítica, ya que una avería en el generador o en la línea que conecta la generación con el consumo deja a este sin suministro. Se ve que una forma de paliar el problema es la creación de una red interconectada, con un elevado número de nudos y conexiones entre ellos, a la que se une por una gran parte un gran número de generadores y por otra un gran número de consumidores. De esta forma, el equilibrio entre generación y el consumo que debe mantenerse en todo momento, puede conseguirse a pesar de la existencia de pequeñas variaciones que pueden producirse en cualquiera de las partes que entran en juego (variación en la generación, pérdida de alguna línea, variación en la demanda...).

Con el fin de disminuir la sección de los conductores de las líneas de transmisión y las pérdidas por el efecto Joule es necesario elevar las tensiones obtenidas en los generadores. En España son valores normalizados para esta función, según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, 132, 220 y 380 kV. En países de gran extensión se han construido líneas con tensiones por encima de los valores anteriormente indicados: 500 kV y 765 kV. De esta forma, para una misma potencia a transportar la corriente es menor y, por lo tanto, se reducen las pérdidas anteriormente citadas. Esta operación de elevación de la tensión se lleva

a cabo mediante la maquina eléctrica denominada transformador y tiene lugar en los parques de transformación situados junto a las centrales de producción.

En general la red de transporte cubre distancias superiores a los 300 km. Hoy día, prácticamente todas las líneas de transporte están constituidas por conductores desnudos de aluminio-acero, tendidos sobre apoyos metálicos y aislados de ellos mediante aisladores de vidrio, cerámicos o de material sintético.

Desde la red de transporte la tensión se reduce en las subestaciones transformadoras a valores reglamentarios (en España) de 45, 66 o 132 kV. A estas tensiones funcionan las líneas de las denominadas redes de reparto, de sub-transporte o de distribución primaria, que rodean a los grandes núcleos urbanos e industriales, de longitudes más reducidas (generalmente no sobrepasan los 100 km para el caso de líneas aéreas).

En la Imagen 31 Se muestra un esquema unifilar (canalizaciones trifásicas representadas por un trozo único) en la red de transporte y de sub-transporte de la Imagen 30. Obsérvese como la energía puede seguir caminos alternativos para llegar desde los nudos de generación a los de consumo; a este tipo de estructura de red se la conoce con el nombre de red mallada.

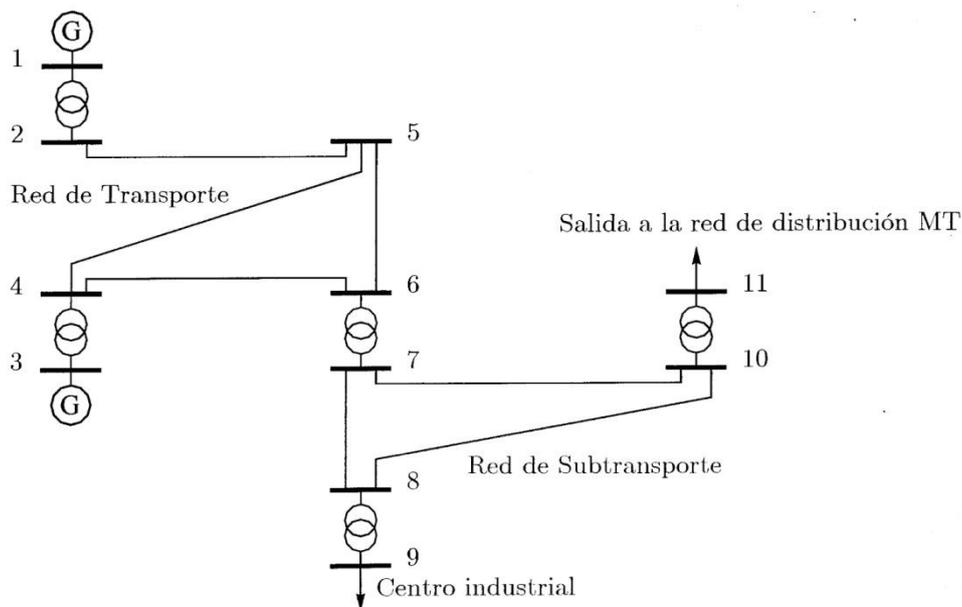


Imagen 31 Esquema de las redes de transporte y subtransporte. (Fuente: Bibliografía VI)

Aunque la transmisión de energía eléctrica se realiza normalmente en corriente alterna (c.a.) trifásica, se han realizado instalaciones en corriente continua (c.c.). Para ello la energía eléctrica del generador producida en forma de corriente alterna es convertida en corriente continua mediante sistemas electrónicos denominados rectificadores. Una vez la energía eléctrica en forma de corriente continua llega a su destino nuevamente se transforma en corriente alterna, esta vez mediante sistemas electrónicos denominados inversores, para proceder a su distribución. Esto es necesario por cuanto que la tensión (lo mismo que la elevación) debe hacerse mediante transformadores cuyo funcionamiento es posible solo en corriente alterna. Las operaciones aludidas parecen ser rentables cuando las distancias de transporte superan los 100 km de líneas aéreas; en líneas submarinas o subterráneas el límite está en torno a 100 km.

Un ejemplo de línea submarina es el Proyecto Rómulo, llevado a cabo por Red Eléctrica España. Este proyecto, consiste en el enlace eléctrico de dos subsistemas de pequeño tamaño y eléctricamente aislados: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, con la red peninsular, con el objetivo de mejorar la fiabilidad y calidad de suministro eléctrico del sistema balear y garantizar la cobertura de demanda en las islas.

El trazado elegido para la conexión eléctrica entre la península y Baleares una la subestación de Morvedre, en Sagunto (Valencia), con la subestación de Santa Ponsa, en Calviá (Mallorca).

Se trata de una conexión submarina de alta tensión de 250kV, realizada mediante un enlace bipolar de 400MW, en corriente continua. El enlace submarino tiene una longitud aproximada de 237 kilómetros con una profundidad máxima de 1485 metros.

La segunda fase del proyecto Rómulo, Rómulo II, consiste en la conexión eléctrica Mallorca-Ibiza. Se realiza mediante un doble enlace tripolar de 126 km de longitud. La conexión eléctrica entre Mallorca e Ibiza se efectúa en corriente alterna a 132 kV de tensión y 2 x 100 MW de potencia.

En la Imagen 32, se muestra un esquema de las conexiones explicadas.

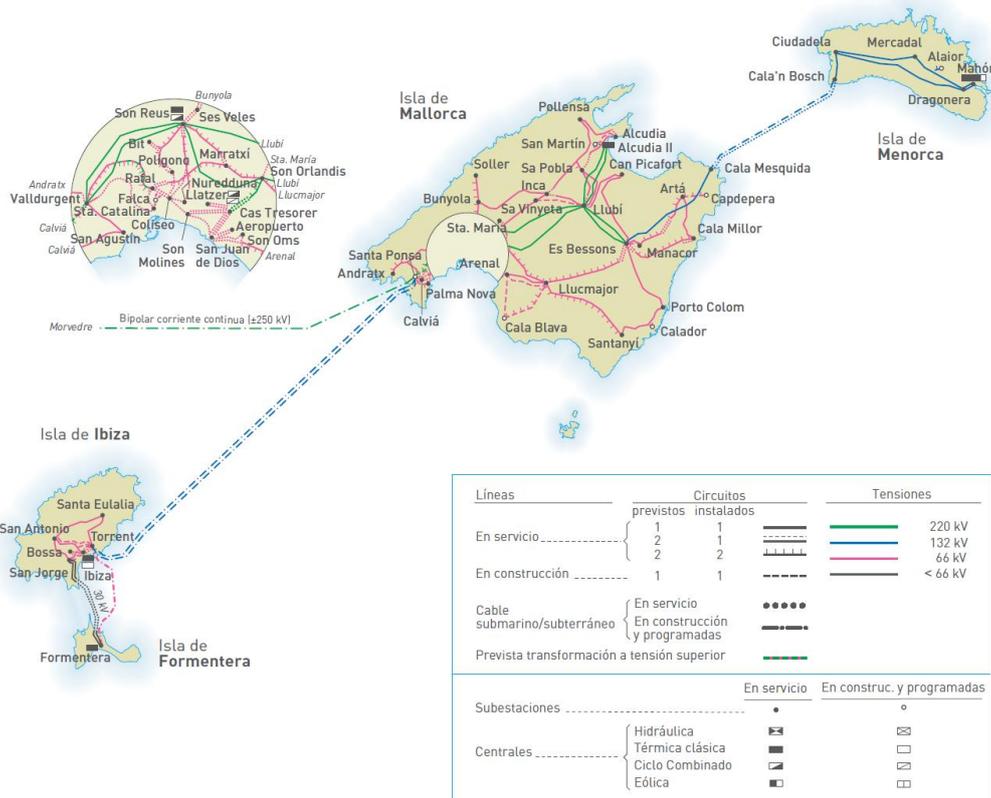


Imagen 32 Mapa con conexiones. (Fuente: Bibliografía IX)

5.3.3 Red de distribución en media tensión

El nivel de tensión anterior se reduce en la subestaciones de distribución a los niveles reglamentarios (en España) de 3, 6, 10, 15 o 20 kV. Las longitudes de estas líneas frecuentemente denominadas media tensión (MT), no suelen sobrepasar los 25 km. Normalmente con líneas aéreas se abastece a ciertos consumidores industriales y se realiza la electrificación rural. Para la distribución en las ciudades se emplea normalmente cables aislados subterráneos, llegando hasta los centros de gravedad de las áreas de consumo, donde se reduce la tensión correspondiente al nivel inferior en los llamados centros de transformación (esta es la denominación habitual cuando uno de los niveles es ya menos a 1000 V).

Las redes de distribución rurales, construidas casi siempre con líneas aéreas, suelen tener estructura radial, lo que significa que la energía puede fluir en un solo sentido desde el principio de una línea (subestación) hasta el final (centro de transformación). En la parte izquierda de la Imagen 33 se representan

los centros de transformación CT-I, CT-II y CT-III alimentados por líneas que parten de una subestación, constituyendo una red de este tipo.

En los núcleos urbanos e industriales, con objeto de aumentar la fiabilidad y seguridad del suministro, las redes de distribución, casi siempre subterráneas, suelen tener estructura mallada. En la parte derecha de la Imagen 33 se muestra un bucle (camino cerrado) de una de estas redes, con origen en una subestación. La derivación de la línea de MT a cada centro de transformación se realiza en el interior del mismo, a través de los dos interruptores mostrados. Las redes de estructura mallada suelen hacerse funcionar como radiales, manteniendo cada bucle o punto de la red, abierto en algún punto del mismo. En la imagen se observa que el interruptor A de CT-3 está abierto, en consecuencia CT-1 y CT-2 reciben la energía a través del Cable 1, y CT-3 y CT-4 a través del Cable 2. Si se produce una avería, por ejemplo en el tramo de cable entre el CT-1 y CT-2, realizando las maniobras oportunas en los interruptores puede mantenerse el suministro a todos los centros de transformación, quedando aislado del resto el tramo de cable averiado para proceder a su reparación. En efecto, para ello no hay más que abrir el interruptor B de CT-1 y el A de CT-2 y cerrar el A de CT-3. En esta situación el Cable 1 alimenta solo a CT-1 y el Cable 2 alimenta a CT-2, CT-3 y CT-4.

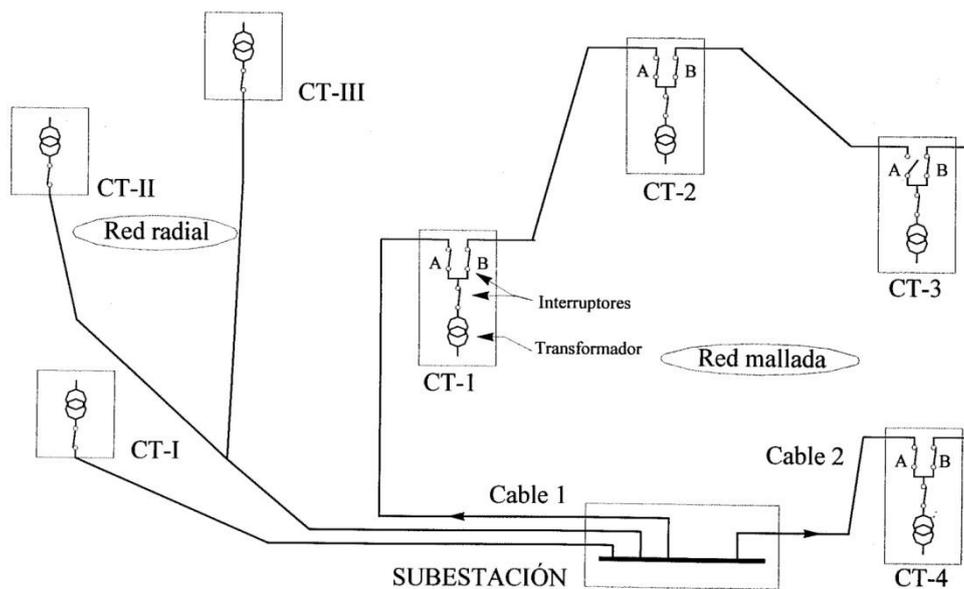


Imagen 33 Esquema de la red de distribución en Media Tensión. (Fuente: Bibliografía VI)

5.3.4 Red de distribución de baja tensión

Esta red está formada por las líneas (normalmente subterráneas o aéreas con cables aislados), con longitudes del orden de 1 kilómetro, que parten de los centros de transformación y efectúan la entrega de energía a la mayoría de los usuarios comerciales, domésticos e industriales que utilizan la energía eléctrica en baja tensión, esto es, en niveles por debajo de 1000 V. En España los valores normalizados son 230 y 400 V. La mayor parte de los consumidores domésticos son monofásicos, por lo que la conexión de sus instalaciones a esta red se efectúa conectándose entre dos fases o entre fase y neutro, según proceda. La estructura de estas redes suele ser radial o mallada con funcionamiento normalmente radial.

5.4 Descripción de instalaciones típicas

Se presenta ahora una serie de planos y esquemas detallados y se comentan algunos aspectos tecnológicos básicos de diversas instalaciones, con el objetivo de dar una idea inicial sobre su aspecto físico y sobre los elementos que las componen.

Para las canalizaciones eléctricas los materiales conductores más empleados son el cobre y el aluminio. Se construyen a base de un solo hilo o, lo que es más frecuente por trenzado de varios hilos. Los materiales aislantes más empleados son el policloruro de vinilo (PVC) y el polietileno reticulado (XLPE). En la Imagen 34 (a) se muestra la sección de una zanja donde se instalan tres cables unipolares aislados de MT. En la Imagen 34 (b) se muestran dos apoyos de líneas aéreas para distintas tensiones nominales.

La Imagen 35 y la Imagen 36 muestran una sección y el esquema eléctrico de parte de una subestación de tipo intemperie. La Imagen 37 muestra el esquema eléctrico de una subestación tipo interior o blindada. En las denominadas celdas (de 15 y 45 kV) están contenidos los elementos que constituyen cada una de las derivaciones correspondientes a las que aparecen en el esquema unifilar. Las barras recorren longitudinalmente cada conjunto de celdas. En 15 kV hay una celda adicional para el acoplamiento longitudinal de las barras.

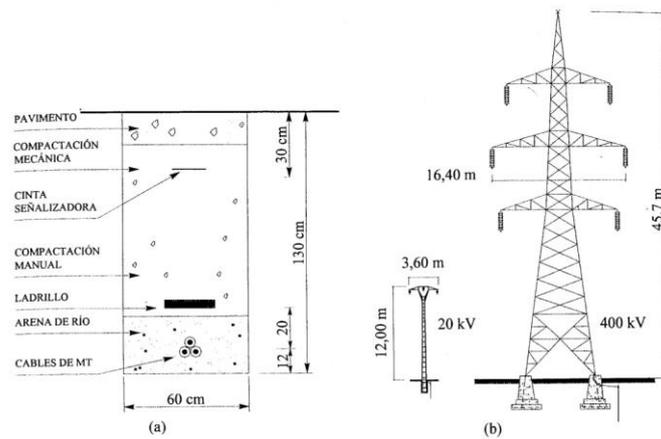


Imagen 34 (a) Detalle zanja para cable subterráneo de Media Tensión. (b) Apoyos para líneas aéreas de tensiones nominales 20kV y 400kV. (Fuente: Bibliografía VI)

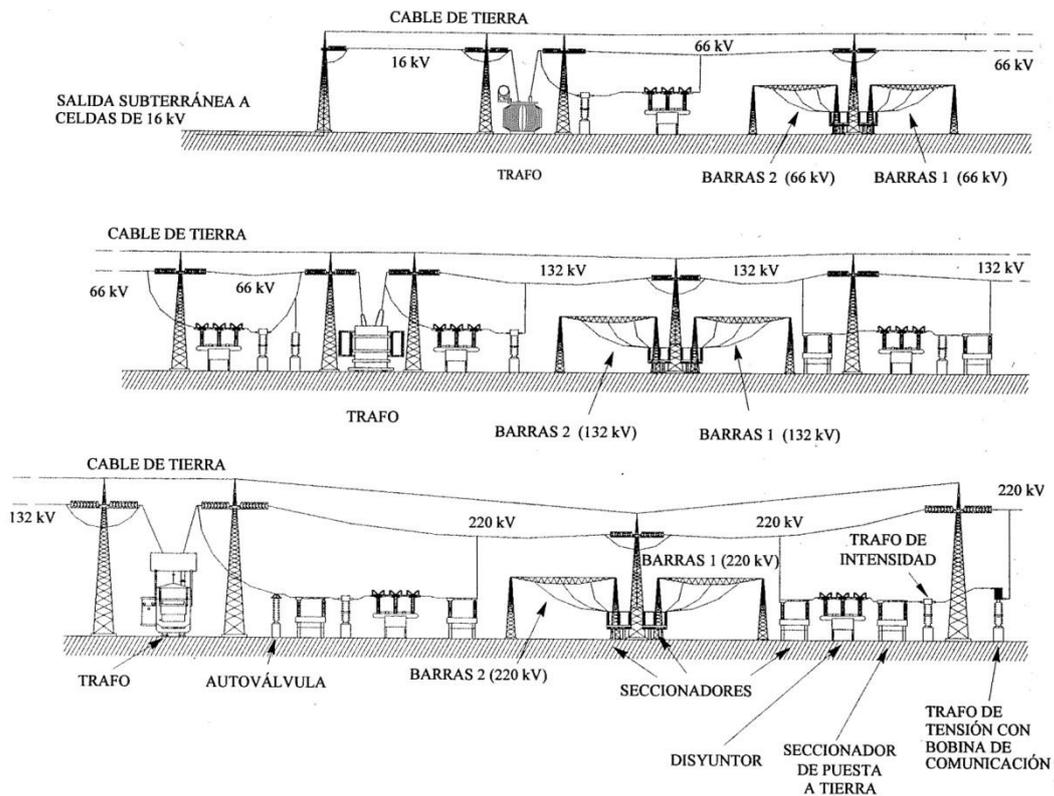


Imagen 35 Sección de subestación intermedia. (Fuente: Bibliografía VI)

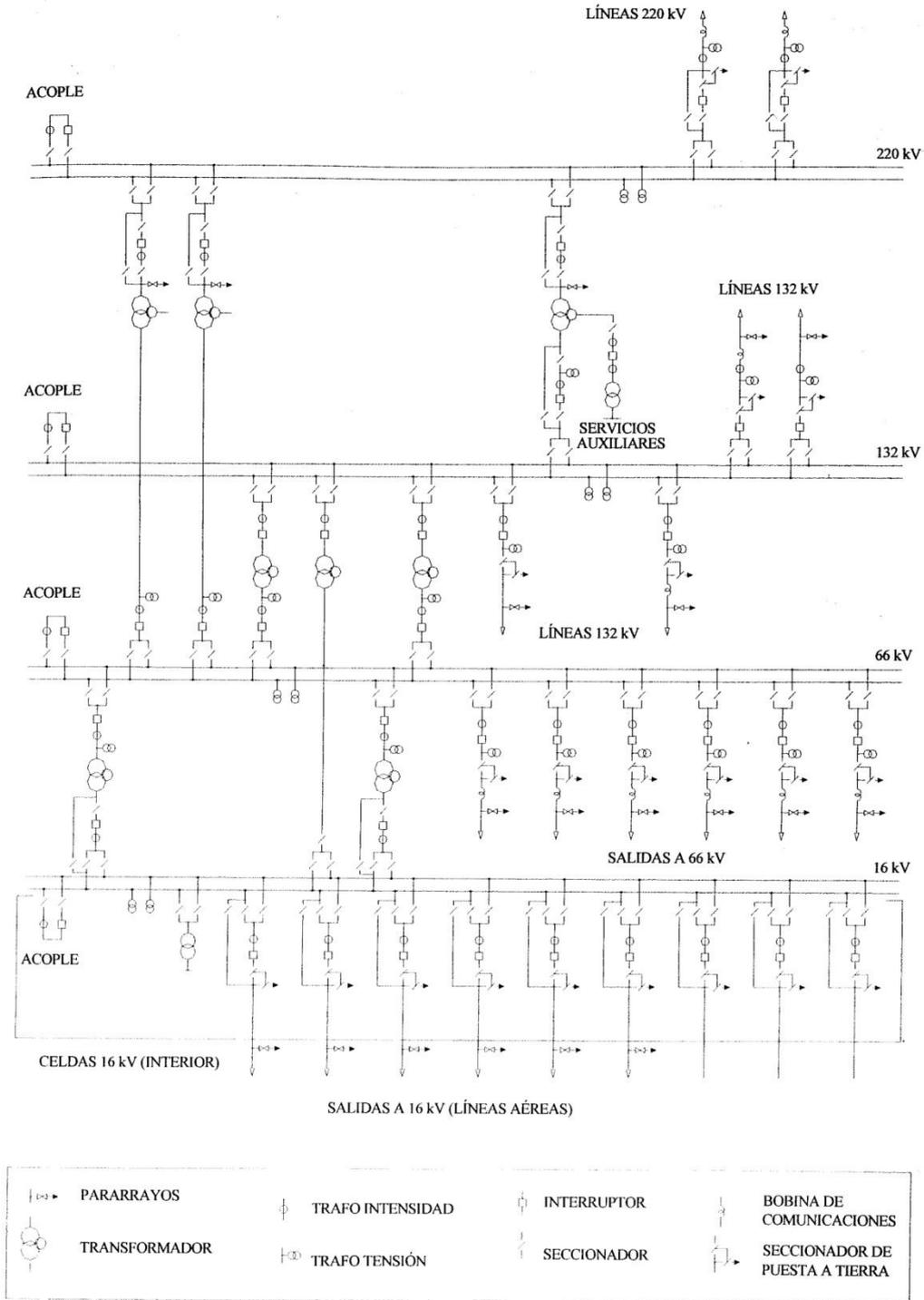


Imagen 36 Esquema unifilar de subestación intemperie. (Fuente: Bibliografía VI)

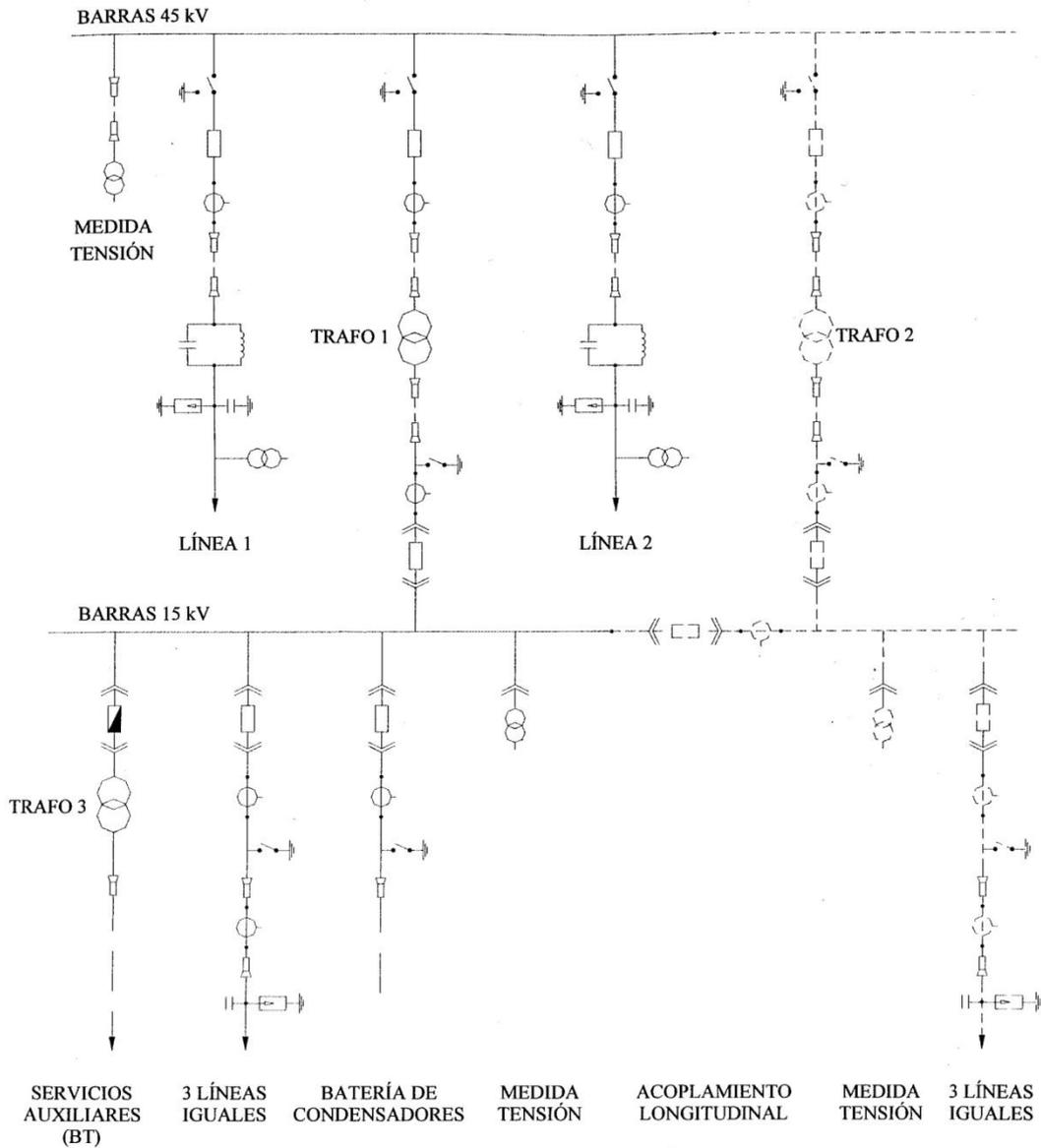


Imagen 37 Esquema unifilar de subestación blindada 45/15kV. (Fuente: Bibliografía VI)

La Imagen 38 muestra el esquema unifilar de la configuración típica de una red de distribución en media tensión con cable subterráneo en una ciudad. Se aprecia la disposición de los centros de transformación en bucle. De ahí que en el esquema unifilar de cada uno de ellos aparezcan una línea de entrada y una de salida.

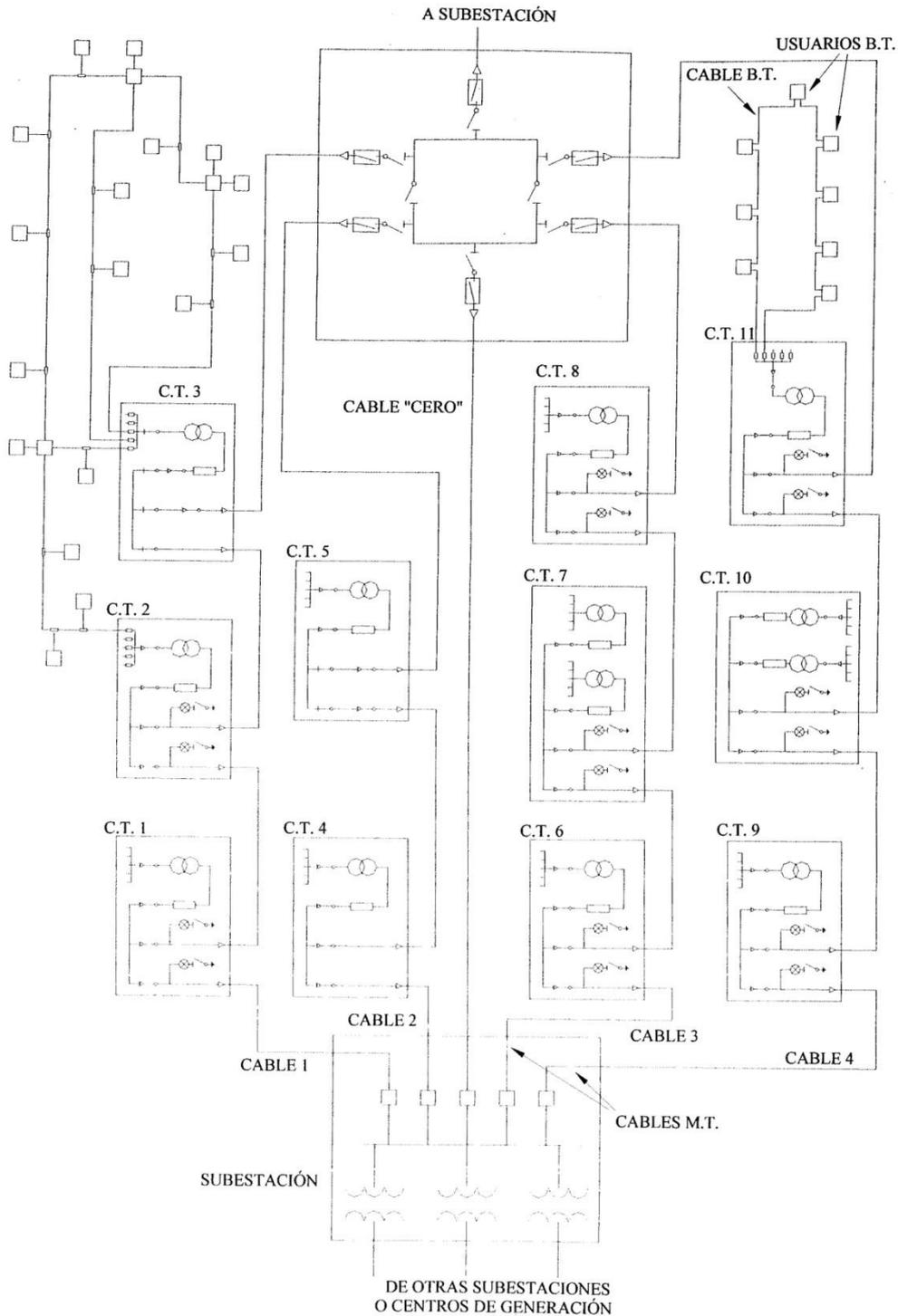


Imagen 38 Configuración típica de una red de distribución de Media Tensión. (Fuente: Bibliografía VI)

6. FLUJO DE POTENCIAS

6.1 Introducción

El problema denominado flujo de potencias (también flujo de cargas) es la herramienta fundamental para estudiar un sistema de transporte o de distribución de energía eléctrica en régimen permanente y para poder tomar las medidas oportunas, tanto desde el punto de vista de la explotación (simulación de acciones sobre un sistema existente), como desde el punto de vista de la planificación (simulación de planes de expansión futuros).

El problema básicamente es: tomando como datos las potencias demandadas por los consumidores y las suministradas por los generadores, calcular las tensiones en cada uno de los nudos, en régimen permanente y equilibrado, así como los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos (líneas, transformadores, reactancias y condensadores).

La primera etapa de la resolución del flujo de carga es la determinación de las tensiones complejas en todos los nudos. Los métodos de análisis mediante corriente de malla o mediante tensiones de nudos no son aplicables directamente, ya que los datos de las cargas vienen dados generalmente en términos de potencias, no de impedancias. Asimismo, los generadores se consideran como fuentes de potencia, no como fuentes de tensión o de corriente. En consecuencia, la formulación del problema lleva al planteamiento de un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, para cuya solución son precisas técnicas de resolución iterativa. La segunda etapa consiste en la realización de una serie de cálculos rutinarios, a partir de los resultados obtenidos en la primera, que conducen a la determinación de los flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas en los elementos, etc.

A continuación se presenta el modelo de red que se utiliza para este tipo de estudios, o más concretamente, los modelos utilizados para representar los distintos elementos del sistema. La formulación precisa del problema pone de relieve inmediatamente el carácter no lineal de las ecuaciones resultantes. Se clasifican los nudos del sistema en función de las variables que se toman como datos en cada uno de ellos y se discuten diversos aspectos prácticos asociados a la formulación del problema. Existen varios métodos iterativos de resolución: el

método Gauss-Seidel, el método de desacoplado rápido, el flujo de cargas en continua y el que nosotros emplearemos para nuestro sistema, el método de Newton-Raphson.

6.2 Modelo de la red

Considérese el sistema cuyo esquema unifilar se muestra en la Imagen 39. Se trata de una red mallada, estructura típica en el nivel de transporte. Los sistemas reales son indudablemente más grandes, con incluso miles de nudos y miles de líneas de transmisión.

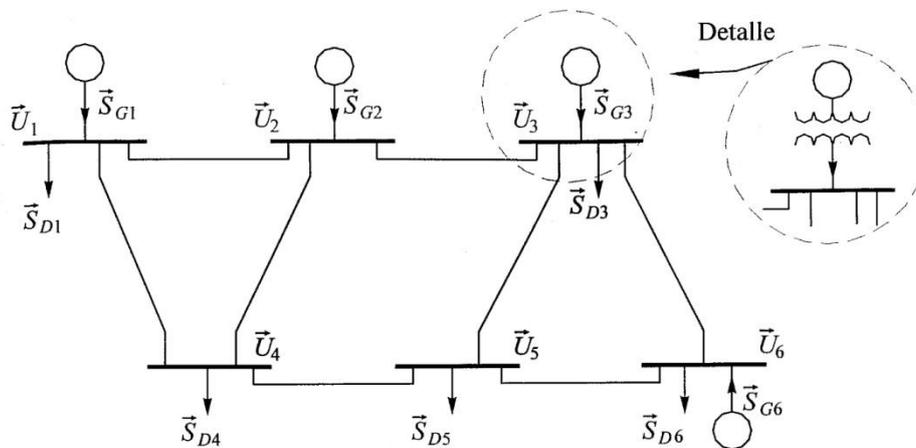


Imagen 39 Esquema unifilar de un sistema de energía eléctrica. (Fuente: Bibliografía VI)

Se asume que las potencias de cargas, \vec{S}_{Di} , son conocidas y su valor constante. Esta suposición esta en concordancia con las características propias de la demanda de los consumidores. En efecto, por un lado la demanda de potencia es predecible dentro de un determinado margen de precisión, lo que justifica que su magnitud pueda ser tomada como dato de este problema de análisis. Por otra parte, su variación a lo largo del tiempo es (normalmente) lenta, por lo que es razonable tomar un valor constante. El efecto de variación real de \vec{S}_{Di} con el tiempo puede estudiarse considerando diferentes casos, esto es, sucesivos 'protones' de potencias demandadas.

En la mayoría de los casos, se suponen ideales los transformadores de las centrales generadoras. Así que las potencias \vec{S}_{Gi} consideradas son las suministradas a los nudos desde los lados de alta tensión de los transformadores

correspondientes. Por ello, de aquí en adelante, en los esquemas unifilares aparecerá el símbolo de un generador solo, en lugar de un conjunto de generador-transformador.

Para los transformadores no se suelen considerar los desfases introducidos por el tipo de conexión, lo que equivale a considerar índice horario cero. Se desprecian las pérdidas en el hierro y la corriente de magnetización. Como caso particular, para los transformadores con relación de transformación igual a la nominal en el sistema de cálculos por unidad, el circuito equivalente queda reducido a una impedancia en serie conectada entre los nudos a los que se conectan el primario y el secundario. Es frecuente, además, despreciar las pérdidas en el cobre, con lo que la impedancia se reduce a una inductancia.

Las líneas de interconexión se representan por su modelo en régimen permanente, plasmado en su circuito equivalente en π . En las líneas de transporte se desprecia muy a menudo la resistencia serie, mientras que la conductancia paralelo se desprecia prácticamente en todos los casos.

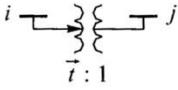
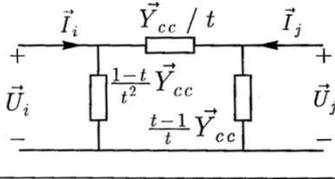
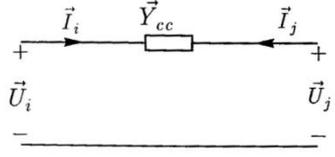
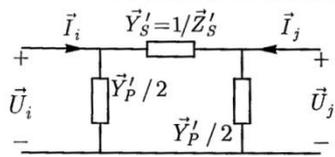
Elemento entre los nudos i y j	Modelo de parámetros admitancia	Circuito equivalente en π
<p>Transformador índice horario $h = 0$ y desvío de relación \vec{t}</p> 	$\begin{pmatrix} \vec{I}_i \\ \vec{I}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \vec{Y}_{cc}/t^2 & -\vec{Y}_{cc}/\vec{t}^* \\ -\vec{Y}_{cc}/\vec{t} & \vec{Y}_{cc} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \vec{U}_i \\ \vec{U}_j \end{pmatrix}$ <p>$\vec{Y}_{cc} = 1/\vec{Z}_{cc}$ \vec{Z}_{cc} es la impedancia de cortocircuito p.u. basada en la relación de transformación nominal</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Trafo regulador módulo ($\vec{t} = t\angle 0^\circ$)  <ul style="list-style-type: none"> • Trafo no regulador ($\vec{t} = 1\angle 0^\circ$) 
<p>Línea de transmisión</p> 	$\begin{pmatrix} \vec{I}_i \\ \vec{I}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \vec{Y}'_s + \vec{Y}'_p/2 & -\vec{Y}'_s \\ -\vec{Y}'_s & \vec{Y}'_s + \vec{Y}'_p/2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \vec{U}_i \\ \vec{U}_j \end{pmatrix}$	

Tabla 1 Modelos en tanto por unidad. (Fuente: Bibliografía VI)

En la Tabla 1 se muestran de manera resumida los modelos a utilizar para cada uno de los elementos que se toman en consideración en la interconexión entre nudos en este tipo de estudio. Para cada uno de ellos se muestran las ecuaciones que definen en su comportamiento en relación con las variables eléctricas en sus terminales, es decir, su representación como cuadripolo, en la forma $I=YU$ (parámetros admitancia), así como su circuito equivalente en π .

Tal y como se ha planteado el esquema unifilar, se entiende que se está considerando el sistema restringiendo la atención al nivel de transporte. En tal caso, las cargas son los grandes consumidores industriales y/o las subestaciones se interconectan con el sistema de sub-transporte. En cualquier caso, las técnicas desarrolladas son aplicables a los diferentes niveles del sistema. Así, un escenario similar al comentado se da en el mencionado nivel de sub-transporte, siendo los nudos en los que se representa un generador aquellos en los que se realiza la interconexión con el sistema de transporte. Las cargas son los consumidores industriales conectados a este nivel y/o las subestaciones de interconexión con el sistema de distribución.

Se restringe la atención a la operación del sistema trifásico en régimen permanente y equilibrado, así que se utilizará el análisis por fase. Se define la potencia compleja inyectada en un nudo como

$$\vec{S}_i = \vec{S}_{Gi} - \vec{S}_{Di} \quad (1)$$

\vec{S}_i es lo que queda de la potencia suministrada por el generador i , \vec{S}_{Gi} , una vez sustraída la potencia demandada del mismo nudo, \vec{S}_{Di} .

Se define también la corriente inyectada en un nudo por la expresión (2)

$$\vec{I}_i = \vec{I}_{Gi} - \vec{I}_{Di} \quad (2)$$

siendo \vec{I}_{Gi} la corriente suministrada por la fase a del generador del nudo i , \vec{I}_{Di} la corriente demandada por la fase a de la carga conectada al nudo i y, por tanto, \vec{I}_i es la corriente de la fase a entrante (o inyectada) al sistema desde el nudo i .

La Imagen 40 muestra el esquema unifilar de un sistema eléctrico de cuatro nudos con generadores y cargas en cada nudo.

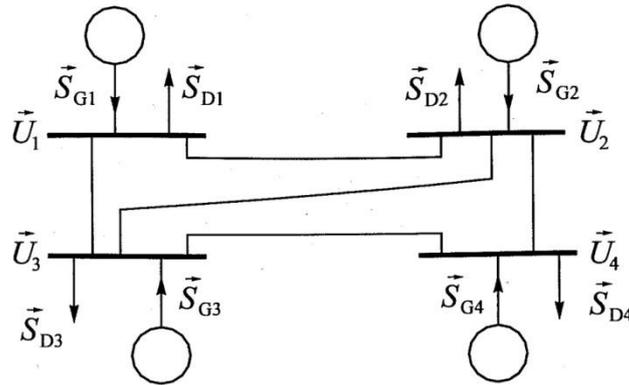


Imagen 40 Esquema unifilar. (Fuente: Bibliografía VI)

En la Imagen 41 se muestra el modelo por fase del sistema considerado, donde se han representado las líneas de interconexión mediante su equivalente en π . Las fuentes de potencia equivalente en cada nudo se han representado por círculos. La fuente equivalente del nudo i inyecta corriente \vec{I}_i en el nudo.

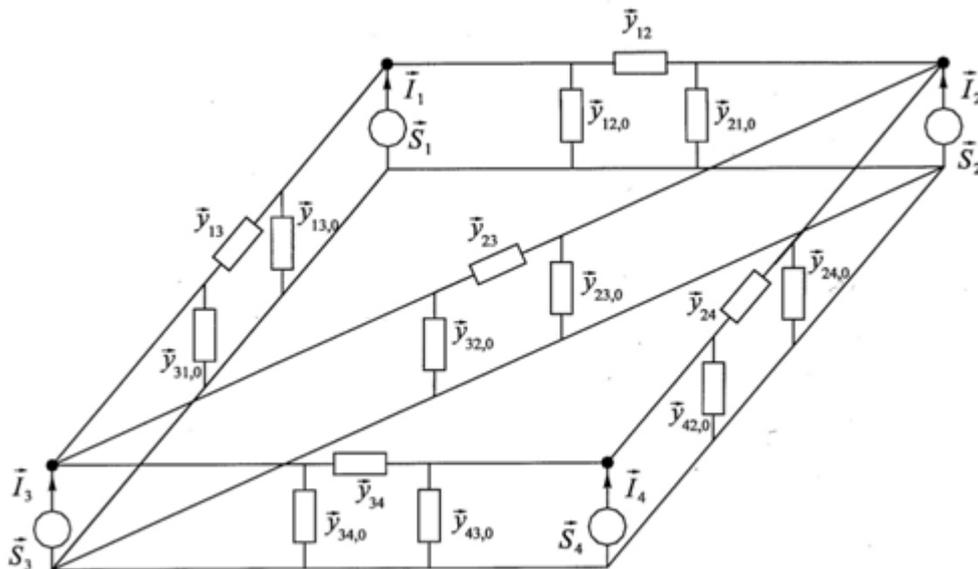


Imagen 41 Circuito equivalente por fase. (Fuente: Bibliografía VI)

6.3 El problema del flujo de potencia

El problema de análisis denominado flujo de potencias, o flujo de cargas, no es más que el cálculo de las tensiones en cada uno de los nudos de un sistema trifásico de energía eléctrica en régimen permanente y equilibrado. A partir de los

valores de las tensiones se calculan los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores, así como las pérdidas del sistema.

La Imagen 42 muestra una fase de un nudo genérico i con su fuente de potencia equivalente, suministrando al nudo una corriente I_i y una potencia S_i , siendo U_i la tensión del mismo.

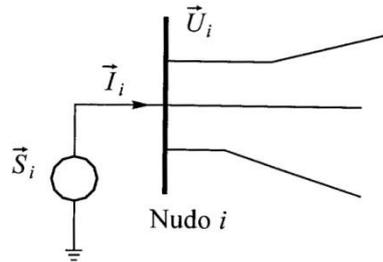


Imagen 42 Nudo genérico. (Fuente: Bibliografía VI)

6.3.1 Tipos de nudos

A cada nudo i , están asociadas dos ecuaciones y cuatro incógnitas eléctricas: el módulo de la tensión \vec{U}_i , el argumento de la tensión δ_i , la potencia activa inyectada P_i y la potencia reactiva inyectada Q_i . La formulación exacta del problema del flujo de potencias se basa en consideraciones prácticas o de funcionamiento real del sistema y también en consideraciones matemáticas. Se discuten a continuación dichas consideraciones clasificando los nudos en tres categorías, según el papel en el funcionamiento del sistema, relacionando directamente con las magnitudes que se especifican como datos. Se resumen en la Tabla 2 los tipos de nudos.

Tipo de nudo	Datos	Incógnitas
Slack	$U_i^{esp}, \delta_i^{esp} = 0$	P_i, Q_i
PV	P_i^{esp}, U_i^{esp}	Q_i, δ_i
PQ	P_i^{esp}, Q_i^{esp}	U_i, δ_i

Tabla 2 Clasificación nudos. (Elaboración propia)

- Nudos de generación o nudos PV

En un nudo de generación, la potencia activa y el módulo de la tensión pueden tomarse como datos del problema (variando la válvula de admisión de la turbina se puede ajustar la potencia activa generada y variando la corriente de

excitación del alternador se puede ajustar la tensión). Por otro lado, en todos los nudos se supone conocida la potencia demandada $\vec{S}_{Di}^{esp} = P_{Di}^{esp} + Q_{Di}^{esp}$. Por tanto, se conocen $P_i^{esp} = P_{Gi}^{esp} - P_{Di}^{esp}$ y U_i^{esp} .

- **Nudos de carga o nudos PQ**

Son los nudos en los que se conoce el consumo tanto de activa como de reactiva y en los que o bien no hay generación, o bien existe generación pero se supone fija y se toma como dato (es el caso de pequeños generadores sin regulador de tensión). Por lo tanto se conocen $P_i^{esp} = P_{Gi}^{esp} - P_{Di}^{esp}$ y $Q_i^{esp} = Q_{Gi}^{esp} - Q_{Di}^{esp}$.

La mayoría (80 ÷ 90 %) de los nudos de un sistema real son nudos carga o nudos PQ.

Conviene hacer notar que en la mayoría de los casos se identifica claramente cuando un nudo es PQ y cuando un nudos es PV, pero si se trata de un nudo carga con condensadores conectados al mismo, el nudo puedes ser identificado como PQ si los condensadores suministran una potencia reactiva fija, o puede ser identificado como nudo PV si los condensadores se utilizan, dotados de un sistema de control adecuado, para mantener una tensión especificada.

- **Nudo oscilante o nudo *slack***

Si de todos los nudos de un sistema una parte fuesen nudos PQ y el resto nudos PV, resultaría que todos los valores P_i serían datos del problema, lo cual es incompatible con la existencia de balance de potencia activa (obsérvese que esto no ocurre para la reactiva que no está especificada en los nudos PV).

Las pérdidas de activa, P_{perd} , no pueden saberse de antemano (de hecho, su valor es uno de los resultados que se obtienen al resolver el problema del flujo de potencias), por lo que no todas las P_i pueden tomarse como datos; hay que dejar al menos una de ellas como incógnita. Como las potencias P_{Di} se conocen de antemano (son datos), debe quedar algún generador con su potencia activa generada sin especificar. Por conveniencia (esto es arbitrario), se numeran los nudos de tal manera que el nudo de generación al que se asigna esta función sea

el numero **1**, que pasa a denominarse nudo oscilante, o nudo *slack*. En lugar de la potencia activa se especifica el argumento de la tensión, que se toma $\delta_i^{esp} = 0$, de este modo se tiene un ángulo de referencia para los argumentos de las tensiones en el resto de nudos del sistema.

Este nudo suele ser el de un generador importante o un nudo de interconexión del sistema en estudio con el exterior (con el resto del sistema eléctrico).

6.4 Método de Newton-Raphson

Se presenta primero el método iterativo de Newton-Raphson en forma general y se aplica después al problema de análisis de flujos de potencias

6.4.1 Método iterativo Newton-Raphson

Se parte de n ecuaciones algebraicas no lineales:

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

Suponemos que $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ es una estimación inicial de la solución y que $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ son la variables que sumadas a las suposiciones iniciales dan la solución exacta. Se cumplirá que:

$$f_i(x_1 + \Delta x_1^{(0)}, x_2 + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n + \Delta x_n^{(0)}) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

Desarrollando en serie de Taylor la función anterior, en un entorno del punto correspondiente a las estimaciones iniciales, es decir, en un entorno del punto $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$, se tiene:

$$f_i(x_1^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \left[\left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} \right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_n} \right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} \right] + \dots = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

Donde $(\partial f_i / \partial x_j)^{(0)}, \dots, (\partial f_i / \partial x_j)^{(0)}$ son las derivadas parciales de f_i respecto de x_1, x_2, \dots, x_n evaluados en $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$.

De todo esto se puede deducir en forma compacta:

$$-J^{(0)} \Delta x^{(0)} = f^{(0)} \quad (6)$$

Donde $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ es el vector de variables, $f = (f_1, f_2, \dots, f_n)^T$ es el vector de funciones (el superíndice T denota la matriz traspuesta) y J es la

denominada matriz Jacobiana (o simplemente Jacobiano) del sistema de ecuaciones, obtenida derivando la función x con respecto de x y particularizando, en este caso para $x^{(0)}$.

Se trata, el anterior de un sistema de ecuaciones algebraicas lineales del cual pueden calcularse las incógnitas $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ bien por inversión de la matriz $J^{(0)}$ o bien por triangularización y retrosustitución, lo cual resulta computacionalmente más eficiente. En cualquier caso, sumando los valores obtenidos a las ecuaciones iniciales se obtiene:

$$x_i^{(1)} = x_i^{(0)} + \Delta x_i^{(0)} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7)$$

Como se han despreciado los términos de orden superior en el desarrollo en serie de Taylor, no será $x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}$ la solución exacta del problema, pero si una mejor estimación que la inicialmente tomada $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$. Por eso se identifica con el superíndice (1) y se entiende que es el resultado del primer intento o de la primera iteración. Se repite el procedo, a partir de la última estimación, se tiene, en general, el algoritmo iterativo expresado por:

$$x_i^{(r+1)} = x_i^{(r)} + \Delta x_i^{(r)} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$$

Donde $\Delta x_i^{(r)}$ ($i = 1, 2, \dots, n$) se obtiene de una ecuación similar a la (6) cambiando el superíndice (0) por el (r), es decir:

$$-J^{(r)} \Delta x^{(r)} = f^{(r)} \quad (9)$$

Las iteraciones continúan hasta que las ecuaciones () se cumplan con una precisión preestablecida, o tolerancia, es decir hasta que:

$$\max_i |f_i(x^{(r)})| \leq \varepsilon \quad \varepsilon: \text{tolerancia} \quad (10)$$

6.4.2 Aplicación al flujo de carga del sistema de potencia

Para comenzar, debe asignarse en el caso de los nudos PQ, la magnitud de la tensión de nudo y su ángulo de fase asociado. Para los nudos PV, simplemente se elegirá el ángulo de fase ya que la magnitud de la tensión es fija y por ultimo para el nudo slack o flotante (referencia), se fijará tanto la magnitud de tensión como el ángulo de fase.

Se define x como el vector de incógnitas de deltas, que van a ser los desfases de la tensión y U que van a ser las tensiones en cada nudo.

$$x = [\delta|U]^T = [\delta_2, \delta_3, \dots, \delta_n|U_{m+1}, U_{m+2}, \dots, U_n]^T \quad (11)$$

Las ecuaciones a resolver son las siguientes:

$$P_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k Y_{ik} \cos(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) \quad (12)$$

$$Q_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k Y_{ik} \sin(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) \quad (13)$$

De las cuales se excluyen, por un lado las correspondientes al nudo oscilante y por otro las correspondientes a las potencias reactivas en los nudos PV, escritas de la siguiente manera:

$$[\Delta P(x)|\Delta Q(x)]^T = [\Delta P_2, \Delta P_3, \dots, \Delta P_n|\Delta Q_{m+1}, \Delta Q_{m+2}, \dots, \Delta Q_n]^T = 0 \quad (14)$$

Donde los denominados residuos de potencias son las diferencias entre potencias especificadas y aquellas calculadas en función de las variables de estado, que proveen las ecuaciones necesarias y suficientes para resolver el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales. Las ecuaciones errores de potencia agrupadas en potencia activa y reactiva son las siguientes:

$$\Delta P_i(x) = P_i^{esp} - P_i(x) = P_i^{esp} - U_i \sum_{k=1}^n U_k Y_{ik} \cos(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) \quad i = 2, \dots, n \quad (15)$$

$$\Delta Q_i(x) = Q_i^{esp} - Q_i(x) = Q_i^{esp} - U_i \sum_{k=1}^n U_k Y_{ik} \sin(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) \quad i = m + 1, \dots, n \quad (16)$$

Es un sistema de $2x(n-1) - m$ ecuaciones reales en las $2x(n-1) - m$ incógnitas que forman el vector x .

El sistema de ecuaciones (9), base del método, se traduce ahora en el siguiente:

$$\begin{pmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{pmatrix}^{(r)} \begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U/U \end{pmatrix}^{(r)} = \begin{pmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{pmatrix}^{(r)} \quad (17)$$

La utilización de $\Delta U_i/U_i$ en lugar de U_i simplifica los términos de Jacobiano. Esta matriz está compuesta por las cuatro sub-matrices J1, J2, J3 y J4. Las derivadas parciales, calculadas a partir de (15) y (16), se muestran a continuación:

$$k \neq i$$

$$J1_{ik} = J4_{ik} = U_i U_k Y_{ik} \text{sen}(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) \quad (18)$$

$$J2_{ik} = -J3_{ik} = U_i U_k Y_{ik} \text{cos}(\delta_{ik} - \gamma_{ik}) \quad (19)$$

$$k = i$$

$$J1_{ii} = -Q_i(x) - U_i^2 Y_{ii} \text{sen} \gamma_{ii} \quad (20)$$

$$J2_{ii} = P_i(x) + U_i^2 Y_{ii} \text{cos} \gamma_{ii} \quad (21)$$

$$J3_{ii} = P_i(x) - U_i^2 Y_{ii} \text{cos} \gamma_{ii} \quad (22)$$

$$J4_{ii} = Q_i(x) - U_i^2 Y_{ii} \text{sen} \gamma_{ii} \quad (23)$$

De estas ecuaciones se deduce una importante propiedad de la matriz Jacobiana. Los términos fuera de la diagonal principal en cada sub-matriz contienen el valor del elemento serie del circuito equivalente en π de la línea que interconecta dos nudos. Si no existe conexión directa entre dos nudos, el elemento correspondiente de la matriz Y_{BUS} es nulo y, por tanto, el término correspondiente de J es también cero. En sistemas de gran dimensión al menos el 50% son nulos.

El proceso para la resolución del problema de flujos de potencia por el método de Newton-Rapson puede resumirse en los siguientes pasos:

- Paso 1: La primera iteración se efectúa a partir de una estimación inicial de la solución, típicamente se toma $\delta_i^{(0)} = 0$, $U_i^{(0)} = 1$ (perfil plano).
- Paso 2: Calcular el valor de las funciones $[\Delta P(x) | \Delta Q(x)]^T$ para $x^{(r)}$.
- Paso 3: Calcular la matriz Jacobiana para $x^{(r)}, J^{(r)}$, utilizando las ecuaciones de la (18) a la (23).
- Paso 4: Calcular $[\Delta \delta | \Delta U/U]$ del sistema de ecuaciones algebraicas lineales dado por (17).
- Paso 5: Actualizar variables:

$$\begin{pmatrix} \delta \\ U \end{pmatrix}^{(r+1)} = \begin{pmatrix} \delta \\ U \end{pmatrix}^{(r)} + \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{pmatrix}^{(r)} \quad (24)$$

Se repetirán estos pasos hasta que:

$$\max_i |\Delta P_i(x^{(r)})| \leq \varepsilon$$

$$\max_i |\Delta Q_i(x^{(r)})| \leq \varepsilon$$

Donde ε es la tolerancia.

Una vez terminado el proceso iterativo descrito, serán conocidas las tensiones complejas (módulo y argumento) en todos los nudos. Después se sustituirán en las ecuaciones (25), (25) y (27), lo cual proporcionará los valores de las incógnitas correspondientes al nudo oscilante P_1 y Q_1 , los flujos por las líneas y las pérdidas.

$$\vec{S}_1 = \vec{U}_1 \sum_{k=1}^n \vec{U}_k^* \vec{Y}_{1k}^* \quad (25)$$

$$\vec{S}_{ik} = \vec{U}_{ik} \vec{I}_{ik}^* = \vec{U}_i [(\vec{U}_i - \vec{U}_k) \vec{y}_{ik} + \vec{U}_i \vec{y}_{ik0}]^* \quad (26)$$

$$P_{pérd} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (27)$$

Características del método:

1. Velocidad de convergencia ‘cuadrática’ (el número de cifras significativas se duplica después de cada iteración)
2. Confiable, no sensible a la elección del nudo flotante.
3. Solución precisa obtenida después de 4-6 iteraciones.
4. J debe ser recalculada e invertida después de cada iteración. (J es una matriz dispersa, tiene estructura simétrica, pero los valores no son simétricos)

7 PLANIFICACIÓN MINIRED

Para la realización de un estudio sobre cuál es el comportamiento de una instalación solar fotovoltaica y cómo influyen sus diferentes aportaciones de energía a la red, dependiendo de la época del año en la que esté produciendo la misma, se ha creado una red ficticia tomando como referencia la red que aparece en el libro ya indicado en la bibliografía “FACTS”. Dicha red ha sido modificada para la inclusión de todos los nudos planificados.

Se ha incluido un nudo virtual, en el cual se separa por un lado una carga y por otro la instalación solar fotovoltaica diseñada. Estos dos nudos se encuentran unidos a través de una línea casi ideal, en la cual no hay resistencia y la reactancia es mínima. De esta manera se ha podido reproducir la situación deseada para la simulación. En la Imagen 43, puede verse el esquema final de red utilizado.

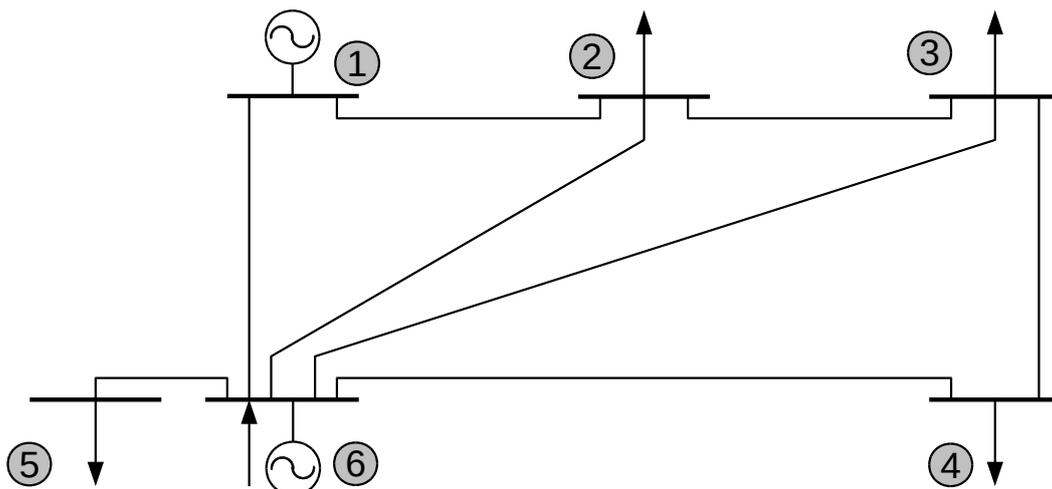


Imagen 43 Esquema de la red. (Elaboración propia)

Con el fin de que todos los consumos que vamos a tratar tengan un valor del mismo orden se han multiplicado por un factor todos ellos, obteniendo así unos consumos proporcionados entre sí.

7.1 Descripción de los nudos

7.1.1 Nudo número 1

Se ha denominado nudo número uno a la red. Este será nuestro nudo slack. Es un punto muy importante de interconexión con el resto del sistema, en el cual se va a completar el balance de energía.

7.1.2 Nudo número 2

A partir de este nudo, hasta el nudo número cinco, se han numerado siguiendo orden en el que está dispuesta la red, ya que son todos los nudos nombrados nudos PQ.

Este nudo corresponde a una ciudad ficticia, la cual se ha constituido con la suma de varios consumos que se describen a continuación:

En primer lugar el consumo más importante que supone para este nudo, se trata del alumbrado público de una ciudad (en este caso la ciudad de Valladolid ya que ha sido la fuente de datos más cercana y con mejor acceso). Los datos fueron proporcionados con consumos totales anuales, por tanto se llevó a cabo una estimación del consumo por horas, dividiendo el consumo total en el año entre las horas totales de consumo. A su vez, ya que no son constantes a lo largo del año las horas de sol, y sabiendo con la información proporcionada que el alumbrado público se enciende cinco minutos antes de que salga el sol y se apaga cinco minutos después de que se ponga, en dichas horas se realizó un ajuste pertinente multiplicando por el porcentaje correspondiente en dichas horas para tener un consumo más exacto.

Para terminar la estimación de consumo de esta ciudad ficticia, se cogieron los consumos de varias viviendas. Este es un proceso sencillo que se realiza a través de la página web de la distribuidora con la cual se tenga el contrato de la energía eléctrica (se pueden obtener los consumos horarios durante todo un año).

Por último se realizó la suma por horas de consumo de energía eléctrica de todo el conjunto.

7.1.3 Nudo número 3

El siguiente nudo que compone esta minired ficticia es la Escuela de Ingenierías Industriales (sede Francisco Mendizábal). Se consideró interesante la inserción de este nudo en la minired, ya que en los meses de verano apenas existe consumo, así se puede observar una variación importante en uno de los nudos propuestos.

Los datos de potencias consumidas fueron obtenidos a través de la página web de la empresa distribuidora de energía eléctrica, al igual que se obtuvieron los consumos en las viviendas citadas en el nudo tres.

7.1.4 Nudo número 4

Se consideró interesante el hecho de tener un gran consumidor como puede ser una gran fábrica. En este caso tuvimos acceso a los datos de los consumos de la factoría de automóviles de Renault en Palencia.

7.1.5 Nudo número 5

En este caso la carga que se encuentra conectada se trata de un hospital, del cual los datos de consumos han sido proporcionados. Lo único que se llevó a cabo fue la conversión de las unidades para que todos los consumos y generaciones que se llevarán a análisis estuvieran en las mismas condiciones. Está unido al nudo 6 mediante una línea casi ideal, la cual no tiene resistencia y 0.01j de reactancia en valores por unidad.

7.1.6 Nudo número 6

El último nudo que se incluye es un nudo PV. Se trata de la instalación solar fotovoltaica diseñada al inicio del trabajo, de la cual a través del programa PVSyst se obtuvieron las potencias generadas por hora durante todo un año.

Se ha planteado la opción en el código de Matlab de la posible simulación con esta planta fotovoltaica y sin ella, de este modo se podrá comparar el diferente comportamiento que pueda tener la red con el aporte de la energía fotovoltaica y sin él.

7.2 Descripción de los parámetros de red

Para el diseño de la red, se han tomado como referencia los valores que vienen especificados en la Tabla 3, obtenidos del libro de Enrique Acha, capítulo 4 “Conventional Power Flow” en la página 118.

Línea	Impedancia seria (p.u.)	Admitancia paralelo/2 (p.u.)
1-2	0.08+0.24j	0.05j
1-6	0.02+0.06j	0.06j
2-3	0.01+0.03j	0.02j
2-6	0.06+0.18j	0.04j
3-4	0.08+0.24j	0.05j
3-6	0.06+0.18j	0.04j
4-6	0.04+0.12j	0.03j
5-6	0.00+0.01j	0

Tabla 3 Parámetros de la red. (Elaboración propia)

8 SIMULACIONES

En este apartado se pretende mostrar el resultado obtenido de simular la red propuesta durante todo un año. Los resultados obtenidos han sido a través de un programa elaborado en Matlab, del cual se obtienen los flujos de carga en la red, con el balance de potencias generado así como el rendimiento de dicha red. Todo esto en dos casos ya expuestos anteriormente, uno incluyendo en la red la instalación solar fotovoltaica diseñada y otro sin dicha instalación.

El principal aspecto que vamos a comparar es el rendimiento, tomando este como la potencia total demandada por nuestro sistema dividido entre la potencia total generada.

Se ha considerado interesante mostrar la evolución del rendimiento, ya que es un indicador que hace muy viable una buena comparación de los dos aspectos que tenemos en el estudio a lo largo de los meses, y plasmarlo en gráficas para una comprensión visual y global del comportamiento. Por ello se ha decidido dibujar en 12 gráficas diferentes, una por cada mes del año, cómo evoluciona el rendimiento:

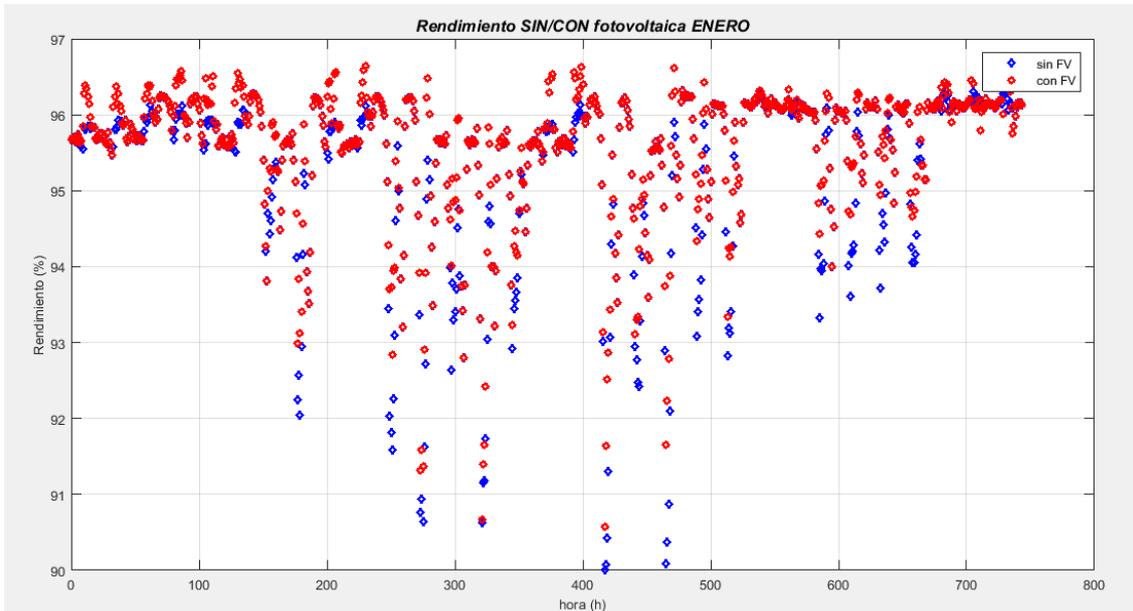


Imagen 44 Evolución del rendimiento en Enero. (Elaboración propia)

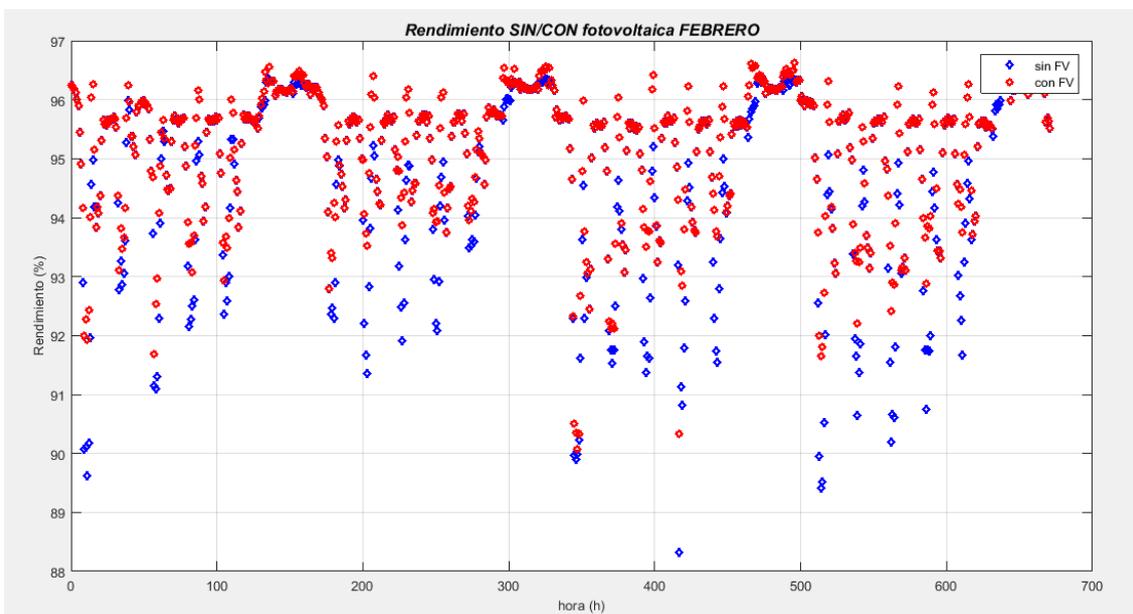


Imagen 45 Evolución del rendimiento en Febrero. (Elaboración propia)

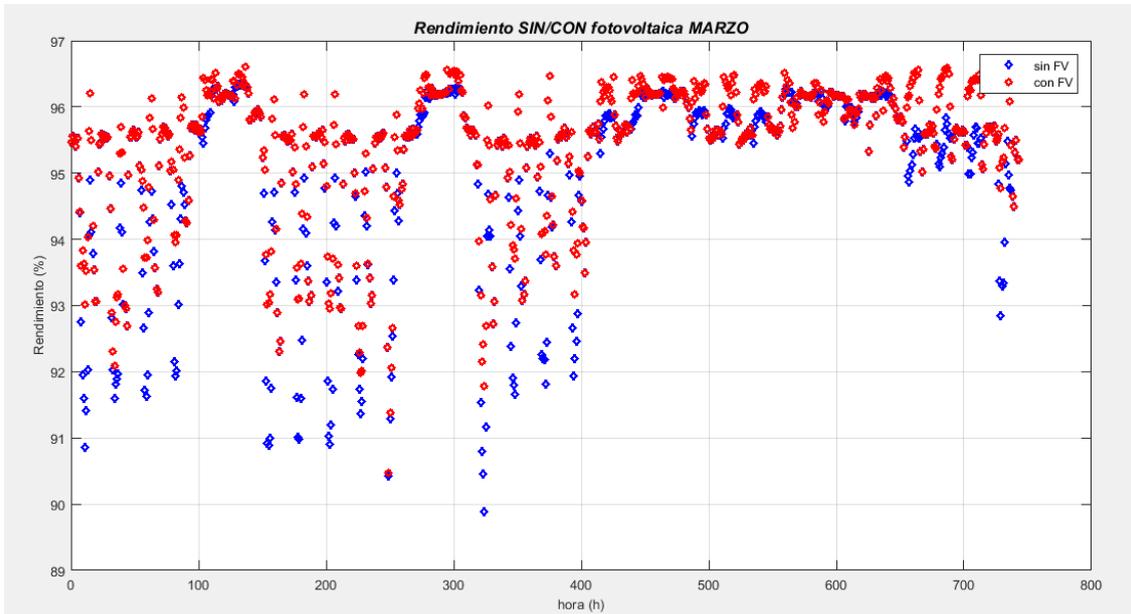


Imagen 46 Evolución del rendimiento en Marzo. (Elaboración propia)

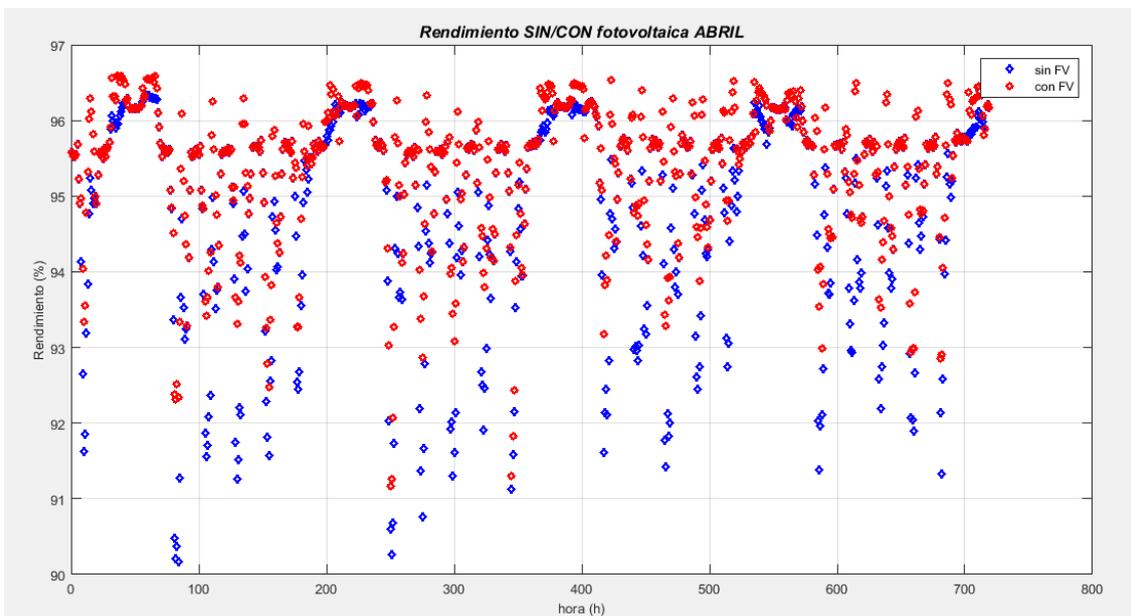


Imagen 47 Evolución del rendimiento en Abril. (Elaboración propia)

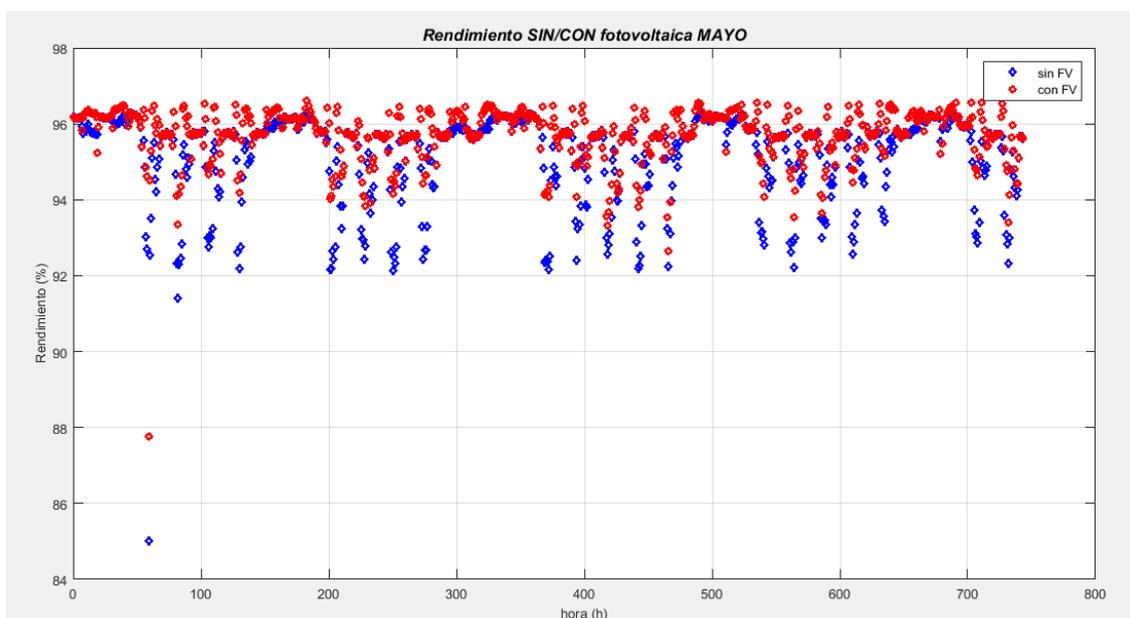


Imagen 48 Evolución del rendimiento en Mayo. (Elaboración propia)

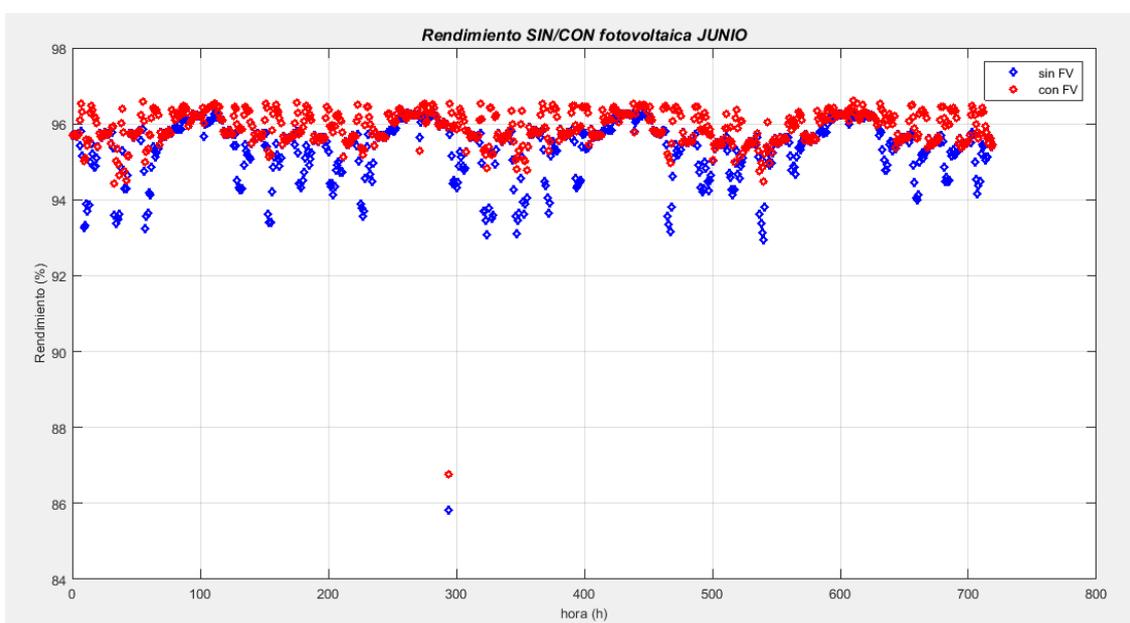


Imagen 49 Evolución del rendimiento en Junio. (Elaboración propia)

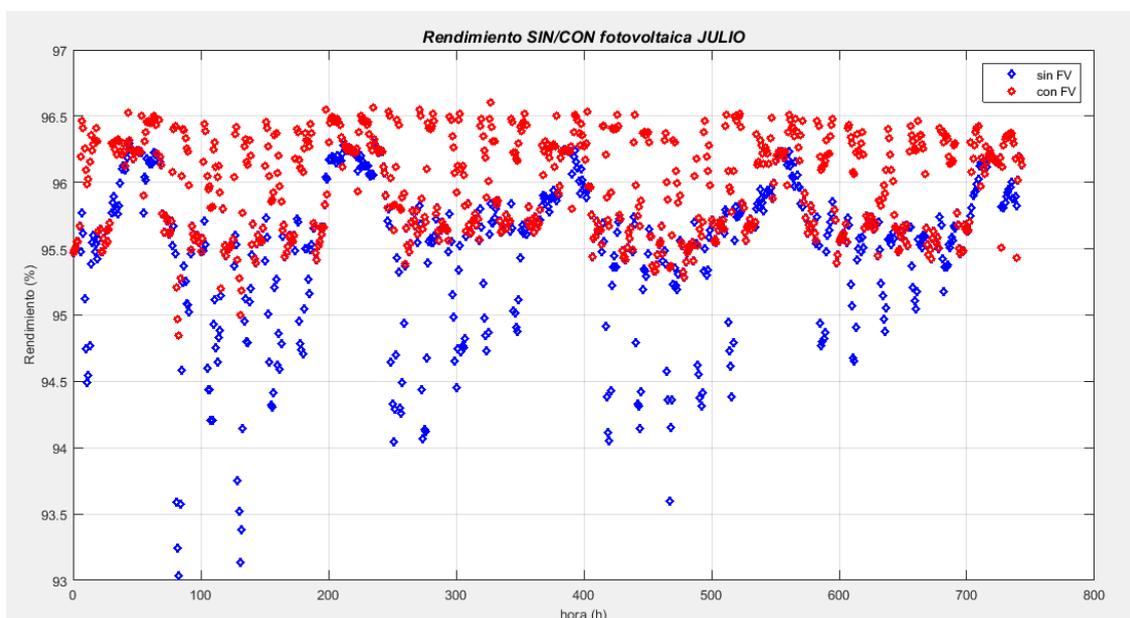


Imagen 50 Evolución del rendimiento en Julio. (Elaboración propia)

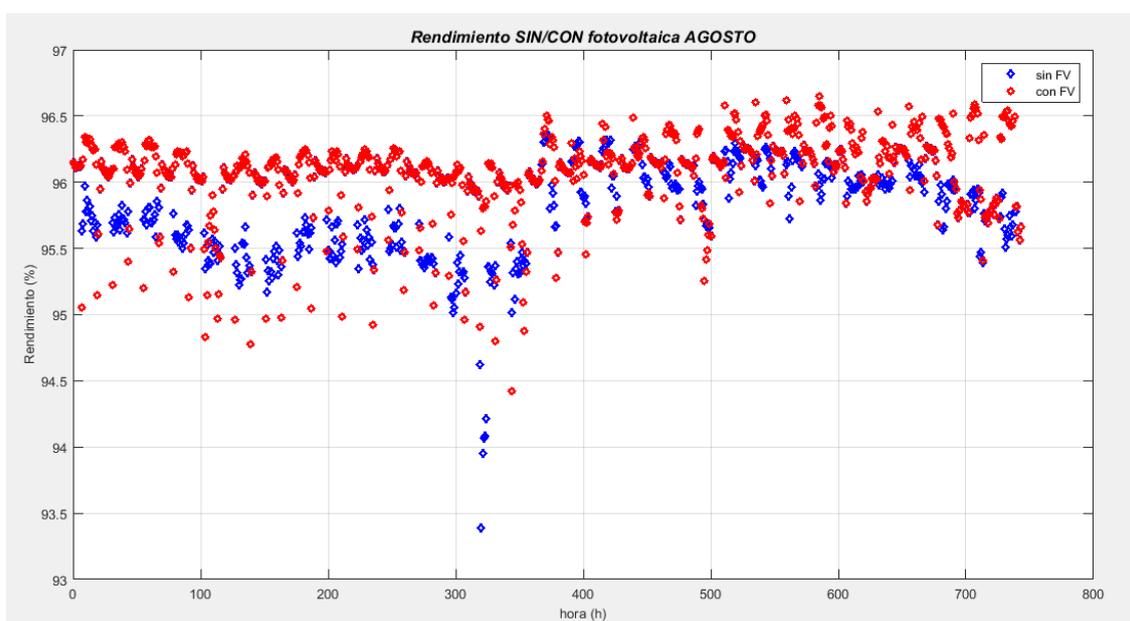


Imagen 51 Evolución del rendimiento en Agosto. (Elaboración propia)

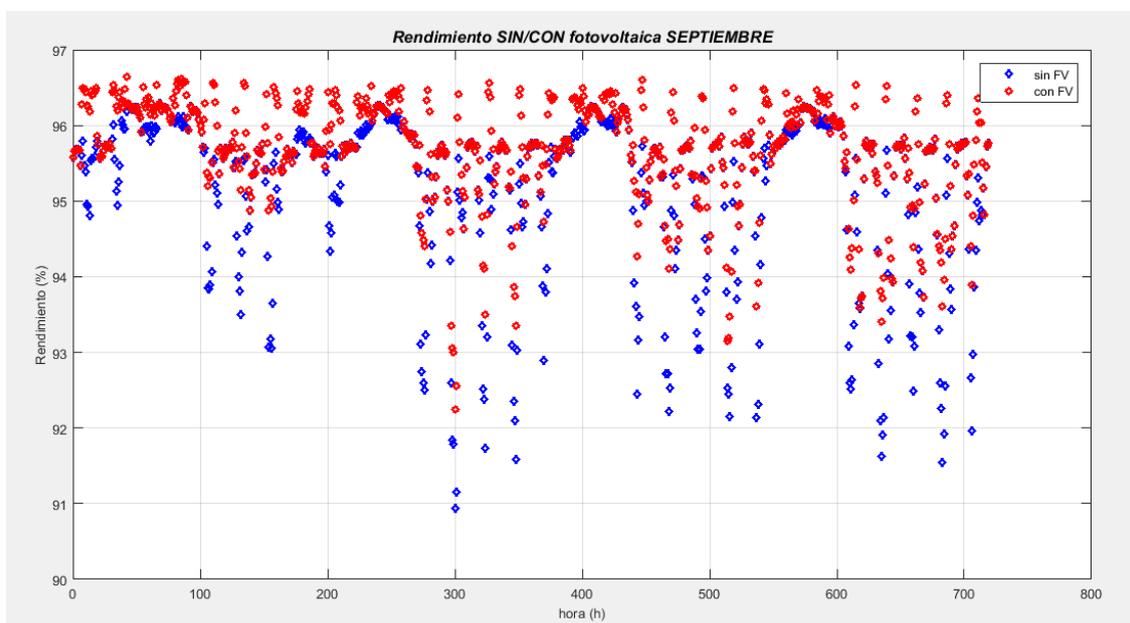


Imagen 52 Evolución del rendimiento en Septiembre. (Elaboración propia)

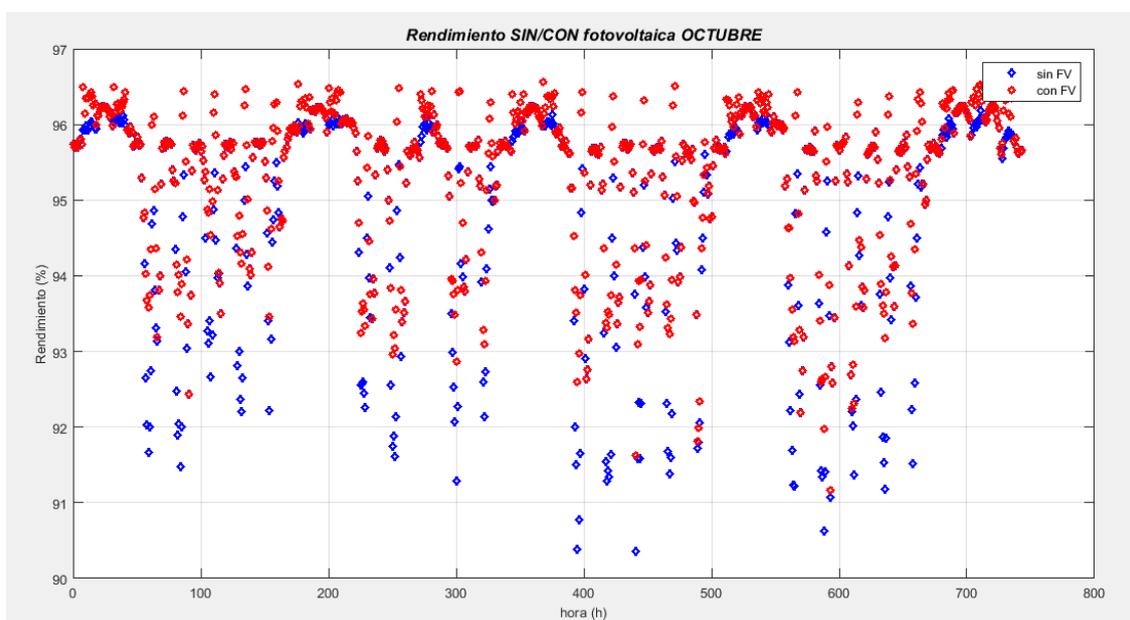


Imagen 53 Evolución del rendimiento en Octubre. (Elaboración propia)

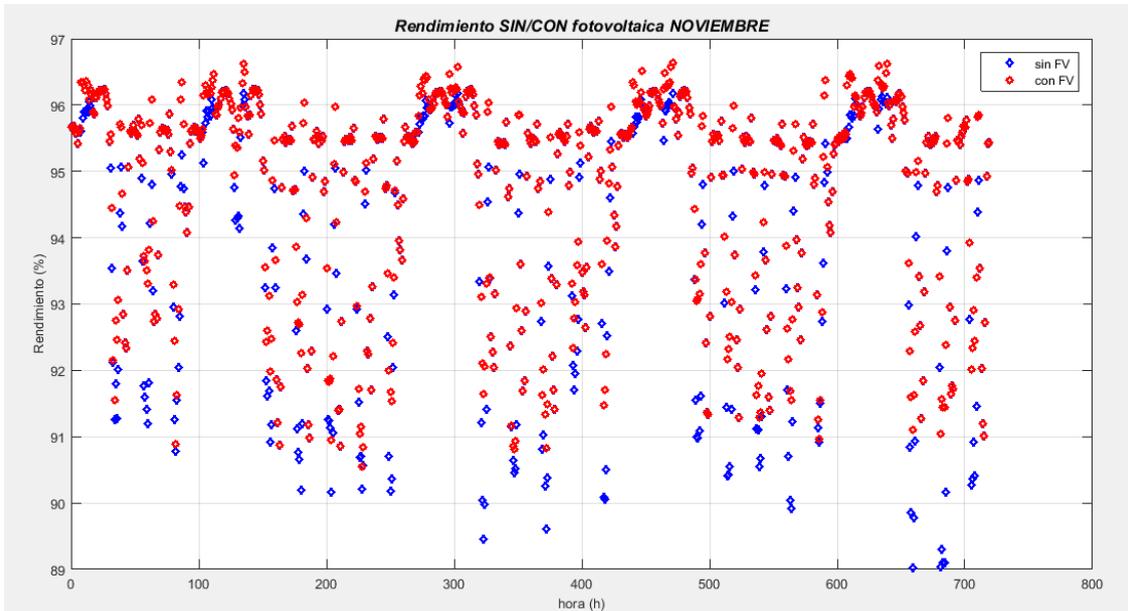


Imagen 54 Evolución del rendimiento en Noviembre. (Elaboración propia)

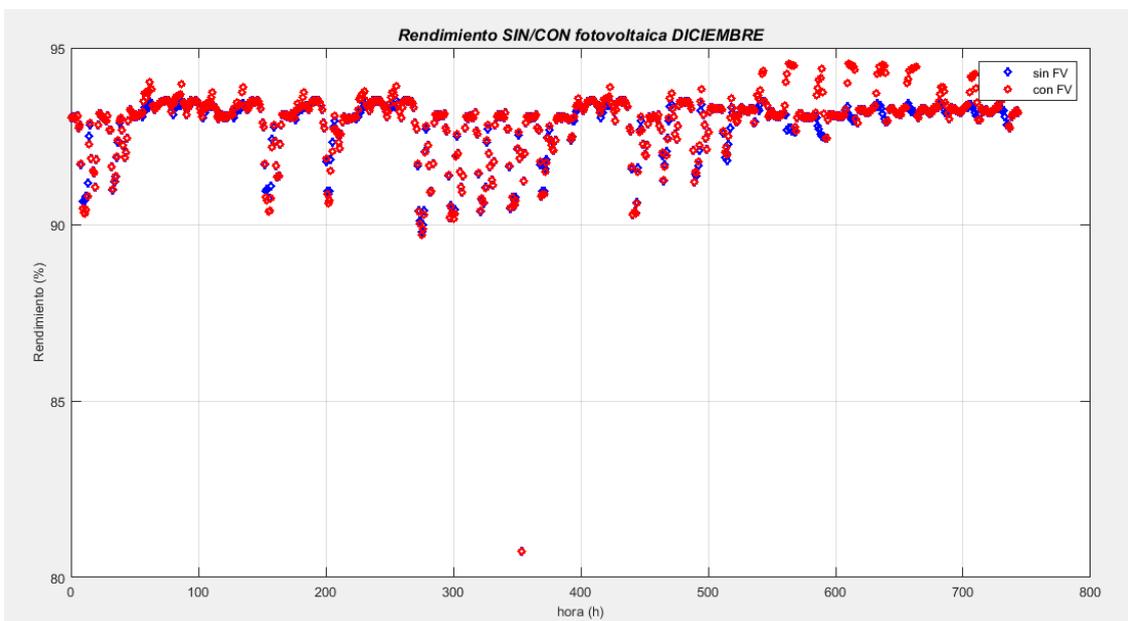


Imagen 55 Evolución del rendimiento en Diciembre. (Elaboración propia)

Con estas simulaciones se ha pretendido observar varios aspectos de lo que supone una generación distribuida, como es en este caso la instalación solar fotovoltaica, insertada en una red tipo.

Se ha pensado conveniente la comparativa mediante gráficas de la evolución del rendimiento mensual de la red simulada, en un caso con la instalación solar fotovoltaica funcionando y en el otro caso sin ella. El resultado ha sido el que se esperaba, una mejora en el caso en el que se introduce la instalación solar fotovoltaica frente al caso en el que no se introduce. Esto nos lleva a concluir varias cosas:

Que una generación distribuida cerca de los puntos de consumo de una red conlleva mejoras con respecto al rendimiento, lo cual significa mejoras en todos los aspectos, ya que a la hora de transportar la energía las distancias son menores, por tanto la eficiencia del transporte va a ser siempre mejor porque las pérdidas por efecto Joule van a ser mucho menores.

Por otro lado no se va a necesitar de otra fuente energética, en su caso, con un coste económico superior que el que pueda suponer la instalación solar fotovoltaica, ya que la fuente productora de la energía es el sol, una materia prima gratuita.

Otro punto importante a tener en cuenta, es que al observar las gráficas de rendimiento, como ya se esperaba, en el caso en el que tenemos la planta solar fotovoltaica, por la noche no nos aporta ninguna mejora. Hay que tener en cuenta que la energía eléctrica es muy difícil y costosa de almacenar, por tanto también hay que pensar que una generación distribuida nos aporta muchas mejoras y nos facilita en la mayor parte de las horas un consumo de energía más eficiente. No nos podemos olvidar que por la noche, al no tener sol y el almacenaje ser tan complicado, es necesario estar conectados a una red.

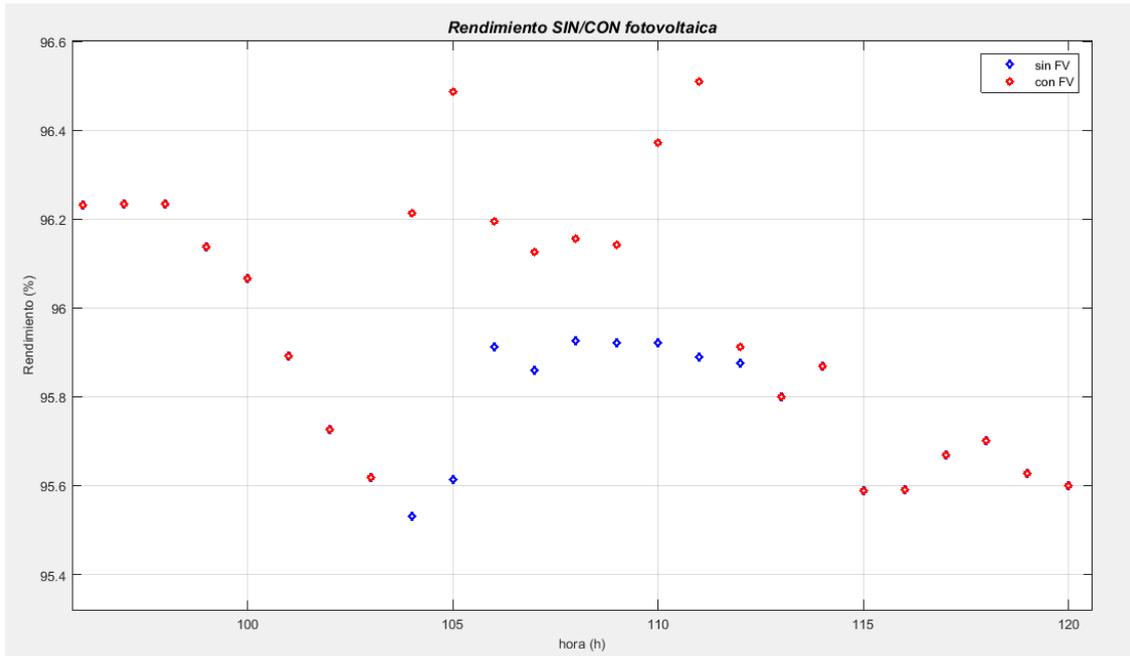


Imagen 56 Evolución del rendimiento el día 5 de Enero. (Fuente: Elaboración propia)

La imagen 56 representa el rendimiento de la red un día completo de un mes de invierno, concretamente el día 5 de Enero. Se puede observar que a las horas en las que no hay sol, el rendimiento es el mismo, ya que la fotovoltaica no está aportando energía al sistema. Por el contrario, cuando tenemos horas de sol, de 8 de la mañana a aproximadamente las 4 de la tarde, el rendimiento aumenta en el caso en el que tenemos conectada instalación fotovoltaica.

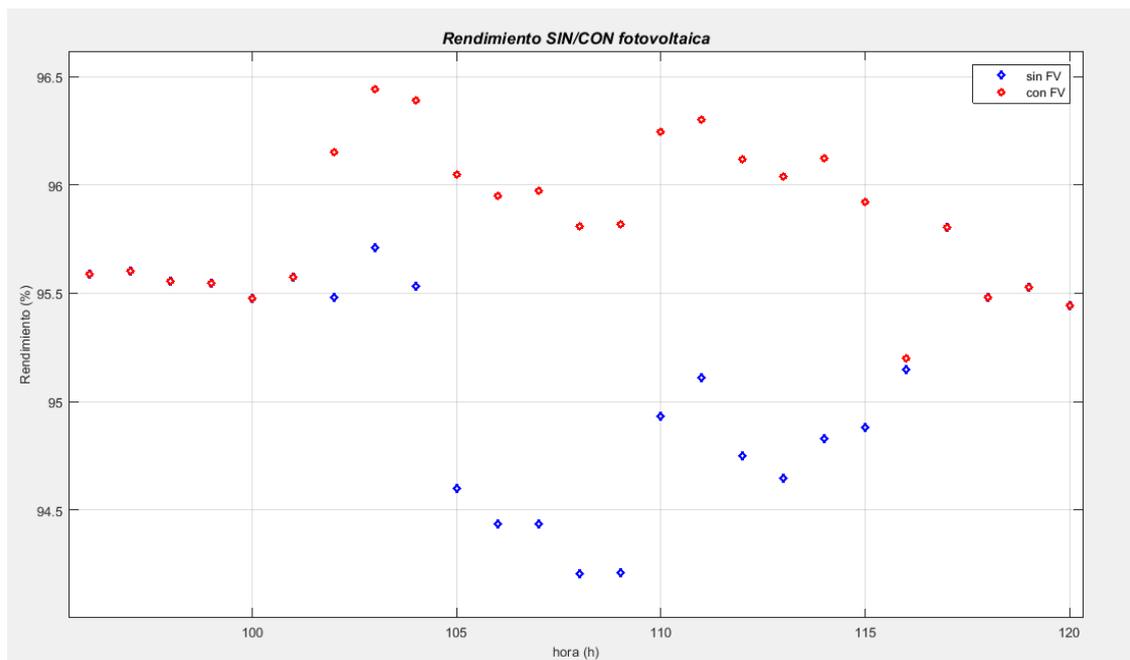


Imagen 57 Evolución del rendimiento el día 5 de Julio. (Fuente: Elaboración propia)

En la Imagen 57, se puede observar cómo evoluciona el rendimiento en la red a lo largo de un día de verano, concretamente el día 5 de Julio. En comparación con el día de invierno que nos mostraba la Imagen 56, hay casi el doble de horas de sol, en este caso 15, por tanto el rendimiento de la fotovoltaica es mayor con respecto a las 9 horas que tenemos en el día de invierno.

Se van a mostrar diferentes casos de flujos de potencia por las líneas. El programa nos especifica las potencias demandadas en cada nudo de la red. Cuando tienen valor negativo, significa que ese nudo está solicitando potencia. Los nudos del 2 al 5 son nudos carga por tanto van a tener siempre potencias negativas por el convenio de signos especificado. El nudo número 1 es nuestro nudo slack, correspondiendo con la red, por tanto va a ser el que nos complete el balance de potencias. Y el nudo 6, que es nuestro nudo virtual, dependiendo en el caso que nos encontremos, estará suministrando potencia a la red o no estará suministrando nada.

Todos los valores obtenidos del programa implementado en Matlab, se van a mostrar en valores por unidad. El sistema de conversión a valores por unidad es un método que consiste en la normalización de variables para la simplificación del análisis de sistemas (Capítulo 2, Bibliografía VI).

A continuación, se muestran los flujos de potencias por las líneas para el día 31 de Julio a las 16 horas. En primer lugar para el caso en el cual no está conectada la fotovoltaica a la red:

Tensiones:

V1=1.0600 V2=1.0092 V3=1.0073 V4=1.0025 V5=0.9991 V6=1.0000

Desfases hallados (en rad):

d1=0.0000 d2=-0.0249 d3=-0.0263 d4=-0.0346 d5=-0.0094 d6=-0.0084

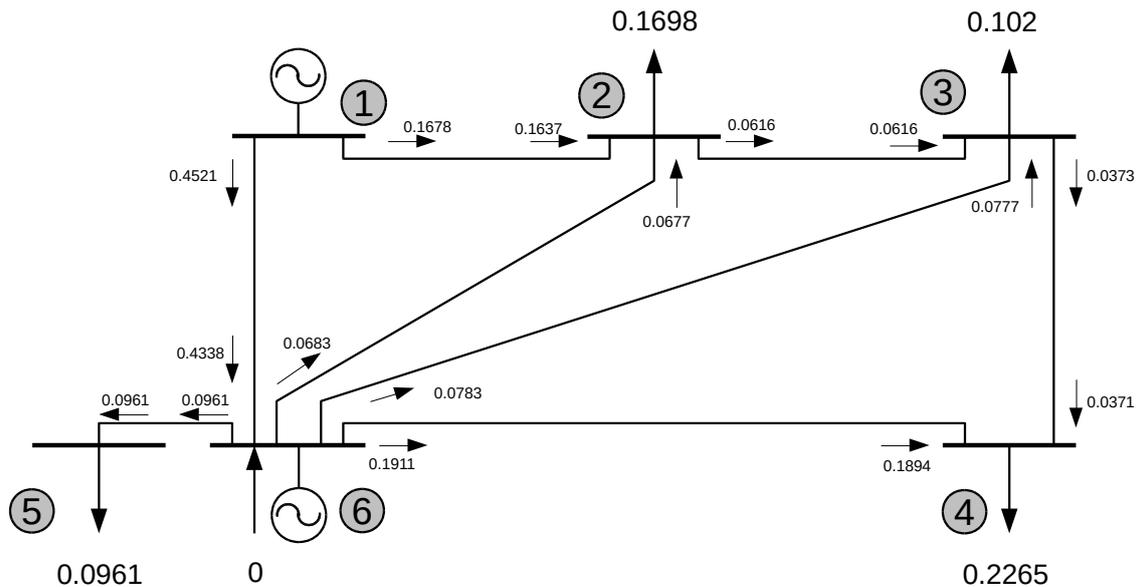


Imagen 58 Esquema de la red con flujos de carga. (Elaboración propia)

Como se ha mencionado anteriormente, los nudos del 2 al 5 están demandando potencia. En el nudo 6 en este caso no se encuentra la instalación solar fotovoltaica conectada, por tanto el nudo 1, o slack, va a ser el encargado de suministrar a la red toda la potencia.

En este supuesto tenemos en valores por unidad una potencia generada de 0.6199 y una potencia demandada de 0.5944. Se calcula el rendimiento como el cociente de la potencia demandada entre la potencia generada multiplicado por 100, con lo cual se obtiene un rendimiento de la red de 95.877%.

Se ha representado para la misma situación, el día 31 de Julio a las 16 horas, pero ahora en el caso de tener conectada la instalación solar fotovoltaica:

En este supuesto, se genera en el sistema una potencia de 1.057, en valores por unidad, la cual una parte va a ser consumida por las cargas conectadas al sistema y la otra parte va a ser reabsorbida por la red. Debido a las pérdidas en las líneas el rendimiento no va a ser del 100%, y como ya se mencionó antes, se calcula dividiendo la potencia demandada entre la generada, obteniendo en este caso un rendimiento del 96.296%.

Tensiones:

V1=1.0600 V2=1.0090 V3=1.0071 V4=1.0023 V5=0.9991 V6=1.0000

Desfases hallados (en rad):

d1=0.0000 d2=0.0160 d3=0.0175 d4=0.0172 d5=0.0463 d6=0.0473

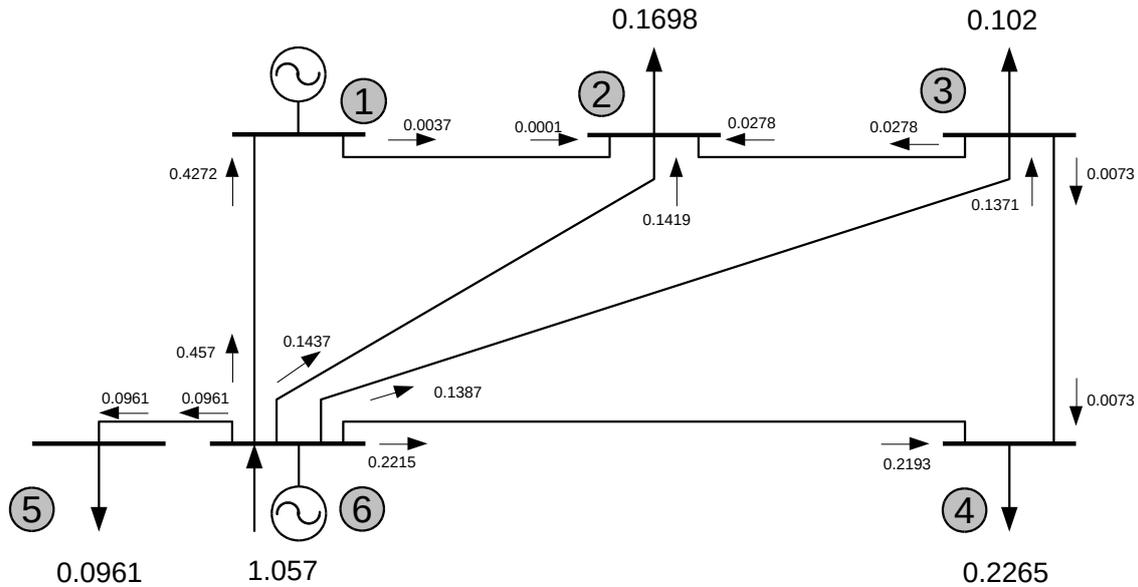


Imagen 59 Esquema de la red con flujos de carga. (Elaboración propia)

Llevando a cabo una comparativa de ambas redes, podemos observar que en ambos casos estamos ante buenas redes con elevados rendimientos. Pero como ya se había observado previamente en las gráficas de rendimiento, cuando está conectada la instalación solar fotovoltaica hay una mejora, ya que aporta la energía suficiente para las cargas conectadas a la red y la energía sobrante es reabsorbida por la red para poder ser utilizada. El rendimiento es un 0.419% mejor cuando está la instalación solar fotovoltaica conectada. No es una diferencia muy pronunciada, ya que se están utilizando las mismas líneas para ambos casos, por tanto la mejora nos la proporciona el hecho de tener una fuente generadora de potencia que va a suponer que el nudo slack en vez de tener que suministrar potencia para poder ser suministrada a todos los nodos carga, va a demandar esa potencia que sobra del sistema y reinyectarla a la red.

Se ha considerado otro caso al azar para poder observar diferentes comportamientos de la red. Este supuesto corresponde al día 31 de Agosto a las

18 horas. En primer lugar se muestran los datos obtenidos y los flujos de carga por la red, cuando la instalación solar fotovoltaica no se encuentra conectada:

Tensiones:

$V_1=1.0600$ $V_2=1.0083$ $V_3=1.0066$ $V_4=1.0035$ $V_5=0.9991$ $V_6=1.0000$

Desfases hallados (en rad):

$d_1=0.0000$ $d_2=-0.0034$ $d_3=-0.0030$ $d_4=-0.0037$ $d_5=0.0202$ $d_6=0.0212$

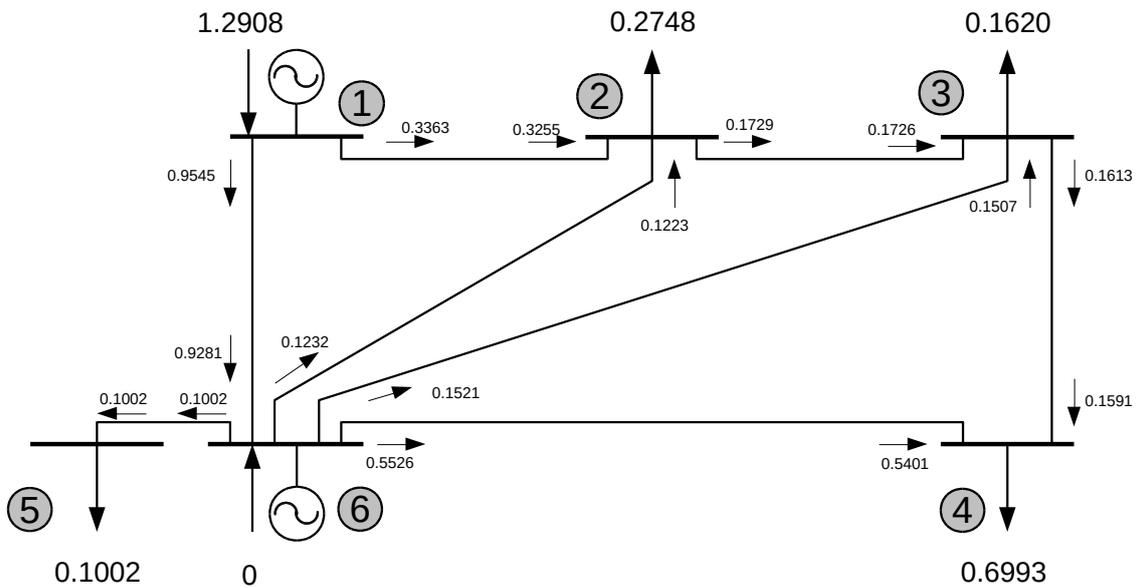


Imagen 60 Esquema de la red con flujos de carga. (Elaboración propia)

En este caso se tiene un rendimiento de 95.7718%

Tensiones:

$V_1=1.0600$ $V_2=0.9921$ $V_3=0.9894$ $V_4=0.9701$ $V_5=0.9990$ $V_6=1.0000$

Desfases hallados (en rad):

$d_1=0.0000$ $d_2=-0.0379$ $d_3=-0.0412$ $d_4=-0.0746$ $d_5=-0.0083$ $d_6=-0.0073$

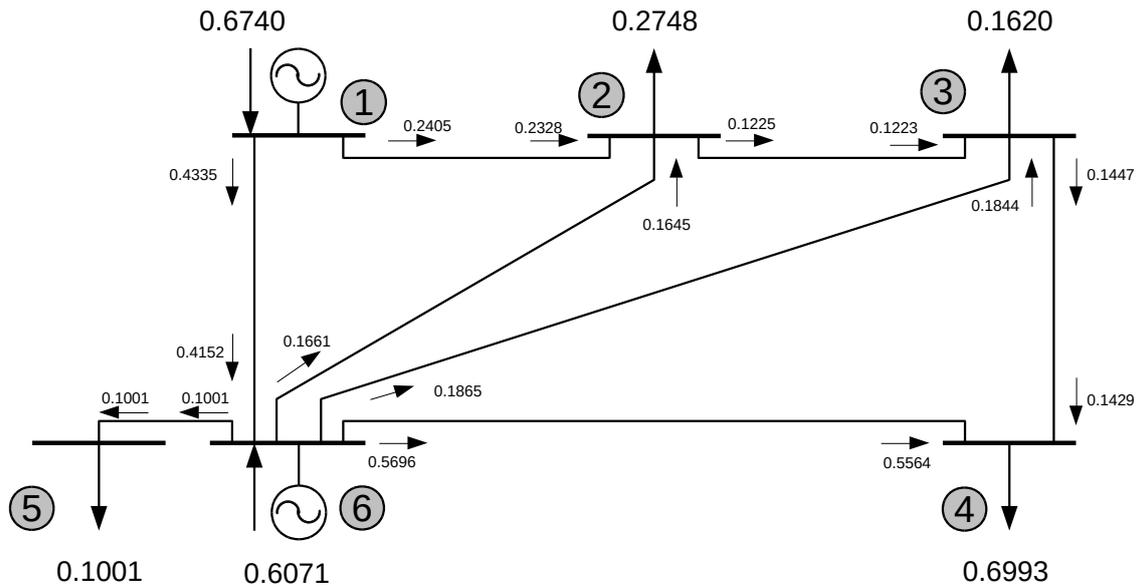


Ilustración 61 Esquema de la red con flujos de carga. (Elaboración propia)

Es un caso diferente a los anteriormente vistos ya que en este caso, la energía que se aporta viene tanto de la instalación solar fotovoltaica como de la red. Esto es interesante ya que desde un punto de vista eléctrico el rendimiento se verá favorecido, puesto que el flujo de energía que va a circular por las líneas va a ser menor ya que se va a ver repartido por dos fuentes generadoras. Se alcanza un rendimiento en este caso de 96.4968%, esto supone un incremento del rendimiento del 0.7197%. Los motivos de este aumento de rendimiento son debidos a la generación distribuida, además de una menor sobrecarga de las líneas ya que el viaje de energía por las mismas se distribuye más equitativamente.

Comparando las redes en las cuales se encuentra conectada la instalación solar fotovoltaica, el rendimiento es mayor en el segundo caso expuesto, con un 96.4968%, frente al 96.296% del primer supuesto. Esto es debido a lo que ya se ha mencionado anteriormente, en el segundo caso la energía se reparte desde dos puntos generadores, evitando que la energía viaje en exceso por las líneas.

9 CONCLUSIONES

Lo que se pretendía a lo largo de este trabajo era, por un lado, diseñar una instalación solar fotovoltaica con tecnología de seguidores mediante el software PVsyst. Por otro lado estudiar el comportamiento de una instalación solar fotovoltaica de estas características dentro de una red ficticia, así como su influencia dentro de la misma.

Se han obtenido varias conclusiones que se redactarán a continuación (muchas ya se han ido comentando a lo largo de la memoria).

- El diseño de la instalación solar fotovoltaica se ha llevado a cabo a través del programa PVsyst, es un software preparado para desarrollar todo tipo de instalaciones solares. Se ha seleccionado la tecnología con seguidores en dos ejes, cuya tecnología permite optimizar las horas de sol ya que estos van siguiendo la trayectoria del mismo. Se explica a lo largo del trabajo el panel solar seleccionado así como el tipo de inversor.
- Se han tenido en cuenta las pérdidas por sombras y cómo se ha llevado a cabo el proceso de realización de la perspectiva y la disposición de los seguidores, teniendo en cuenta el mapa de la trayectoria solar para poder observar las pérdidas que implican.
- Se ha implementado la disposición eléctrica de los módulos fotovoltaicos entre sí para poder incluir el comportamiento eléctrico de cara a las pérdidas generadas en este aspecto.
- El parámetro en el cual se ha fijado para estimar el comportamiento de la red ha sido el rendimiento. En el apartado anterior de simulaciones, se muestran gráficas de rendimiento a lo largo de todo el año para cada mes. También se pueden observar gráficas correspondientes al rendimiento de un solo día, en el cual se ilustra con más claridad el efecto sobre el rendimiento que tiene la instalación solar fotovoltaica. Se observa una mejoría del rendimiento durante las horas de sol de la red cuando tiene la instalación solar fotovoltaica conectada con respecto a la red cuando no está conectada dicha instalación. Esto es más acentuado en los meses de verano ya que en ellos las horas de sol son casi el doble con respecto a un día de invierno. Por tanto se puede decir que el hecho de tener conectada

una instalación fotovoltaica a la red mejora el rendimiento en las horas de sol, ya que en las horas en las cuales no hay sol el comportamiento de la red es el mismo y la instalación solar fotovoltaica es como que no existiera. Además, si se observa la curva de carga diaria, las horas en las que más consumo se produce, es decir, las horas punta, coinciden con las horas de sol, es decir, las horas en las que la planta solar fotovoltaica está produciendo energía.

- Esta mejora supone un ahorro, por un lado, energético, ya que se emplea una energía renovable y no contaminante. Y por otro lado, un ahorro económico, ya que la energía fotovoltaica proviene del sol, que es una fuente de energía propia, lo cual evitaría una dependencia energética de terceros países. En un país como España, que tiene un mapa de irradiación muy elevado, se podría compaginar un sistema de energía mediante fuentes renovables para las horas de sol y fuentes de energía convencionales para las horas valle, que son las correspondientes a las horas de noche.
- Además esta tecnología, permite la creación de puestos de trabajo, tanto en la fabricación, como en la instalación, en el desarrollo, la investigación y el mantenimiento de las instalaciones.
- Finalmente, la energía solar fotovoltaica es una opción viable para conseguir cumplir con los compromisos adquiridos en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero, tratados en la Cumbre del Clima de París o en el protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

10 ANEXOS

FICHA TÉCNICA PANEL SOLAR:



ClearPower CS6P

200/205/210/215/220/225/230/235/240M

Key Features

- Cost-effective standardized solar modules for skylight, roofing, and facades applications
- Transparent backsheet features aesthetic appearance and light transmission/shading (Transmission rate: 6%)
- Industry leading plus only power tolerance: +5W (2.1%)
- Strong framed module, passing mechanical load test of 5400Pa to withstand heavier snow load
- 6 years product warranty (materials and workmanship); 25 years module power output warranty
- The 1st manufacturer in PV industry to apply ISO: TS16949 (The automotive quality management system) in module production since 2003
- ISO 17025 for qualified manufacturer owned testing lab, fully complying to IEC, TUV, UL testing standards

On-grid Module

ClearPower CS6P is a robust solar standardized module with a tempered glass front, transparent backsheet and anodized black(or silver) aluminium frame. These modules can be used for on-grid solar applications. Our meticulous design and production techniques ensure a high-yield, long-term performance for every module produced. Our rigorous quality control and in-house testing facilities guarantee Canadian Solar's modules meet the highest quality standards possible.

Applications

- Skylight
- Carport shading
- Greenhouse roofing
- Facades
- Other on-grid applications

Quality Certificates

- IEC61215/IEC61730, UL1703, CE
- ISO9001:2008: Standards for quality management systems
- ISO/TS16949:2009: The automotive quality management system

Environment Certificates

- ISO 14001:2004: Standards for Environmental management systems
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations



www.canadiansolar.com

CS6P-200/205/210/215/220/225/230/235/240M

ClearPower

Electrical Data

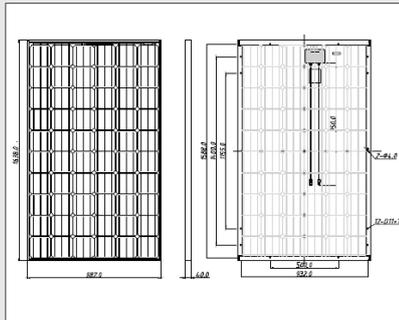
	CS6P-200M	CS6P-205M	CS6P-210M	CS6P-215M	CS6P-220M	CS6P-225M	CS6P-230M	CS6P-235M	CS6P-240M
Nominal Maximum Power at STC (Pmax)	200W	205W	210W	215W	220W	225W	230W	235W	240W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	29.2V	29.2V	29.3V	29.3V	29.5V	29.7V	29.9V	30.1V	30.2V
Optimum Operating Current (Imp)	6.86A	7.02A	7.17A	7.33A	7.45A	7.58A	7.70A	7.82A	7.95A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.5V	36.5V	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V
Short Circuit Current (Isc)	7.56A	7.66A	7.77A	7.89A	7.97A	8.07A	8.22A	8.34A	8.46A
Operating Temperature	-40°C~+85°C								
Maximum System Voltage	1000V (IEC)/600V (UL)								
Maximum Series Fuse Rating	15A								
Power Tolerance	+5W								
Temperature Coefficient	Pmax	-0.45%/°C							
	Voc	-0.35%/°C							
	Isc	0.060%/°C							
	NOCT	45°C							

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

Mechanical Data

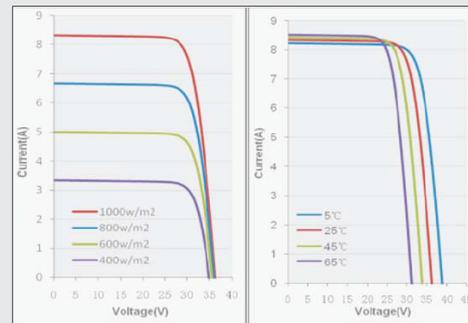
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions	1638x982x40mm(64.5x38.7x1.57 in)
Weight	20.0kg (44.1 lbs)
Front Cover	Tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
Standard Packaging (Modules per Pallet)	20pcs

Engineering Drawings



*Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice.

I-V Curves (CS6P-240M)



EN15133 Copyright © 2010 Canadian Solar Inc.

About Canadian Solar

Canadian Solar Inc. is one of the world's largest solar companies. As a leading vertically-integrated manufacturer of ingots, wafers, cells, solar modules and solar systems. Canadian Solar delivers solar power products of uncompromising quality to worldwide customers. Canadian Solar's world class team of professionals works closely with our customers to provide them with solutions for all their solar needs.

Canadian Solar was founded in Canada in 2001 and was successfully listed on NASDAQ Exchange (symbol: CSIQ) in November 2006. Canadian Solar is on track to expand cell capacity to 700MW and module capacity to 1.3GW in 2010.

Headquarters | 650 Riverbend Drive, Suite B
 Kitchener, Ontario | Canada N2K 3S2
 Tel: +1-519-954-2057
 Fax: +1-519-578-2097
 inquire.ca@canadiansolar.com
 www.canadiansolar.com

FICHA TÉCNICA INVERSOR:

INGECON**SUN**Smart
Con transformador

UNA SOLUCIÓN
ROBUSTA PARA
INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS
A LA INTEMPERIE

10 / 12,5 / 15 / 20 / 25 / 30

Inversor trifásico para cubiertas industriales de tamaño medio y para plantas con seguimiento solar.

Máxima eficiencia

Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT).

Diseño robusto

Envoltorio de acero y aluminio, especialmente diseñado para instalaciones en interior y exterior (IP54). Soporta temperaturas extremas.

Fácil instalación

Conectores rápidos. Desconexión manual de la red.

Fácil mantenimiento

El bloque de potencia es fácilmente reemplazable desde el exterior. Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSUN Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

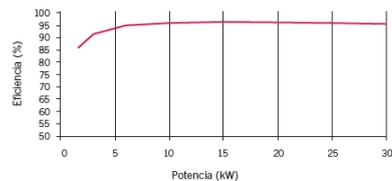
Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre las partes de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Seccionador DC.
- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Descargadores adicionales tipo 2 contra sobretensiones en la entrada y la salida.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.
- Conectores fotovoltaicos de tipo 3 o 4.

**RENDIMIENTO**INGECON® SUN 30
V_{dc} = 450 V

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

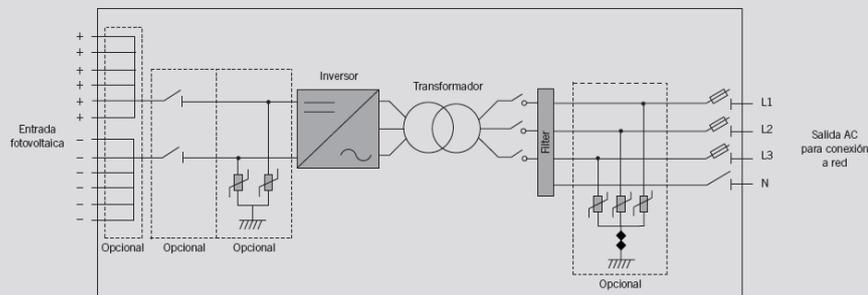
Ingeteam

	10	12,5	15	20	25	30
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V				
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V	900 V				
Corriente máxima DC	26 A	32 A	39 A	52 A	65 A	78 A
Nº entradas DC	8	8	8	1	1	1
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC ⁽³⁾	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27,5 kW	33 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V				
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz				
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sl. Smáx=11 kVA	Sl. Smáx=13 kVA	Sl. Smáx=16 kVA	Sl. Smáx=22 kVA	Sl. Smáx=27,5 kVA	Sl. Smáx=33 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	94,9%	94,9%	94,9%	96,1%	96,1%	96,1%
Euroeficiencia	93,3%	93,5%	93,8%	94,5%	94,9%	95,2%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	433 m³/h	433 m³/h	433 m³/h	674 m³/h	674 m³/h	674 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W	30 W				
Consumo nocturno	1 W	<5 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54

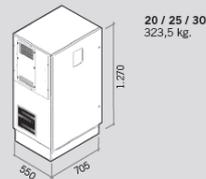
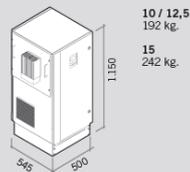
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. ⁽⁴⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal. ⁽⁵⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

Referencias normativas: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 70 TERNA, Arrêté 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.

Smart



Dimensiones y peso (mm)



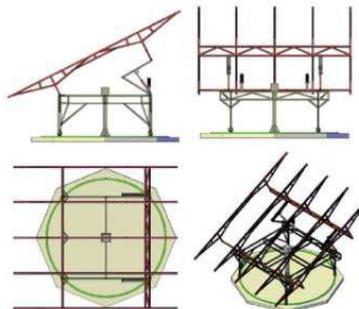
Ingeteam

FICHA TÉCNICA SEGUIDOR:



CARACTERÍSTICAS TÉCNICA SEGUIDOR SIP 10	
Potencia Máxima instalable	Hasta 9,9 kWp *
Superficie Modular	Hasta 82m ² *
Seguimiento	2 Ejes: Azimutal y Cenital
Altura Máxima	6,4 m
Accionamiento Eje Azimutal	Tracción a una rueda mediante motor hidráulico
Accionamiento Eje Cenital	Mediante 2 cilindros hidráulicos
Campo de giro Azimutal	220°
Campo de giro Cenital	De 14° a 40°
Peso sin Módulos	2.100,60 kg
Peso máximo de los módulos	1.500 kg
Material de la Estructura	Acero Galvanizado inmersión en caliente
Fijación de Paneles	Los paneles van sujetos con un polímero plástico y sellados con silicona especial antirrobo
Sistema de seguimiento	Autómata programable totalmente independiente en cada Seguidor
Armeros Eléctricos de Autómata y de Protección	Alojando cuadro de control y cuadro de protección eléctrica. IP 65
Cimentación	Zapata de hormigón in situ de 7m ³
Velocidad de Viento de Diseño	102 km/h. Si pasa de 45 km/h desciende a la mínima inclinación (esta velocidad puede ser modificada)
Consumo eléctrica	0,11 kw/h/día / < 40 kw/año
Garantía	10 años en piezas, estructura y mecanismos

* La potencia y superficie indicadas tienen únicamente valores orientativos. Dependen del módulo fotovoltaico que se emplee.



11 BIBLIOGRAFIA

- I. Mermoud André, Wittmer Bruno. "PVsyst user's manual". PVsyst 2014.
- II. ABB. "Cuaderno de aplicaciones técnicas nº10: Plantas fotovoltaicas 2011.
- III. Fernández Salgado, J.M., "Guía completa de la Energía Solar Fotovoltaica". AMV ediciones 2007.
- IV. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). "Manuales de energías Renovables. Energía Solar Fotovoltaica". Ed. IDEA. Madrid 1996.
- V. Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho. "FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks". John Wiley & Sons, Ltd 2004.
- VI. Fermín Barrero González. "Sistemas de energía eléctrica". Madrid: Ediciones Paraninfo S.A 2004.
- VII. L. Ducan Glover, Mulukutla S. Sarma. "Sistemas de Potencia. Analisis y diseño". Editorial Thomson 2004.
- VIII. Hadi Saadat. "Power System Analysis". Editorial McGraw-Hill 2004.
- IX. http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/monograficoromu_lo.pdf (2017)
- X. https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/matlab/getstart.pdf (2017)
- XI. <https://www.solarelectricsupply.com/canadian-solar-200-watt-solar-panel-cs6p-200p-314> (2017)
- XII. https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_795_Archivo_ingecon-sun-smart.pdf (2017)